

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**RENOVACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA Y  
SECUNDARIA PARA EL DISTRITO DE IQUITOS DE LA  
PROVINCIA DE MAYNAS EN EL DEPARTAMENTO DE LORETO**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**RAFAEL DÁVALOS GUTIÉRREZ**

**PROMOCIÓN  
2002-II**

**LIMA – PERÚ  
2008**

**RENOVACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA  
PARA EL DISTRITO DE IQUITOS DE LA PROVINCIA DE MAYNAS EN EL  
DEPARTAMENTO DE LORETO**

## DEDICATORÍA

*A Dios, por darme la vida y perseverancia para mi vida.*

*A mis padres, por enseñarme su sabiduría, por confiar en mi y permitir alcanzar mis metas.*

*A mis hermanos y familiares, para que sigan una vocación en su vida.*

*Y a todas las personas que compartieron conmigo, un momento de su vida.*

## **SUMARIO**

El presente trabajo, contiene el procedimiento para la “Renovación de Redes de Distribución Primaria y Secundaria para el distrito de Iquitos en la provincia de Maynas en el departamento de Loreto”, con la finalidad de cambiar las instalaciones actuales y de esta manera satisfacer las necesidades energéticas actuales y futuras para brindar un servicio eléctrico de calidad a la población.

Este trabajo abarca el cálculo y rediseño de:

99 subestaciones de distribución las cuales presentan deficiencias que, alimentan a 23 178 clientes dentro de una población de 129 872 habitantes.

En el presente informe se estructura en nueve capítulos de la siguiente manera:

El capítulo I describe los objetivos y alcances del problema planteado. El capítulo II describe el sistema existente de redes de distribución. El capítulo III describe sobre el estudio de mercado. El capítulo IV describe sobre el sistema a remodelar de redes de distribución. El capítulo V describe sobre las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de distribución. El capítulo VI describe los cálculos justificativos. El capítulo VII describe las especificaciones técnicas de suministro y montaje. El capítulo VIII describe el costo de inversión de la renovación de las redes de Distribución Primaria y Secundaria. El capítulo IX describe el plazo de ejecución y cronograma de obra.

Finalmente se describe las conclusiones y complementar con los anexos.



## ÍNDICE

### SUMARIO

PRÓLOGO	1
---------	---

### CAPÍTULO I

#### CONSIDERACIONES GENERALES

1.1. PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO	3
1.2. ANTECEDENTES Y FORMULACIÓN	3
1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	3
1.4. IDENTIFICACIÓN	3
1.4.1. Diagnostico de la situación actual	3
1.5. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y SUS CAUSAS	5
1.6. LIMITACIONES	8
1.7. OBJETIVOS	8
1.8. ALCANCES	8
1.9. FORMULACIÓN	8
1.9.1 Horizonte del Proyecto	8
1.9.2 Análisis de la Demanda	8
1.9.3 Análisis de la Oferta	8

### CAPÍTULO II

#### DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EXISTENTE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA	11
2.2. INFRAESTRUCTURA VIAL	11
2.3. ACTIVIDADES ECONÓMICAS	11
2.4. CONDICIONES ACTUALES	12
2.5. CENTRAL TÉRMICA IQUITOS	13

2.6. RED PRIMARIA	14
2.7. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	18
2.8. RED SECUNDARIA	19
2.9. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO	19

### **CAPÍTULO III**

#### **ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO**

3.1. GENERALIDADES	21
3.2. INFORMACIÓN Y DIAGNOSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL	21
3.2.1 Información	21
3.2.2 Diagnostico de la Situación Actual	21
3.3. CRITERIOS Y METODOLOGÍA APLICADOS PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	22
3.3.1 Proyección del número de Clientes	22
3.3.2 Demanda de Energía	23
3.3.3 Demanda de Potencia	23
3.3.4 Alumbrado Público	24
3.3.5 Cargas Especiales	24
3.4. DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA	24
3.5. LA CALIFICACIÓN ELÉCTRICA	24
3.6. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES	25
3.7. SUBESTACIONES QUE INTEGRAN LA RENOVACIÓN	29

### **CAPÍTULO IV**

#### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA A REMODELAR DE REDES DE DISTRIBUCIÓN**

4.1. SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA	32
4.1.1 Aspectos de diseño eléctrico	32
4.1.2 Aspectos de diseño mecánico	32
4.2. SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA	37
4.2.1 Características eléctricas del sistema	37
4.2.2 Aspectos de diseño mecánico	37
4.2.3 Características de la red secundaria a remodelar	38
4.2.4 Bases de Cálculo	40
4.3. MARCO NORMATIVO	40

**CAPÍTULO V****PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

5.1. CONSIDERACIONES GENERALES	42
5.2. CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS	42
5.2.1 Pérdidas técnicas	43
5.2.2 Pérdidas no técnicas	43
5.2.3 Pérdidas fijas y pérdidas variables	45
5.3. CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS	46
5.4. CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS	47
5.4.1 Estimación de pérdidas de potencia	48
5.4.2 Estimación de pérdidas de energía	49
5.5. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA RED SECUNDARIA	50
5.5.1 Metodología aplicada para la evaluación de pérdidas técnicas	50
5.5.2 Cálculo de pérdidas no técnicas	51
5.5.3 Resultados	52
5.5.4 Conclusiones y recomendaciones	53
5.6. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	
5.6.1 Metodología aplicada para la evaluación de pérdidas	54
5.6.2 Resultados	55
5.6.3 Conclusiones y recomendaciones	55
5.7. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA RED PRIMARIA	56
5.7.1 Metodología aplicada para la evaluación de pérdidas	56
5.7.2 Resultados	58
5.7.3 Conclusiones y recomendaciones	58
5.8. RESUMEN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS	60
5.9. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS	61

**CAPÍTULO VI****CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS**

6.1. CÁLCULOS DE LA RED PRIMARIA	63
6.1.1 Cálculos eléctricos	63
a) Características eléctricas del sistema	63
b) Parámetros de los conductores	63
c) Determinación del nivel de aislamiento	65
d) Análisis de flujo de potencia y compensación reactiva	68
e) Coordinación de la Protección	86

6.1.2 Cálculos mecánicos	88
a) Cálculos mecánicos de conductores	88
b) Cálculos mecánicos de postes	91
c) Cálculos mecánicos de retenidas	93
d) Cálculos de ménsulas y crucetas	94
e) Cálculo del bloque de retenida	97
6.2. CÁLCULOS DE LA RED SECUNDARIA	102
6.2.1 Cálculos eléctricos	102
a) Generalidades	102
b) Condiciones y factores considerados en el diseño	102
c) Ecuaciones consideradas	102
6.2.2 Cálculos mecánicos	104
a) Cálculo mecánico del conductor	104
b) Cálculos de soportes	107
c) Cálculos de retenidas	109
d) Cálculos de anclaje	110

## **CAPÍTULO VII**

### **ESPECIFICACIONES TÉCNICAS**

7.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SUMINISTROS	111
7.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MONTAJE	125

## **CAPÍTULO VIII**

### **COSTO DE INVERSIÓN**

8.1. COSTO DE INVERSIÓN EN EL SISTEMA DE RED PRIMARIA	130
8.2. COSTO DE INVERSIÓN EN EL SISTEMA DE RED SECUNDARIA	131

## **CAPÍTULO IX**

### **PLAZO DE EJECUCIÓN Y CRONOGRAMA**

9.1. PLAZO DE EJECUCIÓN DEL SISTEMA DE RED PRIMARIA	132
9.2. PLAZO DE EJECUCIÓN DEL SISTEMA DE RED SECUNDARIA	132

## **CONCLUSIONES**

**ANEXOS**

ANEXO 01: COSTO DE INVERSIÓN

ANEXO 02: CRONOGRAMA

ANEXO 03: ÁLBUM DE FOTOS

ANEXO 04: LÁMINA DE ARMADOS

ANEXO 05: PLANO DE UN DISEÑO DE LA RED SECUNDARIA S.E. 01064 (S6)

ANEXO 06: DIAGRAMA UNIFILAR Y HOJA DE CAÍDA DE TENSIÓN S.E. 01064

ANEXO 07: DIAGRAMA UNIFILAR – FLUJO DE POTENCIA DE LA SALIDA S2

ANEXO 08: DIAGRAMA UNIFILAR – CORTOCIRCUITO DE LA SALIDA S2

ANEXO 09: PLANO DE UN DISEÑO DE LA RED PRIMARIA 10KV DE LA SALIDA S2

ANEXO 10: DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES

ANEXO 11: TABLA DE RESUMEN DE PÉRDIDAS

**BIBLIOGRAFÍA**

## PRÓLOGO

El sistema de distribución es el último paso de un sistema de potencia que entrega a los consumidores la energía eléctrica producida en las centrales de generación. Es decir, es la parte del sistema que está directamente en contacto con los usuarios.

El desempeño del sistema de distribución está íntimamente relacionado con la concepción, construcción, calidad de los materiales y equipos empleados, las condiciones ambientales, los trabajos de mantenimiento y los daños causados por terceros.

Esta diversidad de factores, además del hecho de que el sistema de distribución depende de la manipulación de una gran cantidad de ítems, provoca un apreciable número de interrupciones del suministro, que no siempre pueden controlar las empresas concesionarias.

Por otro lado, los consumidores se vuelven cada vez más exigentes en cuanto a suministro de energía eléctrica, debido a la utilización de equipos vulnerables, a las interrupciones y a sus necesidades de confort. A esto hay que agregar las disposiciones al respecto contenidas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

Esto lleva a las concesionarias a preocuparse por prestar un servicio de buena calidad en especial procurando dar siempre continuidad de suministro.

Para lograr esto, es conveniente que no solo se haga la evaluación del desempeño del sistema, sino que también se deben tomar acciones en el sentido de establecer prioritariamente los criterios de planeamiento, proyectos, construcción, y mantenimiento de las redes de distribución, así como también preocuparse en mejorar la calidad de los materiales y equipos utilizados.

En este sentido, es necesario desarrollar una serie de acciones, estudios y análisis con el fin de establecer criterios, organización, métodos y procedimientos que, en su conjunto y debidamente implementados, lleven al mejoramiento constante y sostenido de la calidad de servicio.

Agradecimiento, a los profesores Ing. Tomás Palma, Ing. Víctor Cáceres, Ing. Carlos Huayllasco, por el apoyo profesional. Y a todos los profesionales y técnicos electricistas que en algún momento trabajaron conmigo, que compartieron su experiencia laboral.

Finalmente, gracias a mis padres que me motivaron a culminar este trabajo.

## **CAPÍTULO I**

### **CONSIDERACIONES GENERALES**

#### **1.1. PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO**

El planteamiento del estudio describe el problema de forma sistemática en antecedentes y formulación, justificación e importancia, definición del problema y limitaciones.

#### **1.2. ANTECEDENTES Y FORMULACIÓN**

Dentro del plan de Electrificación y Remodelación de Redes de Distribución Primaria y secundaria de la provincia de Maynas, que se ejecutan desde el año 1975, la empresa Regional de Distribución, con el objetivo de brindar un servicio eléctrico de calidad a la población, tiene dentro del programa de inversiones la ejecución de la Obra de Renovación de Redes de Distribución Primaria y Secundaria en el distrito de Iquitos. El área de influencia esta comprendida por los clientes que en la actualidad tiene suministro dentro de las 99 subestaciones de distribución las cuales presentan deficiencias que, alimentan a 23 178 clientes dentro de una población de 129 872 del año 2003.

#### **1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA**

Este estudio permitirá el mejoramiento de la eficiencia y de brindar un servicio eléctrico confiable de calidad a la población.

#### **1.4. IDENTIFICACIÓN**

##### **1.4.1 Diagnostico de la situación actual**

###### **a) Características del Problema:**

La **Empresa Concesionaria** cuenta con un Sistema de Distribución Eléctrica, cuyas instalaciones se encuentran en estado de obsolescencia con sus redes secundarias que presentan una inadecuada configuración eléctrica y deficiente topología de Red. Por ello, se tiene un suministro de baja calidad que afecta el funcionamiento de los equipos y aparatos eléctricos a clientes finales, que son parte del desarrollo de las actividades económicas productivas de la zona. Los conductores de las redes de baja tensión no



cumplen en un alto porcentaje con las distancias de seguridad necesaria y establecida según Normas Técnicas, induciendo a riesgos eléctricos a las personas y produciendo el corte de suministro en las instalaciones por fallas, similar problema se presenta con la Red Primaria. La falta de selectividad en la coordinación de la protección ante un tipo de falla que acarrea la salida completa de las troncales de la Red Primaria y por ende la insatisfacción de energía eléctrica de todas las cargas que la conforman, sin mencionar las compensaciones que la **Empresa Concesionaria** tiene que cumplir con los clientes afectados.

#### **b) Características socioeconómicas de la población Afectada:**

La población de la zona dentro del Área de Influencia del proyecto esta conformada por clientes domiciliarios; no obstante se desarrolla también una diversidad de actividades económicas. Solo en el distrito de Iquitos, capital de la provincia de Maynas, la actividad económica de importancia se encuentra orientada al comercio.

La actividad comercial contempla el establecimiento de talleres, bodegas, tiendas de compra y venta de bienes, pequeñas industrias de alimentos entre otros. Dichas actividades económicas, demandan un consumo y una potencia dentro de las tarifas en baja tensión para la zona de Iquitos.

Las viviendas situadas fuera de la ciudad, presentan una baja densidad de carga y un nivel de vida muy precario, constituido por casas de madera. Las actividades de las personas son mayormente empleadas y subempleadas, en menor grado se pueden encontrar algunas tiendas de productos del lugar tales como frutas y bebidas, así como negocios de venta de madera. Los ingresos obtenidos son mínimos, que les permiten subsistir, cubriendo sus necesidades básicas.

#### **c) Intento de Soluciones Anteriores**

Con la finalidad de mejorar la calidad de servicio a los usuarios dentro de la zona de influencia del presente proyecto de Inversión de Renovación de Redes, la **Empresa Concesionaria** ha venido realizando mantenimientos preventivos y correctivos en las subestaciones y redes de distribución, los mismos que no garantizan durante un periodo largo buenos indicadores de calidad, acotando que las redes primarias y secundarias han cumplido su tiempo de vida útil y que dichos indicadores no están acorde a la NTCSE vigente.

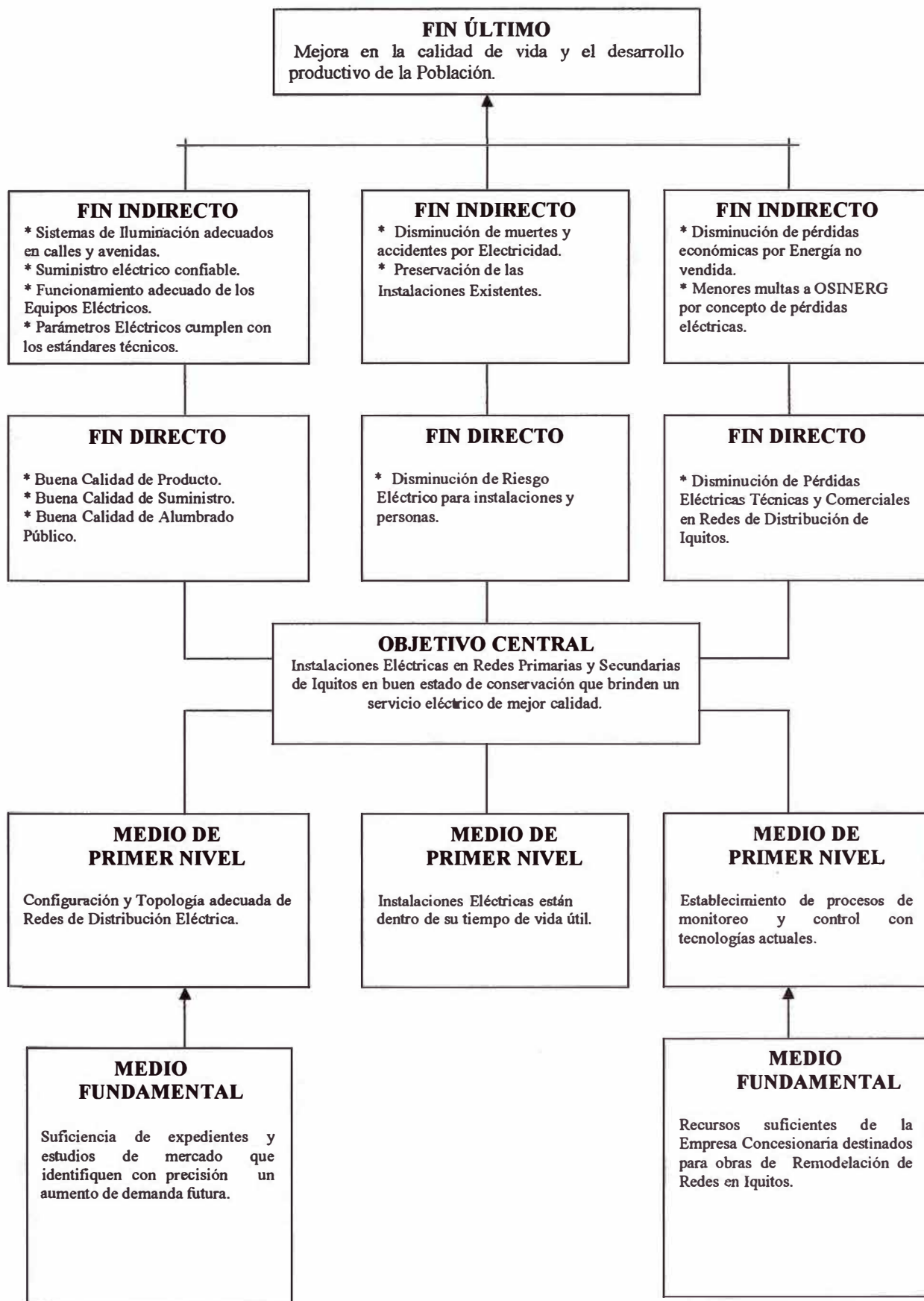
Para reducir las pérdidas en las diferentes subestaciones se viene realizando medida de las variables eléctricas de tensión, corriente y potencia, asimismo la supervisión de la lectura en los totalizadores de servicio particular y alumbrado público a fin de detectar fraudes cuyos costos son altos y efectuar un adecuado balance de carga en circuitos para disminuir la frecuencia de fallas en las troncales.

### **1.5. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y SUS CAUSAS**

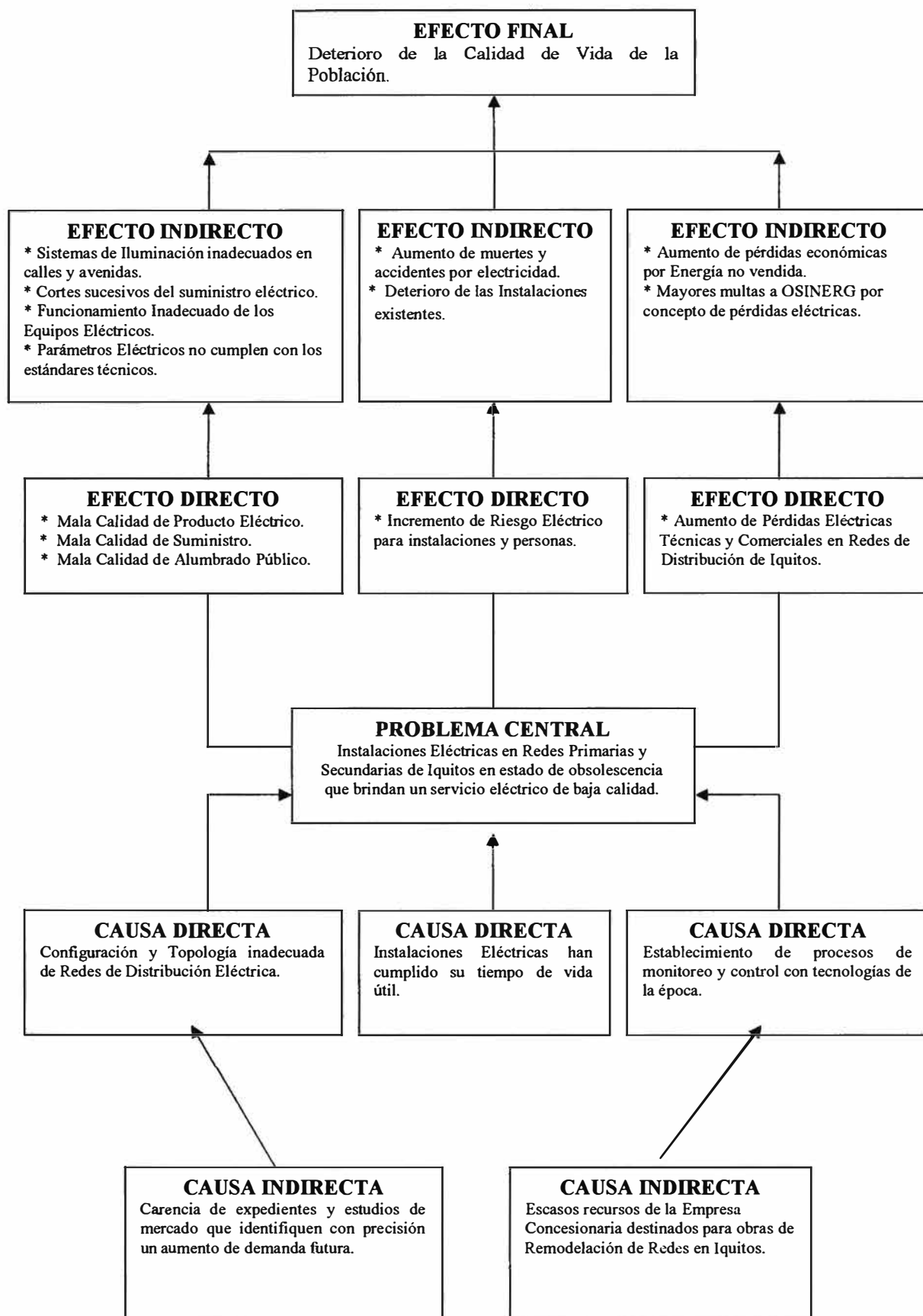
Las redes de las instalaciones eléctricas de distribución actuales se encuentran en condiciones estado crítico en el cual han cumplido su ciclo de mantenimiento, por consecuencia están generando pérdidas de energía y pérdidas económicas para la Empresa Concesionaria.

La definición y análisis de los problemas se realizó a partir del árbol causa y efecto, que se muestran a continuación:

**TABLA Nº 1.1 ÁRBOL DE MEDIOS Y FINES**



**TABLA Nº 1.2 ÁRBOL DE CAUSAS Y EFECTOS**



## 1.6. LIMITACIONES

Los métodos, resultados y conclusiones del presente estudio corresponden específicamente al sistema eléctrico estudiado, por lo tanto no se pueden extender para hacer análisis e inferencias sobre otros sistemas, sin embargo la metodología utilizada es general y se puede aplicar en otros casos.

## 1.7. OBJETIVOS

El estudio tiene como objetivo renovar y rediseñar las redes eléctricas de los subsistemas de distribución primaria, secundaria y conexiones domiciliarias. Eliminar los problemas de la distancia mínima de seguridad. Reducir las pérdidas de energías técnicas y comerciales en distribución.

## 1.8. ALCANCES

Solucionar los problemas actuales del incumplimiento de la distancia de seguridad. Disminuir las caídas de tensión de red primaria y secundaria. Disminuir el porcentaje de pérdidas y corregir el factor de potencia total.

## 1.9. FORMULACIÓN

### 1.9.1 Horizonte del Proyecto

Para la evaluación del proyecto, se considera 15 años como horizonte del proyecto, teniendo en consideración la vida útil de los activos a implementarse y criterios establecidos en el sector eléctrico, así como de la experiencia misma en trabajos de remodelación similares ejecutados en la región y a nivel nacional.

### 1.9.2 Análisis de la Demanda

#### a) Características Generales de la Demanda

Para la determinación de la demanda del proyecto de Inversión de renovación de Redes, se toma valores actuales de potencia y energía de las 99 subestaciones de distribución críticas dentro del área de influencia del proyecto, mostrados a continuación.

**Tabla N° 1.1: Demanda Área del Proyecto 2003**

<b>N° Clientes</b>	<b>Energía kWh/ usuario-mes</b>	<b>Demanda (kW)</b>	<b>Consumo Anual (GWh-año)</b>	<b>Consumo Anual Domestica (GWh-año)</b>
23 178	69,50	8 909,66	35,58	19,33

### b) Proyección de la Demanda

A partir de la Demanda del año 2003 para las 99 subestaciones críticas es de 8909,60 kW, se realizó la proyección de la misma durante el horizonte del proyecto, considerando una ecuación de regresión adecuada y partiendo de históricos de demanda para todo Iquitos, se muestra el siguiente cuadro:

**Tabla N° 1.2: Resumen de Demanda**

DESCRIPCIÓN	2005	2009	2012	2015	2019
<b>Potencia (kW)</b>	8843,03	9137,17	9377,56	9637,21	10016,47
<b>Energía Vendida ( GWh )</b>	36,20	39,47	42,26	45,39	50,18
<b>Energía Requerida ( GWh )</b>	42,35	46,18	49,44	53,10	58,71

### 1.9.3 Análisis de la Oferta

La oferta de energía disponible en el área de influencia del proyecto proviene de la Empresa de Generación Térmica de la **Empresa Concesionaria.**, conformada por cinco grupos térmicos operativos y en buen estado (Ver **TABLA N° 1.3**), además de una subestación transformadora de 10/60 kV de 14 MVA de capacidad nominal del transformador que alimenta a la Subestación en 10/60kV Repartición Santa Rosa. La Central Térmica Iquitos en el año 2003 alcanzó una producción de 101.745.815 kWh. anuales en barra para distribuir a sus 09 salidas que forman las redes primarias de distribución. En la Subestación Repartición Santa Rosa distribuye una energía de 48.901.697,97 kWh anuales en barra para alimentar a sus 5 salidas.

**Tabla N° 1.3: Capacidad Instalada de Grupos Térmicos**

NOMBRE DE CENTRAL	GRUPO			POTENCIA INSTALADA MW	POTENCIA EFECTIVA MW
	TIPO	NOMBRE	ESTADO		
<i>C.T. Iquitos - Diesel</i>	<i>EL</i>	<i>EMD-GM</i>	<i>OP</i>	2,5	2,0
<b>Total Central</b>		<b>1</b>		<b>2,5</b>	<b>2,0</b>
<i>C.T. Iquitos - Wartsilla</i>	<i>EL</i>	<i>Wartsilla 1</i>	<i>OP</i>	6,4	6,1
	<i>EL</i>	<i>Wartsilla 2</i>	<i>OP</i>	6,4	6,1
	<i>EL</i>	<i>Wartsilla 3</i>	<i>OP</i>	6,4	6,1
	<i>EL</i>	<i>Wartsilla 4</i>	<i>OP</i>	6,4	6,1
	<i>EL</i>	<i>Cat-16CM32</i>	<i>OP</i>	7,4	7,4
<b>Total Central</b>		<b>5</b>		<b>33,0</b>	<b>31,8</b>
<b>Total Iquitos</b>		<b>6</b>		<b>35,5</b>	<b>33,8</b>

Esto quiere decir que la **Empresa Concesionaria** cuenta con una capacidad instalada que cubre la demanda durante los próximos 15 años.

La capacidad nominal de las 99 subestaciones de distribución a ofertar es de 13.230; y se ha estimado como la suma de todas sus potencias nominales considerando un factor de potencia de 0,9. Se mantiene la oferta constante durante todo el horizonte del proyecto.

## **CAPITULO I:**

### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EXISTENTE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN**

#### **2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

En esta parte describiremos como aplicación el área del proyecto donde se encuentra ubicada en los distritos de Iquitos, Punchana y Belén, ubicados en la provincia de Maynas, de la Región Loreto.

Geográficamente se encuentra ubicada entre las coordenadas 73° 45' y 75° 00' longitud Oeste y las coordenadas 3° 20' y 4° 30' Latitud Sur, que equivalen en coordenadas UTM de 9584 a 9589 Norte y de 696 a 692 Este.

#### **2.2. INFRAESTRUCTURA VIAL**

En esta parte describimos la principal vía de acceso a la Ciudad de Iquitos es aérea, con un vuelo desde Lima a la ciudad de Iquitos; una vez allí, por carretera asfaltada se deriva a las localidades beneficiadas. Por vía fluvial, desde Pucallpa por el Río Ucayali y Amazonas pasando por las localidades de Contamaná, Requena y Nauta.

#### **2.3. Actividades Económicas**

En esta parte describiremos las actividades económicas de la población de la zona dentro del Área de Influencia del proyecto se desarrolla una diversidad de actividades económicas. Solo en el distrito de Iquitos, capital de la provincia de Maynas, la actividad económica de importancia se encuentra orientada al comercio.

La actividad comercial contempla el establecimiento de talleres, bodegas, tiendas de compra y venta de bienes, pequeñas industrias de alimentos, centros de esparcimiento, discotecas, entre otros. Dichas actividades económicas, demandan un consumo y una potencia dentro de las tarifas en baja tensión para la zona de Iquitos.



Las viviendas situadas en la periferia de la ciudad, presentan una baja densidad de carga y un nivel de vida muy precario, constituido por casas de madera. Las actividades de las personas son mayormente empleadas y subempleadas, en menor grado se pueden encontrar algunas bodegas con productos del lugar tales como frutas y bebidas, así como negocios de venta de madera. Los ingresos obtenidos son mínimos, que les permiten subsistir, cubriendo sus necesidades básicas.

#### **2.4. Condiciones Actuales**

A continuación mencionaremos las condiciones actuales como son las pérdidas de energía (pérdidas técnicas), las caídas de tensión, factor de potencia.

Las Redes Primarias existentes están en caída de tensión en porcentaje promedio de 3,65% y se desea reducir máximo del 3% con las redes remodeladas, este valor se propuso para nuestro diseño.

Las Redes Secundarias existentes no cumplen en su mayoría el porcentaje promedio máximo del 5%, ya con las redes remodeladas deberán tener en cuenta para nuestro diseñado.

Las Redes Primarias existentes están en pérdidas de energía en porcentaje promedio del 2,65% y se desea reducir como máximo del 0.4% con las redes remodeladas.

Las Redes Secundarias existentes están en pérdidas de energía en porcentaje promedio del 14,53% y se desea reducir máximo del 0.8% con las redes remodeladas.

Las Redes Primarias existentes están en factor de potencia promedio del 0,79 y se desea aumentar por encima del 0.90 con las redes remodeladas.

Las Redes Primarias existentes hay problemas de distancia mínimas de seguridad y se desea dar solución mediante cambios de armados, de configuración triangulares a verticales con las redes remodeladas.

Las Redes Primarias existentes sufren con problemas de coordinación de protección y se pretende mejorar con las redes remodeladas para dar una calidad de producto.

Todos estos valores serán justificados en el Capítulo V - Pérdidas Eléctricas en el sistema de distribución.

A continuación se presenta una breve descripción de las instalaciones existentes dentro del área de influencia del proyecto de Renovación de Redes de Distribución.

## **2.5. CENTRAL TÉRMICA IQUITOS**

La Central Térmica de Iquitos propiedad de la **Empresa Concesionaria**., esta compuesta por:

### **2.5.1 Grupo Skoda**

Esta conformada por 01 grupo Skoda TG1, que cuenta con una potencia nominal de 12,5 MVA, factor de potencia de 0,8, 3600 RPM, 688 Amperios, a un nivel de tensión nominal de 10 kV que actualmente se encuentra fuera de servicio.

### **2.5.2 Grupo Wartsilla**

Esta conformada por 4 grupos de Generación Wartsilla (W-01, W-02, W-03 y W-04), que cuentan con una potencia nominal de 8,0 MVA, un factor de potencia de 0,8, 720 RPM, 450 Amperios, y se encuentran conectadas a través de una barra a nivel de tensión de 10,5 kV. Esta se interconecta a las barras del Grupo Skoda por medio de dos electroductos de cables de aluminio de doble terna de 500 mm<sup>2</sup>.

### **2.5.3 Grupo Caterpillar**

Esta conformada por 01 grupo Caterpillar con una potencia de 9,293 MVA, un factor de potencia nominal de 0,8, 720 RPM, 510 Amperios, que suministra energía en 10,5 kV y se halla conectada en la misma barra donde están conectados los Grupos Wartsilla.

### **2.5.4 Barra Skoda**

La barra Skoda cuenta con cinco (05) radiales denominadas S-01, S-03, S-04, S-07 y S-11, además de una salida para un transformador elevador de 14 MVA con relación de transformación de 10/60 kV.

### **2.5.5 Barra Wartsilla**

La barra Wartsilla cuenta con cuatro (04) radiales denominadas S-02, S-06, S-08 y S-10.

### **2.5.6 Línea de Transmisión 60 KV**

El transformador elevador permite llevar la energía eléctrica hacia el Centro de Transformación Repartición Santa Rosa 60/22,9-10 kV a través de una Línea de

Transmisión de 60 KV, simple terna en poste metálicos y conductor AAAC 177,4 mm<sup>2</sup>, con una longitud de 5,5 km.

### **2.5.7 Subestación Centro de Repartición Santa Rosa**

Cuenta con un transformador reductor de 14 MVA, 60/10 kV. Presenta 04 radiales en 10 kV denominadas R-01, R-02, R-03 y R-04, además de la radial R-05 en 22,9 kV mediante un transformador de 10/22,9 kV de 4 MVA.

## **2.6. RED PRIMARIA**

Los alimentadores primarios que comprenden la zona del proyecto, se describen a continuación:

### **2.6.1 Alimentador S1**

Con tensión nominal de 10 kV, longitud promedio de 6 907 metros, que alimenta a 09 Subestaciones de Servicio Público y 16 Subestaciones Particulares; presentan las características siguientes:

- Postes de concreto CAC de 12 m/200 kg y 13 m/200 kg.
- Aisladores tipo Pin ANSI 56-2.
- Aisladores tipo Suspensión ANSI 52- 3.
- Retenidas de Acero Siemens-Martín (Inclinada, Vertical y Contrapunta)
- Conductor de cobre desnudo 25 y 50 mm<sup>2</sup>.
- Puesta a tierra con varilla de acero recubierto de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de diámetro y 2,40 m de longitud.
- 05 Seccionadores fusibles tipo Cut Out de 15 kV.

### **2.6.2 Alimentador S2**

Con tensión nominal de 10 kV, longitud promedio de 10 138 metros, que alimenta a 09 Subestaciones de Servicio Público y 25 Subestaciones Particulares; presentan las características siguientes:

- Postes de concreto CAC de 12 m/200 kg y 13 m/200 kg.
- Aisladores tipo Pin ANSI 56-2.
- Aisladores tipo Suspensión ANSI 52-3.
- Retenidas de Acero Siemens-Martín (Inclinada, Vertical y Contrapunta).
- Conductor de cobre desnudo 25 y 50 mm<sup>2</sup>.

- Puesta a tierra con varilla de acero recubierto de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de diámetro y 2,40 m de longitud.
- 08 Seccionadores fusibles tipo Cut Out de 15 kV.

### **2.6.3 Alimentador S3**

Con tensión nominal de 10 kV, longitud promedio de 6 672 metros, que alimenta a 19 Subestaciones de Servicio Público y 05 Subestaciones Particulares; presentan las características siguientes:

- Postes de concreto CAC de 12 m/200 kg y 13 m/200 kg.
- Aisladores tipo Pin ANSI 56-2.
- Aisladores tipo Suspensión ANSI 52-3.
- Retenidas de Acero Siemens-Martín (Inclinada, Vertical y Contrapunta)
- Conductor de cobre desnudo 25 y 50 mm<sup>2</sup>.
- Puesta a tierra con varilla de acero recubierto de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de diámetro y 2,40 m de longitud.
- 03 Seccionadores fusibles tipo Cut Out de 15 kV.

### **2.6.4 Alimentador S4**

Con tensión nominal de 10 kV, longitud promedio de 9 023 metros, que alimenta a 20 Subestaciones de Servicio Público y 07 Subestaciones Particulares; presentan las características siguientes:

- Postes de concreto CAC de 12 m/200 kg y 13 m/200 kg
- Aisladores tipo Pin ANSI 56-2
- Aisladores tipo Suspensión ANSI 52-3
- Retenidas de Acero Siemens-Martín (Inclinada, Vertical y Contrapunta)
- Conductor de cobre desnudo 25 y 50 mm<sup>2</sup>
- Puesta a tierra con varilla de acero recubierto de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de diámetro y 2,40 m de longitud.
- 07 Seccionadores fusibles tipo Cut Out de 15 kV.

### **2.6.5 Alimentador S6**

Con tensión nominal de 10 kV, longitud promedio de 16 332 metros, que alimenta a 40 Subestaciones de Servicio Público y 09 Subestaciones Particulares; presentan las características siguientes:

- Postes de concreto CAC de 12 m/200 kg y 13 m/200 kg .
- Aisladores tipo Pin ANSI 56-2.
- Aisladores tipo Suspensión ANSI 52-3.
- Retenidas de Acero Siemens-Martín (Inclinada, Vertical y Contrapunta).
- Conductor de cobre desnudo 25 y 50 mm<sup>2</sup>.
- Puesta a tierra con varilla de acero recubierto de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de diámetro y 2,40 m de longitud.
- 08 Seccionadores fusibles tipo Cut Out de 15 kV.

### **2.6.6 Alimentador S7**

Con tensión nominal de 10 kV, longitud promedio de 7 624 metros, que alimenta a 15 Subestaciones de Servicio Público y 06 Subestaciones Particulares; presentan las características siguientes:

- Postes de concreto CAC de 12 m/200 kg y 13 m/200 kg.
- Aisladores tipo Pin ANSI 56-2.
- Aisladores tipo Suspensión ANSI 52-3.
- Retenidas de Acero Siemens-Martín (Inclinada, Vertical y Contrapunta).
- Conductor de cobre desnudo 25 y 50 mm<sup>2</sup>.
- Puesta a tierra con varilla de acero recubierto de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de diámetro y 2,40 m de longitud.
- 06 Seccionadores fusibles tipo Cut Out de 15 kV.

### **2.6.7 Alimentador S8**

Con tensión nominal de 10 kV, longitud promedio de 12 642 metros, que alimenta a 24 Subestaciones de Servicio Público y 21 Subestaciones Particulares; presentan las características siguientes:

- Postes de concreto CAC de 12 m/200 kg y 13 m/200 kg.
- Aisladores tipo Pin ANSI 56-2.
- Aisladores tipo Suspensión ANSI 52-3.
- Retenidas de Acero Siemens-Martín (Inclinada, Vertical y Contrapunta).
- Conductor de cobre desnudo 25 y 50 mm<sup>2</sup>.
- Puesta a tierra con varilla de acero recubierto de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de diámetro y 2,40 m de longitud.
- 10 Seccionadores fusibles tipo Cut Out de 15 kV.

### **2.6.8 Alimentador S10**

Con tensión nominal de 10 kV, longitud promedio de 8 508 metros, que alimenta a 17 Subestaciones de Servicio Público y 22 Subestaciones Particulares; presentan las características siguientes:

- Postes de concreto CAC de 12 m/200 kg y 13 m/200 kg.
- Aisladores tipo Pin ANSI 56-2.
- Aisladores tipo Suspensión ANSI 52-3.
- Retenidas de Acero Siemens-Martín (Inclinada, Vertical y Contrapunta).
- Conductor de cobre desnudo 25 y 50 mm<sup>2</sup>.
- Puesta a tierra con varilla de acero recubierto de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de diámetro y 2,40 m de longitud.
- 08 Seccionadores fusibles tipo Cut Out de 15 kV.

### **2.6.9 Alimentador S11**

Con tensión nominal de 10 kV, longitud promedio de 9 747 metros, que alimenta a 11 Subestaciones de Servicio Público y 36 Subestaciones Particulares del Sistema; presentando las siguientes características:

- Postes de concreto CAC de 12 m/200 kg y 13 m/200 kg.
- Aisladores tipo Pin ANSI 56-2.
- Aisladores tipo Suspensión ANSI 52-3.
- Retenidas de Acero Siemens-Martin (Inclinada, Vertical y Contrapunta).
- Conductor de cobre desnudo 25 y 50 mm<sup>2</sup>.
- Puesta a tierra con varilla de acero recubierto de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de diámetro y 2,40 m de longitud.
- 06 Seccionadores fusibles tipo Cut Out de 15 kV.

### **2.6.10 Alimentador R1**

Con tensión nominal de 10 kV, longitud promedio de 11 724 metros, que alimenta a 34 Subestaciones de Servicio Público y 13 Subestaciones Particulares; presentan las siguientes características:

- Postes de concreto CAC de 12 m/200 kg y 13 m/200 kg.
- Aisladores tipo Pin ANSI 56-2.
- Aisladores tipo Suspensión ANSI 52-3.
- Retenidas de Acero Siemens-Martin (Inclinada, Vertical y Contrapunta).
- Conductor de cobre desnudo 25 y 50 mm<sup>2</sup>.

- Puesta a tierra con varilla de acero recubierto de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de diámetro y 2,40 m de longitud.
- 10 Seccionadores fusibles tipo Cut Out de 15 kV.

#### **2.6.11 Alimentador R4**

Con tensión nominal de 10 kV, longitud promedio de 13 434 metros, que alimenta a 19 Subestaciones de Servicio Público y 18 Subestaciones Particulares; presentan las siguientes características:

- Postes de concreto CAC de 12 m/200 kg y 13 m/200 kg.
- Aisladores tipo Pin ANSI 56-2.
- Aisladores tipo Suspensión ANSI 52-3.
- Retenidas de Acero Siemens-Martin (Inclinada, Vertical y Contrapunta).
- Conductor de cobre desnudo 25 y 50 mm<sup>2</sup>.
- Puesta a tierra con varilla de acero recubierto de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de diámetro y 2,40 m de longitud.
- 10 Seccionadores fusibles tipo Cut Out de 15 kV.

### **2.7. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN**

Las subestaciones eléctricas de distribución son de tres tipos principalmente: en primer lugar tenemos subestaciones aéreas biposte (S.A.B.) las cuales están distribuidas en las zonas céntricas y en la periferia de la ciudad de Iquitos, en segundo lugar tenemos las subestaciones de tipo de caseta que se encuentra dentro de los edificios, y en tercer lugar tenemos las subestaciones del tipo monoposte instaladas en la zona del centro de la ciudad.

Una subestación aérea esta compuesta generalmente por:

- Postes de CAC de 12 m/200 kg y 13 m/200 kg, Armado Tipo H.
- Palomilla de 3,00 m.
- Crucetas de 2,50 m.
- Plataforma de 3,00 m.
- Aisladores tipo Pin ANSI 56-2.
- Pararrayos de Oxido Metálico 15 kV.
- Seccionadores de tipo fusible (Cut Out) unipolares, transformador de distribución.
- Retenidas de Acero Siemens-Martin (disposición inclinada).
- Puesta a tierra con varilla de acero recubierto de cobre electrolítico de 16 mm<sup>2</sup> de diámetro y 2,40 m de longitud.

**Tablero de Distribución de baja tensión metálico.**

- Equipos de protección y seccionamiento en BT como interruptores termomagnéticos de 25 kA, 500 V.
- Cables de salida del tablero tipo NYY, 1,00 kV.

**2.8. RED SECUNDARIA**

Las instalaciones eléctricas existentes dentro del área de influencia del proyecto de Renovación de Redes de Distribución Secundaria es de 380/220 V y 60 Hz. Los circuitos de las redes secundarias son de conductor WP (CPI).

La red de distribución secundaria esta compuesto por postes de concreto CAC de 8m/200kg. Posee dos niveles de tensión nominal 380/220 V a 60 Hz con red trifásica de 04 o 05 conductores WP (CPI) de 10, 16 y 25 mm<sup>2</sup>, de los cuales 02 de ellos son utilizados para alumbrado público y los restantes para servicio particular, cabe mencionar que la mayor parte de la red es de tipo convencional, utilizando conductores del tipo CPI y una minoría de la red usa cable del tipo autoportante.

**2.9. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO**



## CAPÍTULO III

### ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO

#### 3.1. GENERALIDADES

El estudio del mercado eléctrico tiene por objetivo cuantificar la demanda de potencia y energía eléctrica de zona de influencia del proyecto, para el dimensionamiento de las líneas primarias y secundarias de la zona, para un horizonte de 15 años, el cual se evaluará la oferta disponible y el balance oferta - demanda.

#### 3.2. INFORMACIÓN Y DIAGNOSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

##### 3.2.1 Información

Se obtuvo datos de los archivos provenientes de la **Empresa Concesionaria** y de los obtenidos de mediciones en el campo. Los datos recibidos por la **Empresa Concesionaria** consisten en:

- \* Consumo de energía mensual de clientes del 2002 al 2003.
- \* Registros de evolución de la energía de algunas Subestaciones de Distribución tomadas entre el 2000 y 2003.
- \* Máxima demanda total de Iquitos, desde 1994.
- \* Consumo de Energía del total de Iquitos desde 1999.
- \* Tiempo de Interrupción por salidas del 2003.
- \* Consumo de energía de Alumbrado público 2003.

##### 3.2.2 Diagnóstico de la situación actual

La **Empresa Concesionaria** presenta los siguientes datos de Iquitos:

**TABLA N° 3.1**

<b>AÑO</b>	<b>N° Clientes (prom)</b>	<b>CONSUMO (kWh)</b>
1999	42 888	102 354 570,00
2000	43 830	102 311 917,00
2001	45 238	105 337 320,00
2002	47 568	111 758 148,00
2003	48 924	121 561 567,76

**La Empresa Concesionaria cuenta en las 99 SEDs a analizar con (2003):**

**TABLA N° 3.2**

NUMERO DE CLIENTES	ENERGIA (kWh-año)	ENERGIA ALUMBRADO PUBLICO (kWh-año)	MAXIMA DEMANDA (kW)
23 178	33 365 157,7	2 210 492,61	8 404,16

**Para la máxima demanda se cuenta con los datos proporcionados por Generación.**

**TABLA N° 3.3 Máxima Demanda Histórica Total –Iquitos (MW)**

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
<b>Máx. Demanda</b>	25,80	26,20	26,00	26,70	26,30	25,70	26,10	25,30	26,187	27,607
<b>Min. Demanda</b>	23,50	24,20	24,80	25,00	24,90	23,30	23,30	22,60	23,40	25,85

Fuente: Dpto. Generación de la Empresa Concesionaria:

### **3.3. CRITERIOS Y METODOLOGÍA APLICADOS PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA**

Se toma para la proyección de la demanda como horizonte de análisis el periodo de 15 años, de acuerdo a los Términos de Referencia dadas por la **Empresa Concesionaria**.

#### **3.3.1 Proyección del Número de Clientes**

- Debido a que no se cuenta con datos históricos del número de usuarios se asume que los datos históricos para las 99 SEDs crecen en proporción al total de Iquitos. Esta proporción se obtendrá de la relación del número de clientes de las 99 SEDs (2003) y el dato del número total de usuarios de Iquitos (2003). Así obtenemos los históricos del número de clientes para las 99 SEDs.
- Para la proyección del número de usuarios de las 99 SEDs se tomo una tasa de crecimiento de 1,5%; teniendo en cuenta que el crecimiento de la zona involucrada para el estudio es menor al crecimiento total de Iquitos que es de 2,75%.
- El crecimiento del número de usuarios total de Iquitos se debe a los nuevos proyectos en las zonas periféricas y al crecimiento vegetativo de la zona en estudio lo cual cuenta con servicio eléctrico con más de 20 años de antigüedad.

### 3.3.2 Demanda de Energía

- Debido a que no se cuenta con datos históricos del consumo de energía de las 99 SED se asume que los datos históricos para estas crecen en proporción al total de Iquitos. Esta proporción se obtendrá de la relación del Consumo de Energía de las 99 SEDs (2003) y el dato del Consumo de Energía total de Iquitos (2003). Así obtenemos los históricos del Consumo de Energía para las 99 SEDs.
- La proyección del Consumo de Energía se utilizó como datos los consumos históricos y el número de clientes de las 99 SEDs antes estimados, se hace la regresión del consumo en función del número de clientes escogiendo el entre cuatro métodos el mas adecuado. Teniendo como método óptimo el de forma exponencial:  $y=a*b^x$  en función a la evolución del número de clientes.
- Al no tener el calificación del tipo de clientes en baja tensión se consideró que las cargas domésticas tienen consumo menor o igual que 200 kWh-mes y los clientes comerciales y pequeñas industrias son los que tienen consumo mensual mayor a los 200 kWh-mes.
- También se asume que el crecimiento de las cargas domésticas y comerciales crecen en la misma proporción en todo el horizonte del proyecto.
- El número de usuarios para el 2003 se calculó de los datos de clientes y consumo proporcionado por la **Empresa Concesionaria** en VISUAL FOX, se considera a los clientes que han tenido consumo del año mayor que cero.
- EL dato de la energía 2003 para las 99 SEDs se obtiene de la suma del consumo promedio anual de las 99 SEDs.

### 3.3.3 Demanda de Potencia

- Debido a que no se cuenta con datos históricos del Demanda de Potencia de las 99 SED se asume que los datos históricos para estas crecen en proporción al total de Iquitos. Tenemos los datos históricos de la Máxima Demanda Total de Iquitos desde 1994 al 2003, solo se considera los desde 1999 hasta 2003 ya que solo se cuenta con históricos del número de usuarios desde 1999. Para obtener los datos históricos de la 99 SEDs se toma un porcentaje la máxima demanda total (entre los valores de máxima demanda del 2003).

- Se obtuvo la máxima demanda de las 99 SEDs de los datos de los registradores de Calidad de Energía y actualizándolos al 2003 en proporción a la variación de la energía, de los datos de las Mediciones efectuados en **campo** y los restantes se asumieron de SEDs de similares características (Potencia Nominal del Transformador, número de usuarios, consumo unitario por mes, etc.).

### 3.3.4 Alumbrado Público

- Se considera los datos de: "Reporte Pérdidas-AP.xls" para el 2003.
- Se calculó los datos de proyección de Energía en proporción a los datos de la proyección del Consumo de Energía doméstica. Se tomo de esta manera debido a la ausencia de datos históricos del consumo de energía AP.
- Para la Máxima Demanda de Alumbrado público, se le dividió entre el tiempo de operación del año menos las hora de interrupción promedio del año 2003.

### 3.3.5 Cargas Especiales

- No se ha considerado las cargas especiales debido a que no se cuenta con la información de futuras cargas que entrarían en la zona analizada.

## 3.4. DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA

A continuación se presenta el resumen de la proyección de la máxima demanda de potencia y energía.

**TABLA N° 3.4 Resumen de la Proyección de la Máxima Demanda y Consumo dentro del Área del Proyecto**

AÑO	2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017	2019
Potencia (kW)	8 843,09	8 9 86,41	9 137,17	9 295,50	9 461,97	9 637,21	9 821,87	10 016,47
Energía Vendida ( GWh )	36,20	37,77	39,47	41,29	43,26	45,39	47,69	50,18
Energía Requerida (GWh )	42,35	44,20	46,18	48,31	50,62	53,10	55,79	58,71

## 3.5. LA CALIFICACIÓN ELÉCTRICA

La máxima demanda para los suministros domiciliarios ha sido definida de acuerdo a los tipos de zonas siguientes:

**Zonas tipo I:** Zonas que se encuentran ubicadas en el centro de la ciudad de Iquitos con gran movimiento comercial, con un consumo de energía apreciable y que presentan una configuración urbana definida: 1,5 kW/lote.

**Zonas tipo II:** Zonas que son centros poblados medianos con una configuración urbana definida, cargas domesticas cercanas al centro de la ciudad: 1,2 kW/lote.

**Zonas tipo III:** Zonas que son centros poblados medianos ubicados en el perímetro de la ciudad con una configuración urbana definida: 1,0 kW/lote.

**Zonas tipo IV:** Zonas que son centros poblados medianos ubicados en el perímetro de la ciudad con una configuración semi-urbana definida: 0,8 kW/lote

Para cargas especiales se considera a partir de 2,0 kW de acuerdo a los datos proporcionados por **Empresa Regional de Distribución**.

El factor de simultaneidad utilizado para las cargas de uso doméstico es 0,5 y para cargas especiales y alumbrado es 1,0.

### **3.6. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES**

Se realizo los trabajos de campo donde se evaluó y se diagnostico dentro del área de influencia comprendida por 99 Subestaciones de Distribución de mayor estado crítico, que alimentan a 23 178 clientes. El número de clientes beneficiados del proyecto así como la relación de Subestaciones con mayor estado crítico se muestra a continuación:

**TABLA Nº 3.5 SEDs CRITICAS DENTRO DE LA ZONA DEL PROYECTO**  
**" RENOVACION DE REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DE IQUITOS "**

Nº	CÓDIGO DE SUBESTACIÓN	POTENCIA KVA	LOCALIDAD	Número de Clientes
1	10105	160	C. Piura / C. Borja	251
2	10205	160	C. Requena Cdra.3	120
3	10210	315	Condamine / Yavari	121
4	10305	100	Misti / Nauta	183
5	10310	100	Misti / Psj. Lourdes	265
6	10315	100	Cabo Pantoja / Nauta	261
7	10320	100	Nauta / Breña	249
8	10325	100	Brasilia / Arequipa	315
9	10330	100	Independencia / Psj. Versalles	184
10	10335	100	Castañas / San Antonio	221
11	10340	160	Misti / Trujillo	227
12	10345	160	Independencia / 3 de Octubre	286
13	10350	100	C. Maynas / C. Nauta	294
14	10355	100	S. Antonio / Huascar	232
15	10360	100	San Antonio / Pje. Condor	255
16	10365	100	Arequipa / Periodistas	265
17	10370	100	Arequipa / Cahuide	291
18	10375	100	C. Trujillo / Av. Navarro Cauper	236
19	10405	100	C. Nauta / Psj. Trujillo	188
20	10410	160	C. Iquitos / C. Manco Capac	319
21	10415	160	C. Maynas / C. Abancay	456
22	10420	300	C. Cuzco / C. Panama	313
23	10602	160	C. Araujo / R. Castilla	266
24	10604	160	C. Araujo / Alzamora	174
25	10608	160	Psj. Rojas / Prolog. Pevas	295
26	10612	160	Sta. Rosa / Cabo Pantoja	315
27	10614	160	Jr. Putumayo / Ca. America	227
28	10616	100	Primera / Psj. Porvenir	188
29	10618	100	Las magnolias / Orquideas	248
30	10620	160	Tarma / Putumayo	229
31	10624	100	15 de Junio / Prolg. Putumayo	160
32	10626	100	Psj La madrina / Willhen Rossman	116
33	10634	160	Estado de Israel / S. De los Milagros	155
34	10636	160	M. Capac / C. Araujo	413
35	10638	100	Manco Capac / Sr. De los Milagros	158
36	10640	100	Sr.de los Milagros / Magdalena nueva	202
37	10642	100	Navarro cauper / C. De araujo / Urubamba	187
38	10644	100	Junin / A. Mayolo	211
39	10646	100	Psj. 23 de Setiembre / C. De Araujo	156
40	10648	160	9 de Diciembre / R. Castilla	344
41	10650	160	Echenique / Bermudez	310
42	10652	100	Bermudez / Psj. Jose Olaya	222
43	10654	160	Atlantida / Abtao	365



44	10656	100	Abtao / Alzamora	293
45	10658	100	Jose Galvez / Alzamora	224
46	10660	100	San Roman / José Gálvez	226
47	10662	100	José Gálvez / Atlantida	185
48	10664	100	José Gálvez / Vargas Guerra	204
49	10666	100	José Gálvez / Palmeras	172
50	10668	100	Jorge Chavez / Jose Galvez	153
51	10705	160	Arequipa / Psj. Cuzco	358
52	10710	100	Yavari / Cabo Pantoja	270
53	10715	160	Yavari / Mi Peru	198
54	10720	160	Cabo Pantoja / Napo / Alzamora	326
55	10725	50	Alzamora Cuadra 212	4
56	10730	250	Echenique / Brasil	278
57	10735	100	Alzamora / Brasil	187
58	10740	160	Brasil / Atlantida	272
59	10745	100	Psj. Francisco de Asis / Brasil	186
60	10806	100	Pablo Rossel / Bolivar	275
61	10808	100	Yavari / Bolivar	265
62	10810	160	Napo / Bolivar / Castilla	271
63	10812	200	R. Palma / Bolognesi	348
64	10814	160	Atlantida Cuadra 3	99
65	10816	50	Magdalena Nueva / Faucett	135
66	10818	160	Psj. San José / San José	186
67	10820	100	Caballero Lastre / Psj. Amazonas V.	161
68	10822	160	Av. del Ejercito / Psj. Grillo	121
69	10824	50	Jorge Chavez / Miami	26
70	10826	160	2 de mayo / Las Palmeras / Psj. Gonzáles V.	250
71	10828	160	Quiñones / Abtao	299
72	10830	160	M.Parado de Bellido / Psj. Piazza	229
73	10832	160	Av. del Ejercito / Psj. Miami (Morona Cocha)	211
74	10834	160	Gonzáles Vigil / Amador Bartenz	139
75	10836	160	Tupac Amaru / Pachacutec	246
76	10838	100	Tahuantinsuyo / José Olaya	203
77	10842	160	Cahuide / Tupac Amaru	275
78	10844	160	L. De León / Micaela Bastidas	318
79	10846	160	Micaela Bastidas / J. Heraud	260
80	11005	160	C. Pablo Rossell / C. Callao	203
81	11015	400	Nanay / Yavari	213
82	11010	160	Samanez Ocampo / Pablo Rosell	249
83	11020	400	Samanez Ocampo / Nauta	182
84	11025	250	Nauta / Callao	319
85	11030	160	C. Araujo / Bolognesi	243
86	11055	250	Bolognesi / Morona	238
87	11060	160	Moore / M. Cáceres	140
88	11080	200	Bermúdez / Bolognesi	318

89	11105	160	Chiclayo / Unión	329
90	11110	160	C. Ángel Brusco / Av. la Marina	200
91	11115	125	Pablo Rossel / Condamine	93
92	20102	160	Psj. Internacional / Quiñones	312
93	20120	160	Leticia / Grau	254
94	20122	160	Yurimaguas / Moore	225
95	20124	400	Aguirre / Atahualpa	238
96	20126	160	José Gálvez / Arica	226
97	20465	160	Yurimaguas / Bolognesi	207
98	20470	160	Atahualpa / Bolognesi	290
99	20475	300	Bolognesi / Abtao	373
				<b>23 178</b>

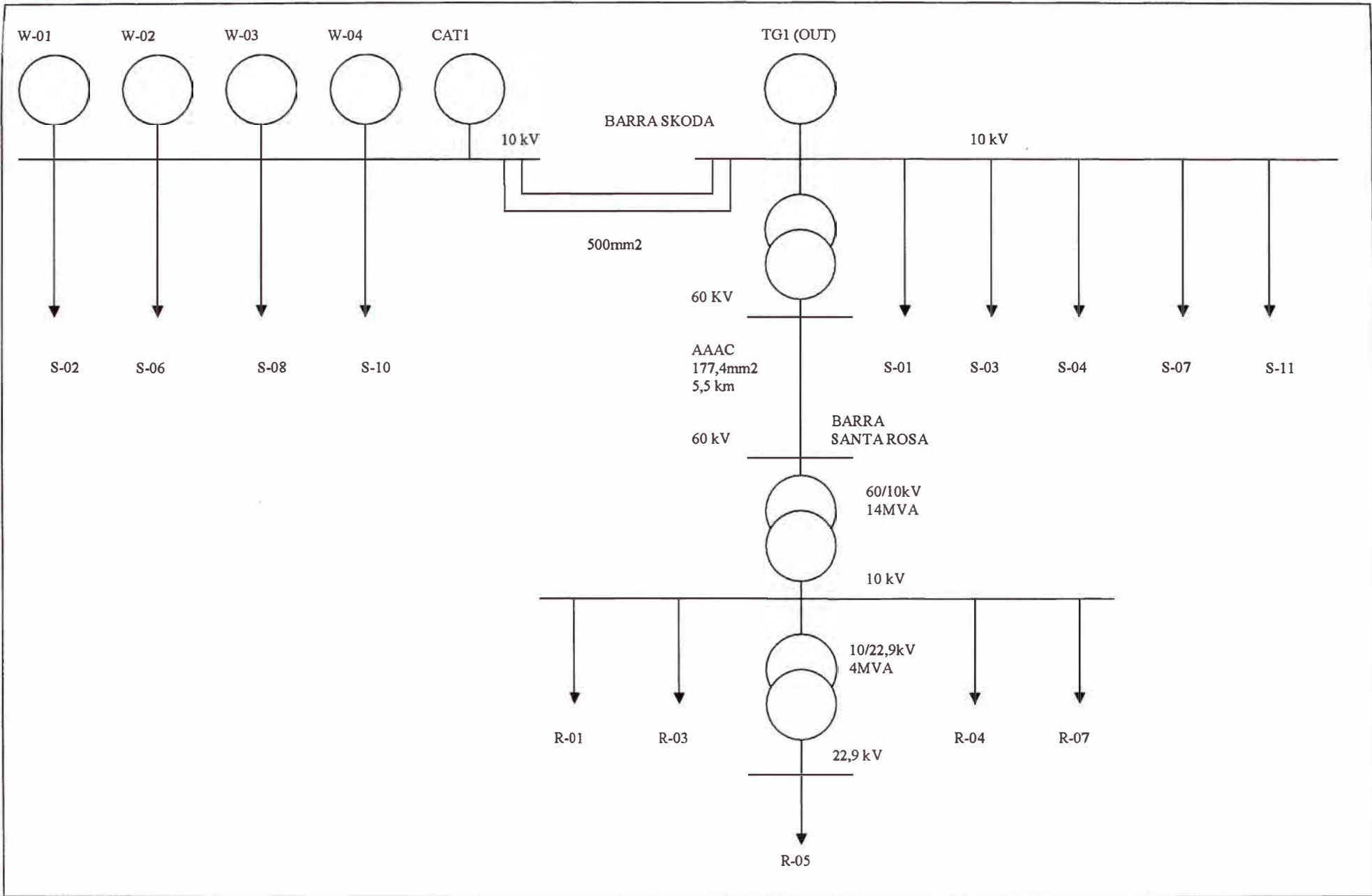
A continuación se presenta una breve descripción de las instalaciones existentes dentro del área de influencia del proyecto de Renovación de Redes de Distribución. La evaluación realizada se apoya sobre la base de información acopiada mediante las inspecciones de campo en Redes Primarias, dentro de la zona de la renovación de redes de distribución:

Sistema Eléctrico Iquitos, que comprende 5 Grupos de Generación Térmica con una Potencia Efectiva total de 33,8 MW. Presenta dos Barras de Generación en 10,5 KV, de las cuales se transporta la energía eléctrica mediante 11 Salidas en 10 KV que forman las Líneas y Redes Primarias dentro de la zona del proyecto. Las salidas que se encuentran dentro de la zona de influencia son nueve, esta son las salidas S1, S2, S3, S4, S6, S7, S8, S.10 y S11. Además, existe una subestación transformadora de 10/60 kV-14 MVA que alimenta mediante una Línea de Transmisión en 60 kV a la Subestación en 60/22,9-10 kV Repartición Santa Rosa, ubicada en el distrito de San Juan.

Subestación Repartición Santa Rosa 60/22,9-10 KV - 14 MVA, donde se tienen 4 Salidas en 10 kV y 1 salida en 22,9 kV que forman las Líneas y Redes Primarias dentro de la zona del proyecto. De estas salidas 2 se encuentran en la zona de influencia del proyecto, la salida R1 y R4.

El diagnóstico de la situación actual de las redes de distribución secundaria se ha realizado con la información levantada en campo, en la primera etapa del proyecto. Una vez obtenida la información de campo, esta ha sido procesada y trabajada, para poder obtener los reportes estadísticos de la situación actual de las redes secundarias que comprenden 99 subestaciones, cada una con sus respectivos circuitos.





Debemos tomar en consideración que para el análisis de las estadísticas, se ha considerado el total de la información obtenida en campo.

### 3.7. SUBESTACIONES QUE INTEGRAN LA RENOVACIÓN

De las 99 subestaciones definidas en los términos de referencia, se obtienen como resultado del Estudio de Renovación de Redes Primarias y Secundarias 130 subestaciones proyectadas de las cuales son mostradas en el siguiente **TABLA N° 3.6**.

**TABLA N° 3.6 Relación de subestaciones existentes y proyectadas**

Nº	SUBESTACION EXISTENTE	POTENCIA kVA	Nº	SUBESTACION PROYECTADA	POTENCIA kVA
1	SE010105	160	1	SE010105A	100
			2	SE010105B	75
			3	SE010105C (S11)*	50
2	SE010205	160	4	SE010205A	75
			5	SE010205B (S11)*	75
3	SE010210	300	6	SE010210	100
4	SE010305	100	7	SE010305	100
5	SE010310	100	8	SE010310A	100
			9	SE010310B (S7)*	100
6	SE010315	100	10	SE010315	75
7	SE010320	100	11	SE010320	100
8	SE010325	100	12	SE010325	160
9	SE010330	100	13	SE010330	100
10	SE010335	100	14	SE010335	100
11	SE010340	160	15	SE010340A	100
			16	SE010340B (S4)*	100
12	SE010345	160	17	SE010345	100
13	SE010350	100	18	SE010350A	160
			19	SE010350B	100
14	SE010355	100	20	SE010355	160
15	SE010360	100	21	SE010360	100
16	SE010365	100	22	SE010365A	100
			23	SE010365B (S6)*	160
17	SE010370	100	24	SE010370A	160
			25	SE010370B	100
18	SE010375	100	26	SE010375	100
19	SE010405	100	27	SE010405	100
20	SE010410	160	28	SE010410	160
21	SE010420	160	29	SE010420A	100
			30	SE010420B	100
			31	SE010420C	75

Nº	SUBESTACION EXISTENTE	POTENCIA kVA	Nº	SUBESTACION PROYECTADA	POTENCIA kVA
22	SE010425	300	32 33	SE010425A SE010425B	75 100
23	SE010602	160	34	SE010602	160
24	SE010604	160	35	SE010604	160
25	SE010608	160	36	SE010608	160
26	SE010612	160	37	SE010612	160
27	SE010614	160	38	SE010614	100
28	SE010618	100	39	SE010618 (S3)*	100
29	SE010616				
30	SE010620	160	40	SE010620 (S3)*	100
31	SE010624	100	41	SE010624 (S3)*	100
32	SE010626	100	42 43	SE010626A (S3)* SE010626B (S3)*	50 75
33	SE010634	160	44	SE010634	100
34	SE010636	160	45 46	SE010636A SE010636B	100 160
35	SE010638	100	47	SE010638	160
36	SE010640	100	48	SE010640	100
37	SE010642	100	49	SE010642	100
38	SE010644	100	50	SE010644	100
39	SE010646	100	51	SE010646	100
40	SE010648	160	52 53	SE010648A (S7)* SE010648B (S7)*	100 160
41	SE010650	160	54	SE010650 (S8)*	160
42	SE010652	100	55	SE010652 (S8)*	160
43	SE010654	160	56	SE010654 (S7)*	100
44	SE010656	160	57	SE010656 (S7)*	160
45	SE010658	100	58	SE010658 (R4)*	160
46	SE010660	100	59	SE010660 (R4)*	160
47	SE010662	100	60	SE010662 (R4)*	100
48	SE010664	100	61	SE010664 (R4)*	100
49	SE010666	100	62	SE010666 (R4)*	100
50	SE010668	100	63	SE010668 (R4)*	100
51	SE010705	160	64 65	SE010705A SE010705B	100 100
52	SE010710	100	66	SE010710	100
53	SE010715	160	67	SE010715	100
54	SE010720	160	68	SE010720	100
55	SE010725	50	69	SE010725	160
56	SE010730	250	70 71	SE010730A (S6)* SE010730B (S6)*	160 160
57	SE010735	100	72	SE010735 (S6)*	160
58	SE010740	160	73 74	SE010740A (S6)* SE010740B (S6)*	100 100
59	SE010745	100	75	SE010745 (S6)*	75
60	SE010806	160	76	SE010806 (S6)*	160
61	SE010808	100	77	SE010808 (S6)*	100

Nº	SUBESTACION EXISTENTE	POTENCIA kVA	Nº	SUBESTACION PROYECTADA	POTENCIA kVA
62	SE010810	160	78	SE010810A (S6)*	160
			79	SE010810B (S6)*	100
63	SE010812	200	80	SE010812 (S10)*	160
64	SE010814	160	81	SE010814	100
65	SE010816	50	82	SE010816	75
66	SE010818	160	83	SE010818	75
67	SE010820	100	84	SE010820	75
68	SE010822	160	85	SE010822	100
69	SE010824	50	86	SE010824	50
70	SE010826	160	87	SE010826	160
71	SE010828	160	88	SE010828	100
72	SE010830	160	89	SE010830A (R4)*	100
			90	SE010830B (R4)*	100
73	SE010832	160	91	SE010832A	100
			92	SE010832B (R4)*	75
74	SE010834	160	93	SE010834 (R4)*	100
75	SE010836	160	94	SE010836 (R7)*	160
76	SE010838	100	95	SE010838 (R7)*	100
77	SE010842	160	96	SE010842A (R7)*	100
			97	SE010842B (R7)*	50
78	SE010844	160	98	SE010844A (R7)*	50
			99	SE010844B (R7)*	100
79	SE010846	160	100	SE010846A (R7)*	100
			101	SE010846B (R7)*	50
80	SE011005	160	102	SE011005	160
81	SE011010		103	SE011010	160
82	SE011015	400	104	SE011015A	160
			105	SE011015B	100
83	SE011020	400	106	SE011020A	100
			107	SE011020B	160
84	SE011025	250	108	SE011025A	160
			109	SE011025B	75
85	SE011030	160	110	SE011030A	160
			111	SE011030B	100
86	SE011055	250	112	SE011055	160
87	SE011060	160	113	SE011060	160
88	SE011080	200	114	SE011080 (S7)*	160
89	SE011105	160	115	SE011105A	75
			116	SE011105B	100
90	SE011110	160	117	SE011110A (S2)*	100
			118	SE011110B	100
91	SE011115	125	119	SE011115	100
92	SE020102	160	120	SE020102A	75
			121	SE020102B	100
93	SE020120	160	122	SE020120	160
94	SE020122	160	123	SE020122 (R4)*	160
95	SE020124	400	124	SE020124A	160
			125	SE020124B (R4)*	160
96	SE020126	160	126	SE020126	100
97	SE020465	160	127	SE020465	75
98	SE020470	160	128	SE020470A	100
			129	SE020470B	160
99	SE020475	300	130	SE020475	160

NOTA: ( )\* Subestación Proyectada perteneciente a la nueva Salida Primaria Remodelada

## CAPÍTULO IV

### DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA A REMODELAR DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

A continuación mencionamos el criterio de diseño del Sistema Eléctrico propuesto para remodelar.

#### 4.1. SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

##### 4.1.1 Aspectos de diseño eléctrico

###### a) Nivel de Tensión

El nivel Tensión de la red Primaria para la remodelación se mantendrá en 10 kV trifásica. Se considera este nivel de tensión por lo que es existente y económico ante un posible incremento del nivel de tensión de la Red de Distribución Primaria.

###### b) Nivel de Aislamiento

Los criterios que se consideraron para la selección del aislamiento son los siguientes:

- Sobretensiones atmosféricas.
- Contaminación Ambiental.

En el **TABLA N° 4.1** se muestran los niveles de aislamiento que se aplicarán a la línea, redes primarias en condiciones Standard.

**TABLA N° 4.1 Niveles de Aislamiento de Redes Primarias**

Tensión nominal entre fase (kV)	Tensión máxima entre fases (kV)	Tensión de sostenimiento a la onda 1,2 / 50 entre fases y fase a tierra (kVp)	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase-tierra (kV)
10	12	75	28

### Factor de Corrección por Altitud

Para nuestro caso el Factor de corrección será 1.

#### c) Aislamiento necesario por Contaminación Ambiental

Se deberá verificar el adecuado comportamiento del aislamiento frente a la contaminación ambiental. Para ello, se tomará como base las recomendaciones de la Norma IEC 815 "GUIDE FOR THE SELECTION OF INSULATORS IN RESPECT OF POLLUTED CONDITIONS"

Para propósitos de normalización, se han definido las siguientes cuatro (04) niveles de contaminación:

- Ligero
- Medio
- Pesado
- Muy Pesado

En el **TABLA N° 4.2** adjunto, describe de forma aproximada los medios ambientes típicos de cada nivel de contaminación.

**TABLA N° 4.2 Niveles de Contaminación**

Nivel de Contaminación	Distancia de fuga específica mínima en mm / kV f-f
Ligera	16
Mediana	20
Fuerte	25
Muy fuerte	31

A cada nivel de contaminación descrito en el *Cuadro c.1*, corresponde una línea de fuga específica mínima, en mm por kV (fase a fase), relativa a la máxima tensión de servicio.

La mínima longitud de fuga de un aislador rígido (tipo Pin) o cadena de aisladores conectado entre fase y tierra, se determinará de acuerdo al nivel de contaminación del lugar, usando la siguiente relación:

Mínima longitud de fuga = mínima longitud de fuga específica (**TABLA N° 4.2**) x máxima tensión de servicios entre fases corregida por altitud.

La formula aplicada es:

$$L_{fuga} = L_{f0} \times U_{m\acute{a}x} \times f_{ch} \quad (4.1)$$

Donde:

- $L_{fuga}$  : Longitud de fuga fase-tierra requerida  
 $L_{f0}$  : Longitud de fuga unitaria en mm / kV $\phi$ - $\phi$   
 $U_{m\acute{a}x}$  : Tensi3n Maxima de Servicio  
 $f_{ch}$  : Factor de Correcci3n por Altura

La verificaci3n de la longitud de la línea de fuga se hará en todos los casos. Para nuestro caso de la ciudad de Iquitos se considera el Nivel de Contaminaci3n Ligera.

Los resultados de los cálculos efectuados son:

**TABLA N 4.3 Aislamiento Requerido por Contaminaci3n**

Zona	Fch	mm/kV $\phi$ - $\phi$	Umax	Lfuga
Para =< 1 000 msnm	1	16	12	192

#### d) Cálculo de Caída de Tensi3n

El cálculo de la caída de tensi3n y las pérdidas de potencia y energía, se basan en los siguientes criterios:

- La tensi3n nominal de las redes primarias involucradas en la zona del proyecto se mantiene en 10 kV.
- El porcentaje de caída de tensi3n no deberá exceder 3 % (propuesto para este diseño).
- Se considera todas las cargas para el horizonte de 15 años.
- Se ha obtenido los resultados de Caída de Tensi3n a través del Análisis de Flujo de Carga.

#### e) Compensaci3n reactiva y Factor de Potencia

La compensaci3n reactiva se hace con el objetivo de alcanzar un factor de potencia mayor que 0,9 en la salida, utilizando para ello banco de condensadores, ubicándolos en el lugar más 3ptimo, para obtener un mejoramiento del porcentaje de la caída de tensi3n y la correcci3n del factor de potencia.

## f) Pérdidas de Potencia

Otro aspecto importante que se tiene en cuenta en el diseño de las redes primarias es el porcentaje de pérdidas de potencia. Estas deben ser menores a las ya existentes, tratando de que sean lo mas bajo posible en la salida respectiva.

### 4.1.2 Aspectos de diseño mecánico

#### a) Cálculo mecánico de conductores

Los conductores para líneas y redes primarias aéreas serán desnudos, de aleación de aluminio AAAC, fabricados según las prescripciones de las normas ASTM B398, ASTM B399 o IEC 1089.

Las secciones de los conductores a usar son de son de 35, 70, 95 y 120 mm<sup>2</sup> AAAC

Los cálculos mecánicos de conductores permiten determinar los esfuerzos máximos y mínimos para el conductor en las diferentes hipótesis planteadas, de manera que se pueda diseñar adecuadamente las estructuras de la línea.

Las características del conductor utilizado se muestran a continuación:

**TABLA N° 4.4 Características Técnicas de los Conductores**

Nombre	Material	Sección mm <sup>2</sup>	Diámetro mm	Coefficiente de dilatación 1/°C	Masa Unitaria kg/m	Tiro de rotura kN	Módulo elasticidad Final	N° de hilos
Aa 35 mm <sup>2</sup>	AAAC	35	7,56	0,000023	0,096	18,82	5700	7
Aa 70 mm <sup>2</sup>	AAAC	70	10,5	0,000023	0,184	10,35	5700	19
Aa 95 mm <sup>2</sup>	AAAC	95	12,5	0,000023	0,250	26,05	5700	19
Aa 120 mm <sup>2</sup>	AAAC	120	14	0,000023	0.322	32,68	5700	19

Para definir las hipótesis de cálculo mecánico de conductores, se ha tomado información del SENAMHI de las estaciones meteorológicas, INEI, Mapa Eólico del Perú y el CNE-Suministro, obteniéndose los siguientes valores.

Asimismo se considera lo siguiente:

EDS de 13% : Este valor es obtenido de la Normalización de la **Empresa Concesionaria** para el caso de conductor de AAAC. Para el caso de Vano flojo se utiliza un EDS del 7%.



Las Hipótesis de cálculo mecánico de conductores se han definido de la siguiente manera:

**TABLA N° 4.5 Hipótesis de Cálculo Mecánico de Conductores**

Hipótesis	I Templado	II Máximo Esfuerzo	III Máxima Temperatura
Temperatura (°C)	25	18	60
Velocidad de Viento (km/h)	0	70	0

#### **b) Diseño Mecánico de las Estructuras**

Para el cálculo mecánico de estructuras se han considerado las siguientes cargas:

- **Cargas Horizontales:** Carga debida al viento sobre los conductores y las estructuras y carga debido a la tracción del conductor en ángulos de desvío topográfico.
- **Cargas verticales:** Carga vertical debida al peso de los conductores, aisladores, crucetas, peso adicional de un hombre con herramientas y componente vertical transmitida por las retenidas en el caso que existieran.
- **Cargas Longitudinales:** Cargas producidas por cada uno de los vanos a ambos lados de la estructura y para cada una de las zonas e hipótesis de diseño.

En el caso de rotura de conductor, se han considerado cargas longitudinales equivalentes al 50 % del tiro máximo del conductor.

El factor de sobrecarga considerada es:

- En condiciones normales : 2,0
- En condiciones anormales : 1,5

Las estructuras de las redes primarias están conformadas por postes de concreto de 13/300, 13/400 y 13/500 y Armados de Tipo Vertical y Armados doble Terna Tipo Vertical.

Para conductores de 95 y 120mm<sup>2</sup> se utilizarían ménsulas de metal, propuestas en este proyecto.

## 4.2. SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA

### 4.2.1 Características eléctricas del sistema

#### a) Aspectos de Diseño Eléctrico

Para el diseño de las redes eléctricas de distribución secundaria aéreas, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones: La red eléctrica será instalada con conductor autoportante con salida trifásica para S.D.S e I.A.P con una tensión nominal de 380/220V y 60 Hz.

#### Regulación de Tensión

La Caída máxima de tensión permisible en el extremo terminal más desfavorable Distribución Secundaria e Instalaciones de Alumbrado Público. Para el diseño se aumento de la máxima demanda en los próximos años.

#### Pérdidas de Potencia y Energía

Se aplican las formulas consignadas en los cálculos justificativos a fin de suministros proporcionados por la **Empresa Concesionaria**. Asimismo, se calculan las pérdidas de energía en cada circuito de la red secundaria.

#### Selección Económica de los Equipos y Materiales

Los equipos y materiales se han dimensionado para obtener pérdidas de potencia y energía dentro de los valores permitidos.

#### Sistema de Alumbrado Público

Las lámparas de alumbrado y su carga serán las siguientes:

**TABLA N° 4.6 Características de la lámpara**

Tipo de Lámpara	Pot. de Lámpara (W)	Pérdidas (W)	Total (W)
Vapor de Sodio	70	11.6	81.6

### 4.2.2 Aspectos de diseño mecánico

#### a) Cálculo mecánico de conductores:

Los cálculos mecánicos de conductores tienen la finalidad de determinar las tensiones y flechas en las diversas condiciones de operación. Las hipótesis de estado para los cálculos mecánicos del conductor autoportado de aluminio, se definen sobre la base de los factores meteorológicos. Las hipótesis de cálculo consideradas en el desarrollo del



### Alumbrado Público

- Tipo de Distribución	:	Monofásico
- Frecuencia	:	60 Hz.
- Tipo Conductor	:	
- De A.P.	:	Aluminio puro, cableado, de 7 hilos.
- Mensajero	:	Aleación de Aluminio, Magnesio y Silicio Cableado de 7 hilos, Aislado Temple Duro.
- Sección Nominal	:	16 mm <sup>2</sup> .
- Pastoral	:	Fierro Galvanizado
- Lámpara	:	Vapor de Sodio de 70W.
- Luminaria	:	Corta, Tipo II.

### Acometidas Domiciliarias

#### ➤ Acometidas monofásicas

- Nivel de tensión	:	220V.
- Tipo de Distribución	:	Monofásico.
- Frecuencia	:	60 Hz.
- Tipo Conductor	:	De Cu concéntrico bipolar.
- Sección Nominal	:	2x6 mm <sup>2</sup> .

#### ➤ Acometidas trifásicas

- Nivel de tensión	:	380/220 V.
- Tipo de Distribución	:	Trifásico.
- Frecuencia	:	60 Hz.
- Tipo Conductor	:	De Cu concéntrico bipolar.
- Sección Nominal	:	2 - 2x6 mm <sup>2</sup> .

#### ➤ Acometidas cargas especiales

- Nivel de tensión	:	380/220 V.
- Tipo de Distribución	:	Trifásico.
- Frecuencia	:	60 Hz.
- Tipo Conductor	:	De Cu concéntrico bipolar.
- Sección Nominal	:	2 - 2x10 mm <sup>2</sup> .

El suministro de energía eléctrica al sub sistema de distribución secundaria, acometidas domiciliarias e instalaciones de alumbrado público se realizara mediante 130 subestaciones trifásicas consideradas en el desarrollo del proyecto.

#### 4.2.4 Bases de Cálculo

El cálculo de las redes del sistema de distribución secundaria e instalaciones de Alumbrado Público, cumplen con los requisitos del Código Nacional de Electricidad y Ley General de Concesiones Eléctricas D.L N° 25844, - Norma Técnica DGE (Alumbrado de Vías Publicas en zonas de Concesión de Distribución), DGE N°-015-PD-1, DGE N°-019-T

#### 4.2.5 Parámetros Considerados

a) Caída máxima permisible de tensión en el extremo Terminal mas desfavorable de la red secundaria, y tomando en consideración el desbalance de cargas y que permite asimilar futuras cargas se recomienda tener una caída de tensión de 5%

b) Factor de Potencia ( $\cos \varnothing$ )

b.1. Sub-sistema de Distribución Secundaria.

- Vivienda - Red Aérea: 1,00
- Otros usos - Red Aérea: 0,95

b.2. Instalaciones de Alumbrado Público 0,90

c) Factor de Simultaneidad (f.s)

c.1 Instalaciones de Alumbrado Público: 1,00

c.2 Lotes destinados a Viviendas Unifamiliar: 0,5

c.3 Lote destinado a otros usos: 1,00

d) Cálculo de Caída de Tensión

Se ha empleado de la fórmula siguiente:

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

Donde:

$L$  : Distancia en metros.

$I$  : Corriente en A

$K$  : Factor depende de la sección del conductor y del tipo del sistema de alimentación monofásico ó trifásico, sus valores están dados en la **TABLA N° 4.8.**

**TABLA N° 4.8 Constante K 3 $\phi$  (V /A\*Km)**

3x 25 + 1 x 16 + P25	3 x 35 + 1 x 16 + P50	3 x 50 + 1 x 16 + P50	3 x 70 + 1 x 16 + P50
2,223	1,697	1,205	0,880

### 4.3. MARCO NORMATIVO

- Los cálculos de las Redes Secundarias y Redes Primarias cumplen con las siguientes normas y disposiciones legales.
- Código Nacional de Electricidad - Suministro 2001
- Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844
- Resoluciones Ministeriales (relativo a Redes de Distribución Secundaria), vigentes.
- Normas Técnicas de Calidad de Servicios Eléctricos.
- Normas Técnicas MEM/DGE - RD 016 2004 EMDGE “Especificaciones técnicas de montaje de líneas y redes primarias para Electrificación Rural”.
- Normas Técnicas MEM/DGE - RD 017 2004 EMDGE “Alumbrado de Vías Públicas en Áreas Rurales”.
- Normas Técnicas MEM/DGE - RD 018 2004 EMDGE “Bases para el diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”.
- Normas Técnicas MEM/DGE - RD 020 2004 EMDGE “Especificaciones Técnicas de Montaje de Redes Secundarias con Conductor Autoportante para Electrificación Rural”.
- Normas Técnicas MEM/DGE - RD 023 2004 EMDGE “Especificaciones Técnicas de soportes normalizados para Líneas y Redes Secundarias para Electrificación Rural”.
- Normas Técnicas MEM/DGE - RD 024 2004 EMDGE “Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados para Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”.
- Normas Técnicas MEM/DGE - RD 025 2004 EMDGE “Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Redes Secundarias para Electrificación Rural”.
- Normas Técnicas MEM/DGE - RD 031 2004 EMDGE “Bases para el Diseño de Redes de Líneas y Redes Secundarias Conductores Autoportantes para Electrificación Rural”.

## **CAPITULO**

### **PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

#### **5.1. CONSIDERACIONES GENERALES**

Las pérdidas de energía se estiman globalmente a partir de los balances de energía efectuados en cada sistema eléctrico. La exactitud del balance de energía y por consiguiente del valor global de las pérdidas de energía, esta determinada por la precisión de las medidas, la simultaneidad y la periodicidad de las lecturas.

Para lograr una visión más completa del comportamiento de las pérdidas en el tiempo y con el fin de evitar efectos estacionales, es conveniente, además de efectuar el balance mensual o bimensual (de acuerdo con la periodicidad de las lecturas de contadores), llevar a cabo balances para el año en curso y para los doce últimos meses.

El balance global debe complementarse con balances por subsistema con el fin de localizar las pérdidas según zonas geográficas o por niveles de tensión. Con este fin debe ubicarse convenientemente medidores de energía en las fronteras de los subsistemas seleccionados. Un subsistema puede ser un circuito de distribución o un conjunto de ellos.

#### **5.2. CLASIFICACIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS**

El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos se denomina pérdidas técnicas. Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica. Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que las origina.

Las pérdidas no técnicas se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

### 5.2.1 Pérdidas técnicas

Estas pérdidas eléctricas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica. Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que las origina.

#### a) Por función del componente.

Estas pérdidas corresponden a:

- Pérdidas por transporte
  - En líneas de transmisión
  - En líneas de subtransmisión
  - En circuitos de distribución primaria
  - En circuitos de distribución secundaria
  
- Pérdidas por transformación
  - En transmisión / subtransmisión
  - En subtransmisión / distribución
  - En transformadores de distribución

#### b) Por causa de pérdidas.

Según la causa que las origina, las pérdidas técnicas se pueden agrupar en las siguientes.

- Pérdidas por efecto corona
- Pérdidas por efecto Joule
- Pérdidas por corrientes parásitas e histéresis

### 5.2.2 Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas son las calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios. Entre los más convenientes se encuentran los siguientes:

- Clasificación según la causa que las produce.
- Clasificación según su relación con las actividades administrativas de la empresa.

Según la clasificación adoptada, las pérdidas no técnicas se miden en energía, mientras que otras pérdidas como las ocasionadas por el no recaudo demorado del pago



corresponden estrictamente a pérdidas financieras. Estas últimas comprenden también las pérdidas para la empresa, resultantes de un cobro a una tarifa diferente a la correspondiente a un usuario determinado.

#### **a) Clasificación según sus causas**

**Consumo de usuarios no suscriptores o contrabando:** Comprende fundamentalmente la conexión directa de usuarios del servicio a una red sin haber suscrito un contrato o acuerdo con la empresa encargada de la distribución de energía. En este grupo se incluyen también aquellos usuarios que habiendo tenido un contrato con la empresa distribuidora son desconectados de la red y se devuelven a conectar a ésta sin autorización. Estos usuarios, obviamente, no tienen medición de energía consumida.

**Error en la contabilización de energía (de suscriptores con contador):** Comprende todos aquellos errores de medición de contadores, lectura y facturación de suscriptores excluyendo los casos de adulteración de los equipos de medición. En estas pérdidas se incluyen las debidas a la no simultaneidad de la medición de los contadores.

**Error en consumo estimado (de suscriptores sin contador):** Corresponde a todos aquellos suscriptores que por cualquier motivo se facturan por una estimación de su consumo. Incluye los casos de usuarios temporales a los cuales la Empresa decide no instalar un contador.

**Fraude o Hurto (por parte de suscriptores):** Comprende todos los casos en los cuales el usuario, siendo un suscriptor de la empresa concesionaria, altera el equipo de medición o toma directamente la energía.

**Error en consumo propio de las empresas:** Corresponde a la no contabilización de energía consumida por la empresa encargada de la distribución. Incluye generalmente el consumo no medido de auxiliares en subestaciones, alumbrado público, etc.

#### **b) Clasificación según relación con las actividades administrativas de la empresa**

- Por registro o medición deficiente del consumo
- Por facturación incorrecta de los usuarios

Las deficiencias de las empresas distribuidoras en estos procesos administrativos llevan generalmente a pérdidas más o menos grandes que son el reflejo de la organización

existente en las mismas y de los recursos y esfuerzos que las empresas dedican a estas actividades.

### **5.2.3 Pérdidas fijas y pérdidas variables**

Esta clasificación de pérdidas corresponde a reconocer que ciertas pérdidas tanto de potencia como de energía varían con la demanda o son aproximadamente fijas independientemente de las variaciones de la misma. Esta clasificación es útil para identificar cuales son función de la demanda y cuáles se mantienen aproximadamente constantes con la misma. Esta clasificación es útil para identificar cuáles son función de la demanda y cuales se mantienen aproximadamente constantes con la misma.

Las pérdidas fijas incluyen las siguientes pérdidas técnicas:

- Efecto corona
- Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas

Las pérdidas fijas se presentan en el sistema por el solo hecho de energizar la línea o el transformador en el cual se producen. Este tipo de pérdidas se producirán en el sistema aunque la carga conectada a ellos fuera igual a cero y su variación en mayor o menor grado sólo depende en segundo orden de la demanda.

Por ejemplo, las pérdidas por corrientes parásitas e histéresis en un transformador dependen de los parámetros del transformador y del voltaje de operación. Ahora bien, el voltaje sólo varía, por lo general, en un porcentaje pequeño con la demanda (variación menor al 5% en la mayoría de los casos) lo cual permite clasificar este tipo de pérdidas como "fijas".

Las pérdidas variables son aquellas que dependen de la demanda. Las pérdidas Joule son las que componen la totalidad de las pérdidas técnicas variables.

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar en su totalidad como pérdidas variables con la demanda. En efecto, como se explicó anteriormente, las pérdidas no técnicas hacen parte de la demanda misma pero por servicio la empresa distribuidora no recibe ninguna retribución o una retribución menor que la señalada por las tarifas de prestación del servicio.

### 5.3. CÁLCULO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS

El control de los niveles de pérdidas y su eventual reducción a niveles aceptables requiere reconocer la distribución de las mismas según su ubicación y según las causas que las produce. En esta sección se presenta, en forma general, el problema de estimación de las pérdidas, aspecto que se amplía.

Se realiza diagrama de flujo de la estimación de pérdidas. Luego de efectuar la estimación de pérdidas eléctricas por subsistema es necesario calcular las pérdidas técnicas según la causa que las produce para disponer de una base para identificar aquellas que arrojan pérdidas excesivas y para efectuar los análisis económicos que justifiquen la adopción de medidas tendientes a su control y reducción.

Las pérdidas no técnicas se calculan luego como la diferencia entre las pérdidas totales por subsistema y las pérdidas técnicas estimadas. Finalmente las pérdidas no técnicas se pueden desagregar según sus causas y establecer las medidas más adecuadas para su reducción a niveles aceptables.

Una estimación completa y en detalle de las pérdidas eléctricas de un sistema sólo se puede lograr por medio de un estudio particular del mismo, con base en sus propias características y datos de operación. La presentación de metodologías de estimación detallada y completa de las pérdidas técnicas es objeto de este capítulo.

Es importante también anotar aquí que los estudios de pérdidas suelen ser puntuales dado su elevado costo. Por lo tanto es necesario disponer de los métodos aproximados con el fin de poder estimar la distribución de las pérdidas según sus causas, a partir de los datos de un estudio detallado. Un ejemplo de este tipo de metodologías es el desarrollo por las Empresas Públicas de Medellín, el cual utiliza una metodología simplificada para estos cálculos, validada a partir de estudios completos de pérdidas y análisis sobre un periodo de tiempo prolongado.

Los métodos simplificados de desagregación de pérdidas se basan en datos globales del sistema, tales como:

- Longitud total de líneas y circuitos, según su nivel de tensión.
- Capacidad total de transformación según rangos de tensión.
- Demanda total de energía y potencia por zonas, circuitos o subsistemas.

Todos estos datos hacen parte de una estadística que generalmente está disponible en las empresas.

En la **TABLA N° 5.1** representar, a manera de ejemplo algunos resultados de pérdidas técnicas de estudios y análisis, así como los valores recomendados (Sistema Ideal)

**TABLA N° 5.1 Resultados de pérdidas técnicas de estudios y sistema ideal**

	<b>Colombia (%)</b>	<b>Cadafe (%)</b>	<b>Ideal (%)</b>
<b>Líneas de transmisión</b>	1,98	1,8	1,4
<b>Líneas de Subtransmisión</b>	1,12	-	-
<b>Transformadores Subestaciones</b>	0,93	0,40	1,60
<b>Alimentadores Primarios</b>	2,70	1,95	0,40
<b>Transformadores Distribución</b>	1,87	1,02	2,42
<b>Alimentadores Secundarios</b>	4,02	3,85	0,80

#### **5.4. CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA LA ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS**

Para evaluar las pérdidas de energía durante un periodo de tiempo se pueden utilizar las lecturas de la energía suministrada y la energía que ha sido facturada a los usuarios, así:

$\text{Pérdidas de energía} = \text{Energía suministrada} - \text{Energía facturada}$

Estas metodologías tienen asociadas dos fuentes de error:

- La diferencia entre la energía suministrada y la energía vendida incluye la energía utilizada por los usuarios pero no pagada como puede ser: robo, lecturas erradas, aparatos descalibrados, etc.; es decir, incluye tanto pérdidas técnicas como pérdidas no técnicas.
- Las lecturas de los aparatos de medida realizadas en los diversos puntos del sistema no son hechas simultáneamente, presentándose desfases de tiempo entre ellas de 1 o 2 meses, dependiendo de la periodicidad con que se efectúen.

Aun en caso de que los resultados sean aceptables, es difícil localizar dónde ocurren las pérdidas para poder tomar medidas correctivas, ya que en este caso se tiene muy poca información a este respecto.

Para obviar los inconvenientes anteriores la estimación de pérdidas de energía se realiza estimando primero las pérdidas de potencia para uno (generalmente la demanda máxima) o varios puntos de demanda del sistema y con base en los resultados se evalúan las pérdidas de energía.

### 5.4.1 Estimación de pérdidas de potencia

La evaluación de las pérdidas de potencia, en uno o en varios puntos de operación del sistema, se requiere para la estimación de las pérdidas de energía.

Una de las formas más utilizadas para estimar las pérdidas de potencia es mediante el uso del flujo de carga.

Como resultado del flujo de carga se obtienen los valores de tensión (magnitud y ángulo) en todos los puntos del sistema, y con estos datos se estima el valor de las pérdidas de potencia, de acuerdo con cualquiera de las dos metodologías siguientes:

Calcular las corrientes que circulan por los diferentes elementos mediante la ecuación:

$$I_k = (V_k - V_j) / Z_k \quad (5.1)$$

Donde:

$I_k$ : Corrientes que circula por el elemento (k) conectado entre los puntos i-j.

$Z_k$ : Impedancia del elemento k,  $Z_k = R_k + jX_k$  (5.2)

Conocidas las corrientes por los diferentes elementos  $I_k$ , se calculan las pérdidas  $P_{Lk}$

$$P_{Lk} = R_k I_k^2 \quad (5.3)$$

$P_{Lk}$ : Pérdidas (W) en el elemento k.

Las pérdidas totales del sistema se encuentran sumando las pérdidas en cada elemento y adicionándoles las pérdidas que son independientes de la demanda (pérdidas en vacío de los elementos, efecto corona). Estas pérdidas en vacío se pueden representar en forma independiente o como parte de los modelos utilizados en la solución del problema.

$$P_l = \sum_{k=1}^N P_{l,k} + P_l^v \quad (5.4)$$

Donde:

$N$ : Número de elementos

$P_l^v$ : Pérdidas independientes de la demanda (W)

Una forma alterna de evaluar las pérdidas de potencia del sistema es:

- Calcular la potencia activa suministrada por el sistema.
- Las pérdidas están dadas por

$$P_L = P_Q - \sum_{k=1}^M P_{Dk} P_L^v \quad (5.5)$$

Donde:

$P_Q$  : Potencia activa suministrada por el sistema (W)

$P_{Dk}$  : Demanda en el punto k (W)

$M$  : Número de puntos de la demanda

#### 5.4.2 Estimación de pérdidas de energía

El valor de las pérdidas de energía se calcula a partir de los valores estimados de las pérdidas de potencia.

Si se conoce en cada elemento el valor de la demanda en los diferentes puntos del sistema se puede calcular para cada instante el valor de las pérdidas (utilizando por ejemplo un flujo de carga).

Conocidos los valores de las pérdidas de potencia en cada momento, se calcula el valor de las pérdidas totales de energía.

$$L = \sum_{k=1}^N P_{L,k} \Delta T_k \quad (5.6)$$

Donde:

$L$  : Pérdidas de energía (Wh)

$P_{L,k}$  : Pérdidas de potencia promedio del sistema durante el intervalo k (W)

$N$  : Número de intervalos en que se ha dividido el tiempo de estudio

$\Delta T_k$  : Intervalo de tiempo (h)

Esta forma de evaluar las pérdidas se puede considerar como la forma ideal. Sin embargo, presenta los siguientes inconvenientes:

Se debe disponer de mediciones en todos los puntos del sistema

Estas mediciones se deben realizar todo el tiempo de estudio

Se deben efectuar las mediciones simultáneamente

El cumplimiento de los puntos anteriores conlleva, por lo general, costos muy elevados por la necesidad de equipo de medición y tiempo requerido en la recolección de la información.

Por esta razón se recurre a una metodología que utiliza modelos estadísticos que permiten evaluar las pérdidas en la demanda máxima (o para diferentes condiciones de operación del sistema), y mediante la utilización de una serie de factores se estima el valor de las pérdidas de energía durante el periodo de estudio.

## **5.5. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA RED SECUNDARIA**

### **5.5.1 Metodología aplicada para la evaluación de pérdidas técnicas**

Para evaluar las pérdidas en las Redes de Distribución Secundaria, se utilizó el método de caída de tensión, para lo cual se realizó las siguientes actividades:

Medición de tensión en el lado secundario del transformador de todas las subestaciones de distribución pertenecientes a la zona de influencia del proyecto, y en los puntos finales de las colas de circuito. A fin de determinar la máxima caída de tensión, de acuerdo al criterio de tramo más sobrecargado y de mayor longitud.

- Cálculo de las pérdidas porcentuales de potencia en horas punta (18:30 a 20:30 horas), conociendo la caída de tensión máxima registrada por Subestación de Distribución.
- Con los factores de carga y pérdida de las subestaciones de distribución, se calcula el porcentaje de pérdidas de energía (**Ver Anexo 11- TABLA N° 11.1 y 11.2**). Este dato porcentual se aplica a la energía total distribuida por la subestación y se obtiene las pérdidas técnicas en kWh de cada subestación.
- Los cálculos mencionados se determinan con las siguientes fórmulas:

$$P_E = E_T * \%E \quad (5.7)$$

$$\%E = \%p * \frac{P}{F_c} \quad (5.8)$$

$$\%p = \left( 1 - \left( 1 - \frac{\% \Delta V}{2} \right)^2 \right) * 100. \quad (5.9)$$

Donde:

$P_E$  : Pérdidas de Energía (kWh).

$E_T$  : Energía Transportada.

$\%E$  : Porcentaje de Pérdidas de Energía.

$\%p$  : Porcentaje de Pérdidas de Potencia de Punta.

$F_c$  : Factor de carga.

$F_p$  : Factor de Pérdidas.

$\% \Delta V$  : Caída de Tensión Porcentual (V)

$$\% \Delta V : (V_{barra} - V_{cola}) / V_{barra} * 100 \quad (5.10)$$

Con este cálculo se tiene cuantificadas las pérdidas técnicas en potencia y energía en las redes secundarias, por efecto de las restricciones físicas del conductor CPI y su ferretería derivada se produce al momento de transportar la energía eléctrica.

### 5.5.2 Cálculo de pérdidas no técnicas

Representan las pérdidas existentes como diferencia de la energía entregada a los usuarios y la energía recaudada a facturar, debido a fallas técnicas en los medidores, errores de medición y lectura, errores organizacionales en el sistema de cobro de la energía eléctrica, hasta clandestinaje y fraude.

Por ello, con la información proporcionada por la **Empresa Concesionaria** de las Pérdidas Eléctricas por Balance de Energía en Distribución, se puede calcular las Pérdidas No Técnicas.



En el Análisis, no se ha considerado aquellas subestaciones de distribución cuyo cálculo de pérdidas eléctricas no técnicas sea negativo, por errores de medición detectados en los valores registrados dentro del Balance de Energía por Subestación.

Se presenta la evaluación de pérdidas técnicas y no técnicas en redes secundarias por Subestación de Distribución en el **ANEXO 11 - TABLA Nº 11.3 y 11.4**, además su incidencia económica en el **ANEXO 11 - TABLA Nº 11.5**.

### **5.5.3 Resultados**

De las 99 Subestaciones que contempla el proyecto, se han detectado errores en la lectura de los totalizadores de algunas subestaciones, las cuales están fuera del cálculo de pérdidas no técnicas. Por ello se reduce dicho análisis a 79 (setenta y nueve) Subestaciones de Distribución, de las cuales 18 (dieciocho) Subestaciones de Distribución poseen un porcentaje de pérdidas de energía por encima del 20%. Además de este último grupo citado, en 6 (seis) Subestaciones de Distribución se ha detectado una caída de tensión máxima mayor del 10%, y quedando finalmente 3 (tres) Subestaciones que además de las pérdidas de energía por encima al 20% y la caída de tensión máxima mayor del 20%, presentan además mas un circuito con caída de tensión mayor del 5% con factores de utilización y desbalance inadecuados: la SED No **011030**, la SED No **010618** y la SED No **010315**.

Sólo 15 (quince) Subestaciones de Distribución poseen un porcentaje de pérdidas de energía por debajo del 10%, además de este grupo solo 4 (cuatro) Subestaciones de Distribución tienen su caída de tensión en circuitos menos del 5% permisible; y 2 (dos) Subestaciones de Distribución reúnen estas dos últimas características: la SED No **010642** y la SED No **011005**.

Los estándares establecidos para factores de utilización y factores de desbalance en Subestaciones de Distribución, son de 0,8 - 1,2 y menor que 1,05 respectivamente. De las 98 Subestaciones de Distribución analizadas, se ha detectado 61 que presentan ambos factores inadecuados, debido al desbalance de corriente que existe entre sus circuitos y a los transformadores que están sobredimensionados en comparación a la carga que alimentan.

#### **5.5.4 Conclusiones y recomendaciones**

Reemplazar por completo el material de conductor CPI en todas las redes secundarias por originar pérdidas considerables debido a sus características físicas inherentes y al estado de conservación en que actualmente se encuentran. Se implementara el conductor de aluminio auto soportante en las nuevas redes a diseñarse, contemplando un nivel de pérdidas técnicas aceptables en máxima demanda.

Para disminuir la caída de tensión, se debe distribuir las cargas radialmente, verificando que el suministro mas alejado presente una caída de 5% permisible en los circuitos de las redes secundarias. Además, de balancear las cargas adecuadamente por circuito para disminuir los factores de desbalance presentados en el 62% de las Subestaciones de Distribución analizadas.

Para mejorar los factores de utilización de las subestaciones, se puede aumentar o disminuir la capacidad nominal del transformador en relación al comportamiento de la máxima demanda. Cuando se tiene un factor de utilización mayor que 1,2 las pérdidas se atribuyen en mayor proporción por efecto joule y cuando el factor de utilización es menor que 0.8 por pérdidas en el fierro. Lo mejor es una adecuada rotación de transformadores y de cargas para compensar estos factores.

En el diseño de las redes secundarias se debe tener en cuenta la inclusión de nuevas cargas especiales y su proyección de demanda para 15 años, con la finalidad de dimensionar los conductores adecuadamente según sus especificaciones de fabricación.

El porcentaje de pérdidas no técnicas es considerable en algunas Subestaciones de distribución, por ello no descuidar los procedimientos administrativos de la empresa en cuanto a la facturación y la recaudación por cobro de energía, los programas de calibración de medidores y los programas para erradicar el fraude y el clandestinaje.

#### **5.6. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN**

Se evalúa las pérdidas de energía en el núcleo (fierro) y en los devanados (cobre) de los transformadores de distribución comprendidos dentro de la zona del proyecto; las pérdidas en el núcleo dependen del nivel de tensión de alimentación pero se mantienen casi fijas y las pérdidas en los devanados dependen de la variación de la carga.

### 5.6.1 Metodología aplicada para la evaluación de pérdidas

Se utiliza la expresión siguiente para calcular las pérdidas de energía:

$$E = P_{FE} \times T + P_{CU} \times T \times fu^2 \times fp \quad (\text{kWh} - \text{año}) \quad (5.11)$$

Donde:

$E$ : Pérdidas de Energía en el Transformador año 2003 (kWh – año)

$P_{FE}$ : Pérdidas en el Núcleo (kW)

$P_{CU}$ : Pérdidas en el Cobre (kW)

$T$ : Número de horas de servicio eléctrico al año (horas – año)

$fu$ : factor de utilización (\*)

$fp$ : factor de pérdidas (\*\*)

(\*) Valores obtenidos de los formatos de medición de caída de tensión efectuada

(\*\*) Valores obtenidos del Departamento de la empresa Concesionaria

Los valores de Pérdidas en el Núcleo y en el Cobre para los transformadores se han obtenido de las tablas de especificaciones técnicas de fabricantes como ABB y CEA, con características de diseño similares como relación de transformación, capacidad de corriente, tensión de cortocircuito, entre otros. Dichos valores se presentan en el siguiente cuadro:

**TABLA Nº 5.2 Pérdidas fe y cu nominales según potencia nominal Transformador  
Distribución (10/0.38-0.22 kV)**

Pnom (kVA)	Pcu nom(W)	Pvacio nom(W)	Tipo de Conexión	ucc (%)
25	420	160	Dyn11	3
50	750	240	Dyn11	3,5
75	1010	315	Dyn11	3,5
80	1200	340	Dyn11	4
100	1330	380	Dyn11	4
125	1700	385	Dyn11	4
160	2060	460	Dyn11	4
200	3500	500	Dyn11	4,5
250	4000	600	Dyn11	4,5
315	3900	750	Dyn11	4,5
350	4200	800	Dyn11	4,5
400	4700	950	Dyn11	4,5
500	5300	1100	Dyn11	4,5
640	7500	1250	Dyn11	4,5

### 5.6.2 Resultados

Los resultados de los cálculos de las pérdidas de energía en los transformadores de distribución se muestran en el **Anexo 11 - TABLA N° 11.6**, en donde se señala las Pérdidas en el núcleo y en el cobre detectado, la pérdida de energía Total en kWh-año y en nuevos soles-año. Asimismo en el **Anexo 11 – TABLA N° 11.7** se muestra un resumen de las pérdidas en transformadores de distribución por salida comprendidos dentro del área de influencia del proyecto. Por ello, para el año 2003 el mayor valor de pérdidas, se obtuvo en la salida **seis (06)** con 203 903,32 kWh-año que representan el 25,87% de pérdidas en las salidas involucradas y en la salida **ocho (8)** con 130 796,39 kWh-año que representan el 16,60% de pérdidas en las salidas involucradas

En el **Anexo 11 – TABLA N° 11.8** se presenta el aporte en kWh y porcentual en pérdidas de energía para cada subestación dentro de la zona del proyecto para cada troncal, de mayor a menor. El conocimiento de estos valores señala una proporción entre la energía total que pueden entregar el grupo de transformadores con las pérdidas atribuidas a cada transformador. Por ejemplo, en la salida 8 la Subestación de Distribución **010812** presenta 15.201,62 kWh que representa un 11,62% de las pérdidas totales en transformadores y en segundo lugar la Subestación de Distribución **010810** con 11.214,28 kWh en pérdidas en transformador representando un 8,57% del total.

En el **Anexo 11 – TABLA N° 11.9** se presenta las pérdidas de potencia en el transformador por subestación de distribución para cada alimentador involucrado, en función a su capacidad instalada. Se ha detectado el mayor porcentaje de pérdida de potencia en la Subestación de Distribución **011025** con un 2,31% de pérdida en potencia y con una capacidad de 250 KVA; y en la Subestación de Distribución **010808** con un 1,32% de pérdida en potencia y con una capacidad de 100 KVA.

### 5.6.3 Conclusiones y recomendaciones

Las pérdidas técnicas en los transformadores dentro de la zona del proyecto no superan el 2,42% que establece **OLADE** como estándar aceptable internacional. Solo hay que incidir en la ejecución de programas de mantenimiento preventivo sobre aquellas unidades con mayor antigüedad y mayor nivel de pérdidas.

Es necesario instalar nuevos transformadores de distribución menores de 160 KVA potencia instalada en reemplazo de aquellas unidades con transformadores de potencias de hasta 640 KVA, ya que se consigue una mejor distribución de las cargas, se mejora la calidad de producto en los suministros con redes secundarias adecuadamente diseñadas y se mantiene un nivel de confiabilidad en la calidad de servicio alto.

En caso de existir transformadores sobrecargados, reubicarlos en una zona con menor demanda para poder así mejorar su factor de utilización, y evitar la disminución de la vida útil de los devanados, núcleo y los aislamientos del mismo. Se pueden rotar transformadores en zonas con características de demanda y capacidad instalada similares, para disminuir las pérdidas tanto en el cobre como en el hierro.

## **5.7. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA RED PRIMARIA**

### **5.7.1 Metodología aplicada para la evaluación de pérdidas**

Para determinar las pérdidas técnicas se desarrollan los siguientes pasos:

- a) Se define el esquema topológico de cada radial (troncal), tal y como esta al momento de hacer el levantamiento de la red y las mediciones de campo.
- b) Se calculan los parámetros eléctricos (resistencia y reactancia) de los conductores aéreos ubicados en los esquemas de las troncales.
- c) Los datos de carga se representan por la Máxima Demanda de las subestaciones de distribución conectadas a cada troncal deberán medirse en horas punta; es decir de 6:30 h a 8:30 h.
- d) Después de obtener la carga de los tramos de la radial, a partir de la carga de las subestaciones involucradas, se correrán los flujos de potencia respectivos, para calcular la potencia total entregada y la potencia de pérdidas para cada radial, a la hora de máxima demanda.
- e) La potencia total entregada por cada troncal y calculada según el paso.
- f) Debe ser contrastada con los registros obtenidos por el analizador de redes (instalado en la salida de cada troncal) y con los planillones llenados por los operadores, para cada radial.
- g) Posteriormente se calcularán las pérdidas de energía en cada radial, para un día útil, de acuerdo a la siguiente

$$E_p = \sum p_i \times f_p \times T \quad (\text{kWh} - \text{día}) \quad (5.12)$$

Donde:

$E_p$ : Pérdidas de Energía Diaria (kWh)

$\sum p_i$ : Suma de Pérdidas de potencia, correspondiente a la radial en estudio, en horas de Máxima demanda (kW)

$T$ : 24 horas

$f_p$ : factor de pérdidas evaluado para cada salida, obtenido de los valores registrados por el analizador de redes

(\*) Valores obtenidos de los registros de potencia por salida proporcionada por el departamento de Generación de la Empresa Concesionaria – año 2003

h) A continuación se deben calcular de manera similar las pérdidas correspondientes a un día Sábado ( $E_{ps}$ ) y Domingo ( $E_{pd}$ ), conociendo el diagrama de carga y consecuentemente su factor de pérdidas dichos días.

i) Las pérdidas de energía del mes base (Enero 2003), viene expresado por:

$$E_{pj} = N_{du} \times E_{pu} + N_{ds} \times E_{ps} + N_{dd} \times E_{pd} \quad (\text{kWh} - \text{mes}) \quad (5.13)$$

Donde:

$N_{du}$ ,  $N_{ds}$ ,  $N_{dd}$ : Días útiles, sábados y domingos o feriados respectivamente, que tiene el mes  $j$  – esimo.

$E_{pu}$ ,  $E_{ps}$ ,  $E_{pd}$  (\*): Pérdidas de Energía para un día útil, sábados y domingos o feriados respectivamente.

$E_{pj}$ : Pérdidas de Energía mensual en el mes  $j$  – esimo.

(\*) Valores de factor de pérdida obtenidos de los registros de potencia por salida proporcionado por el Departamento de Generación de la Empresa Concesionaria – año 2003.

En la evaluación de  $E_{pj}$ , se debe tomar en cuenta el numero de días por mes del año base.

j) Finalmente la pérdida de Energía en el año viene dada por:

$$E_{panual} = \sum_{j=1} E_{pj} \quad (\text{kWh} - \text{año}) \quad (5.14)$$

En esta última fórmula, también se ha tomado en cuenta el factor de corrección, debido a la variación de la carga durante los meses del año (factor del mes en las barras de la Central Térmica), los cuales fueron reflejadas a todas las troncales que pertenecen a dichas barras, tomando en cuenta las variaciones de potencia en cada mes (se considera 1.00 como valor del mes básico); es decir, al esquema con que se ejecutaron los cálculos según el punto (e).

Estos factores se obtienen de la relación:

$$\text{Factor del mes } i = \left( \frac{\text{Max Dem del mes } j}{\text{Max Dem del mes básico}} \right)^2 \quad (5.15)$$

### 5.7.2 Resultados

De los resultados del flujo de potencia para cada uno de los esquemas topológicos de los alimentadores, se ha obtenido una mayor incidencia en pérdidas de energía al año 2003 en la **salida 11** de 779 136,93 kWh que representa un 25,03% de las pérdidas totales en red primaria y en segundo lugar la **salida 6** con 356 911,97 kWh en pérdidas técnicas que representan un 11,21% de las pérdidas totales en red primaria. Mayor detalle de las pérdidas de energía y su incidencia económica para el año 2003 se detalla en el **Anexo 11-TABLA Nº 11.11**.

En cuanto a la información de Energía Distribuida para el año 2003 por cada alimentador, se ha obtenido mayores porcentajes en pérdidas de energía en la **salida 11** con un valor de 9,25% y en la **salida 8** con un valor de 3,56% respecto a la energía en barra registrada para cada alimentador. Mayor detalle de los valores porcentuales en pérdidas técnicas se aprecia en el **Anexo 11-TABLA Nº 11.12**.

En total se tienen en Red primaria 2,65% en pérdidas técnicas que representan un consumo de 3 185 163,64 kWh. El registro de valores de energía en barra que interviene dentro de la zona de influencia del proyecto (120 011 482,42 para el año 2003) se aprecia en el **Anexo 11-Cuadro 13**.

### 5.7.3 Conclusiones y recomendaciones

#### Redistribución de Cargas:

Esta actividad permite en otras, liberar cargas de redes radiales sobrecargadas con la finalidad de reducir las pérdidas; como consecuencia de ello se mejora la regulación de

tensión en las subestaciones de distribución y se satisface la demanda marginal de los usuarios existentes. Por ello se propone reconfigurar las redes primarias para buscar una mejor distribución de carga óptima y así poder disminuir las pérdidas.

### **Balance de Cargas**

Dentro del nuevo diseño de redes de distribución primaria se contempla la inclusión de cargas especiales y de clientes particulares importantes de mayor nivel de potencia situadas lo mas cerca al posible alimentador; y en compensación con el resto de clientes conectados al mismo alimentador. Si el diseño lo requiere, se puede trasladar las cargas de las subestaciones de uso público a alimentadores específicos teniendo en cuenta su diagrama de carga y su ubicación próxima a la troncal.

### **Dimensionamiento del conductor**

Una vez establecida la topología de red, se tiene que hacer un calculo de los calibres adecuados para los conductores de la troncal y las principales ramales de los alimentadores de Red Primaria, considerando la inclusión de nuevas cargas dentro de los próximos 15 años y como afecta la evolución de sus respectivas demandas.

### **Cambio de Nivel de Tensión**

Al aumentar el nivel de tensión de un alimentador primario, sin variar la carga, ni cambiar el conductor, la corriente disminuye. Por lo tanto las pérdidas técnicas disminuyen.

Para el presente estudio se mantendrá el nivel de tensión primario de 10kV y el nivel de tensión secundario de 380/220 debido a que dichas tensiones se encuentran en uso en la zona de influencia.

### **Incremento de la Confiabilidad**

La confiabilidad en el servicio se incrementará, si mejoramos el sistema de protección actual para reducir las fallas, que continuamente ponen fuera de servicio a una cantidad apreciable de usuarios. Se analizará aquellos nodos donde pueda implementarse una conexión eléctrica en anillo, para contar con un respaldo y una coordinación de protección eficiente a los principales clientes que continuamente proporcionan servicios de bienestar social llámese hospitales, comunicaciones, servicio de agua, entre otros.



### Instalación de banco de condensadores

Mediante la inyección de potencia reactiva a las redes de distribución se logra aumentar el factor de potencia, mejorar el nivel de tensión en las barras y por ende una disminución de las pérdidas técnicas.

### 5.8. RESUMEN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

Con la estimación de pérdidas de energía desagregadas (en red primaria, en los transformadores y en la red secundaria) se muestra las pérdidas técnicas globales para el Sistema Eléctrico dentro de la Zona de Influencia del Proyecto de Remodelación de Redes de Iquitos, tal como se muestra en la siguiente **TABLA N° 5.3** con porcentajes de pérdida de energía para cada etapa respecto a la energía en Barra que se distribuye al Sistema.

**TABLA N° 5.3 Pérdidas de energía respecto a barra**

<b>Energía Barra:</b> 120 011 482,42 kWh	<b>Kwh</b>	<b>(%)</b>
<b>Redes Primarias (Iquitos)</b>	3 185 163,64	2,65
<b>Redes Secundarias (99 SEDs)</b>	2 920 983,58	2,43
<b>Transformadores Distribución (99 SEDs)</b>	788 065,89	0,66
<b>Total</b>	6 894 213,11	5,74

En la **TABLA N° 5.4** se muestra la contribución de las pérdidas de energía en cada subsistema con respecto al total de pérdidas técnicas, con una contribución en mayor para las redes primarias que comprenden todo el sistema Iquitos, seguido para las redes secundarias y luego para los transformadores de distribución.

**TABLA N° 5.4 Contribución de pérdidas de energía**

<b>Energía Barra:</b> 120 011 482,42 kWh	<b>Kwh</b>	<b>(%)</b>
<b>Redes Primarias (Iquitos)</b>	3 185 163 64	46,20
<b>Redes Secundarias (99 SEDs)</b>	2 920 983,58	42,37
<b>Transformadores Distribución (99 SEDs)</b>	788 065,89	11,43
<b>Total</b>	6 894 213,11	100,00

En la presente **TABLA N° 5.5**, se muestran los resultados de pérdidas técnicas en otros países, este cuadro ha sido extraído del Manual Latinoamericano y del Caribe para el Control de Pérdidas Eléctricas.

**TABLA N° 5.5 Pérdidas técnicas en otros países**

	Colombia (%)	Cadafe (%)	Ideal (%)
<b>Líneas de transmisión</b>	1,98	1,8	1,4
<b>Líneas de Subtransmisión</b>	1,12	-	-
<b>Transformadores Subestaciones</b>	0,93	0,40	1,60
<b>Alimentadores Primarios</b>	2,70	1,95	0,40
<b>Transformadores Distribución</b>	1,87	1,02	2,42
<b>Alimentadores Secundarios</b>	4,02	3,85	0,80

Para realizar una comparación de pérdidas, se indicara en la **TABLA N° 5.6** siguiente, las pérdidas en alimentadores primarios, transformadores de distribución y alimentadores secundarios.

**TABLA N° 5.6 Tabla de comparación pérdidas técnicas ELOR**

	Colombia (%)	Cadafe (%)	Ideal (%)	ELOR (%)
<b>Alimentadores Primarios</b>	2,70	1,95	0,40	2,65
<b>Transformadores Distribución</b>	1,87	1,02	2,42	0,76
<b>Alimentadotes Secundarios</b>	4,02	3,85	0,80	14,53
<b>TOTAL</b>	8,59	6,82	3,62	17,94

Colombia: Sistema Eléctrico de Colombia

Cadafe: Sistema Eléctrico de Venezuela

ELOR.: Zona de Influencia del Proyecto – Empresa Concesionaria.

Ideal: Sistema Eléctrico recomendado como Ideal

Se puede observar que las pérdidas técnicas en la red secundaria dentro de la zona del proyecto son altas, seguidas por las pérdidas en las redes primarias. Solo las pérdidas en los transformadores de distribución, mantienen un nivel aceptable.

### **5.9. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS**

Debido a que la aparición de pérdidas técnicas en las componentes del sistema eléctrico es inevitable, la ejecución del proyecto de remodelación de redes de distribución primaria y secundaria con la tecnología y el diseño adecuado, logrará una reducción considerable de estas pérdidas dentro de los valores permisibles establecidos. En la siguiente **TABLA N° 5.7** se aprecia la mejora alcanzada:

**TABLA N° 5.7 Mejora ejecución proyecto remodelación redes**

	Pérdidas Actuales (%)	Pérdidas con Remodelación de Redes (%)
Red Primaria	2,65	1,6
Transformadores Distribución	0,76	0,76
Red Secundaria	14,53	0,7
Total	17,94	3,06

En la **TABLA N° 5.8** que se muestra a continuación, se ha calculado el beneficio que se obtendría al ejecutar la remodelación de redes de distribución primaria y secundaria, posteriormente con la elaboración de un programa de control y reducción de pérdidas técnicas a niveles aceptables internacionalmente, tal como se muestra en los cuadros respectivos, de un valor estimado de 17,94% reducir a un valor de 3,06%, permitiendo un beneficio grueso en nuevos soles de 9 516 372,91 al año, sin incluir la inversión para la implementación de programas de control y reducción de pérdidas.

**TABLA N° 5.8 Ahorro por reducción pérdidas técnicas nuevos soles 2003**

1	ENERGIA ENTREGADA AL SISTEMA (kWh/año)	120 011 482,42
2	PORCENTAJE DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS (%)	14,88
3	AHORRO POR REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS (SOLES/AÑO )	9 516 372,91

## CAPÍTULO VI CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

### 6.1 CÁLCULOS DE LA RED PRIMARIA

#### 6.1.1 Cálculos eléctricos

##### a) Características eléctricas del sistema

Para efectos del diseño eléctrico de redes primarias se tendrán en cuenta las siguientes características:

Sistema Trifásico

Tensión Nominal de la Red	:	10,0 kV
Tensión Máxima de Servicio	:	12,0 kV
Frecuencia Nominal	:	60 Hz
Factor de Potencia	:	0,90 (atraso)

##### b) Parámetros de los conductores

Resistencia Eléctrica

La resistencia de los conductores a la temperatura de operación se calculará mediante la siguiente fórmula.

$$R_t = R_{20^{\circ}C} [1 + 0,0036(t - 20)] \quad (6.1)$$

$R_{20^{\circ}C}$  = Resistencia del conductor en c.c. a 20 °C, en Ohm/km

t = Temperatura máxima de operación, en °C.

En el *Anexo N° 4.1*. se muestran los valores de resistencia de los conductores a 20 °C y 60°C.

### Reactancia Inductiva

La reactancia inductiva para sistemas trifásicos equilibrados

Las fórmulas a emplearse serán las siguientes:

$$X_L = 0,376992 * (0,05 + 0,4605 * \text{Log}\left(\frac{DMG}{RMG}\right)) \quad (\text{Ohm/km-conductor}) \quad (6.2)$$

DMG = Distancia media geométrica, en m.

RMG = Radio medio Geométrico, en m.

Cálculo del radio medio geométrico de cada conductor.

**TABLA N° 6.1 Radio medio geométrico**

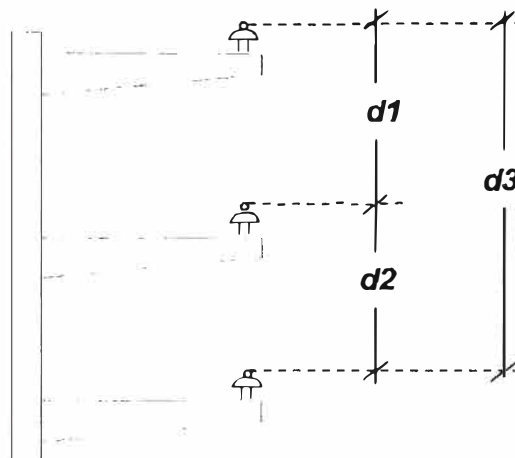
N° de hilos	RMG	
Sólido	0,779	r
7 hilos	0,726	r
19 hilos	0,758	r
37 hilos	0,768	R

Donde "r" es el radio exterior del conductor.

Cálculo del Distancia media geométrica

Simple terna -Vertical.

$$DMG = \sqrt[3]{d1 \times d2 \times d3} \quad (6.3)$$



### Cálculo de Caída de Tensión.

El cálculo de caída de tensión para la red primaria se realiza utilizando el análisis de flujo de carga, los resultados se muestran en los **Anexos 07**.

### c) Determinación del nivel de aislamiento

Los criterios que deberán tomarse en cuenta para la selección del aislamiento serán las siguientes:

- Sobretensiones atmosféricas.
- Contaminación Ambiental.

En la **TABLA N° 6.2** se muestran los niveles de aislamiento que se aplicarán a la línea, redes primarias en condiciones standard:

**TABLA N° 6.2 Niveles de Aislamiento de Redes Primarias.**

<i>Tensión nominal entre fase (kV)</i>	<i>Tensión máxima entre fases (kV)</i>	<i>Tensión de sostenimiento a la onda 1,2 / 50 entre fases y fase a tierra (kVp)</i>	<i>Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase-tierra (kV)</i>
10	12	75	28

### Factor de Corrección por Altitud

Los niveles de aislamiento consignado en la **TABLA N° 6.2** son válidas para condiciones atmosféricas estándares, es decir, para  $1013 \times 10^5 \text{ N/m}^2$  y  $20^\circ\text{C}$ .

Según las recomendaciones de la Norma IEC 71-1, para instalaciones situadas a altitudes superiores a 1000 m.s.n.m., la tensión máxima de servicio deberá ser multiplicada por un factor de corrección igual a:

$$F_c = 1 + 1,25 \times (h - 1000) \times 10^{-4} \quad (6.4)$$

Donde:

h = Altitud sobre el nivel del mar, en m

Para nuestro caso el Factor de corrección será 1.

### Aislación necesaria por Contaminación Ambiental

Deberá verificarse el adecuado comportamiento del aislamiento frente a la contaminación ambiental. Para ello, se tomará como base las recomendaciones de la Norma IEC 815 "GUIDE FOR THE SELECTION OF INSULATORS IN RESPECT OF POLLUTED CONDITIONS"

Para propósitos de normalización, se han definido las siguientes cuatro (04) niveles de contaminación:

- Ligero
- medio
- pesado
- muy pesado

En el **TABLA N° 6.3** adjunto, describe de forma aproximada los medios ambientes típicos de cada nivel de contaminación.

**TABLA N° 6.3 Niveles de Contaminación**

<b>Nivel de Contaminación</b>	<b>Distancia de fuga específica mínima en mm / kV f-f</b>
<i>Ligera</i>	16
<i>Mediana</i>	20
<i>Fuerte</i>	25
<i>Muy fuerte</i>	31

A cada nivel de contaminación descrito en la **TABLA N° 6.3**, corresponde una línea de fuga específica mínima, en mm por kV (fase a fase), relativa a la máxima tensión de servicio.

La mínima longitud de fuga de un aislador rígido (tipo pin) o cadena de aisladores conectado entre fase y tierra, se determinará de acuerdo al nivel de contaminación del lugar, usando la siguiente relación:

Mínima longitud de fuga = mínima longitud de fuga específica (**TABLA N° 6.3**) x máxima tensión de servicios entre fases corregida por altitud.

La formula aplicada es:

$$L_{fuga} = L_{f0} \times U_{MAX} \times f_{ch} \quad (6.5)$$

Donde:

- $L_{fuga}$  : Longitud de fuga fase-tierra requerida  
 $L_{f0}$  : Longitud de fuga unitaria en mm /  $kV\phi-\phi$   
 $U_{MÁX}$  : Tensión Máxima de Servicio  
 $f_{ch}$  : Factor de Corrección por Altura.

La verificación de la longitud de la línea de fuga se hará en todos los casos. Para nuestro caso de la ciudad de Iquitos se le considera Nivel de Contaminación Ligera.

Los resultados de los cálculos efectuados son:

**TABLA N° 6.4 Aislamiento Requerido por Contaminación**

Zona	Fch	mm/ $kV\phi-\phi$	Umax	Lfuga
Para $\leq 1\ 000$ msnm	1	16	12	192

### Pararrayos

Selección de Pararrayos.

Tenemos que:

$$TOV = K_e (MCOV) \quad (6.6)$$

Siendo:

$$MCOV = \frac{V_{maxServicio}}{\sqrt{3}} \quad (6.7)$$

Donde:

$TOV$  : Sobretensiones temporales

$MCOV$  : Máxima tensión continua de operación

$K_e$  : Factor de falla a tierra.

Valor de  $K_e$  aproximado:

$K_e = 1,73$  Para sistemas de Neutro Aislado, que es nuestro caso.

**TABLA N° 6.5 Selección del Pararrayo.**

Tension ( kV )	TOV ( kV )	Pararrayo Seleccionado ( kV )
10	11,96	12



## **d) Análisis de flujo de potencia y compensación reactiva**

Mediante el análisis de flujo de Potencia se simula el comportamiento en estado estacionario de las Redes Primarias de distribución. Estas simulaciones se han efectuado para analizar la situación de las redes existentes en máxima demanda y las redes remodeladas en mínima y máxima demanda tanto al inicio del proyecto como al final del proyecto.

### **d.1) Flujo de Potencia**

Para el análisis de las redes de distribución primaria se ha simulado el comportamiento de las redes existentes y remodeladas mediante software , el cual nos proporcionará como resultado el flujo de potencia, la corriente, factor de potencia, tensiones en barra, pérdidas de potencia y potencia de cortocircuito a través de la redes.

#### **d.1.1) Figuras y resultados del programa**

Las figuras nos muestran lo siguiente:

- Las tensiones subestaciones y en nodos están en kV, el ángulo de las tensiones respecto a la barra principal en grados sexagesimales.
- Las corrientes en Ampere que pasan a través de las Redes y su factor de potencia respectivo.

Las cargas serán mostradas en kW y kVAR. Los valores de los Bancos de Condensadores estarán mostrados en kVAR

Los resultados nos muestran lo siguiente:

- Barras del sistema: las tensiones en kV y en p.u., el ángulo de tensión con respecto a la barra principal de la salida en grados sexagesimales, cargas en MW y en MVAR y el valor de la compensación reactiva.
- Líneas: flujos de potencia de envío y de recepción de los nodos.
- Generador: tensión en kV y en p.u. ángulos en grados, potencia generada
- Pérdidas totales: longitudinales y transversales.
- Potencia de cortocircuito en los nodos y en las subestaciones de la red.

## **d.2) Consideraciones para la Simulación del Análisis de Flujo de Potencia**

La simulación de flujo de potencia se realizará para las redes existentes y para las redes remodeladas. Para las cuales tenemos:

### **d.2.1) Redes existentes**

- Para las subestaciones que se encuentran dentro de la zona de influencia se consideró como carga el valor obtenido en las mediciones durante las horas de mayor probabilidad de máxima demanda (18:30 a 20:30 horas).
- Para las subestaciones que se encuentren fuera de la zona del proyecto se tomaron los valores de máxima demanda proporcionada por la **Empresa Concesionaria**.  
Para las subestaciones que se encuentran fuera de la zona de influencia y no se obtuvo información de su máxima demanda, se utilizó su valor nominal a factor de potencia 0,9.

### **d.2.2) Redes Remodeladas**

#### **\* Máxima Demanda**

- Para el horizonte del proyecto (año 15), las subestaciones que se encuentran dentro de la zona de influencia se tomará como carga el valor nominal de la subestación remodelada a un factor de potencia de 0,9.
- Para el inicio del proyecto se considerará como valor de carga de las subestaciones el 87,7 % del valor nominal. Este valor de porcentaje considerado a partir de los datos obtenidos en la proyección de la demanda de potencia obtenida en el Estudio del Mercado Eléctrico.
- Para las subestaciones que se encuentran fuera de la zona de influencia se tomaron los valores de máxima demanda proporcionada por la **Empresa Concesionaria**.
- Para las subestaciones que se encuentran fuera de la zona de influencia y no fue proporcionada información, se tomó como carga el valor nominal de la subestación a un factor de potencia de 0,9.

#### **\* Mínima Demanda**

- Para el horizonte del proyecto (año 15), las subestaciones que se encuentran dentro de la zona de influencia se considerará como valor de carga de las subestaciones un 50% de su valor nominal a un factor de potencia de 0,9.
- Para el inicio del proyecto se considerará como valor de carga de las subestaciones el 87,7 % del valor de carga en el horizonte del proyecto (año 15). Este valor de

porcentaje es considerado a partir de los datos obtenidos en la proyección de la demanda de potencia obtenida en el Estudio del Mercado Eléctrico.

- Para las demás subestaciones se considera los valores de mínima demanda proporcionada por la **Empresa Concesionaria**.
- Para las subestaciones que se encuentran fuera de la zona de influencia y no fue proporcionada información, se consideró como carga el 50% de su valor nominal de la subestación a un factor de potencia de 0,9.

#### **d.2.3) Compensación Reactiva**

- Se considerará condensadores de 150 kVAR, de 300 y 600 kVAR de valor fijo. También bancos de compensadores variables de 300 y 600 kVAR.
- El objetivo de la compensación reactiva es el de tener una factor de potencia global cercano a de 0,95 aproximadamente.
- Se analizará tanto para máxima demanda como para mínima demanda de las redes remodeladas al inicio y al final del horizonte del proyecto.

#### **d.3) Alcances**

El flujo de potencia se realizará para simular el comportamiento de la red a remodelar, teniendo como objetivo obtener una máxima caída de tensión en “cola” menor que 3% y que su factor de potencia sea cercano a 0,95.

Se desea obtener estos valores para reducir las pérdidas de las Redes Primarias, teniendo que seleccionar adecuadamente la sección de los conductores y la ubicación óptima de los bancos de condensadores para este fin.

Los conductores a utilizarse en la remodelación de la red primaria son conductores de Aleación de Aluminio desnudo de 120, 95, 70 y 35 mm<sup>2</sup> en disposición vertical.

#### **d.4) Resultados del Análisis de Flujo de Potencia**

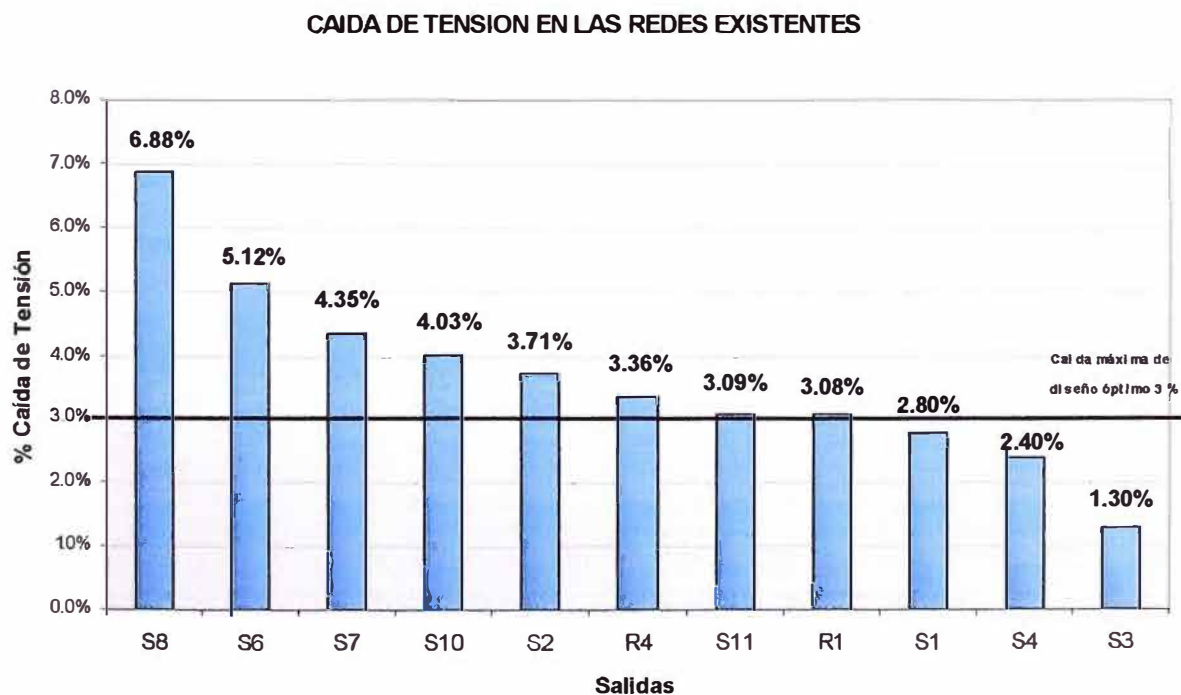
##### **d.4.1) Redes Existentes**

Se realizó el análisis de flujo de potencia de las redes existentes, obteniéndose los siguientes resultados:

**TABLA N° 6.6 Resumen de resultados del flujo de potencia  
de las redes existentes**

SALIDAS	% Caída de Tensión en cola	% Pérdidas de Potencia	Factor de Potencia
S1	2,80	1,90	0,801
S2	3,71	2,67	0,860
S3	1,30	0,82	0,766
S4	2,40	1,83	0,751
S6	5,12	3,36	0,826
S7	4,35	2,89	0,768
S8	6,88	4,63	0,764
S10	4,03	2,54	0,826
S11	3,09	1,53	0,894
R1	3,08	1,96	0,756
R4	3,36	2,22	0,772

De la tabla anterior podemos realizar las siguientes figuras:



**Fig. 6.1 Caída de tensión en “cola” de las salidas de la zona del proyecto**

### PERDIDAS DE POTENCIA EN LAS REDES EXISTENTES

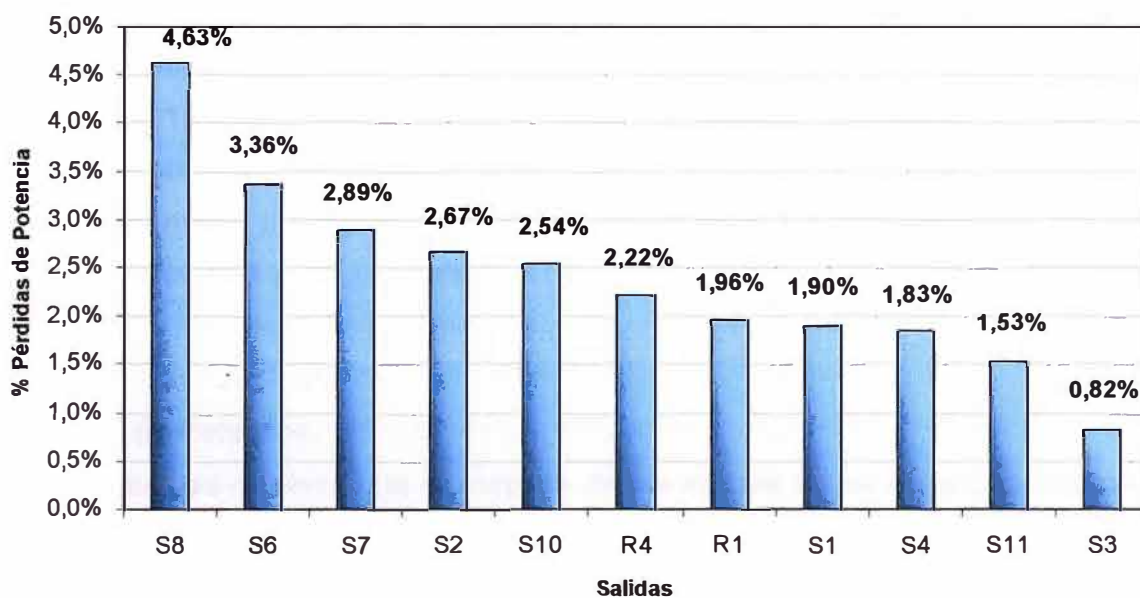


Fig. 6.2 Pérdidas de potencia en las salidas de la zona del proyecto

### FACTOR DE POTENCIA EN LAS REDES EXISTENTES

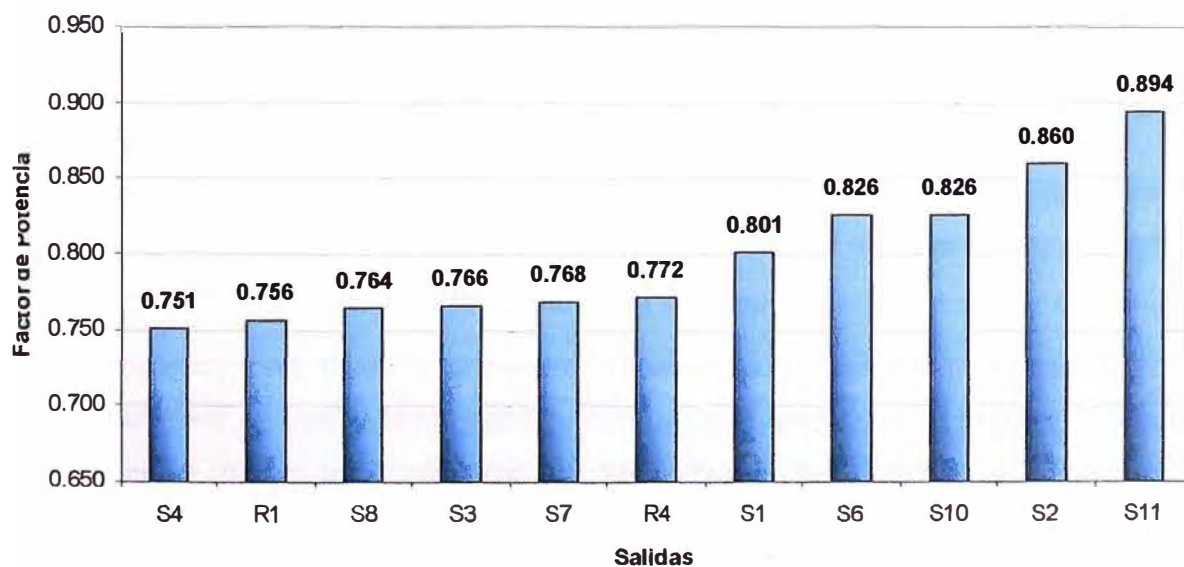


Fig. 6.3 Factor de potencia en las salidas de la zona del proyecto

De las figuras podemos decir:

**\* Caída de tensión.**

De la **Fig. 6.1**, notamos que ocho de las once salidas sobrepasan el valor límite permitido de porcentaje de caída de tensión que es el 3% del valor de la tensión nominal. La salida con mayor porcentaje de caída de tensión es la Salida S8, seguido por la S6, S7, S10, S2, R4, S11 y R1. Las salidas S1, S4 y S3, se encuentran dentro de los valores aceptables.

**\* Pérdidas de Potencia.**

De la **Fig. 6.2**, se observa que la mayoría de las salidas tienen un alto porcentaje de pérdidas.

Las salidas que cuentan con valor muy alto de porcentaje de pérdidas de potencia son la S8, S6, S7, S2, S10 y S4. Mientras que las salidas R1, S1, S4, S11 y S3 tienen valores menores.

**\* Factor de Potencia**

De la **Fig. 6.3**, se observa que las salidas tienen un bajo factor de potencia, se observa que todas las salidas tienen un factor de potencia menor de 0,9, siendo el valor deseable 0,95.

**d.4.2) Redes Remodeladas**

Para las redes remodeladas se ha considerado conductores de Aleación de Aluminio y cambio de los armados triangulares por los armados tipo vertical en los lugares con problemas de distancia mínima de seguridad a las viviendas.

Se ha realizado traslado de cargas entre salidas para obtener una mejor distribución de cargas teniendo en cuenta la potencia suministrada, la longitud de la salida y la ubicación óptima de los Bancos de Condensadores para obtener los valores deseado de caída de tensión , pérdidas de potencia y factor de potencia.

Se ha considerado la implementación de una futura salida R7 con la cual se obtendría una mejor distribución de las cargas, una disminución de las caídas de tensión y la reducción de las pérdidas en las redes primarias.

Se han analizado los resultados del flujo de potencia de las redes tanto para el caso de Máxima Demanda y Mínima Demanda. Para los años Inicial (Año 0) y el final (Año 15) del horizonte del proyecto. Obteniendo de esta manera los siguientes resultados.

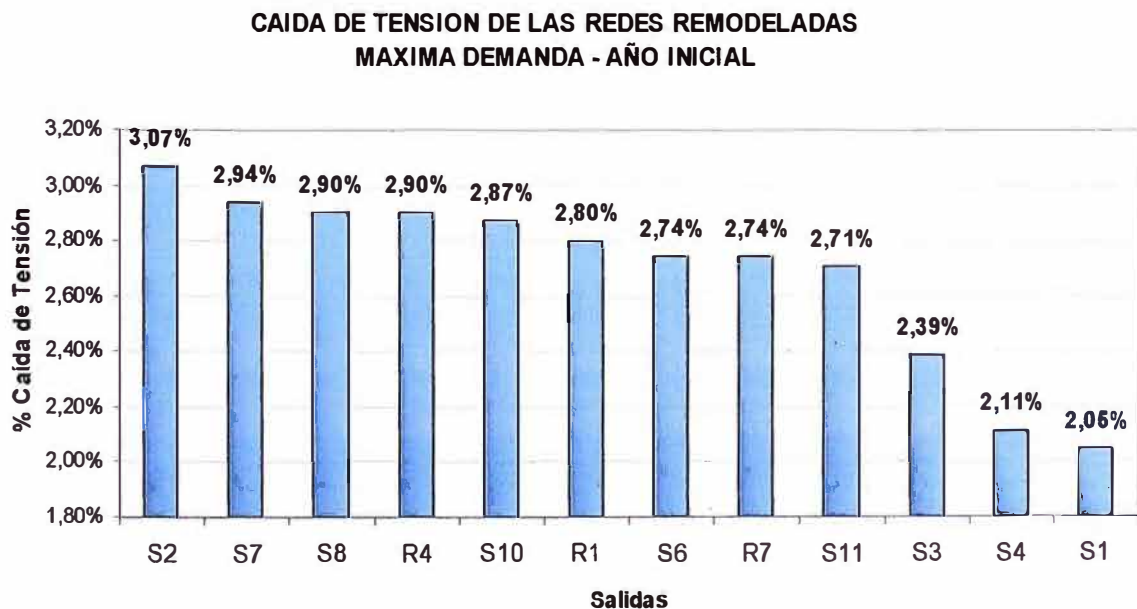
- **Año Inicial – Máxima Demanda.**

Los datos obtenidos del Análisis de Flujo de Potencia para redes remodeladas al inicio del horizonte del proyecto para máxima demanda se resumen en la **TABLA N° 6.7**.

**TABLA N° 6.7 Resumen del flujo de potencia de las redes remodeladas en máxima demanda –Año Inicial**

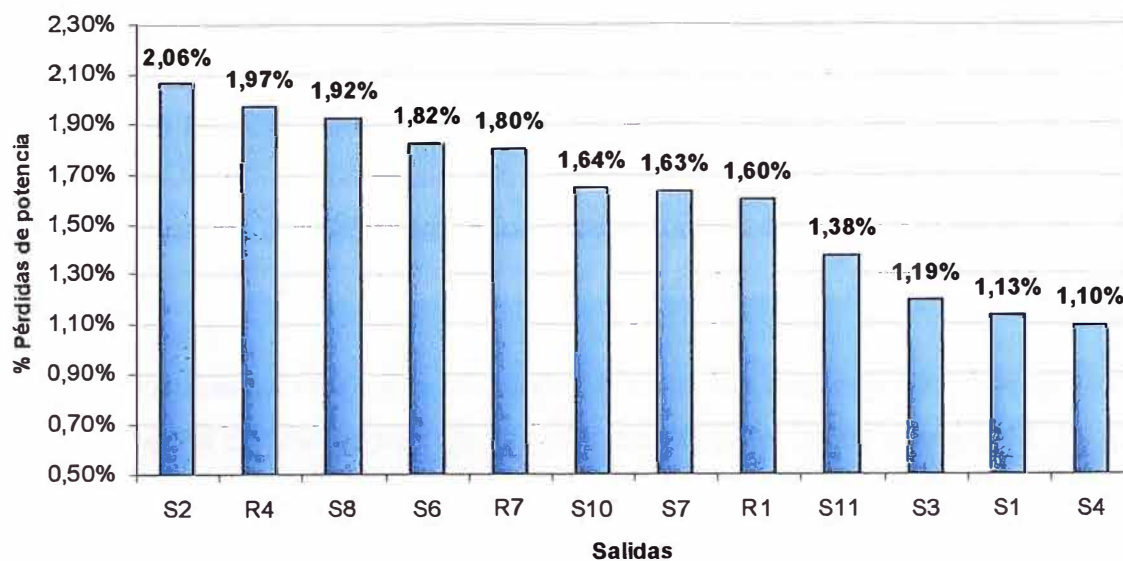
<b>SALIDAS</b>	<b>% Caída de Tensión</b>	<b>% Pérdidas</b>	<b>Factor de Potencia</b>
<b>S1</b>	2,05%	1,13%	0,931
<b>S2</b>	3,07%	2,06%	0,932
<b>S3</b>	2,39%	1,19%	0,924
<b>S4</b>	2,11%	1,10%	0,924
<b>S6</b>	2,74%	1,82%	0,937
<b>S7</b>	2,94%	1,63%	0,960
<b>S8</b>	2,90%	1,92%	0,936
<b>S10</b>	2,87%	1,64%	0,930
<b>S11</b>	2,71%	1,38%	0,963
<b>R1</b>	2,80%	1,60%	0,922
<b>R4</b>	2,90%	1,97%	0,958
<b>R7</b>	2,74%	1,80%	0,919

De la **TABLA N° 6.7** Obtenemos las siguientes figuras:



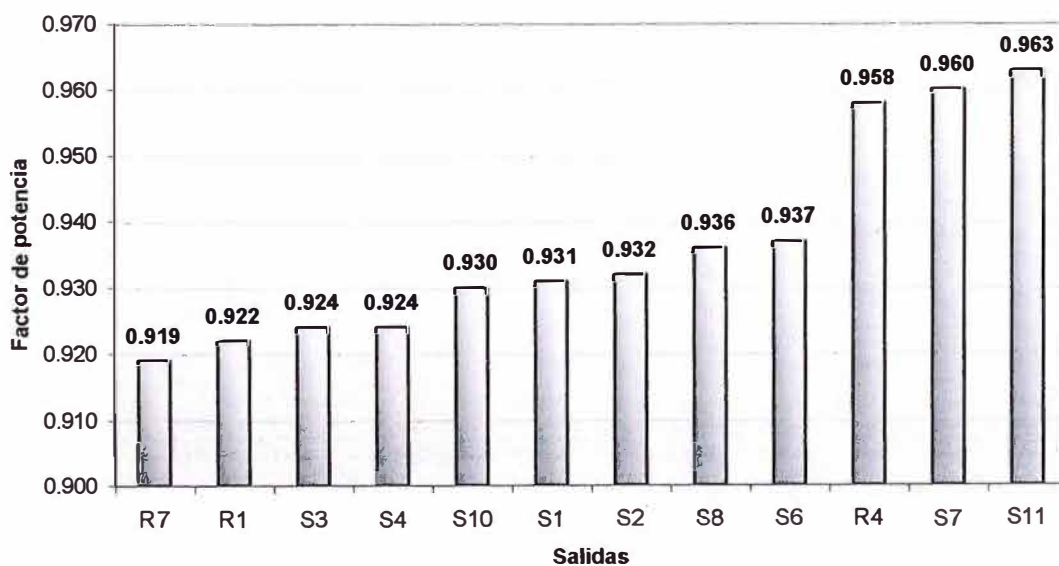
**Fig. 6.4 Caída de tensión máxima las redes remodeladas en máxima demanda –Año Inicial por salidas**

**PERDIDAS DE POTENCIA EN LAS REDES REMODELADAS  
MAXIMA DEMANDA - AÑO INICIAL**



**Fig. 6.5 Pérdidas de potencia de las redes remodeladas en máxima demanda –Año Inicial por salidas**

**FACTOR DE POTENCIA EN LAS REDES REMODELADAS  
MAXIMA DEMANDA - AÑO INICIAL**



**Fig. 6.6 Factor de potencia de las redes remodeladas en máxima demanda –Año Inicial por salidas**



De las figuras podemos decir:

**\*Caída de tensión.**

De la **Fig. 6.4**, notamos una mejora notable comparada con las redes existentes, obteniendo como resultado de la remodelación que todas las salidas tendrían una máxima caída de tensión menor que 3% de la tensión nominal, con excepción de la salida S2 que tendría un máxima caída de tensión de 3.07%, las subestaciones de esta salida se encuentran en su gran mayoría fuera de la zona de influencia del proyecto.

**\*Pérdidas de Potencia.**

De la **Fig. 6.5**, se observa que todas las salidas tendrían un bajo porcentaje de pérdidas de potencia, la salida con más porcentaje de pérdidas de potencia es la salida S2.

**\*Factor de Potencia**

De la **Fig. 6.6**, se observa que las salidas tendrían en buen factor de potencia mayores que 0,9.

• **Año Inicial – Mínima Demanda.**

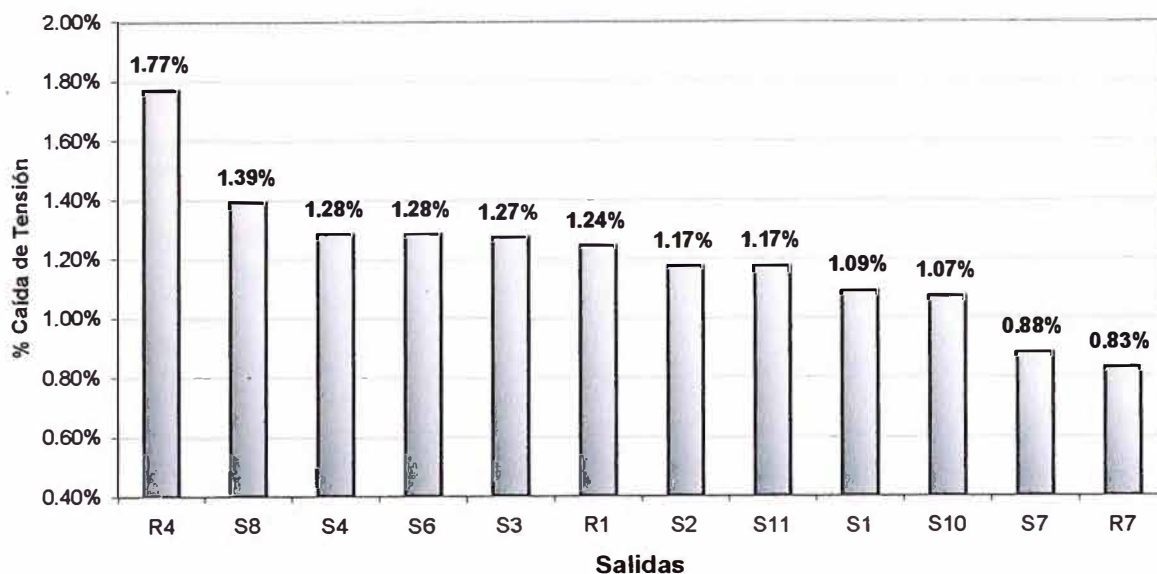
Los datos obtenidos del Análisis de Flujo de Potencia para redes remodeladas al inicio del horizonte del proyecto para mínima demanda se resumen en la **TABLA N° 6.8**.

**TABLA N° 6.8 Resumen del flujo de potencia de las redes remodeladas en mínima demanda –Año Inicial**

<b>SALIDAS</b>	<b>% Caída de Tensión</b>	<b>% Pérdidas</b>	<b>Factor de Potencia</b>
<b>S1</b>	1,09%	0,67%	0,976
<b>S2</b>	1,17%	0,85%	0,985
<b>S3</b>	1,27%	0,69%	0,945
<b>S4</b>	1,28%	0,71%	0,960
<b>S6</b>	1,28%	0,85%	0,975
<b>S7</b>	0,88%	0,43%	0,962
<b>S8</b>	1,39%	0,95%	0,979
<b>S10</b>	1,07%	0,65%	0,959
<b>S11</b>	1,17%	0,55%	0,968
<b>R1</b>	1,24%	0,71%	0,959
<b>R4</b>	1,77%	1,22%	0,923
<b>R7</b>	0,83%	0,61%	0,990

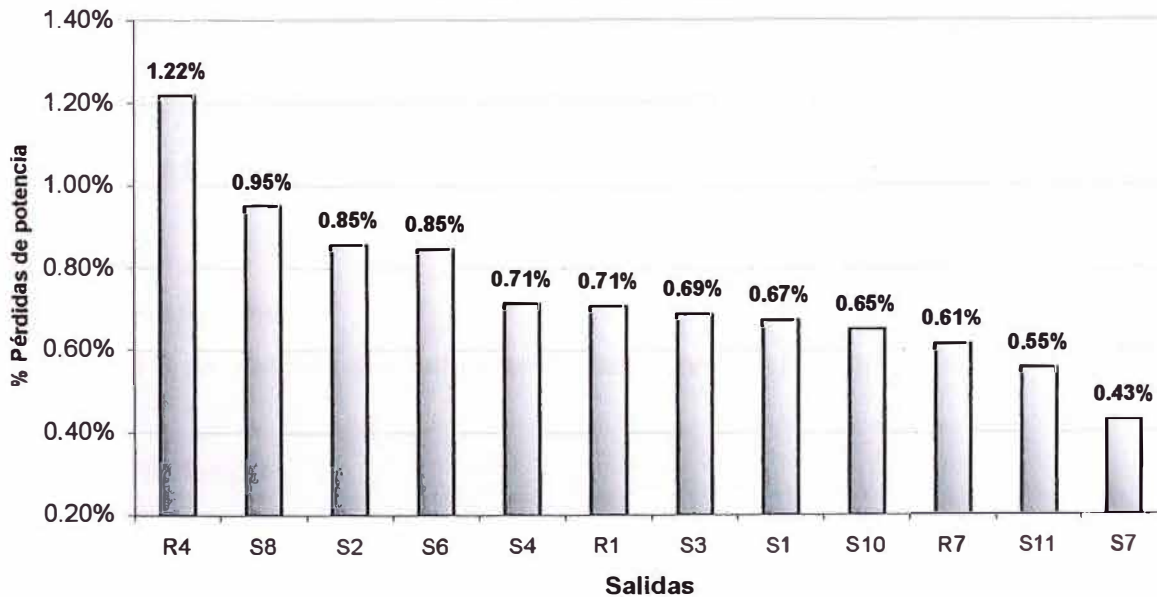
De la **TABLA N° 6.8** Obtenemos las siguientes figuras:

**CAIDA DE TENSION DE LAS REDES REMODELADAS  
MINIMA DEMANDA - AÑO INICIAL**



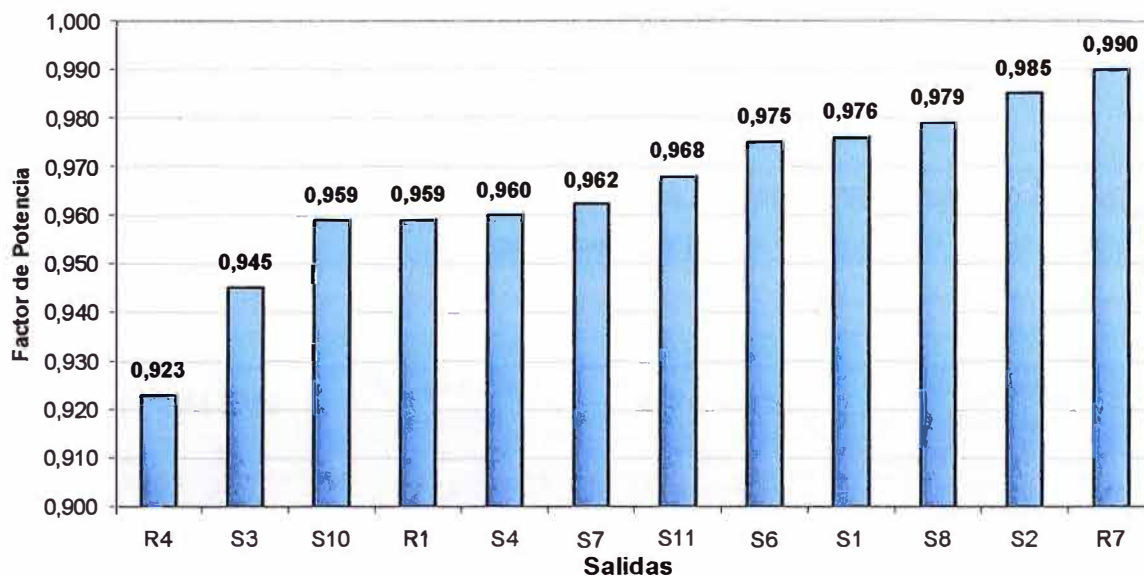
**Fig. 6.7 Máxima caída de tensión de las redes remodeladas en mínima demanda –Año Inicial por salidas**

**PERDIDAS DE POTENCIA EN LAS REDES REMODELADAS  
MINIMA DEMANDA - AÑO INICIAL**



**Fig. 6.8 Pérdidas de potencia de las redes remodeladas en mínima demanda – Año Inicial por salidas**

**FACTOR DE POTENCIA EN LAS REDES REMODELADAS  
MINIMA DEMANDA - AÑO INICIAL**



**Fig. 6.9 Factor de potencia de las redes remodelada en mínima demanda – Año Inicial por salidas**

De las figuras podemos decir:

**\*Caída de tensión.**

De la Fig. 6.7, notamos que todas las salidas tienen caída de tensión menor que el 3% del valor de la tensión nominal.

**\*Pérdidas de Potencia.**

De la Fig. 6.8, se observa que todas las salidas tienen un bajo porcentaje de pérdidas.

**\*Factor de Potencia**

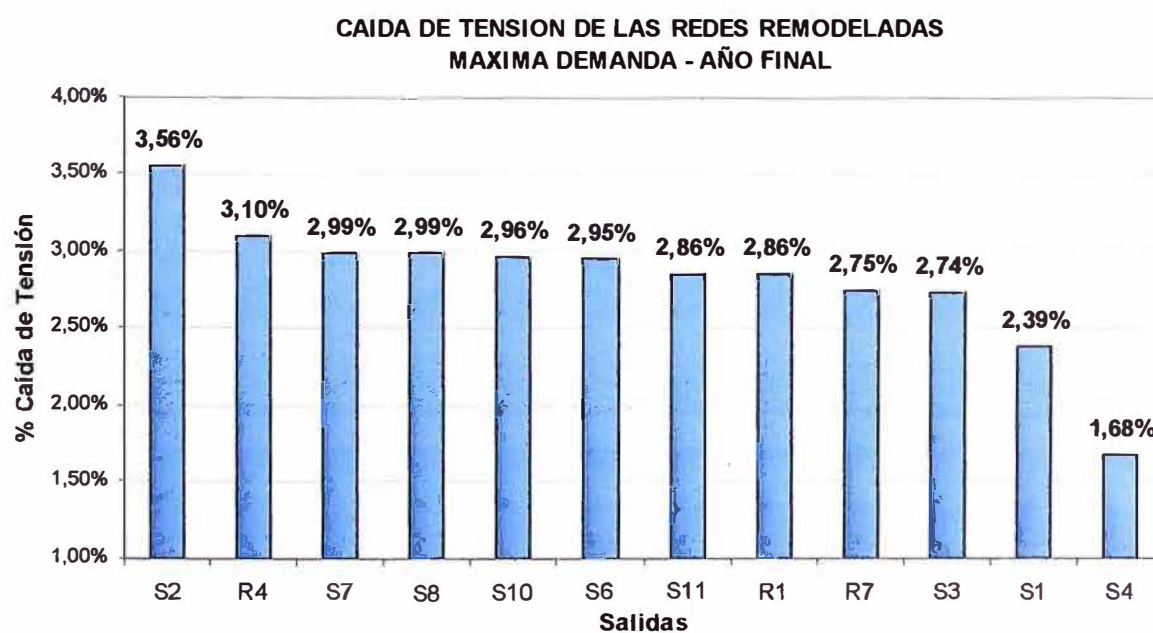
De la Fig. 6.9, se observa que todas las salidas tienen un alto factor de potencia, se observa que todas las salidas tienen un factor de potencia mayor que 0,9.

- **Año Final – Máxima Demanda.**

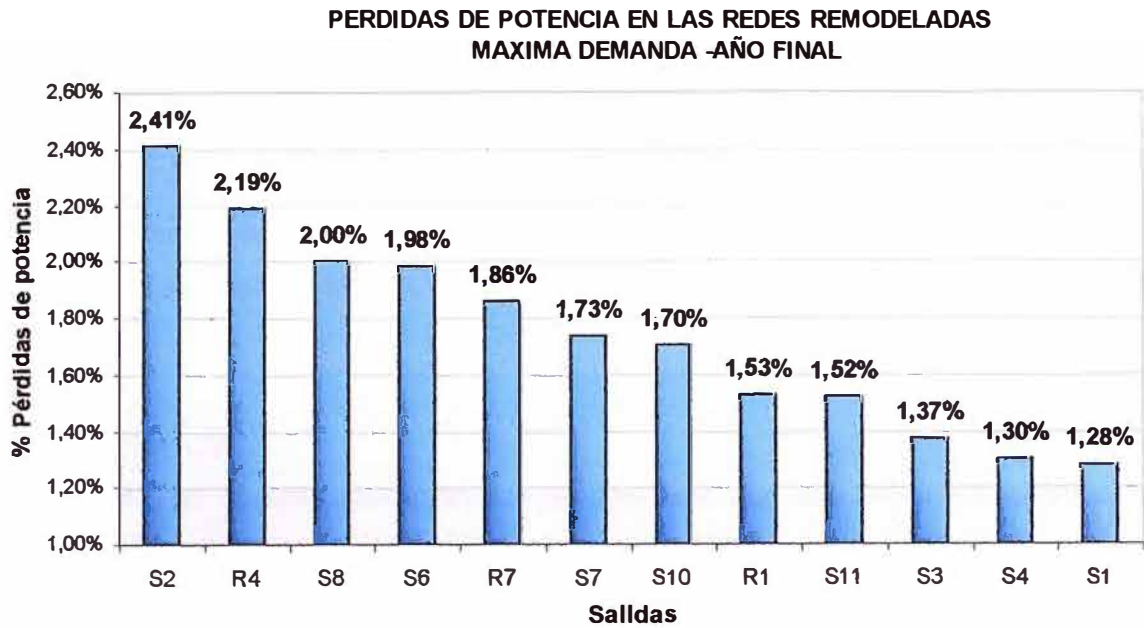
Los datos obtenidos del Análisis de Flujo de Potencia para redes remodeladas al final del horizonte del proyecto para máxima demanda se resumen en la **TABLA N° 6.9**.

**TABLA N° 6.9 Resumen del flujo de potencia de las redes remodeladas en máxima demanda –Año Final**

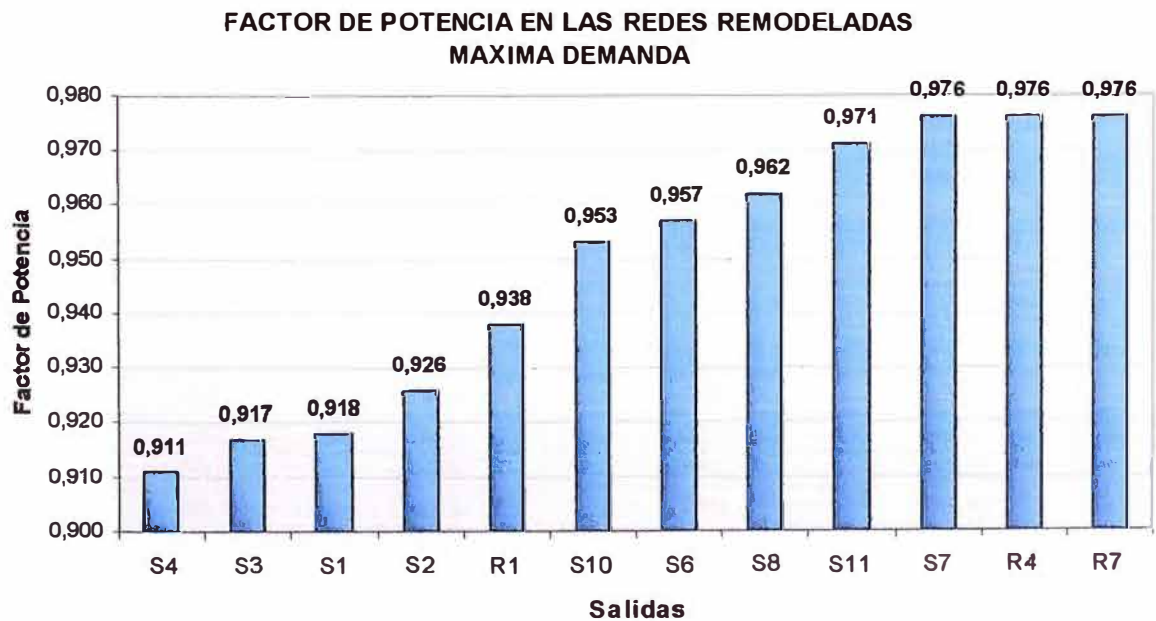
<b>SALIDAS</b>	<b>% Caída de Tensión</b>	<b>% Pérdidas</b>	<b>Factor de Potencia</b>
<b>S1</b>	2,39%	1,28%	0,918
<b>S2</b>	3,56%	2,41%	0,926
<b>S3</b>	2,74%	1,37%	0,917
<b>S4</b>	1,68%	1,30%	0,911
<b>S6</b>	2,95%	1,98%	0,957
<b>S7</b>	2,99%	1,73%	0,976
<b>S8</b>	2,99%	2,00%	0,962
<b>S10</b>	2,96%	1,70%	0,953
<b>S11</b>	2,86%	1,52%	0,971
<b>R1</b>	2,86%	1,53%	0,938
<b>R4</b>	3,10%	2,19%	0,976
<b>R7</b>	2,75%	1,86%	0,976



**Fig. 6.10 Máxima caída de tensión de las redes remodeladas en máxima demanda – Año Final por salidas.**



**Fig. 6.11 Pérdidas de potencia de las redes remodeladas en máxima demanda – Año Final por salidas.**



**Fig. 6.12 Factor de potencia de las redes remodeladas en máxima demanda – Año Final por salidas.**

De las figuras podemos decir:

**\*Caída de tensión.**

De la **Fig. 6.10**, notamos que todas las salidas tienen caída de tensión menor que el 3% del valor de la tensión nominal, con excepción de las salidas S2 y R4. Esto se debe a que sus renovaciones han sido parciales debido a que solamente parte de dichas salidas se encuentran dentro de la zona de influencia.

**\*Pérdidas de Potencia.**

De la **Fig. 6.11**, se observa que las salidas S2 y R4 tienen un alto porcentaje de pérdidas de potencia.

**\*Factor de Potencia**

De la **Fig. 6.12**, se observa que todas las salidas tienen un alto factor de potencia, se observa que todas las salidas tienen un factor de potencia mayor que 0,9.

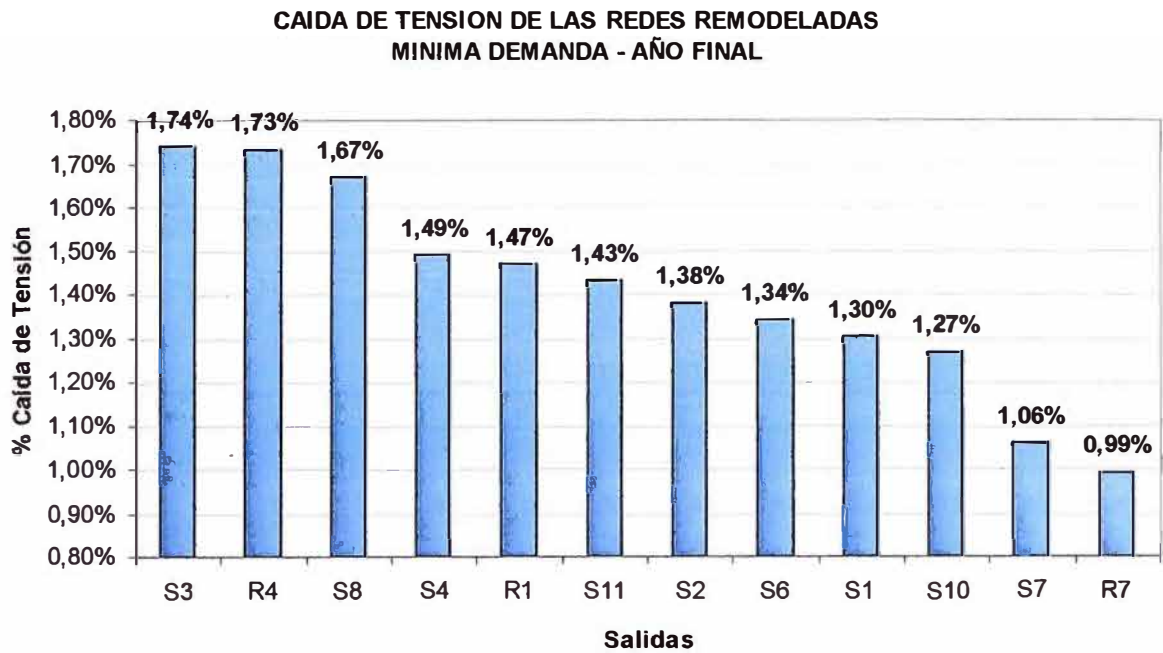
• **Año Final – Mínima Demanda.**

Los datos obtenidos del Análisis de Flujo de Potencia para redes remodeladas al final del horizonte del proyecto para mínima demanda se resumen en la **TABLA Nº 6.10**

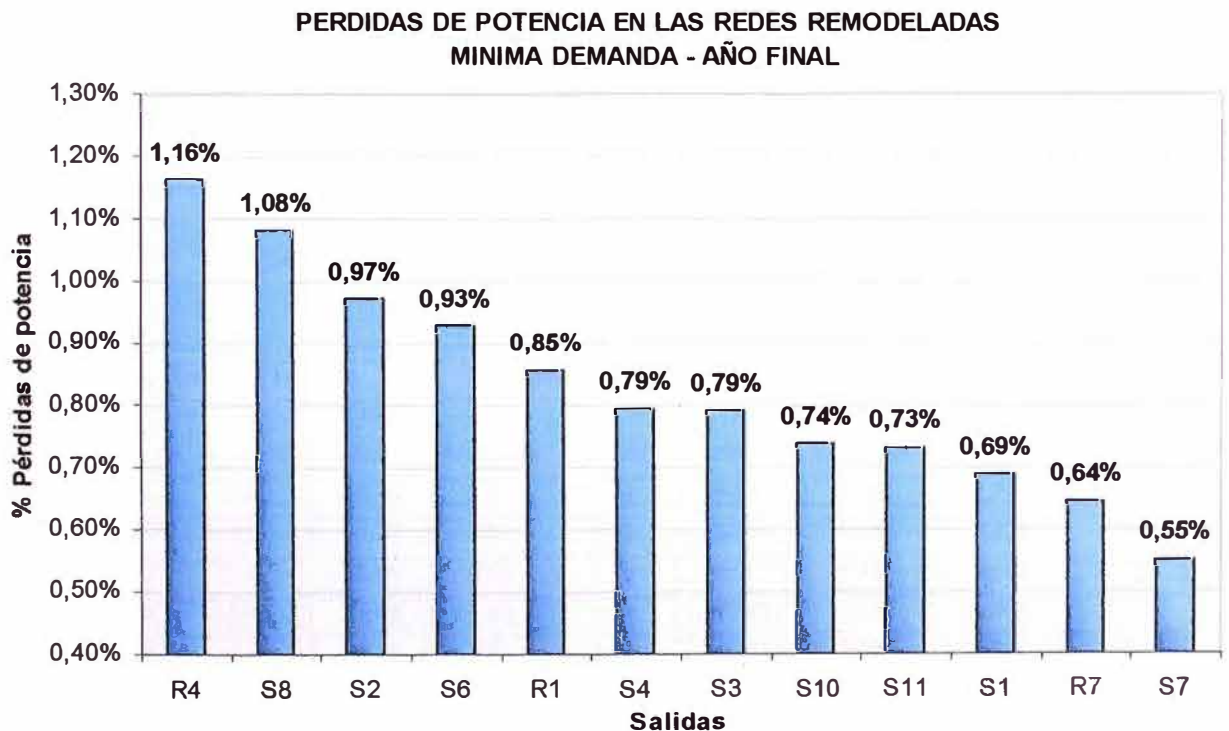
**TABLA Nº 6.10 Resumen del flujo de potencia de las redes remodeladas en mínima demanda –Año Final**

<b>SALIDAS</b>	<b>% Caída de Tensión</b>	<b>% Pérdidas</b>	<b>Factor de Potencia</b>
<b>S1</b>	1,30%	0,69%	0,962
<b>S2</b>	1,38%	0,97%	0,975
<b>S3</b>	1,74%	0,79%	0,934
<b>S4</b>	1,49%	0,79%	0,945
<b>S6</b>	1,34%	0,93%	0,989
<b>S7</b>	1,06%	0,55%	0,900
<b>S8</b>	1,67%	1,08%	0,964
<b>S10</b>	1,27%	0,74%	0,979
<b>S11</b>	1,43%	0,73%	0,940
<b>R1</b>	1,47%	0,85%	0,930
<b>R4</b>	1,73%	1,16%	0,977
<b>R7</b>	0,99%	0,64%	0,978

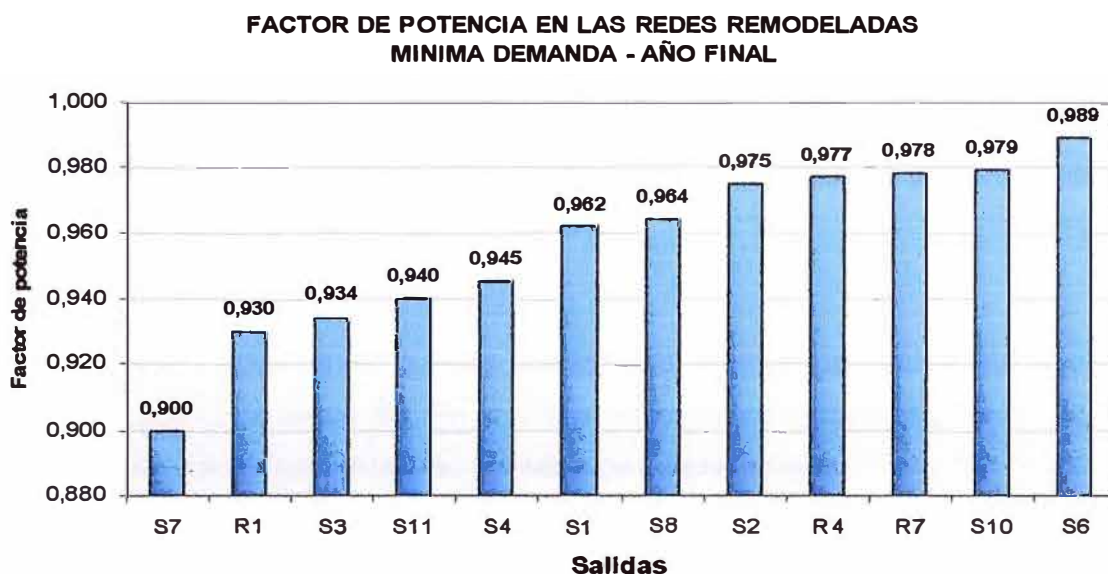




**Fig. 6.13 Máxima caída de tensión de las redes remodeladas en máxima demanda – Año Final por salidas**



**Fig. 6.14 Pérdidas de potencia de las redes remodeladas en máxima demanda – Año Final por salidas.**



**Fig. 6.15 Factor de potencia de las redes remodeladas en máxima demanda – Año Final por salidas**

#### d.4.3) Comparación de las Redes Existentes y Remodeladas

Para obtener una mejor visión de los resultados que se obtendrían con la remodelación compararemos los datos obtenidos al hacer el estudio de flujo de potencia de las redes existentes y las redes remodeladas en máxima demanda al inicio del Proyecto. Estos datos son mostrados en el cuadro siguiente:

**TABLA Nº 6.11 Comparación entre las Redes Existentes y las Remodeladas**

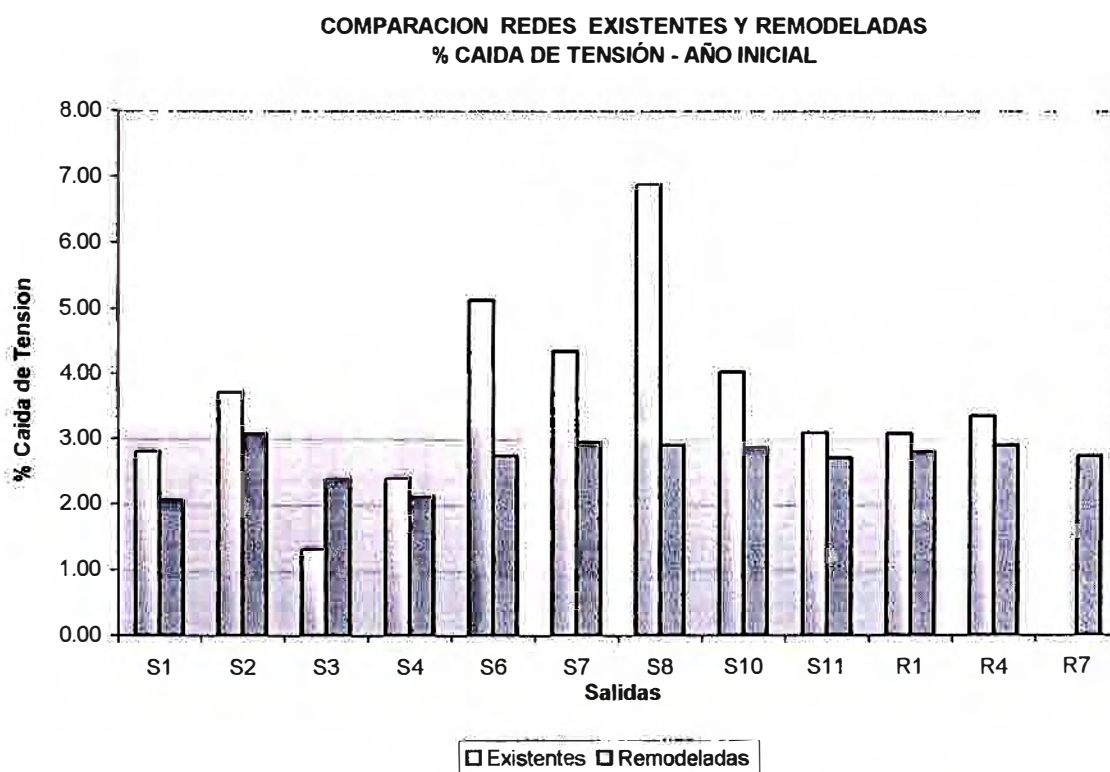
SALIDA	% Caída de Tensión			% Pérdidas de potencia			Factor de Potencia		
	Existente	Remodel.	% Variación	Existente	Remodel.	% Variación	Existente	Remodel.	% Variación
S1	2,80	2,05	-26,79	1,90	1,13	-40,47	0,801	0,931	16,23
S2	3,71	3,07	-17,25	2,67	2,06	-22,69	0,860	0,932	8,37
S3	1,30	2,39	83,85	0,82	1,19	45,47	0,766	0,924	20,63
S4	2,40	2,11	-12,08	1,83	1,10	-40,08	0,751	0,924	23,04
S6	5,12	2,74	-46,48	3,36	1,82	-45,73	0,826	0,937	13,44
S7	4,35	2,94	-32,41	2,89	1,63	-43,62	0,768	0,960	25,00
S8	6,88	2,90	-57,85	4,63	1,92	-58,53	0,764	0,936	22,51
S10	4,03	2,87	-28,78	2,54	1,64	-35,28	0,826	0,930	12,59
S11	3,09	2,71	-12,30	1,53	1,38	-10,27	0,894	0,963	7,72
R1	3,08	2,80	-9,09	1,96	1,60	-18,47	0,756	0,922	21,96
R4	3,36	2,90	-13,69	2,22	1,97	-11,25	0,772	0,958	24,09
R7		2,74			1,80			0,919	



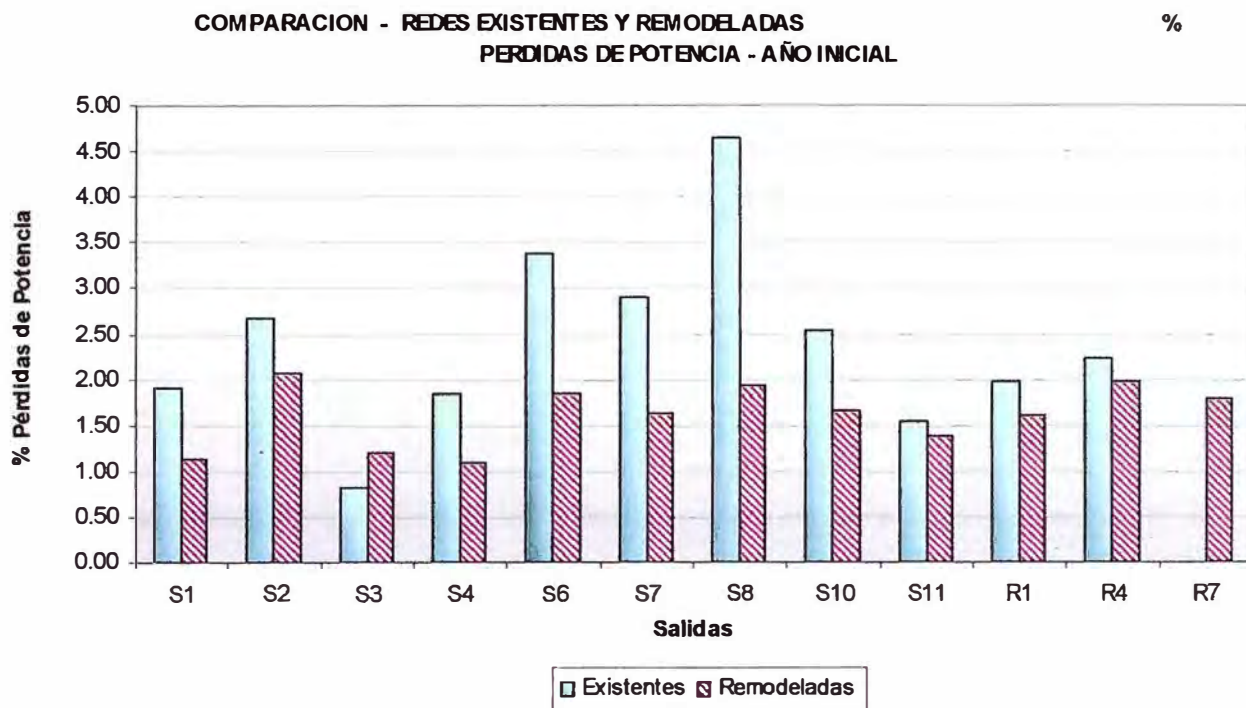
De aquí observamos que todas las salidas disminuyen su porcentaje de caída de tensión hasta en un 57% en el caso de la salida S8. En la salida S3 notamos un aumento en un 83,9% sin embargo, sigue siendo bajo. Esto se debe a la mejor distribución de carga en las salidas remodeladas.

De igual manera observamos que las pérdidas de potencia disminuyen hasta en un 58% en el caso de la salida S8. En la salida S3 notamos un aumento de un 45,5%, siendo aún valores de porcentaje de pérdidas de potencia bajas.

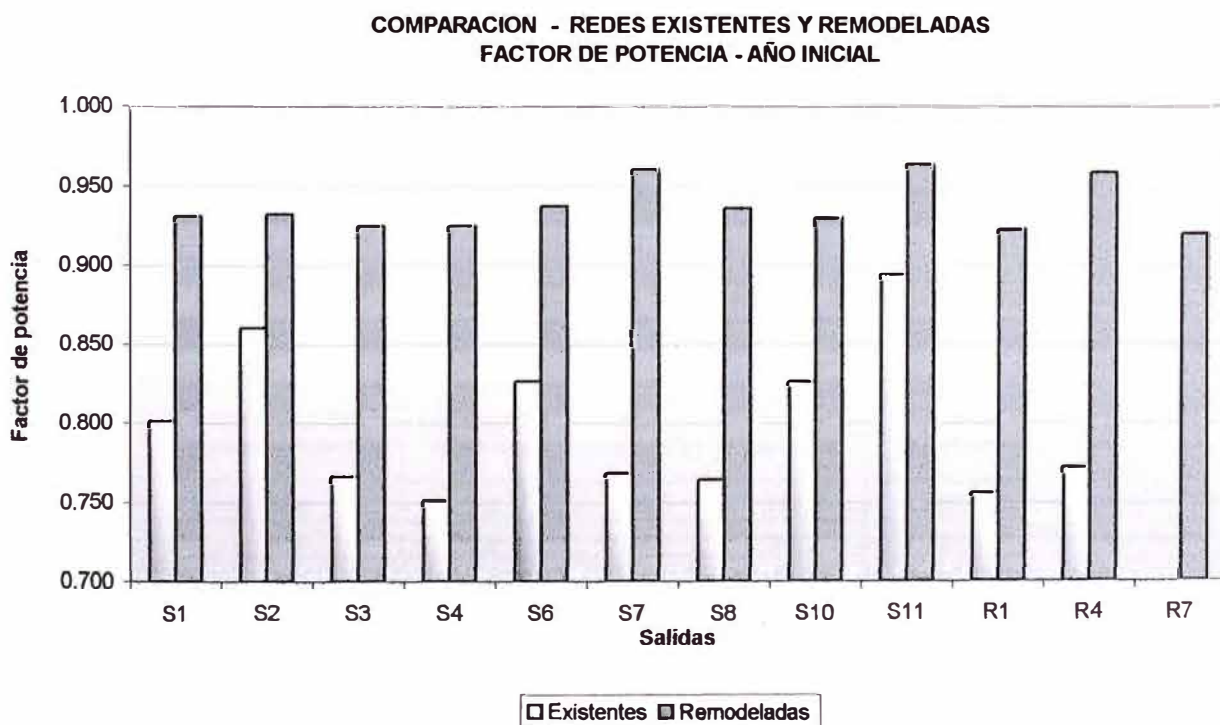
Para el caso de la comparación de los factores de potencia tenemos que para todas las salidas se ha mejorado el factor de potencia, eso es debido a que la compensación se ha hecho para la totalidad de la salida, sin discriminar las redes que se encuentran fuera de la zona de influencia del proyecto.



**Fig. 6.16 Comparación de la caída de tensión de las redes existentes y remodeladas**



**Fig. 6.17** Comparación de las Pérdidas de potencia de las redes existentes y remodeladas



**Fig. 6.18** Comparación de factor de potencia de las redes existentes y remodeladas

### e) *Coordinación de la protección*

El estudio de la coordinación de la protección de la Red de Distribución Primaria se realiza con la finalidad de brindar una adecuada protección frente a fallas en las redes. La protección de las redes deben satisfacer ciertos requerimientos de calidad, dichos requerimientos son cuatro, la confiabilidad, selectividad, rapidez de operación y discriminación.

Para nuestro estudio mostraremos los criterios generales para la coordinación de la protección, los criterios para la selección de fusibles para la protección de transformadores, la coordinación fusible- fusible para la protección del conductor, debiéndose tener los datos de corrientes de cortocircuito para la red a proteger.

Con estos criterios se obtiene la capacidad de los fusibles para la protección de los transformadores y conductores de las salidas remodeladas. Los dispositivos de protección utilizados en el estudio de coordinación de la protección del tipo K.

Los resultados se muestran en la **TABLA N° 6.12** y **TABLA N° 6.13**. Asimismo se indican los valores en los planos del **ANEXO 10**.

**TABLA N° 6.12 Selección de Fusibles de los transformadores**

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	CORRIENTE NOMINAL	25xIn (por 0,01 s)	12xIn (por 0,1 s)	FUSIBLE ELEGIDO
160	9,2	230,9	110,9	10K
100	5,8	144,3	69,3	8K
75	4,3	108,3	52,0	6k
50	2,9	72,2	34,6	6k

**TABLA N° 6.13 Selección de fusibles para la protección de los conductores por salidas**

<b>SALIDA</b>	<b>ID. FUSIBLE</b>	<b>Valor Seleccionado</b>
S1	F-S1.1	100k
	F-S1.2	40K
S3	F-S3.1	200K
	F-S3.2	100K
	F-S3.3	200K
	F-S3.4	100K
	F-S3.5	40K
	F-S3.6	40K
S4	F-S4.1	300K
	F-S4.2	200K
	F-S4.3	65K
	F-S4.4	140K
	F-S4.5	65K
	F-S4.6	100K
S6	F-S6.1	140K
	F-S6.2	25K
	F-S6.3	100K
	F-S6.4	25K
	F-S6.5	65K
	F-S6.6	25K
S7	F-S6.7	25K
	F-S7.1	300K
	F-S7.2	200K
	F-S7.3	140K
	F-S7.4	200k
	F-S7.5	100K
S8	F-S7.6	65K
	F-S7.7	65K
	F-S8.1	300K
	F-S8.2	200K
	F-S8.3	100K
	F-S8.4	65K
S10	F-S8.5	65K
	F-S8.6	65K
	F-S8.7	65K
	F-S10.1	100K
	F-S10.2	140K
	F-S10.3	300K
S11	F-S10.4	100K
	F-S10.5	100K
	F-S10.6	100K
S11	F-S11.1	200K
	F-S11.2	65K
	F-S11.3	140K
R1	F-R1.1	140K
R4	F-R4.1	300K
	F-R4.2	200K
	F-R4.3	100K
	F-R4.4	100K
	F-R4.5	65K
	F-R4.6	65K
	F-R4.7	65K
	F-R4.8	65K
	F-R4.9	100K
R7	F-R7.1	200k
	F-R7.2	100K
	F-R7.3	100K
	F-R7.4	100K
	F-R7.5	100K

## 6.1.2 Cálculos mecánicos

### a) Cálculos mecánicos de conductores

Los conductores para las redes primarias aéreas serán desnudos, de aleación de aluminio AAAC, fabricados según las prescripciones de las normas ASTM B398, ASTM B399 o IEC 1089. La utilización de conductores de aleación de aluminio es debido a que en el área del proyecto está libre de contaminación salina o industrial.

Los cálculos mecánicos de conductores permiten determinar los esfuerzos máximos y mínimos para el conductor en las diferentes hipótesis planteadas, de manera que se pueda diseñar adecuadamente las estructuras de la línea.

Las Condiciones a ser adoptadas para el diseño mecánico serán una combinación de los siguientes factores:

Velocidad del Viento.

Temperatura.

Las características de los conductores utilizados se muestran a continuación:

**TABLA Nº 6.14 Características Técnicas de los Conductores**

Nombre	Material	Sección mm <sup>2</sup>	Diámetro mm	Coefficiente de dilatación 1/°C	Masa Unitaria kg/m	Tiro de rotura kN	Módulo de elasticidad Final kN/mm <sup>2</sup>	Nº de hilos
AA 35 mm <sup>2</sup>	AAAC	35	7,56	0,000023	0,096	18,82	60,82	7
AA 70 mm <sup>2</sup>	AAAC	70	10.5	0,000023	0,184	10,35	60,82	19
AA 95 mm <sup>2</sup>	AAAC	95	12.5	0,000023	0,25	26.05	60,82	19
AA 120 mm <sup>2</sup>	AAAC	120	14	0,000023	0,322	32,68	60,82	19

Por lo tanto las Hipótesis de Cálculo Mecánico de conductores se han determinado lo siguiente:

Hipótesis de esfuerzos diarios (% EDS = 13 %, para conductores de aleación de aluminio desnudo - Normalización de ELOR):

Los esfuerzos diarios referidos están referidos a las condiciones nominales siguientes:

Temperatura : 25°C

Viento : Nulo.

Hipótesis de esfuerzos máximos:

Los esfuerzos máximos están a las condiciones nominales siguientes

Temperatura mínima : 18°C

Viento : 70 km/h.

Hipótesis de máxima flecha:

Para la máxima temperatura (máxima flecha) se considera las siguientes condiciones:

Temperatura máxima : 60°C

Viento : Nulo.

Carga resultante del conductor: (kg/m)

$$W_r = \sqrt{W^2 + P_v^2} \quad (6.8)$$

$$P_v = K \times V^2 \times D \quad (6.9)$$

Donde:

W : Peso propio del Conductor (kg/m)

W<sub>r</sub> : Peso resultante del conductor (kg/m)

V : Velocidad del Viento (km/h)

P<sub>v</sub> : Peso adicional debido a la Presión del viento (kg/m)

K : Constante de los conductores de superficie cilíndrica (0,0042).

Esfuerzos en las demás hipótesis.

A partir de la condición de estado Inicial (13% del esfuerzo mínimo de rotura) y mediante la Ecuación de Estado se calculan los esfuerzos para las demás hipótesis.

Ecuación de Cambio Estado.

$$\sigma_2^2 \left[ \sigma_2 + E \alpha (t_2 - t_1) + \frac{W_{r1}^2 d^2 E}{24 A^2 \sigma_1} - \sigma_1 \right] = \frac{W_{r2}^2 d^2 E}{24 A^2} \quad (6.10)$$

Donde:

- $\sigma_1$  : Esfuerzo admisible en la Hipótesis I ( $kg/mm^2$ )  
 $\sigma_2$  : Esfuerzo admisible en la Hipótesis II ( $kg/mm^2$ )  
 $W_{r1}$  : Carga resultante en la Hipótesis I ( $kg/m$ )  
 $W_{r2}$  : Carga resultante en la Hipótesis II ( $kg/m$ )  
 $t_1$  : Temperatura en la Hipótesis I ( $^{\circ}C$ )  
 $t_2$  : Temperatura en la Hipótesis II ( $^{\circ}C$ )  
 $\alpha$  : Coeficiente de Dilatación Lineal ( $1/^{\circ}C$ )  
 $E$  : Módulo de Elasticidad ( $kg/mm^2$ )  
 $A$  : Sección del conductor ( $mm^2$ )  
 $D$  : Vano ( $m$ )

Ecuación de la Flecha.

La flecha viene dada por la expresión siguiente:

$$f = \frac{(W_r d^2)}{8 A \sigma} \quad (6.11)$$

Donde:

- $W_r$  : Peso resultante del conductor  
 $d$  : Vano ( $m$ )  
 $f$  : Flecha ( $m$ )  
 $A$  : Sección del conductor ( $mm^2$ )  
 $\sigma$  : Esfuerzo ( $kg/mm^2$ )

Vano Máximo.

Los cálculos para obtener los vanos máximos admisibles para los diferentes tipos de estructuras y sección del conductor dependerá fundamentalmente de:

Vano máximo por esparcimiento entre conductores.

Para conductores menores de  $35 mm^2$ .

$$D = 0.0076 U + 0.65 \sqrt{f - 0.60} \quad (6.12)$$

Para conductores de  $35mm^2$  o mayores.

$$D = 0.0076 U + 0.65 \sqrt{f} \quad (6.13)$$

Para estas formulas se considera un factor de corrección por altura igual a 1.



Entonces:

$$f_{\max} = \left( \frac{D - 0.0076 U}{0.65} \right)^2 \quad (6.14)$$

Donde:

$f_{\max}$  : Flecha máxima en metros sin viento

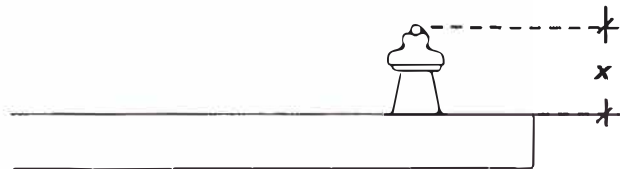
$U$  : Tensión de la línea en kV

$D$  : Distancia entre conductores

Para conductores de la distancia mínima del conductor a su estructura soportadora se aplicará:

$$x \geq 0.1 + \frac{U}{150} \quad (6.15)$$

$x$  : Distancia mínima del conductor a la estructura



Tratando de optimizar el diseño de la línea, se determinará cual es el vano máximo al que podría llegar con la flecha máxima, para lo cual se efectuar el cambio de estado de la hipótesis de la flecha máxima a fin de despejar el vano máximo.

### b) Cálculos mecánicos de postes

El cálculo mecánico de postes tiene por objetivo determinar las cargas mecánicas aplicadas en los postes, cables de retenidas, crucetas y sus accesorios, de tal manera que en las condiciones más críticas, no se supere los esfuerzos máximos.

Adicionalmente al cálculo propio de las estructuras se determina las retenidas requeridas para los distintos armados a utilizar en el proyecto.

### Consideraciones en el Cálculo Mecánico de Postes.

Factor de seguridad para postes de concreto igual a 2



### Fórmulas Aplicables.

Las fórmulas aplicadas en estos cálculos son:

- Momento debido a la carga del viento sobre los conductores (MVC):

$$MVC \equiv P_v * d * \phi_c * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) * \left(\sum h_i\right) \quad (6.16)$$

- Momento debido a la carga de los conductores (MTC):

$$MTC \equiv 2 * T_c * \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) * \left(\sum h_i\right) \quad (6.17)$$

- Momento debido a la carga de los conductores en estructuras terminales (MTR):

$$MTR \equiv T_c * \left(\sum h_i\right) \quad (6.18)$$

- Momento debido a la carga del viento sobre la estructura (MVP):

$$MVP \equiv \frac{P_v * h_l^2 * (D_m + 2D_0)}{600} \quad (6.19)$$

- Momento total para hipótesis de condiciones normales, en estructura de alineamiento, sin retenidas (MRN):

$$MRN = MVC + MTC + MCW + MVP \quad (6.20)$$

- Momento total en estructuras terminales (MRN):

$$MRN = MTC + MVP \quad (6.21)$$

Donde:

$P_v$	=	Presión del viento sobre superficies cilíndricas, en Pa
$d$	=	Longitud del vano-viento, en m
$T_c$	=	Carga del conductor, en N
$\phi_c$	=	Diámetro del conductor, en m
$\alpha$	=	Angulo de desvío topográfico, en grados
$D_0$	=	Diámetro del poste en la cabeza, en cm
$D_m$	=	Diámetro del poste en la línea de empotramiento, en cm
$h_l$	=	Altura libre del poste, en m
$h_i$	=	Altura de la carga $i$ en la estructura con respecto al terreno, en m
$W_c$	=	Peso del conductor, en N/m
$WCA$	=	Peso del aislador tipo Pin, en N

WAD = Peso de un hombre con herramientas, igual a 100 kg (980 N).

### c) Cálculos mecánicos de retenidas

Características del Cable A°G°

Material : Acero Galvanizado, grado Siemens Martin  
 N° hilos : 7  
 T : Carga de Rotura 5102 Kg  
 C.S. : Coeficiente de seguridad (2.0).

Carga Máxima de trabajo del Poste  $F_p$  máx

$$F_{p \text{ máx}} = C.R. / C.S. \text{ Kg} \quad (6.22)$$

C.R. : Carga de rotura del poste (kg)  
 C.S. : Coeficiente de seguridad (3.0)

Retenida Simple

$$T_r = T / C.S. \text{ Kg} \quad (6.23)$$

C.R. : Carga de rotura del poste (Kg.)  
 C.S. : Coeficiente de seguridad (3.0).

### d) Cálculos de las ménsulas y crucetas

#### \* Ménsulas de Concreto

Se realizará el cálculo para 2 tipos de ménsulas de concreto, las cuales tienen las siguientes características:

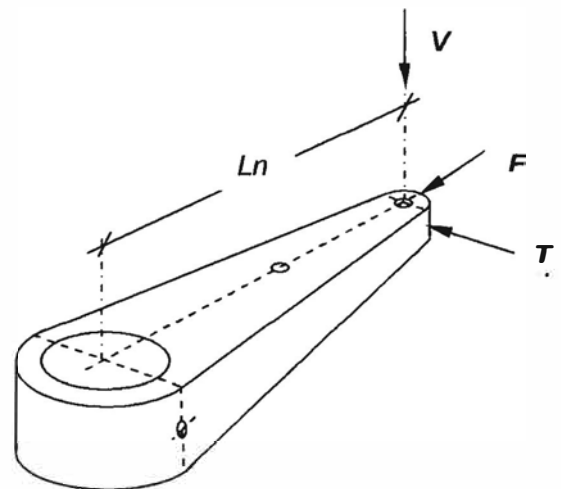
**TABLA N° 6.15 Características mecánicas de las ménsulas**

<b>Longitud Ln (m)</b>		<b>0,60</b>	<b>1,00</b>
<b>Carga de Trabajo</b>	<b>T ( kg )</b>	250,00	250,00
	<b>F ( kg )</b>	150,00	150,00
	<b>V ( kg )</b>	150,00	150,00
<b>Peso ( kg )</b>		30,00	50,00
<b>Resistencia de Compresión ( kg/cmm<sup>2</sup> )</b>		80.	

Se realizará el cálculo para la sección de 95 mm<sup>2</sup>.

**TABLA N° 6.16**

Sección del Conductor ( mm <sup>2</sup> )	95
Peso Unitario del Conductor ( kg/m)	0,25
Vano máximo ( m)	60
Peso del Conductor ( m)	15



Calculo de la Fuerza Equivalente Vertical.

**TABLA N° 6.17**

Sección (mm <sup>2</sup> )	95		Distancia de aplicación		Momento (kg/m)	
Longitud Cruceta (m)	0,6	1	0,6	1	0,6	1
Peso de la ménsula (kg)	30	50	0,3	0,5	9	25
Peso del Conductor (kg)	15		0,6	1	9	15
Peso del operario con Equipo (kg)	90		0,3	0,5	27	45
Peso de Aislador +Accesorios (kg)	10		0,6	1	6	10

De aquí tenemos:

**TABLA N° 6.18**

Momento Total (kg/m)	51	95
Fuerza Vertical (kg)	85	95
Factor de Sobrecarga	1,5	
Fuerza Vertical Equivalente (kg)	127,5	142,5

< V=150

#### \* Cálculo de ménsulas y crucetas de metal

Para los armados de metal de utilizarán los perfiles tipo L de acero ASTM Grado 50 los cuales son mas resistentes y de menor espesor ante los de acero ASTM A36, reduciendo así su peso.

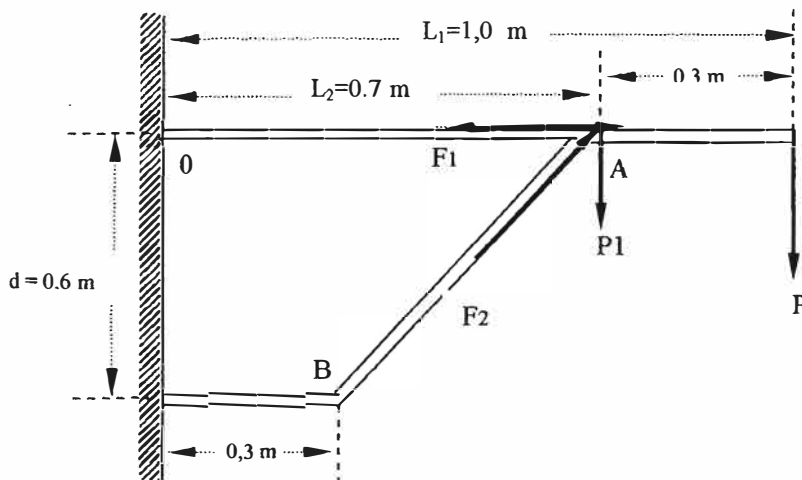
Debido a que las ménsulas de concreto no soportan mayores calibres, se ha optado por proponer armados de metal mucho más resistentes que los de concreto que satisfagan las necesidades del proyecto. De esta manera se justificará el uso de estas crucetas y ménsulas a utilizar.

### \* Ménsulas con riostra

En las siguientes condiciones se pueden efectuarse con aproximación de la manera siguiente:

El valor de  $P_1$  se obtiene por la siguiente fórmula:

$$P_1 = \frac{P L_1}{L_2} \quad (6.24)$$



La Fuerza  $P_1$  se descompone en 2 componentes en la dirección  $AO$  y  $AB$ , dando origen a las fuerzas  $F_1$  y  $F_2$ .

El brazo estará sometido, además, a un momento flector menor que cuando no existía la riostra y cuyo valor es:

$$P(L_1 + L_2) = P L_3 \quad (6.25)$$

La fuerza que produce la compresión en la riostra de la ménsula se obtiene de la fórmula:

$$F_2 = P_1 \sqrt{1 + \left(\frac{P_2}{d}\right)^2} \quad (6.26)$$

El trazo  $AO$  de la ménsula están sometidos a la vez a una fuerza de tracción, Calculada de la formula:

$$F_1 = P_1 \frac{L_2}{d} \quad (6.27)$$

Con estos conceptos previos tenemos:

Para una fuerza vertical en la punta  $P = 1500 \text{ kg}$ .

Entonces:

$$P_1 = \frac{P L_1}{L_2} = 1500 \frac{1}{0,7} = 2143 \text{ kg}$$

$$F_1 = \frac{P_1 L_2}{d} = 2143 \frac{0,7}{0,6} = 2500 \text{ kg}.$$

$$F_2 = P_1 \sqrt{\left(1 + \left(\frac{L_2}{d}\right)^2\right)} = 2143 \sqrt{\left(1 + \left(\frac{0,7}{0,6}\right)^2\right)} = 3293 \text{ kg}.$$

De aquí tenemos que la mayor fuerza a la que esta sometida la estructura es la:

$$F_2 = 3293 \text{ kg}.$$

Haremos la selección del perfil en base a esta fuerza usando un coeficiente de seguridad de 3

$$F = 3296 \cdot 3 = 9879$$

Para el perfil  $2 \frac{1}{2}'' \times 2 \frac{1}{2}'' \times \frac{1}{4}''$  (Ver TABLA N° 6.19).

**TABLA N° 6.19 Carga admisible de los perfiles de acero (kg)**

PERFIL L (cm)	L 2" x 2"		L 2 ½" x 2 ½"		L 3" x 3"	
	1/4"	3/16"	1/4"	3/16"	5/16"	1/4"
60	9620	7340	12500	8630	18950	14420
90	7140	5490	11070	7760	18310	14220
120	4340	3360	8390	5920	15330	11900
150	2780	2150	5560	3940	11860	9210

$$F_c = 11070 + \left(\frac{100-90}{120-90}\right) (8390 - 11070) \text{ kg}.$$

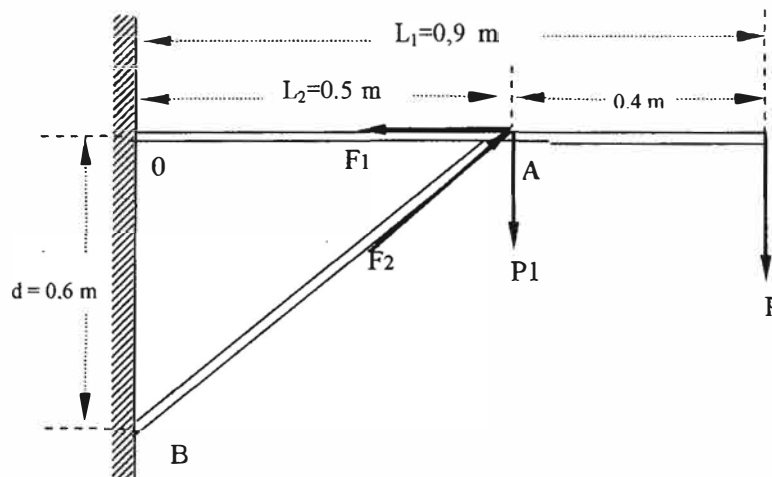
$$F_c = 10176 \text{ kg}$$

Comparando fuerzas:

$F_c > F \rightarrow$  es el perfil adecuado.

### \* Cruceta con riostra doble terna

En la figura mostrada a continuación mostramos la disposición de la cruceta de metal para el diseño del perfil a usar.



Para una fuerza vertical en la punta  $P = 1500 \text{ kg}$ .

Entonces:

$$P_1 = \frac{P L_1}{L_2} = 1500 \frac{0,9}{0,5} = 2700 \text{ kg}$$

$$F_1 = \frac{P_1 L_2}{d} = 2700 \frac{0,5}{0,6} = 2250 \text{ kg}$$

$$F_2 = P_1 \sqrt{1 + \left(\frac{L_2}{d}\right)^2} = 2700 \sqrt{1 + \left(\frac{0,5}{0,6}\right)^2} = 3514 \text{ kg}$$

La mayor fuerza es la  $F_2$  sobre la riostra con la cual trabajamos:

Usando un coeficiente de seguridad de 3

$$F = 3514 \cdot 3 = 10542$$

a el perfil ( Ver **TABLA Nº 6.19**  $2 \frac{1}{2}'' \times 2 \frac{1}{2}'' \times \frac{1}{4}''$ )

### e) Cálculo del bloque de retenida

El objetivo de este diseño es mostrar paso a paso, la metodología para el diseño indicado.

El diseño mostrado tiene el fin de mostrar la metodología de cálculo.

### Formulación del cálculo

En todo diseño del bloque de anclaje, las variables son la carga máxima en el cable de la retenida, el ángulo que hace el cable de la retenida con la horizontal y el tipo de suelos.

Obtenidas estas variables, se procede al cálculo siguiente:

$F = 6\ 500\ \text{N}$  (la máxima carga que transmitirá la retenida al anclaje)

$\gamma = 16,6\ \text{k N/m}^3$  (densidad del suelo)

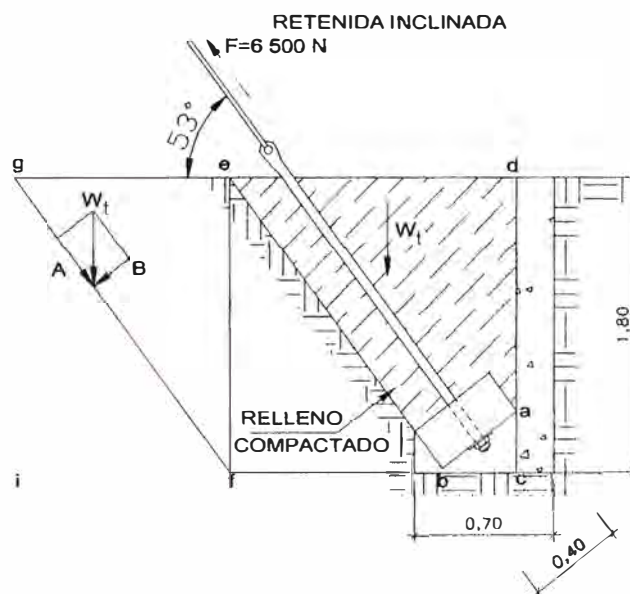
$\mu = 0,3$  (coeficiente de fricción)

### Retenida Inclinada

El ángulo que hace el cable de la retenida con la horizontal es de  $53^\circ$ .

El dado de anclaje es de  $0,40 \times 0,40 \times 0,15\ \text{m}^3$  (predimensionado), vamos a verificar si estas dimensiones son suficientes.

\*En forma esquemática, del gráfico de la siguiente página:



En el triángulo rectángulo abc:

El ángulo "cab" es igual a  $53^\circ$ , por tener sus lados respectivamente perpendiculares, luego:

"ac" (longitud de a á c) =  $0,40 \times \cos 53^\circ = 0,24\ \text{m}$

"cb" (longitud de c á b) =  $0,40 \times \sin 53^\circ = 0,31\ \text{m}$

$$\frac{1}{2} * (0,24 * 0,31) \equiv 0,038m^2$$

Por lo tanto el área del triángulo abc, es igual a:

La longitud "bf" en el triángulo rectángulo bef es:

$$bf = \frac{1,8}{\tan 53^\circ} = 1,35 \text{ m}$$

Por tanto la longitud "cf" =  $0,31 + 1,35 = 1,66 \text{ m}$

El área del relleno Acuña descontando las áreas de los triángulos de cuadrilátero defc es.- El área del rectángulo defc - área del triángulo abc – área del triángulo bef – área del dado de concreto.-

$$\text{Acuña} = 1,66 * 1,8 - 0,038 - (1/2) * 1,35 * 1,8 - 0,2 * 0,4 = 1,65 \text{ m}^2$$

El peso de dicho suelo es  $\gamma$  x área del relleno x espesor del relleno:

$$(1,700 \text{ kg/cm}^3 * 1,65 \text{ m}^2 * (0,40 \text{ m. de ancho})) = 11,0 \text{ kN}$$

El peso del dado de concreto está dado por:

$$(23,5 \text{ kN peso específico del concreto}) * 0,4^2 * 0,15 = 564 \text{ N}$$

El peso total es  $W_i = 11,0 + 0,564 = 11,56 \text{ kN}$

En el triángulo rectángulo de fuerzas, donde la fuerza "A" perpendicular a la fuerza "B" y en el ángulo que hacen las fuerzas "W<sub>i</sub>" y "B" es de 53° por tener sus lados respectivamente perpendiculares a las rectas "hi" y "gh".

La fuerza W<sub>i</sub> descomponiéndola en sus dos componentes, en la fuerza "A" paralela a la recta "gh" y en "B" la componente perpendicular al plano "gh" (el plano inclinado del ángulo de 60° - ver esquema).

$$A = 11,56 * \text{sen } 53^\circ = 9,23 \text{ kN}$$

$$B = 11,56 * \text{cos } 53^\circ = 6,96 \text{ kN}$$



Si el conjunto dado de anclaje y peso del relleno no es suficiente, se libera el viento o cable de la retenida haciendo colapsar a la estructura. Se tomará como factor de seguridad el 50% es decir  $F_r / F \geq 1,50$

La fuerza de fricción, es en todo el contorno de las paredes del relleno (suelo del relleno contra el suelo existente), por lo tanto, la fricción lateral es:

$$\gamma * h = 1700 * 1,8 = 29,98 \text{ kN/m}^2$$

$$F_1 \text{ (fuerza lateral)} = \gamma * h * A_{\text{cuña}} = 49,53 \text{ kN}$$

$$\mu * F_1 = 0,3 * 49,53 = 14,85 \text{ kN}$$

$$2 * \mu * F_1 = 2 * 14,85 = 29,7 \text{ kN}$$

Según fórmula, la fuerza resistente total  $F_r$ , es:

$$F_r \equiv A + (\mu * B) + 2 * (\mu * F_1) \equiv 9,38 + 0,3 * 7,07 + 29,7 \equiv 41,20 \text{ kN}$$

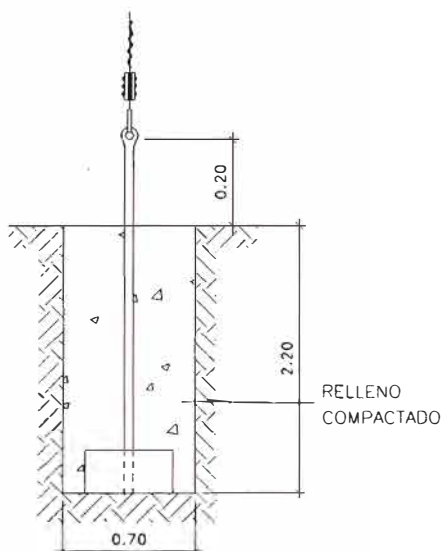
Donde la fuerza "A" = 9,38 kN en el plano "gf", es la fuerza neta que se opone al deslizamiento, la fuerza "B" es la fuerza normal al plano de deslizamiento y su componente en dicho plano es  $\mu B$ , la cual también se opone al deslizamiento por ser una componente de  $Wt$ , y luego tenemos la resistencia por fricción en las dos paredes adyacentes ( $2 \mu F_1$ ). La resistencia a la fricción de la pared del plano "dc", no se considera por ser mínima.

Por lo tanto la relación  $F_r/F$  es:

$$F_r / F = 41,20/6,5 = 6,3 > 1,5 \text{ OK}$$

### Retenida Vertical

Debido a la fricción interna y a la compactación del macizo de tierra, su peso será la mayor fuerza estabilizadora:



Peso del material compactado:

Peso de macizo de tierra = Densidad suelo x Volumen del Macizo

Peso de macizo de tierra =  $16,6 \times 0,70 \times 0,70 \times (2,20 - 0,15) = 16,67 \text{ kN}$

Peso del bloque de concreto =  $0,56 \text{ kN}$

Según fórmula, la fuerza resistente total  $F_r$ , es:

$F_r = \text{Peso del material compactado} + \text{Peso del bloque de concreto} = 17,23 \text{ kN}$

Por lo tanto la relación  $F_r/F_{ret}$  es:

$F_r / F_{ret} = 17,23/6,5 = 2,65 > 1,5 \text{ OK}$

Las dimensiones de bloque de concreto (0,40x0,40x0,15) son suficientes.

Acero de refuerzo

Para el bloque de concreto utilizaremos acero mínimo según se especifica en el Reglamento Nacional de Construcciones y que debe ser:

$A_s = 0,0018 \cdot b \cdot c = 0,0018 \cdot 40 \cdot 15 = 1,08 \text{ cm}^2$  que es el área del requerimiento del acero.

Si consideramos cuatro fierros de  $\frac{1}{2}$ "  $\phi$ , el área es de  $(4 \cdot \pi \cdot 12)/4 = 3,14 \text{ cm}^2 > 1,08 \text{ cm}^2$  (malla de fierro de  $\frac{1}{2}$ "  $\phi$  @ 10 cm) OK. Estos fierros se colocarán en la zona donde el dado trabaja en tracción y a cada 10 cm y tendrán 5 cm de recubrimiento (arriba), en los costados y en la parte inferior estos quedarán a  $20 - 5 = 15 \text{ cm}$

## 6.2. CÁLCULOS DE LA RED SECUNDARIA

### 6.2.1 Cálculos eléctricos

#### a) Generalidades

Los cálculos eléctricos de las redes de baja tensión comprende el cálculo de la caída de tensión y la determinación apropiada de los calibres de los conductores.

El cálculo de la caída de tensión se calcula multiplicando la corriente que se requiere transportar por la longitud de la línea y por el factor de caída de tensión establecida por el fabricante.

Se adjuntan las tablas de los cálculos efectuados para cada calibre de conductores del presente estudio.

#### b) Condiciones y factores considerados en el diseño

- Cable autoportante, aislamiento de polietileno reticulado, portante de aleación de aluminio.
- Temperatura ambiente: 20°C
- Temperatura máxima operación: 60°C
- Sistema: 220 V.
- Distribución: Aérea

#### c) Ecuaciones consideradas

##### Cálculo de caída de tensión

La fórmula para calcular redes aéreas es la siguiente:

$$\Delta V = K \times I \times L \times 10^{-3} \quad (6.28)$$

Donde:

$I$  = Corriente que recorre el circuito, en A

$L$  = Longitud del tramo, en m

$K$  = Factor de caída de tensión

Para circuitos trifásicos

$$K_{3\phi} = \sqrt{3} \times \sqrt{R^2 + X^2} \quad (6.29)$$

### Cálculo de la resistencia eléctrica del conductor

$$R_t = R_{20^{\circ}\text{C}} [1 + 0,0036(t - 20)] \quad (6.30)$$

Donde:

$R_{50^{\circ}\text{C}}$  = resistencia eléctrica del conductor a 60° C

$R_{20^{\circ}\text{C}}$  = resistencia eléctrica del conductor a 20° C

Coefficiente de corrección de temperatura para el aluminio.  $1^{\circ}\text{C} = 0,0036$

$t_2 = 60^{\circ}\text{C}$ .

### Cálculo de la reactancia inductiva

$$X_L = 0,376992 * (0,05 + 0,4605 * \text{Log}\left(\frac{DMG}{RMG}\right)) \quad (6.31)$$

Donde:

DMG = Distancia media geométrica

RMG = Radio medio geométrico

En los siguientes cuadros se dan los valores calculados de los F.C.T.

**TABLA Nº 6.20 Resistencia y reactancias y factor de caída de tensión**

FORMACIÓN	Resistencia Ohmica a 60°C (Ohm/km)		Reactancia Induct.a 60 Hz (Ohm/km)		F.C.T. (V/A.km)	
	Fase	Alumb.	Fase	Alumb.	Fase	Alumb.
<b>3x25+1x16/25</b>	1,373	2,185	0,119	0,109	2,387	4,376
<b>3x35+1x16/50</b>	0,993	2,185	0,121	0,109	1,733	4,376
<b>3x50+1x16/50</b>	0,733	2,185	0,117	0,109	1,286	4,376
<b>3x70+1x16/50</b>	0,507	2,185	0,111	0,109	0,899	4,376

Con los valores del F.C.T. obtenidos y aplicando la fórmula de caída de tensión, se obtiene los valores de caída de tensión de los circuitos.

### Máxima caída de tensión permisible

La caída máxima de tensión entre la subestación de distribución y el extremo terminal más alejado de la red no deberá exceder el 5% de la tensión nominal, es decir: 11 V, en el sistema 220 V fase y 16 V entre líneas.

Los reportes del calculo de caída de tensión de las subestaciones remodeladas se encuentran indicados en el **ANEXO 06**, en este anexo se muestran también las pérdidas, el valor de diseño de la subestación remodelada entro otros datos, el tipo y la longitud de los conductores a utilizar. También en este anexo podemos encontrar los diagramas de carga de la subestaciones remodeladas.

## 6.2.2 Cálculos mecánicos

### a) Cálculo mecánico del conductor

**TABLA N° 6.21 Características de los conductores autoportantes**

Secciones del Portante	3x25+1x16/25	3x35+1x16/50	3x50+1x16/50	3x70+1x16/50
<b>Diámetro Externo total (mm)</b>	25	25,5	28,5	32,2
<b>Masa total (kg/mm2)</b>	0,6	0,71	0,839	1 054
<b>Módulo de Elasticidad del Portante</b>	6750	6750	6750	6750
<b>Coficiente de Dilatación lineal</b>	23x10-6	23x10-6	23x10-6	23x10-6
<b>Tensión de ruptura del portante (kg)</b>	1660	1660	1660	1660
<b>Capacidad de corriente (A)</b>	97	118	141	180
<b>Número de hilos</b>	7	7	7	19
<b>DMG</b>	10 099	12 137	13	15 901
<b>RMG</b>	2 101	2,46	2,863	3 676

**Condiciones:**

Las condiciones a ser adoptadas para el diseño mecánico serán una combinación de los siguientes factores:

- Velocidad del viento.
- Temperatura.

Las velocidades del viento a considerar según la clasificación por zonas del país serán con 70 km/h

Para las Hipótesis de Cálculo Mecánico de conductores se ha tomado las siguientes consideraciones:

**Hipótesis de esfuerzos diarios**

Los esfuerzos diarios referidos están referidos a las condiciones nominales siguientes:

Temperatura	:	25°C
Viento	:	Nulo.

**Hipótesis de esfuerzos máximos:**

Los esfuerzos máximos están a las condiciones nominales siguientes

Temperatura mínima	:	18°C
Viento	:	70 km/h.

**Hipótesis de máxima flecha:**

Para la máxima temperatura (máxima flecha) se considera las siguientes condiciones:

Temperatura máxima	:	60°C
Viento	:	Nulo.

El EDS utilizado para el cálculo del esfuerzo mecánico del conductor autoportante de 18% para el conductor portante.

Carga resultante del conductor: (kg/m)

$$Wr = \sqrt{W^2 + P_v^2} \quad (6.32)$$

$$P_v = K \times V^2 \times D \quad (6.33)$$

Donde:

- W** : Peso propio del Conductor (kg/m)  
**Wr** : Peso resultante del conductor (kg/m)  
**V** : Velocidad del Viento (km/h)  
**Pv** : Peso adicional debido a la Presión del viento (kg/m)  
**K** : Constante de los conductores de superficie cilíndrica (0,0042 ).

Esfuerzos en las demás hipótesis

A partir de las condición de estado Inicial, y mediante la Ecuación de Estado se calculan los esfuerzos para las demás Hipótesis.

Ecuación de Cambio Estado.

$$\sigma_2^2 \left[ \sigma_2 + E \alpha (t_2 - t_1) + \frac{w_{r1}^2 d^2 E}{24 A^2 \sigma_1} - \sigma_1 \right] = \frac{w_{r2}^2 d^2 E}{24 A^2} \quad (6.34)$$

Donde:

- A** : (50 mm<sup>2</sup>) sección del portante  
**E** : (kg/mm<sup>2</sup>) módulo elasticidad del portante  
**V** : (km/hr) velocidad del viento  
**t2** : (°C) temperatura en la hipótesis 2  
**t1** : (°C) temperatura en la Hipótesis 1.  
**Pv** : (kg/m<sup>2</sup>) presión del viento sobre el conductor  
**Wc** : (kg/m) peso propio unitario conductor  
**wr1** : (kg/m) peso resultante conductor hipótesis 1.  
**Wr2** : (kg/m) peso resultante conductor hipótesis 2  
**Wv** : (kg/m) carga unitaria debido viento  
 $\alpha$  : (1/°C) coeficiente dilatación lineal conductor portante  
 $\sigma_1$  : (kg/mm<sup>2</sup>) esfuerzo en la Hipótesis 1.  
 $\sigma_2$  : (kg/mm<sup>2</sup>) esfuerzo conductor hipótesis 2  
**Tr** : (kg) Tiro de ruptura del Portante

## Tablas de Regulación

En esta parte se indican esfuerzos y flechas para los conductores que se van a utilizar.

### b) Cálculos de soportes

El cálculo mecánico de postes tiene por objetivo determinar las cargas mecánicas aplicadas en los postes, cables de retenidas, crucetas y sus accesorios, de tal manera que en las condiciones más críticas, no se supere los esfuerzos máximos.

Adicionalmente al cálculo propio de las estructuras se determina las retenidas requeridas para los distintos armados a utilizar en el proyecto.

### Consideraciones en el Cálculo Mecánico de Postes

Factor de seguridad para postes de concreto igual a 2.

### Fórmulas Aplicables.

Las fórmulas aplicadas en estos cálculos son:

- Momento debido a la carga del viento sobre los conductores (MVC):

$$MVC \equiv P_v * d * \phi_c * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) * \left(\sum h_i\right) \quad (6.35)$$

- Momento debido a la carga de los conductores (MTC):

$$MTC \equiv 2 * T_c * \operatorname{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) * \left(\sum h_i\right) \quad (6.36)$$

- Momento debido a la carga de los conductores en estructuras terminales (MTR):

$$MTR \equiv T_c * \left(\sum h_i\right) \quad (6.37)$$

- Momento debido a la carga del viento sobre la estructura (MVP):

$$MVP \equiv \frac{\left[P_v * h_l^2 * (D_m + 2D_0)\right]}{600} \quad (6.38)$$

- Momento total para hipótesis de condiciones normales, en estructura de alineamiento, sin retenidas (MRN):

$$MRN = MVC + MTC + MCW + MVP \quad (6.39)$$



- Momento total en estructuras terminales (MRN):

$$MRN = MTC + MVP \quad (6.40)$$

Donde:

- Pv = Presión del viento sobre superficies cilíndricas, en Pa  
d = Longitud del vano-viento, en m  
Tc = Carga del conductor, en N  
 $\phi_c$  = Diámetro del conductor, en m  
 $\alpha$  = Angulo de desvío topográfico, en grados  
Do = Diámetro del poste en la cabeza, en cm  
Dm = Diámetro del poste en la línea de empotramiento, en cm  
hl = Altura libre del poste, en m  
hi = Altura de la carga i en la estructura con respecto al terreno, en m  
hA = Altura del conductor roto, respecto al terreno, en m  
Bc = Longitud de la Ménsula, en m  
Rc = Factor de reducción de la carga del conductor por rotura: 0,5  
Wc = Peso del conductor, en N/m  
WAD = Peso de un hombre con herramientas, igual a 980 N.

**Factor de Seguridad:** para ambas hipótesis a considerará

**C.S. = 2,0.** Para condiciones anormales es 1,5

Todas las fuerzas aplicadas se reducirán por momentos de fuerzas a una equivalente aplicada a 10 cm. de la punta del poste.

**Ecuaciones consideradas.**

- Diámetro empotramiento

$$De = Dv + \frac{h}{H} (Db - Dv) \quad (6.41)$$

- Superficie del poste expuesto al viento

$$W = \frac{(Dv + De) h}{2000} \quad (6.42)$$

- Distancia de aplicación de  $F_{vp}$

$$Z = \frac{h (De + 2Dv)}{3 (De + Dv)} \quad (6.43)$$

- Fuerza del viento sobre el poste

$$F_{vp} = P_v \times W \quad (6.44)$$

- Momento del Viento sobre el poste

$$M_{vp} = F_{vp} \times Z \quad (6.45)$$

- Fuerza debido a la tracción del conductor

$$F_c = 2 T \text{ Sen } \alpha/2 \quad (6.46)$$

- Fuerza del viento sobre el conductor

$$F_{vc} = P_v \times S \times \text{Cos } \alpha/2 \quad (6.47)$$

$$S = \frac{N \cdot a}{1000} \quad (6.48)$$

- Momento sobre el poste

$$M_c = (F_{vc} + F_c) d \quad (6.49)$$

- Fuerza aplicada a 10 cm de la punta del poste

$$F_p = \frac{(M_{vp} + M_c)}{6,90} \quad (6.50)$$

### c) Cálculos de retenidas

Para compensar los esfuerzos mayores del esfuerzo máximo en los postes de la red secundaria se usarán retenidas, cuyas características serán:

Material	:	Acero Galvanizado.
Nro.de hilos	:	7 Hilos.
Diámetro	:	10 mm.
Carga de rotura	:	3159 Kg.
Factor de seguridad	:	2

Se considera que ellas absorben el 100% de los esfuerzos de desequilibrio.  
Se utilizará retenida en contrapunta (Violín).

Donde:

$T_R$  = Tiro de trabajo de la retenida.

$H_R$  = Altura de la retenida (6,9 m).

$H_e$  = Altura equivalente (7,2 m).

$F_p$  = Fuerza en la punta.

$\theta$  = Ángulo de inclinación del cable.

$$T_R \times \text{Sen } \theta \times H_R = F_p \times H_e \quad (6.51)$$

$$F_p = T_R \frac{H_R}{H_e} \text{sen}(\theta) \quad (6.52)$$

#### d) Cálculos de anclaje

Las condicione de cálculo son las siguientes:

- Bloque de anclaje de concreto armado de 400x400x100mm.
- Varilla de Anclaje de 16mm<sup>2</sup>
- Inclinación de la varilla con la vertical 90°.
- Peso específico del terreno 1.5g/dm<sup>3</sup>

$$V = \frac{h}{3} (B + 2C)^2 + B^2 \sqrt{((B + 2C)^2 + B^2)} \quad (6.53)$$

$$C = 0.7 h$$

$$V = B^2 h + 1,4 B h + 0,65 h^3$$

$$V = 322,5 \text{ dm}^3$$

$$B = 4 \text{ dm}$$

$$16h + 5,6h^2 + 0,65h^3 = 322,5$$

$$h = 15,6 \text{ dm}$$

Longitud de la varilla es  $h$ , por ser retenida de contrapunta.

## **CAPÍTULO VII**

### **ESPECIFICACIONES TÉCNICAS**

#### **7.1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SUMINISTROS**

##### **7.1.1 Conductores**

Los conductores a ser suministrados e instalados en las redes de la localidad del proyecto deberán cumplir con las siguientes especificaciones:

- Los conductores para redes secundarias y redes de alumbrado público:

Los conductores serán del tipo Autoportante compuestos por conductores cableados de Aluminio recubiertos con polietileno reticulado de color negro de alta densidad, con antioxidante para soportar las condiciones de intemperie como humedad, ozono, luz solar, salinidad y calor. Además serán de alta resistencia dieléctrica, resistentes al efecto corona, muy elásticos, resistentes a la tracción flexibles hasta 40°C y soportar temperaturas del conductor entre 15°C y 90°C en régimen permanente, y a 130°C en periodos cortos de servicio.

Estarán conformados por tres conductores de fase, un conductor para alumbrado público; cableados alrededor de un cable de aleación de aluminio forrado con polietileno reticulado, que hace la función de neutro y portante.

El cable deberá ser diseñado para soportar una tensión nominal de 0.6/1.0 KV.

El cable deberá ceñirse al proceso de fabricación de las normas siguientes:

NFC 33-209, ITINTEC 370.043,370.045 y 370.051 para el cable, IEC para el conductor en general.

**TABLA N° 7.1 Características Técnicas de los Conductores en la Red Secundaria**

USOS	Sección (mm <sup>2</sup> )	Tipo	Temple	Tipo de Aislamiento
Para Redes Secundarias	Fase: 25, 35, 50 y 70 Neutro: 25 y 50	Cableado 7 hilos	Blando	Polietileno
Alumbrado Público	16	Cableado 7 hilos	Blando	Reticulado
Conexión de Lámparas	2x25	Indoprene	Blando	PVC
Acometidas Domiciliarias	2x4	Concéntrico	Blando	SET
Conexión RS a Caja Derivación	3x6+N6	CAI	Blando	Polietileno

- Los conductores para redes primarias:

Los conductores para líneas y redes primarias aéreas serán desnudos, de aleación de aluminio AAAC, fabricados según las prescripciones de las normas ASTM B398, ASTM B399 o IEC 1089.

Las características del conductor utilizado se muestran a continuación:

**TABLA N° 7.2 Características Técnicas de los Conductores en la Red Primaria**

Nombre	Material	Sección mm <sup>2</sup>	Diámetro mm	Coefficiente de dilatación 1°C	Masa Unitaria kg/m	Tiro de rotura kN	Mód elasticidad Final	N° de hilos
Aa 35 mm <sup>2</sup>	AAAC	35	7,56	0,000023	0,096	18,82	5700	7
Aa 70 mm <sup>2</sup>	AAAC	70	10.5	0,000023	0,184	10,35	5700	19
Aa 95 mm <sup>2</sup>	AAAC	95	12.5	0,000023	0,250	26.05	5700	19
Aa 120 mm <sup>2</sup>	AAAC	120	14	0,000023	0.322	32.68	5700	19

- Se utilizara cobre electrolítico 99,99% de pureza, conductibilidad de 96,7% IACS sólido o cableado concéntrico.
- Temple blando para conductor de cables NYY, TIN SET
- Temple duro para conductores de la red primaria, secundaria, conductor de tierra y conductor de amarre de red primaria.

- Temple blando extra flexible (Clase K según ASTM) para conductor de conexión a lámparas.
- Solo para conductores a instalarse en el cableado de las subestaciones

### 7.1.2 Poste de concreto

Los postes serán troncocónicos de concreto armado y centrifugados.

**a) Normas Aplicables:** Deberán cumplir en todo lo que se refiere al proceso de elaboración, requisito de acabado, coeficiente de seguridad, norma ITINTEC 339.027.

**b) Características Técnicas:**

Concreto Armado Centrifugado de 8m/200, 8m/300, 13m/300, 13m/400, 13m/500

### 7.1.3 Crucetas

Serán de concreto Armado y vibrado para instalarse en los postes de la red primaria.

### 7.1.4 Soportes de subestaciones

La estructura soporte de los equipos de las subestaciones aéreas de potencia 100kVA y mayores son tipos bipostes.

### 7.1.5 Retenidas o anclajes

**a) Cables**

Acero galvanizado SIEMENS MARTIN. Constituido por 7 hilos de 3.05mm de diámetro total de la trenza 9,525 mm (3/8") carga de rotura mínima 317kilos.

**b) Perno**

Perno pasante con ojo y rosca en un extremo de acero galvanizado. Llevara una arandela soldada al perno a 2cm del ojo y rosca para recibir dos tuercas, deberán soportar un tiro no menor de 3800kg, 5/8"Φ y de 8" longitud para red secundaria y 10" para red primaria.

Catalogo Referencial: CHANCE N°29980

**c) Guarda cabo**

Será de acero galvanizado, 1/2"diámetro canal, permitirá el ingreso y salida del perno con ojo, apto para cable de 3/8" de diámetro.

Catalogo Referencial: SLATER N°1593, CHANCE N°6593.

**d) Grapa de vías paralelas**

Grapa de acero galvanizado de vías paralelas, 3 pernos 6" longitud de (150mm).  
Catalogo Referencial: CHANCE N°6461

**e) Varilla de anclaje**

Será de acero galvanizado en caliente de 5/8" de diámetro, traerá en su extremo un ojo acanalado para anclaje de un cable y el otro extremo roscado con su respectiva tuerca. Además, llevará una arandela cuadrada de 2"x2"x1/4" de espesor y será de 2.50m de longitud de la red primaria y 2.0m en la red secundaria.

Referencia: CHANCE CAT. N°5317 y N°53181 (Varillas) y CAT.N°55084P(Tuerca)

**f) Bloque de anclaje**

Será de concreto con mezcla de 250kg por m<sup>3</sup> y de 45x15cm. Llevará una platina de fierro de 0.30mx0.30m por 1/4" de espesor con hueco de 3/4" en el centro.

**g) Contrapunta**

Se utilizará para soportar el cable al poste en las retenidas tipo vertical, será de tubo de fierro galvanizado de 2" de diámetro y 1,5m de longitud. Llevará en la cabeza una grapa deslizante para sujeción del cable, igual o similar al modelo 2035 de SLATER y en el otro extremo una base de acoplamiento de poste igual o similar al modelo 2056 de SLATER.

**h) Galvanizado**

Todos los componentes metálicos.

**i) Normas**

Los accesorios cumplirán con las prescripciones pertinentes de las siguientes normas:

ASTM 3415-6.47 ASTM A-239-41 ASTM-4-143-16 ASTM A-153 ASTM A-90-53 ASTM-A-153

**7.1.6 Aisladores y accesorios****a) Generalidades**

Se emplearán aisladores tipo Pin, tipo campana, tracción y tipo carrete. Podrán ser de porcelana.

### **Norma Aplicables**

Los aisladores deberán pasar las pruebas según CE 1127411968 y cumplir con CEI 52-60-75-120-137 y 168.

### **b) Tipo espiga (Pin) para línea de la media tensión**

**Normas: ANSI C29.6-1961 (R1969)**

Serán de clase: ANSI 56-2

**Norma: ANSI 56-2.** Enroscado interior será metal de zinc de 1 3/8" diámetrox2" altura y permite alojar un pin de 1 3/8" diámetro

### **Características Técnicas:**

Tensión de descarga superficial a baja frecuencia.

a) En Seco	110kV
b) Bajo lluvia	70kV

Tensión de Impulso crítica de onda negativa 1.5x50us  
+ 175kV  
-225kV

Tensión de perforación a baja frecuencia: 145kV:

- Longitud de Fuga: 17pulg
- Distancia de Arco: 8 ¼ pulg
- Carga de Rotura aplicada en voladizo: 3,000lb
- Peso Aproximado: 11Lb
- Referencia: NGK Cat. N°HRAA-15277B

### **c) Aisladores de suspensión para anclaje de línea aérea media tensión (Normas ANSIC29.5 y C29.6)**

Serán CLASE ANSI52.3 y sus dispositivos-metálicos de fijación del tipo espiga y caperuza (Ball and Socket)

### **Características Técnicas:**

Tensión de descarga superficial a baja frecuencia

- a) En Seco: 80kV
- b) Baja lluvia: 50kV



**Tensión de impulso crítica de onda 1,2/50us**

+125kV

-130kV

**Tensión de perforación a baja frecuencia: 110kV**

- Longitud de fuga: 11,5pulg
- Resistencia mecánica y eléctrica combinada: 15000lbs
- Referencia: NGK CAT.Nº.CA-515MC

**d) Accesorios aislador espiga****Espiga para cruceta de concreto**

- Serán de acero forjado galvanizado en caliente, a cabeza será de plomo al antimonio. El cuerpo será cónico para cruceta de concreto.
- Dimensiones básicas: altura mínima del asta (Shank) 7" (177.80mm), cabeza ANSI 1 3/8" diámetrox2" altura
- Tendrá arandelas plana, tuerca y contratuerca hexagonales.
- Mínima resistencia de falla 1000lbs (455kg)
- Máxima deflexión por carga en voladizo 10u
- Referencia: NGK CAT. Nº14-30467AV

**Espiga para punta de poste**

- Será similar a la detallada en el punto a), pero de las siguientes dimensiones básicas:
- Longitud Total 20" (508mm)
- Longitud entre eje de perforaciones (2) 8" (203.20m)
- Cabeza ANSI 1 3/8" diámetrox2" Altura
- Perforación perno 5/8" (15.8mm)
- Referencia: NGK CAT.Nº1M-30454B

**Elementos de fijación de aisladores de anclaje**

- Los aisladores de anclaje serán provistos de todos los elementos necesarios para el armado tipo badajo y caperuza en forma segura.
- La fuerza transmitirá entre elementos mediante una adecuada área de apoyo evitando los contactos tipo punto y tipo línea.
- Todo el conjunto de dispositivos de fijación de los aisladores tendrán una resistencia mecánica superior a 3500kg.

### **Grapas de anclaje**

Los conductores se fijarán a las cadenas de anclaje mediante grapas de anclaje tipo empernado. Estas grapas serán construidas de hierro maleable diseñadas en tal forma que eliminen la posibilidad de deformación de los conductores cableados y separación de los hilos de los mismos.

### **7.1.8 Equipos de seccionamientos y protección**

Comprende el suministro de los seccionadores fusible y seccionadores tripolares.

#### **a) Seccionadores Fusible**

Serán unipolares tipo CUT-OUT. El conjunto permitirá ser operado por pértiga como seccionador y como elemento fusible.

#### **Características Eléctricas:**

- Tensión Nominal 15kV
- Nivel Básico de Aislamiento 95kV

#### **Tensión de descarga de baja frecuencia:**

- a) Seco 70kV
- b) Bajo Lluvia 40kV

Intensidad del régimen de las aéreas de mayor contacto y grapas. Mayor 100<sup>a</sup>

Capacidad de interrupción Mayor de 6kA

Portarán elementos fusibles rápidos NEMA tipo K, dimensionados eléctricamente en función de la potencia del transformador que protegen en conformidad con la curva respectiva.

#### **b) Seccionador Tripolar Exterior**

El conjunto permitirá ser operado como seccionador sin fusible. Serán para montaje en poste con mando manual y varillaje para el comando desde el nivel de piso a 2m mas alto.

#### **Características Eléctricas**

Tensión Nominal	12kV
Nivel Básico de Aislamiento	75kV
Intensidad Nominal	200A

Capacidad de Interrupción 20kA

Referencia: Wichmann – Werke Cat. N°FT12

### 7.1.9 Transformadores de Potencia

#### a) Transformador Trifásicos

- Serán especiales para montaje en subestación aérea de dos postes.
- Tensión Primaria : 10kV
- Tensión Secundaria Trifásica : 400/230V
- 60 ciclos por segundo
- Potencia según relación
- 5 tomas ajustables con el transformador desenergizado: 100% +2.5%+5%
- Nivel de ruido : No mayor de 55db
- Refrigeración : por aire
- Arrollamientos aislados en aceite
- Serán capaces de soportar por cinco segundos sin sufrir daño, en cortocircuito externo entre fases.
- Norma aplicables: ITINTEC 370.002 y/o CE / Pub.76

**TABLA N° 7.3 Capacidad térmica**

N° Veces/Nominal	Tiempo Máx. Permisible
3	300
13.7	10
25	4

Variación de temperatura de -5°C a 105°C:

- El fabricante tendrá en cuenta que el factor de carga de las localidades a servir es del orden de 0,4 – 0,5
- Grupo CEI DYN5
- Altura a 1000msnm
- Nivel de Aislamiento correspondiente a 10kVde las normas CEI.
- Pasa tapas (BUSHINGS) de alta tensión:
- Tensión Nominal : 24kV

Nivel de Aislamiento

- A onda de choque 170kV pico
- A frecuencia industrial 75kV pico RMS

### **7.1.10 Pruebas**

Las características de cada transformador se obtendrán en base a las siguientes pruebas de laboratorio:

- Prueba de Aislamiento
- Prueba de rigidez dieléctrica del aceite
- Medida de relación de transformación
- Prueba de vacío
- Prueba de tensión inducida
- Prueba de polaridad
- Prueba de cortocircuito
- Prueba de hermeticidad de la cuba
- Prueba de tensión aplicada

### **7.1.11 Accesorios**

- Tapón de llenado
- Válvula de vaciado y toma de muestras
- Pozo de termométrico
- Conmutador de tomas accionables a mano con el transformador sin tensión
- Placa característica
- Bornes de Puesta a Tierra

### **Orejas de Izaje**

Dispositivo de anclaje a la loza de soporte del transformador que permita una fijación firme en posición vertical para el transformador trifásico y los dispositivos de sujeción y accesorios de fijación al poste para los monofásicos.

### **7.1.12 Tablero de Distribución**

- Serán de madera compuertas de acceso de doble hoja con aldaba para candado, con tratamientos de pintura especial para intemperie.
- Tendrán un juego abrazaderas metálicas para montaje en poste.
- Estarán equipadas con los siguientes:
- Sistemas de barras colectoras de cobre.
- Bases Portafusibles NH y fusibles para las salidas SDS e IAP de capacidades indicadas en plano de detalle.
- Contactor

- Tensión Nominal: 460V
- Número de Polos y corriente nominal: 3 polos/30<sup>a</sup>
- Normas: AC-1
- Tensión de Operación de la bobina: 220V, 60Hz
- Interruptor horario con reserva 48 horas
- Medidor de Energía
- Serán de disco de inducción de 3 elementos o similar, para medición de energía activa de un sistema trifásico 4 hilos para tensión de servicio 230V, 60Hz sobre carga permisible 400%, clase de precisión IEC2, tropical izado simple tarifa, integrador ciclo métrico de 5 metros y un decimal.

### **7.1.13 Sistema de Puesta a Tierra**

Todos los postes de la red primaria tendrán su Puesta a Tierra tal como la figura en el respectivo plano de detalle.

El sistema de puesta a tierra de una subestación de distribución y su red de distribución secundaria comprende 3 puesta a tierra con el objeto de obtener una RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA, en el neutro del sistema no mayor de 10 ohmios. Las Puesta a Tierra típicas se muestran en los planos de detalle y se instalarán una en la subestación y dos en la red secundaria en los extremos de circuito.

Los materiales de cada puesta a tierra son:

#### **a) Varilla de Tierra**

Será de COPPER WELD o de núcleo de acero SAE 1045 revestido con una gruesa capa de cobre electrolítico de dimensiones diámetro 5/8"x10" (diámetro 16x3000mm)

Catálogo de referencia: BARNDY 6CWR 16130

#### **b) Grapa de Varilla de Tierra**

Grapa para varilla de tierra de bronce de alta conductividad eléctrica y alta resistencia a la corrosión. Incluye tuercas y arandelas de presión de bronce silicoso DURIMUM (ASTM B99)

Catálogo de referencia: BURNBY GAR 1142

**c) Grapas**

Grapas para conectar los elementos derivados serán grapas del tipo PERNO PARTIDO encobrizado.

**7.1.14 Grapas-conectores y mangos de empalme****a) Grapas**

Para el conexionado del conductor de la red primaria con los lugares que se indican en los planos, se usará grapas de doble vía de cobre o bronce, formada por dos placas paralelas con ranuras para alojar el conductor, de acuerdo a su sección y presionadas por pernos. La máxima presión ejercida sobre el conductor no permitirá el deslizamiento del mismo hasta con el 90% de la carga de rotura, no ocasionara deterioro en los hilos que forman el conductor.

**b) Conectores de presión**

Para la unión de tramos de conductor en baja tensión se utilizara conectores troncocónicos del tipo de presión patos para cada sección.

Los conectores deberán tener una resistencia mecánica no inferior a la del conductor y no permitirán el deslizamiento del conductor hasta con el 95% de la carga de rotura.

**c) Mangos de empalme**

Para el empalme del conductor de la red Primaria dentro de un vano se utilizara mangos al empalme del tipo de comprensión, serán de cobre y al ser instalados no deberán afectar los hilos que forman el conductor. Con una carga del 95% de la rotura del conductor, no permitirán que exista deslizamiento del mismo.

**d) Conectores del tipo perno partido**

Para el conexionado de conductores de derivación, de la red de baja tensión, que no hagan tiro se utilizarán conectores del tipo perno partido, aptos para la sección del conductor, de bronce tropicalizado.

**7.1.15 Ferretería****a) Pernos**

Serán de acero galvanizado en caliente, con punta cónica y cabeza y tuerca hexagonales de las dimensiones indicadas en planos.

Referencia a JOSLIN MFG and SUPPLY CD J-8808, J-8812 y J-8806

El tiro de rotura mínimo será 5600kg (12400lb)

**b) Perno Doble Armado**

Serán de acero galvanizado en caliente, de diámetro 5/8"x16" de longitud, roscados en toda su longitud, sin cabeza, de punta cónica, provisto de cuatro tuercas cuadradas igualmente galvanizadas en caliente. El tiro de rotura mínimo será 5600kg (12400lb)

El catalogo de referencia: JOSLYN MFG and SUPPLY CO.J-8866

**c) Perno Ojal**

Será de acero galvanizado para perno de diámetro 5/8"x8" de longitud y 4" de longitud roscada, con tuerca cuadrada, con un extremo en punta cónica y en el otro en una curva cerrada soldada. El tiro de rotura mínimo será 5600kg (12400lb)

El catalogo de referencia: JOSLYN MF6 and SUPPLY CO J-2296, CHANCE N°22958

**d) Ojal Roscado**

Será de acero galvanizado para perno de diámetro 5/8" y por lo menos diámetro 1-1/2" interior, con diámetro del ojal 1/2". El tiro de rotura mínimo será 5350kg.

Catalogo de referencia: JOSLIN MF6 AND SUPPY CO J-1092, CHANCE N°6501

**e) Arandelas cuadradas plana y curvadas**

Serán de acero galvanizado para perno de diámetro 5/8" y dimensiones 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16" y diámetro agujero 11/16".

Catalogo de referencia: CHANCE CAT N°6810 1/2 (CURVADA) y 6814 (PLANA)

**f) Accesorios fijación de aisladores**

En las estructuras de alineamiento los aisladores se fijarán directamente al poste mediante un Pin de fierro galvanizado de 5/8" diámetro con arandelas y pasador.

En las estructuras de ángulo, derivaciones, anclaje y fin de línea de fierro galvanizado tipo"U" para un aislador, sujeto al poste con perno fierro galvanizado de 5/8" diámetro con arandelas y tuerca.

**7.1.16 Equipos de Alumbrado Público****a) Luminarias**

Las luminarias tendrán las siguientes características:

- Tipo II Corto Haz semirecortado
- Espejo de aluminio puro abriantad, mango y receptáculo para equipos accesorios de lámpara y coeficiente de utilización total mayor que 55%. Serán similares a los siguientes modelos:

- Con difusor para lámpara de vapor de mercurio de 70W, con base socket E-27(anti-vibrante) y equipo de alto factor de potencia  $\text{COS}\theta=0.90$  conformado por reactor y condensador.
- Con difusor para lámpara de vapor de mercurio de 150W, con base socket E-40(antivibrante) y equipo de alto factor de potencia idem anterior.
- El equipo accesorio consistirá en:
  - Reactor limitador de corriente para lámparas de 70W y 150W para una tensión nominal de 220V, 60 ciclos/seg protegido del medio ambiente por encapsulamiento en resina.
  - Condensador para 220V: lámparas de vapor de Hg 70W y 150W, que permite corregir el factor de potencia del equipo a 0,9.
- El compartimiento de la luminaria para la ubicación del equipo accesorio deberá permitir un fácil cableado interior y mantener una temperatura de trabajo no mayor de 50°C.

La lámpara, reactor y condensador deberán ser preferentemente de la misma marca de fábrica, en caso contrario el instalador deberá solicitar la autorización de su uso, para lo cual entregará al concesionario una muestra de cada equipo para la prueba correspondiente, después de la cual el concesionario autorizará sus usos. El cable de conexión entre el portalámpara y los equipos accesorios deberá ser del tipo silicona N° 16AWG.

#### b) Lámparas

Serán de vapor de mercurio, de alta presión color corregido, 220V, 60 ciclos/seg y de las siguientes características:

**TABLA N° 7.4 Características de Lámparas**

<b>Potencia (W)</b>	<b>Flujo Luminoso (Lúmenes)</b>	<b>Vida Útil Promedio (H)</b>
70	6900	10000
150	16000	10000

#### c) Portafusibles y fusibles

Para la protección individual del equipo de alumbrado público se utilizará fusibles de plano de 1 Amperio. Similar instalados en porta-fusibles aéreos tipo pesado color blanco.



### **7.1.17 Conexiones Domiciliarias**

#### **a) Conductores**

Será de cobre electrolítico, temple blando, aislamiento a prueba de intemperie, tipo SET (concéntrico) bipolar de  $2 \times 3 \text{mm}^2$  de sección nominal.

#### **b) Templadores**

Será de plancha de Fe galvanizado de  $1/16''$  (1.5mm) espesor, de tal manera que permitirá la debida sujeción del conductor.

#### **c) Armella Tirafón**

Serán de Fe galvanizado de sección comercial  $5/8''$  (9.9mm)

#### **d) Tubos**

Serán de Fe galvanizados de  $1/2''$  diámetro con codo de Fe galvanizado  $1/2''$  diámetro y de tubo plástico PVC (SAP) de  $3/4''$  diámetro.

#### **e) Grapas**

Serán de cobre, bifilar para conductores de diferentes secciones.

#### **f) Caja Porta Medidor**

Serán de Fe galvanizado de  $200 \times 400 \times 200 \text{mm}$  con dispositivos de protección.

#### **g) Medidor de Energía**

Serán de disco de inducción o similar para medición de energía activa monofásica para tensiones de servicio 230V-10A, sobre carga permisible 400% 60Hz, clase de precisión IEC2, tropicalizado simple tarifa, integrador ciclométrico de 5 enteros y un decimal o similar.

### **7.1.18 Pastoral de F°G°**

Serán de tubo de acero SAE 1020, con doble galvanizado en caliente de 120 micrones de espesor, para instalarse en los postes de concreto. Los pastorales de F°G° tendrán un diámetro de  $1 1/2''$ , un avance horizontal de 1760 mm y un avance vertical de 1780 mm. Se montarán a los postes de concreto mediante abrazaderas de F°G°, las mismas que se ajustarán mediante pernos. Los pastorales estarán diseñados para soportar un esfuerzo de trabajo en el extremo superior de 30 Kg, y como mínimo un coeficiente de seguridad de 2 sobre el esfuerzo de rotura; que será de  $28 \text{Kg/mm}^2$ . Antes de su galvanizado serán arenados y decapados.

El galvanizado se hará según Norma ASTM – A153-82.

## **7.2. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MONTAJE**

### **7.2.1 Empotramiento y erección de postes**

Los postes se hincarán en el terreno en un agujero que se abrirá con un diámetro mínimo en metros de  $0,4+d$  siendo “d” el diámetro del poste y con una profundidad de acuerdo a planos.

El poste deberá ser ensamblado totalmente antes de ser izado para cimentarlo, tratando de que los armados de alineamientos queden perpendiculares al eje de la línea y los de ángulo y cambio de dirección consumen la posición correcta.

El error de verticalidad del eje del poste no deberá exceder de 0.005m (cinco milímetros por metro). En los postes de anclaje y ángulo se colocará el poste con una inclinación en sentido contrario a la resultante de las fuerzas, dicha inclinación será igual al diámetro de la cabeza del poste. Todo el equipo y accesorios deberán ser colocados en el poste completamente limpio, sobre todo los pernos. Todo el material sobrante de las excavaciones deberá ser retirado y resonadas totalmente las pistas y veredas. Se tendrá cuidado de no dejar dentro de las cimentaciones pedazo de madera y cartón.

### **7.2.2 Montaje de los vientos**

Después de instalado el poste y compactada la base se procederá a instalar los vientos, para lo cual se abrirá en el suelo los huecos respectivos y se colocará la base y en el anclaje, según el plano, compactándose el terreno en capas, no mayores de 15cm, regándose; después se continuará apisonando varias veces en uno o dos días, posteriormente se procederá a la colocación de los cables. El cable como es lógico cederá al ser solicitado, por lo que antes cederá al ser solicitado, por lo que antes de fijar definitivamente las grapas, y si el viento no llevara templador se jalara el poste por el extremo opuesto al viento de acero por unas horas, haciéndose posteriormente el reajuste para fijar definitivamente las grapas. Se tendrá mucho cuidado de usar una guarda cable de diámetro apropiado para evitar la rotura del cable de acero.

### **7.2.3 Vientos horizontales**

En algunos de los postes terminales se usará un cable de acero para unirlo a otro poste terminal a fin de disminuir el esfuerzo actuante sobre estos postes. Este sistema se deberá usar siempre que sea posible inclusive eliminado los vientos normales que estén señalados en el plano.

#### **7.2.4 Alineamientos de los postes y ubicación**

En principio los postes se alinearán en una paralela de la línea de fachada y justo en el límite de la vereda; si por razones de fuerza mayor no se pudiese, en principio se respetará la ubicación de los postes de una misma acera (prevista en los planos) pero por razones de ornamentos o fuerza mayor podrán hacerse cambios. Ningún poste deberá ubicarse a menos de dos metros de la esquina; no permitiéndose por ningún motivo la instalación en la propia esquina.

En lo posible se evitará colocar postes muy cerca de los garajes, entrada de espectáculos públicos, iglesia, etc y desde luego frente a garajes de automóviles. En los casos en que el techo de las casas fuese muy alto se aumentara la altura del poste hasta alcanzar la separación que prescribe el C.N.E.S.

#### **7.2.5 Puestas Tierra**

En principio todos los postes de las subestaciones llevarán puesta a tierra según el plano respectivo, pero se comprobará la resistencia del sistema y si esta fuera superior a 10 Ohmios se aumentará el número de dispersores hasta lograr este valor.

#### **7.2.6 Colocación de la Espiga en el Aislador**

Para colocar la espiga en el aislador se usará un pegamento adecuado tal que permita absorber los esfuerzos debido a los diferentes coeficientes de dilatación del acero y el material del aislador.

#### **7.2.7 Tendido en el conductor**

El tendido del conductor se hará de tal manera que no sea afectado, se evitará rozar el conductor por el suelo, o con los armados y partes vivas de los portalíneas. Los tramos del conductor se unirán entre sí con manguitos de unión, no estando permitido utilizarse entorchado para ninguna de las secciones del conductor especificadas. El tendido se hará de tal manera que no deberá haber más de un manguito por conductor y por vano.

Si por caso especial se deteriorara el conductor por rotura de uno o dos hilos se procederá a su reparación mediante manguitos de unión.

El conductor se deberá tender de acuerdo a las tablas de templado que preparará el contratista y que deberá ser aprobada por la empresa concesionaria. Para baja tensión las derivaciones.

Cuando los conductores atraviesan zonas donde hay árboles deberá podarse estos a fin de que no ocasionen problemas sobre todo en la red de alta tensión.

### **7.2.8 Numeración de los postes**

Todos los postes de alta y baja tensión se numerarán correlativamente con números de pintura negra, ubicados a 2 metros del suelo.

### **7.2.9 Herramientas**

El contratista dispondrá en la obra, en la oportunidad requerida herramientas nuevas y en número suficiente según el tipo de trabajo a efectuar, así como el personal técnico idóneo y ayudantes respectivos para el correcto manejo de las mismas. Así mismo, deberá contar con las herramientas adecuadas para los siguientes casos especiales:

- Herramientas para la ejecución de los empalmes a tope del tipo de compresión para el conductor.
- Herramientas para la colocación de los manguitos de separación (sin tensión mecánica) del tipo compresión para el conductor, los cuales son similares que las anteriores.
- Herramientas para la ejecución de los cuellos muertos (“Jumper”) del conductor activo.
- Torquímetros para el ajuste de los pernos de las grapas de anclaje de los conductores.

### **7.2.10 Montaje de las Subestaciones**

Siendo la parte más delicada, se recomienda que el personal que realice esta labor sea altamente calificado.

El montaje de la estructura se hará de manera similar a los postes de la red primaria, después de izar se procederá a fijar las crucetas, aisladores, seccionadores y la caja de distribución. Para la derivación de los conductores para el conexionado a los CUT –OUT, se utilizarán grapas de cobre doble-vía.

Al momento de izar el transformador se deberá tener bastante cuidado que no sufra golpes que puedan afectar al aislamiento.

Será instalado con los bornes de alta tensión hacia el lado de la calzada, o asegurándolo convenientemente en la plataforma del barbotante.

Los cortocircuitos fusibles se instalarán de acuerdo a los planos del proyecto, teniendo en cuenta que el desplazamiento de los mismos al ser abiertos, no pase más allá del plano horizontal.

Los contactos debén ser limpios de óxidos y gracia. Al momento de izar el tablero de distribución se deberá tener bastante cuidado que no sufra golpes que puedan afectar las conexiones asegurándole fijamente al poste. El tablero de distribución se instalará con las puertas hacia la calzada.

#### **7.2.11 Portalíneas y Aisladores**

Las portalíneas y aisladores deben ser instalados según plano de detalles. Los aisladores en general deben estar sin fallas.

#### **7.2.12 Luminarias y lámparas**

La derivación del conexionado de los pastorales se efectuará entorchado los conductores desnudos más o menos 5 vueltas, por fase, luego restituyendo el aislamiento con cinta aislante.

#### **7.2.13 Conexiones Domiciliarias**

Deben estar conectados a la red de distribución secundaria en forma alterna de tal manera que las cargas sean similares en cada fase. Cuando las derivaciones son del medio vano, se debe utilizar los separadores.

#### **7.2.14 Pruebas**

##### **a) Ejecución**

Al concluir los trabajos de montaje de las redes se deberán realizar las pruebas que se detallan a continuación.

##### **Determinación de las secuencias de fases.**

Se debe demostrar que la posición relativa de los conductores de cada fase corresponda a lo prescrito.

##### **Prueba de Continuidad y Resistencia Eléctrica.**

Para esta prueba, se pone en cortocircuito las salidas de las líneas de la subestación y después se prueba a cada uno de los terminales de la red su continuidad.

Las resistencias eléctricas de las tres fases de la red no deben diferir mas que 5% del valor de la resistencia por kilómetros de conductor.

### **Pruebas de Aislamiento**

Con las redes aéreas primarias y distribución secundaria se medirá la resistencia de aislamiento de todas fases entre fases y a tierra.

El nivel de aislamiento deberá estar de acuerdo con lo especificado en el CNES. Se admite como resistencia de fase contra tierra 5Mega/Ohmios y como resistencia entre fases infinito.

### **Prueba de Tensión**

Después de haber realizado las pruebas anteriores se aplicará la tensión nominal a toda la red durante 72 horas consecutivas. Cuando no se detecte ninguna situación anormal se puede poner en funcionamiento.

Durante esta última prueba se anotará las pérdidas durante el tiempo de pruebas comprobándose además el funcionamiento de todas las lámparas.

### **Mención de Resistencia de puesta a tierra.**

La resistencia contra tierra de los pozos de tierra no debe superar los 10 $\Omega$ .

### **Equipos de prueba**

El equipo de prueba será aprobado para afectar mediciones correspondientes y deberá ser contrastado antes de la ejecución de los mismos. Para la prueba de aislamiento se usará un megóhmetro de 2500Vcc.

Para los demás pruebas será prefastrada la utilización de instrumentos tipo puente de corriente cero.

## **CAPÍTULO VIII**

### **COSTO DE INVERSIÓN**

#### **8.1. COSTO DE INVERSIÓN EN EL SISTEMA DE RED PRIMARIA**

##### **Alternativa 1**

La inversión para el proyecto en una sola etapa asciende a la suma de

S/. 6 995 163,60 (seis millones novecientos noventa y cinco mil ciento sesenta y tres y 60/100 nuevos soles) en las Redes Primarias.

Se recomienda que la renovación de redes primarias se realice en el siguiente orden: S8, S6, S7, S2, S10, R4, R1, S1, S4, S11 y S3.

Se recomienda que la renovación de las redes se realice durante el primer año.

##### **Alternativa 2**

###### **Primera Etapa**

La inversión para esta primera etapa, que consiste en la remodelación de las salidas S8 y S6, es de S/. 1 794 082,91 (un millón setecientos noventa y cuatro mil ochenta y dos nuevos soles y 91/100).

La recomienda que primera etapa de la renovación de las redes para la Alternativa 2 se realice durante el primer año.

###### **Segunda Etapa**

La inversión de las redes primarias para la segunda etapa es de S/. 5 201 080,69 (cinco millones doscientos un mil ochenta y 69/100 nuevos soles).

Se recomienda que la renovación se realice en el siguiente orden: S7, S2, S10, R4, R1, S1, S4, S11 y S3.

Se recomienda que esta etapa de la renovación de las redes para la Alternativa 2 se realice durante el segundo año.

## **8.2. COSTO DE INVERSIÓN EN EL SISTEMA DE RED SECUNDARIA**

### **Alternativa 1**

La inversión para el Proyecto en una sola etapa asciende a la suma

S/. 14 830 747,22 (Catorce millones ochocientos treinta mil setecientos cuarenta y siete y 22/100 nuevos soles) al 30 – 05 – 2 004.

El cuál se desarrollara en el año primer año del horizonte del proyecto.

### **Alternativa 2**

#### **Primera Etapa**

La inversión para esta primera etapa, que consiste en la remodelación de 48 Subestaciones que tienen mayores pérdidas pertenecientes a las salidas S6 y S8, es de S/. 6 661 672,91 (Seis millones seiscientos sesenta y un mil seiscientos setenta y dos y 91/100 nuevos soles). El cual se desarrollara en el primer año.

#### **Segunda Etapa**

La inversión para esta segunda etapa que consiste en la remodelación de 51 Subestaciones restantes pertenecientes a las salidas S1, S2, S3, S4, S7, S10, R1 y R4, es de S/. 8 169 074,31(Ocho millones ciento sesenta y nueve mil setenta y cuatro y 31/100 nuevos soles). El cuál se desarrollará el año próximo al desarrollo de la primera etapa.



## **CAPÍTULO IX**

### **PLAZO DE EJECUCIÓN Y CRONOGRAMA**

#### **9.1. PLAZO DE EJECUCIÓN DEL SISTEMA DE RED PRIMARIA**

Se plantean dos alternativas para la ejecución del proyecto. La primera alternativa se trata de la ejecución de la Obra total en “Una Sola Etapa”, que tiene un tiempo de ejecución de 08 meses.

Para la alternativa 2 se realizan en “ Dos etapas”, la Primera Etapa de realizaría en 05 meses, que consiste en remodelar las subestaciones de las salidas S6 y S8 que son las que tienen mayores pérdidas y la Red primaria de S6 y S8; mientras que la Segunda Etapa se realizaría el resto de la remodelación en 07 meses.

El detalle del plazo de ejecución de la obra de Redes de distribución Primarias, se muestran de acuerdo a los cronogramas de ejecución de obra que se muestran en el **ANEXO 02**

#### **9.2. PLAZO DE EJECUCIÓN DEL SISTEMA DE RED SECUNDARIA**

Se presentan dos alternativas para la ejecución del proyecto.

Alternativa 1.

Esta primera alternativa consiste en desarrollar el proyecto en su integridad, teniendo para ello toda la inversión total al inicio de la obra.

Esta alternativa se propone que se desarrolle en el año primer año del horizonte del proyecto.

Alternativa 2

Se presenta otra alternativa la cual consiste en la implementación del proyecto en 2 etapas:

### **Primera Etapa.**

Debido a que las redes secundarias de las subestaciones con mayor porcentaje de pérdidas se encuentran en las subestaciones que pertenecen a las salidas S6 y S8. Se prioriza la remodelación de las redes secundarias de estas salidas.

Se presenta el orden de prioridad de las subestaciones a ser remodeladas en esta etapa. **ANEXO Nº 02**

Se propone que esta primera etapa se desarrolle en el primer año.

### **Segunda Etapa.**

La segunda etapa consiste en desarrollar el proyecto de las redes primarias y secundarias de las demás salidas de la zona de influencia, es decir de la S1, S2, S3, S4, S7, S10, R1 y R4.

Presentamos a continuación las subestaciones por orden de prioridad para su remodelación. **ANEXO Nº 02**

Estas etapas son propuestas en base al estudio de pérdidas, el estudio de flujo de potencia y otros datos económicos de la Empresa Concesionaria.

Se propone que la segunda etapa se desarrolle al año siguiente de terminada la primera etapa, es decir, en el segundo año.

## CONCLUSIONES

- 1.1. Con la realización de la remodelación de la red secundaria se obtiene una reducción de los porcentajes de caída de tensión a valores del 5%.
- 1.2. Con la realización de la remodelación de la red secundaria se obtiene una reducción de las pérdidas de energía de 14,53% a 0,70%.
- 1.3. Con la realización de la remodelación de la red secundaria se obtiene reducción de las pérdidas no técnicas (hurto) debido al cambio de las redes de distribución de conductor de CPI a autoportantes. Eliminación del riesgo eléctrico debido a las distancias mínimas de seguridad
- 1.4. Con estas conclusiones se cumple los objetivos trazados en la red secundaria.
- 1.5. Con la realización de la remodelación de las redes primarias se obtiene reducción de los porcentajes promedios de caída de tensión del 3,65% en las redes existentes a 2,69% con las redes remodeladas. Del cual cumple con el porcentaje de caída de tensión propuesto por debajo del 3% para nuestro diseño.
- 1.6. Con la realización de la remodelación de las redes primarias se obtiene una reducción de las pérdidas promedio del 2,65% en las redes existentes al 1,60% en las redes remodeladas.
- 1.7. Con la realización de la remodelación de las redes primarias se obtiene un mejoramiento del factor de potencia promedio del 0,79 en las redes existentes al 0,94 en las redes remodeladas
- 1.8. Eliminación del problema de distancia mínimas de seguridad mediante el cambio de armados, de configuración Triangulares a Verticales.
- 1.9. Al analizar las redes primarias se observa que la mayoría de los clientes de media tensión tienen un bajo factor de potencia, recomendándose que la Empresa Concesionaria. proponga que dichos clientes corrijan su factor de potencia mayores de 0,90, de esta manera mejorando la calidad de servicio y disminuirían las pérdidas de la red de la empresa concesionaria.
- 1.10. Si se tomaran en consideración la recomendación en 1.9., se tendría que hacer un nuevo estudio de compensación reactiva, donde se tendría que seleccionar nuevamente el valor y la ubicación óptima de los condensadores a utilizar.

- 1.11.** Para la ejecución de la presente remodelación se harán teniendo en cuenta que salidas y subestaciones presentan valores altos porcentajes de pérdidas.
- 1.12.** Con estas conclusiones se cumple los objetivos trazados en la remodelación de las redes primarias.

## **ANEXOS**

**ANEXO 01**  
**COSTO DE INVERSIÓN**

# ANEXO N° 01

## PRESUPUESTO BASE

**PROYECTO** : RENOVACION DE RP Y RS DE IQUITOS  
**SUMINISTROS Y MONTAJE**  
**SECCION 2** : REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA Y ACOMETIDAS DOMICILIARIAS  
**LOCALIDAD** : IQUITOS  
**SUB ESTACION** : TOTAL RED SECUNDARIA

ITEM	RESUMEN	COSTO (S/.)
<b>1.00</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS</b>	
1.01	Postes y Perillas de concreto armado	672,156.05
1.02	Cables y Conductores eléctricos	1,869,308.08
1.03	Pastorales de fierro galvanizado	240,423.91
1.04	Luminarias lamparas y accesorios	1,038,528.50
1.05	Retenidas y Anclajes	474,207.89
1.06	Accesorios de Cables Autoportantes	437,943.93
1.07	Elementos de ferretería	276,705.75
1.08	Puesta a Tierra	379,469.00
1.09	Conexión Domiciliaria	3,782,453.73
	<b>TOTAL SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>	<b>9,171,196.84</b>
<b>2.00</b>	<b>MONTAJE ELECTROMECHANICO</b>	
2.01	Obras preliminares	72,813.33
2.02	Instalación de postes	373,988.17
2.03	Instalación de retenidas	216,066.92
2.04	Montaje de armados	147,881.27
2.05	Montaje de conductores	150,628.08
2.06	Instalación de puesta a tierra	95,628.70
2.07	Instalación pastorales, Luminarias y lamparas	59,941.48
2.08	Conexiones Domiciliarias y cargas especiales	701,704.19
2.09	Pruebas y puesta en servicio	1,389.16
	<b>TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO S/.</b>	<b>1,820,041.31</b>
<b>3</b>	<b>DESMONTAJE DE POSTES Y CONDUCTORES</b>	
3.01	Desmontaje de Postes	119,869.30
3.02	Desmontaje de Conductores	86,513.55
3.03	Desmontaje de Pastorales	5,010.00
3.04	Desmontaje de Luminarias y Lamparas	18,016.00
3.05	Desmontaje de Retenidas	1,967.00
	<b>TOTAL DESMONTAJE S/.</b>	<b>231,375.85</b>
<b>4.00</b>	<b>TRANSPORTE</b>	<b>641,983.78</b>
<b>5.00</b>	<b>COSTO DIRECTO</b>	<b>11,864,597.78</b>
<b>6.00</b>	<b>GASTOS GENERALES (15%)</b>	<b>1,779,689.67</b>
<b>7.00</b>	<b>UTILIDADES (10%)</b>	<b>1,186,459.78</b>
<b>8.00</b>	<b>COSTO TOTAL S/.</b>	<b>14,830,747.22</b>

**ANEXO N° 01  
PRESUPUESTO BASE**

PROYECTO : RENOVACION DE REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA Y SECUNDARIA DE IQUITOS  
 SECCION 1 : RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA  
 LOCALIDAD : IQUITOS, PUNCHANA, BELEN  
 PROVINCIA : IQUITOS  
 DEPARTAMENTO : LORETO  
 SALIDA 10 k V TOTAL RED RP IQUITOS

Item	RESUMEN	Mat. Reutilizable	TOTAL S/.
<b>PARTE A</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS</b>		
1.00	POSTES Y CRUCETAS		1103396.00
2.00	AISLADORES TIPO PIN Y ACCESORIOS		171897.25
3.00	CADENA DE AISLADORES		137838.75
4.00	CONDUCTOR Y ACCESORIOS		567354.31
5.00	MATERIAL DE FERRETERIA PARA POSTES Y CRUCETAS		89628.87
6.00	RETENIDAS Y AÑCLAJES		86399.25
7.00	MATERIAL PARA PUESTA A TIERRA		153190.43
8.00	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION		385119.00
9.00	BANCO DE CONDESADOR		349125.00
10.00	EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA		811443.64
11.00	CABLES DE ENERGIA DE MEDIA TENSION Y ACCESORIOS		197225.70
12.00	CABLES DE ENERGIA DE BAJA TENSION		42948.50
<b>NOTA.-</b>	<b>SE REUTILIZARÁN TRANSFORMADORES DE 50 KVA EXISTENTES</b>	3	
	<b>SE REUTILIZARÁN TRANSFORMADORES DE 100 KVA EXISTENTES</b>	35	
	<b>SE REUTILIZARÁN TRANSFORMADORES DE 160 KVA EXISTENTES</b>	41	
	<b>SE REUTILIZARÁN TABLEROS DE 50 KVA EXISTENTES</b>	0	
	<b>SE REUTILIZARÁN TABLEROS DE 75 KVA EXISTENTES</b>	0	
	<b>SE REUTILIZARÁN TABLEROS DE 100 KVA EXISTENTES</b>	20	
	<b>SE REUTILIZARÁN BANCO DE CONDENSADOR DE 300 KVAR</b>	6	
	<b>TOTAL MATERIALES</b>		<b>4095566.70</b>
<b>PARTE B</b>	<b>MONTAJE ELECTROMECHANICO</b>		
1.00	OBRAS PRELIMINARES		62193.56
2.00	MONTAJE DE CRUCETA Y MENSULA		45938.25
3.00	INSTALACION DE POSTES Y SUBESTACION BIPOSTE		223703.62
4.00	INSTALACION DE RETENIDAS		28300.92
5.00	MONTAJE DE ARMADOS		201957.17
6.00	MONTAJE DE CONDUCTORES		53557.67
7.00	TENDIDO DE CONDUCTOR SUBTERRANEO		82028.35
8.00	INSTALACION DE TRANSFORMADORES		40441.50
9.00	INSTALACION DE BANCO DE CAPACITOR		6624.39
10.00	INSTALACION DE TABLERO DE DISTRIBUCION Y EQUIPOS DE PROTECCION		69240.35
11.00	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA		226967.51
12.00	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO		19811.16
	<b>TOTAL MONTAJE ELECTROMECÁNICO S/.</b>		<b>1060764.45</b>
	<b>DESMONTAJE ELECTROMECHANICO</b>		
1.00	RETIRO DE POSTE DE CONCRETO Y ESTRUCTURAS DE SUBESTACION BIPOSTE		72679.38
2.00	DESMONTAJE DE CONDUCTORES		30121.75
3.00	DESMONTAJE DE RETENIDAS		1357.90
4.00	DESMONTAJE DE ARMADOS		4417.50
5.00	DESMONTAJE DE TRANSFORMADORES		22576.86
6.00	DESMONTAJE DE BANCO CAPACITOR		2514.84
7.00	DESMONTAJE DE EQUIPOS DE PROTECCION		19441.84
	<b>TOTAL DESMONTAJE ELECTROMECÁNICO S/.</b>		<b>153110.07</b>
	<b>TRANSPORTE</b>		<b>286689.67</b>
	<b>COSTO DIRECTO</b>		<b>6596130.88</b>
	<b>GASTOS GENERALES (15%)</b>		<b>839419.63</b>
	<b>UTILIDADES (10%)</b>		<b>659613.09</b>
	<b>COSTO TOTAL S/.</b>		<b>6995163.60</b>



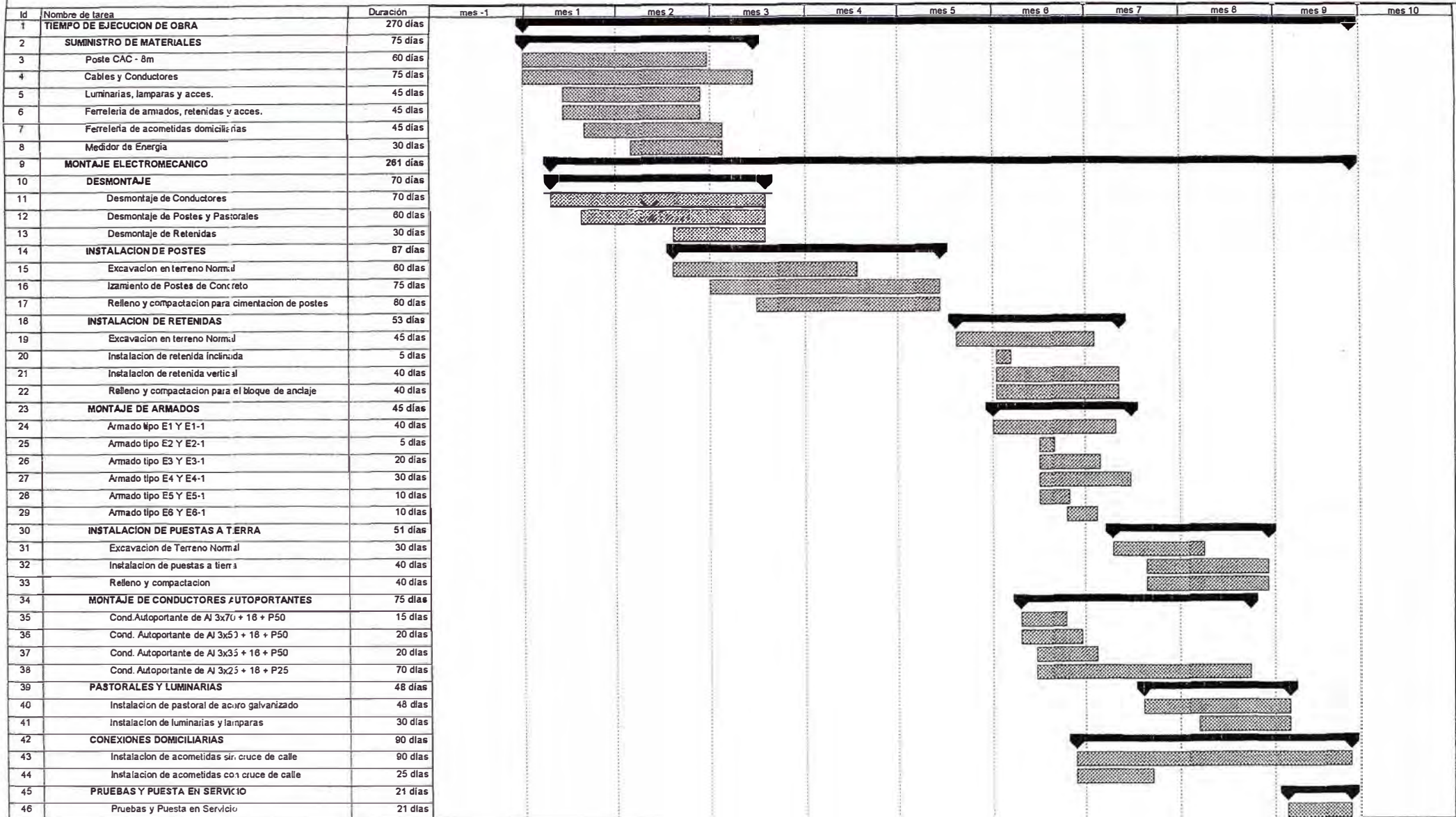
**ANEXO N° 01**  
**RESUMEN GLOBAL DE PRESUPUESTO BASE**

**PROYECTO** : RENOVACION DE REDES DE DITRIBUCION PRIMARIA Y SECUNDARIA DE IQUITOS  
**SECCION 1** : RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA  
**LOCALIDAD** : IQUITOS, PUNCHANA, BELEN  
**PROVINCIA** : IQUITOS  
**DEPARTAMENTO** : LORETO  
**SALIDA 10 k V** : TOTAL RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA IQUITOS

PARTIDA	DESCRIPCIÓN	S1 S/.	S2 S/.	S3 S/.	S4 S/.	S6 S/.	S7 S/.	S8 S/.	S10 S/.	S11 S/.	R1 S/.	R4 S/.	R7 S/.	TOTAL S/.
SM	SUMINISTRO DE MATERIALES	89188.38	113935.26	449489.25	334579.88	542928.36	525368.45	471906.41	333804.78	233872.59	119913.09	490155.59	390624.65	4095566.70
MEM	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	22541.43	22264.35	143078.51	73414.31	160036.38	115010.51	145901.16	79807.29	48171.70	39496.90	133765.35	77276.56	1060764.45
DEM	DESMONTAJE ELECTROMECAÁNICO	2881.50	3024.47	24117.24	9497.72	21618.84	16948.81	21836.75	13813.17	7103.62	6162.50	18040.86	8064.59	153110.07
TR	TRANSPORTE	6243.19	7975.47	31464.25	23420.59	38004.98	36775.79	33033.45	23352.33	16371.08	8393.92	34310.89	27343.73	286689.67
CD	<b>TOTAL COSTO DIRECTO</b>	<b>120854.50</b>	<b>147199.54</b>	<b>648149.25</b>	<b>440912.51</b>	<b>782588.56</b>	<b>694103.56</b>	<b>672877.77</b>	<b>450577.58</b>	<b>305518.99</b>	<b>173966.41</b>	<b>678272.69</b>	<b>503309.53</b>	<b>5596130.88</b>
GG	<b>GASTOS GENERALES ( 16 % CD )</b>	18128.17	22079.93	97222.39	66136.88	114388.28	104115.53	100901.67	67586.64	45827.85	26094.96	101440.90	75496.43	839419.63
UU	<b>UTILIDADES ( 10 % CD )</b>	12085.45	14719.95	64814.92	44091.25	76258.86	69410.36	67267.78	45057.76	30551.90	17396.64	87627.27	50330.95	559613.09
<b>COSTO TOTAL S/,</b>		<b>151068.12</b>	<b>183999.43</b>	<b>810186.56</b>	<b>551140.64</b>	<b>953235.70</b>	<b>867629.45</b>	<b>840847.21</b>	<b>563221.97</b>	<b>381898.73</b>	<b>217458.01</b>	<b>845340.86</b>	<b>829136.91</b>	<b>6995163.60</b>

**ANEXO 02**  
**CRONOGRAMA**

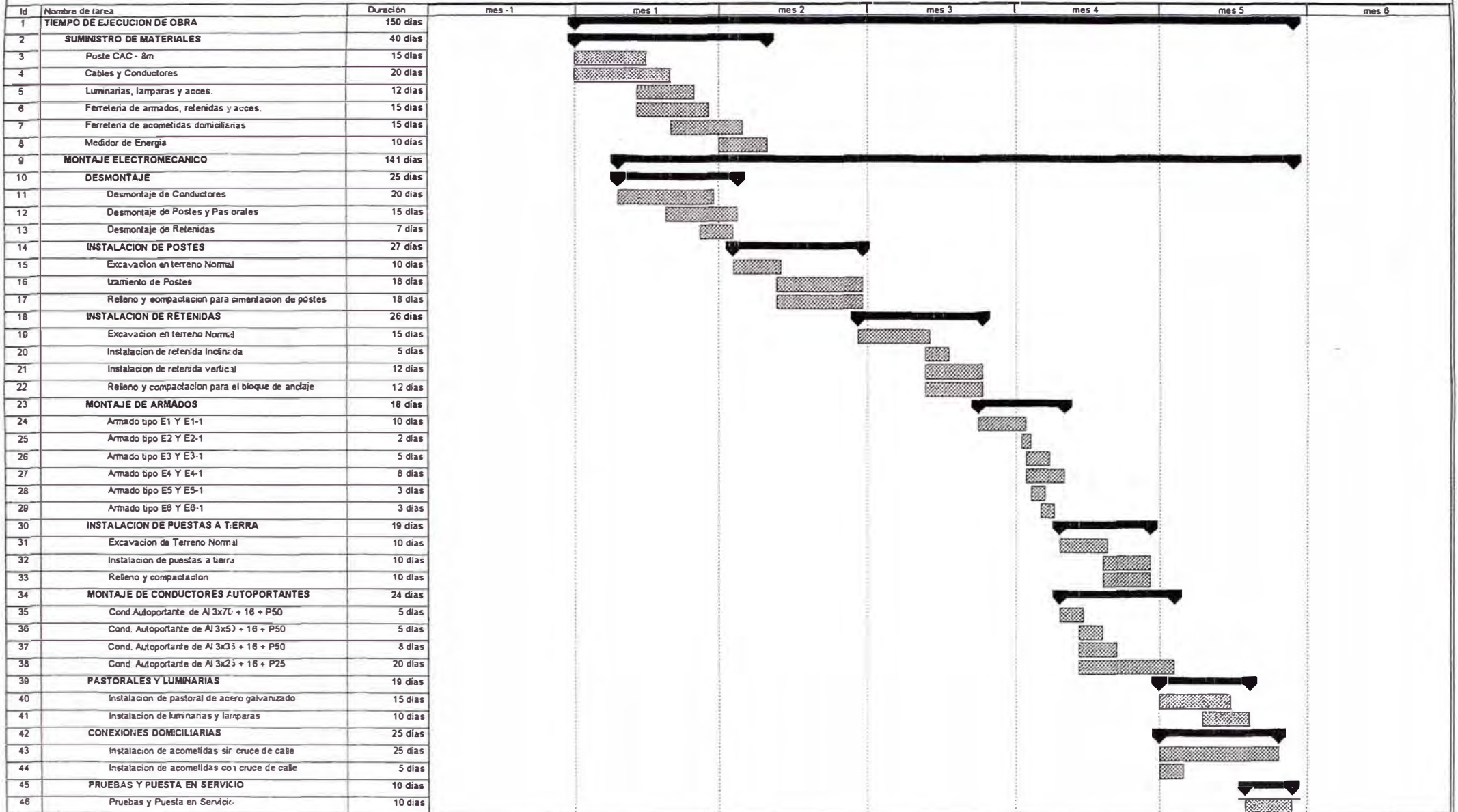
**ANEXO N° 02  
REDES SECUNDARIAS  
ALTERNATIVA N° 1: UNA SOLA ETAPA**



Proyecto: Remodelacion de Redes Primarias y Secundarias de Iquitos  
Fecha: Mayo 04



**ANEXO N° 02  
REDES SECUNDARIAS  
ALTERNATIVA N° 2: PRIMERA ETAPA**



Proyecto: Remodelacion de Redes Primarias y Secundarias de Iquitos Fecha: M

Tarea  
Progreso  
Hito



Resumen  
Tarea resumida  
Hito resumido



Progreso resumido  
División  
Tareas externas

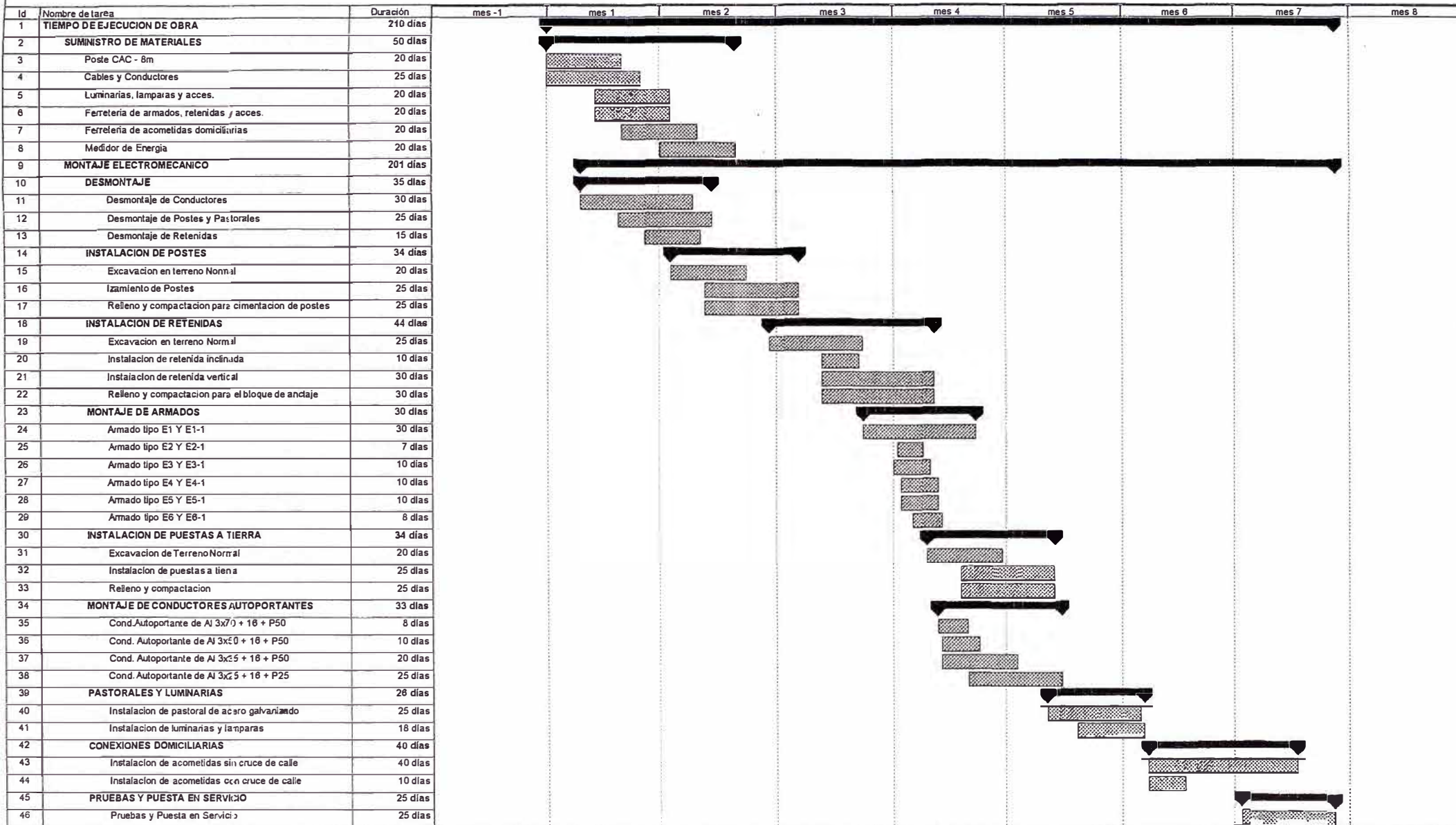


Resumen del proyecto  
Agrupar por sintesis  
Fecha limite





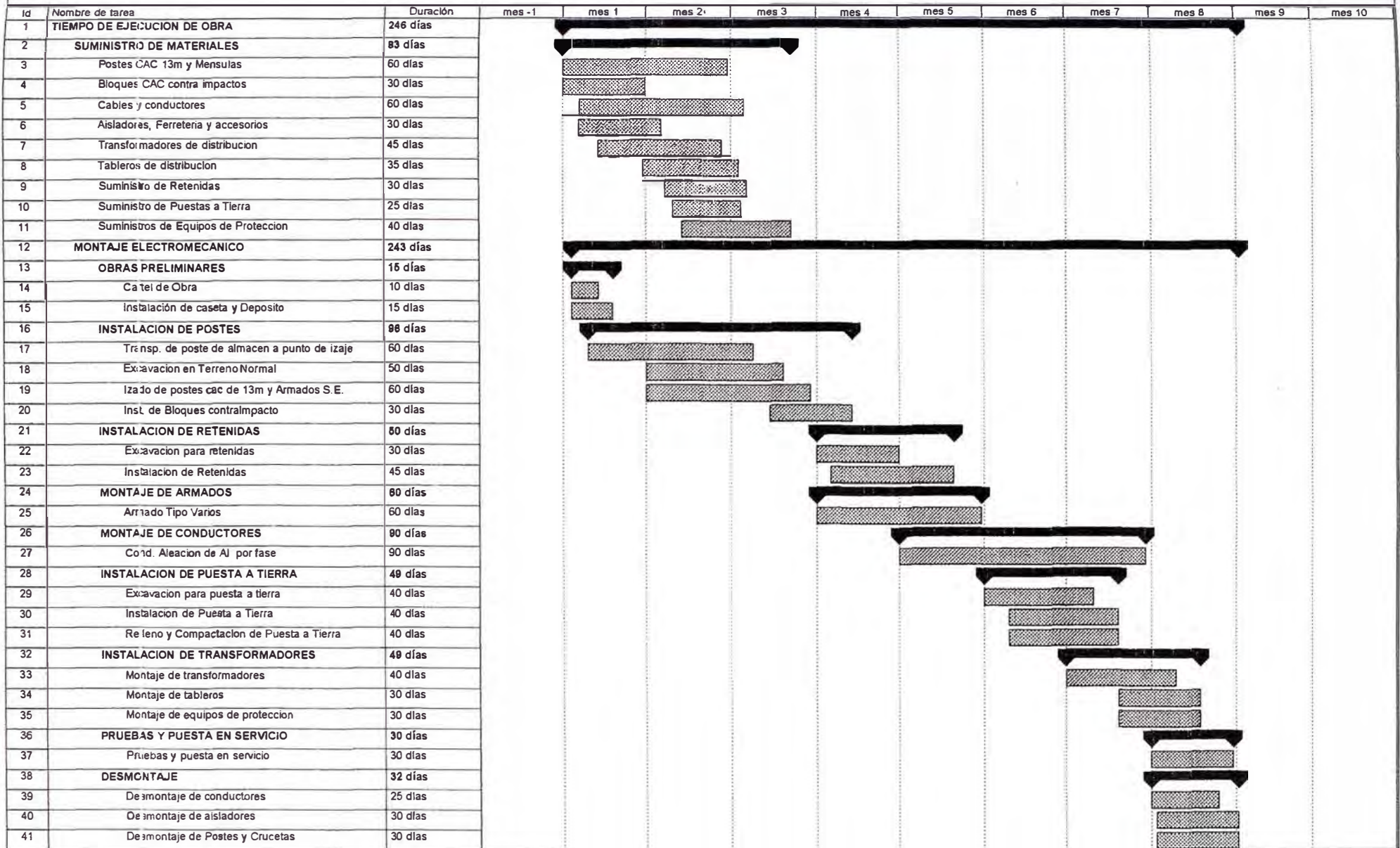
**ANEXO N° 02  
REDES SECUNDARIAS  
ALTERNATIVA N° 2: SEGUNDA ETAPA**



Proyecto: Remodelación de Redes Primarias y Secundarias de Iquitos  
Fecha: Mayo 04



ALTERNATIVA N° 1: UNA SOLA ETAPA  
RED PRIMARIA

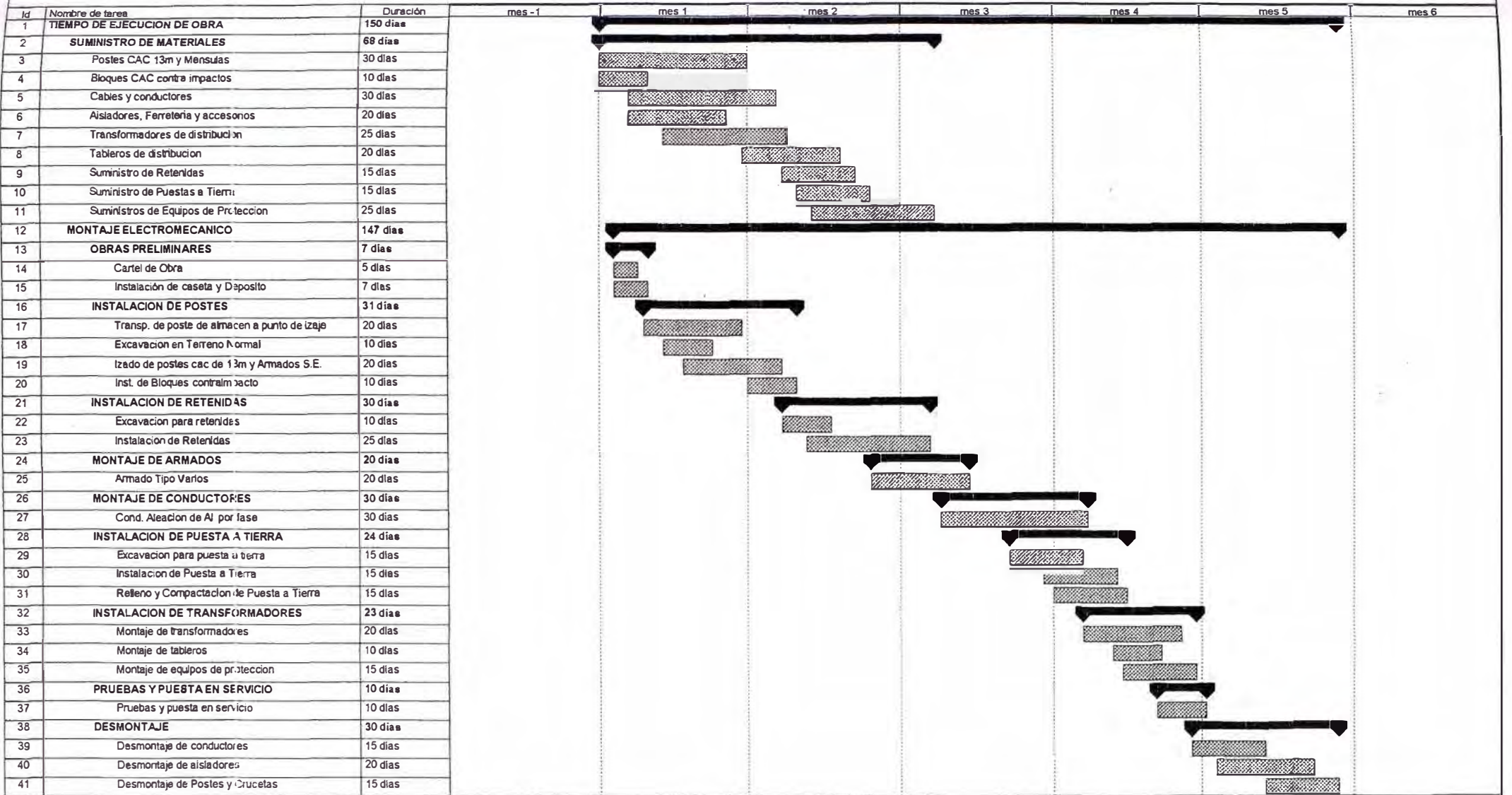


Proyecto: Renovación de Redes Primarias y Secundarias de Iquitos  
Redes Primarias  
Fecha: Mayo 04





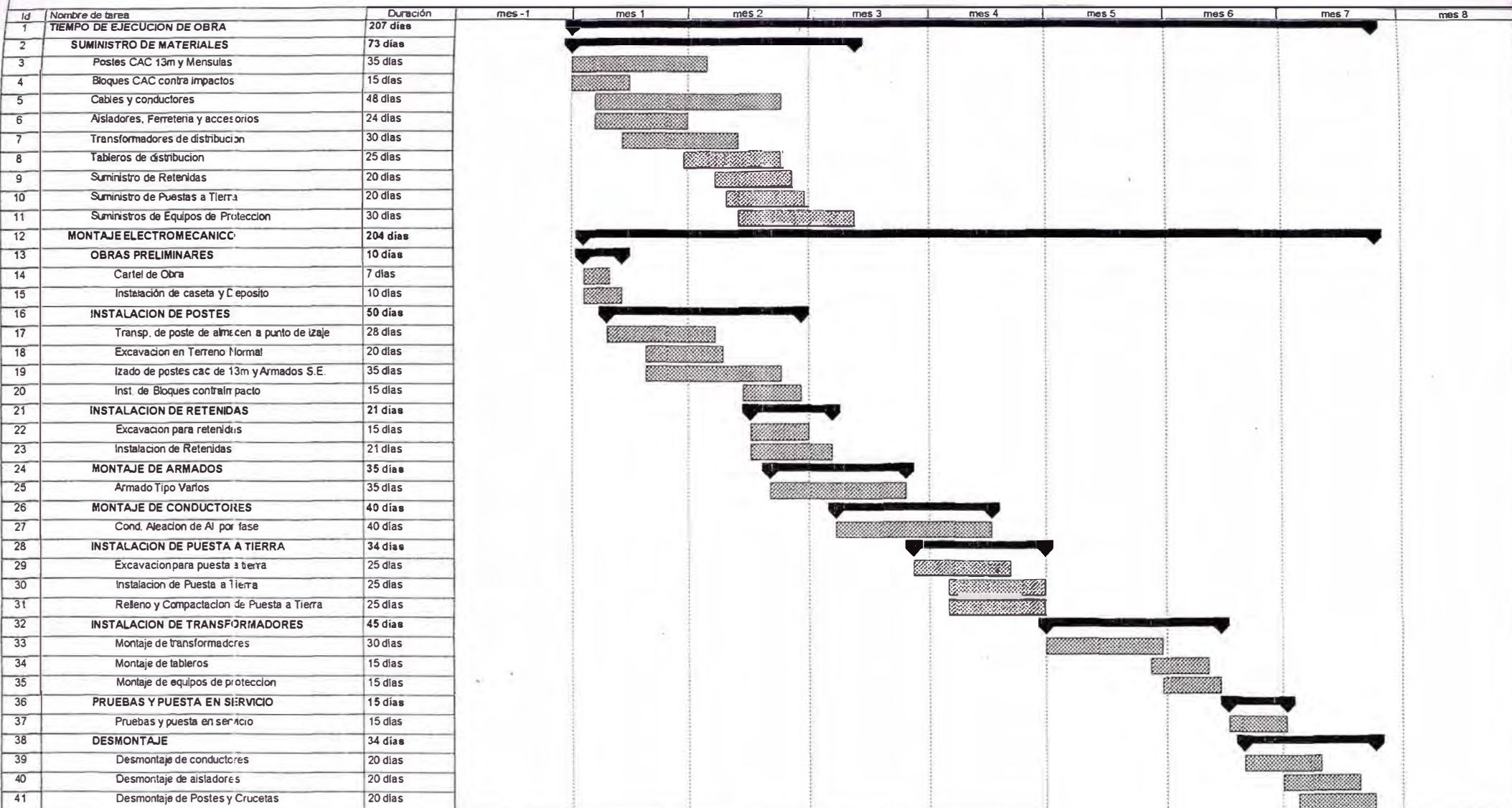
ALTERNATIVA Nº 2: PRIMERA ETAPA  
RED PRIMARIA



Proyecto: Renovación de Redes Primarias y Secundarias de Iquitos  
Redes Primarias  
Fecha: Mayo 04



**ANEXO 02  
ALTERNATIVA N° 2: SEGUNDA ETAPA  
RED PRIMARIA**

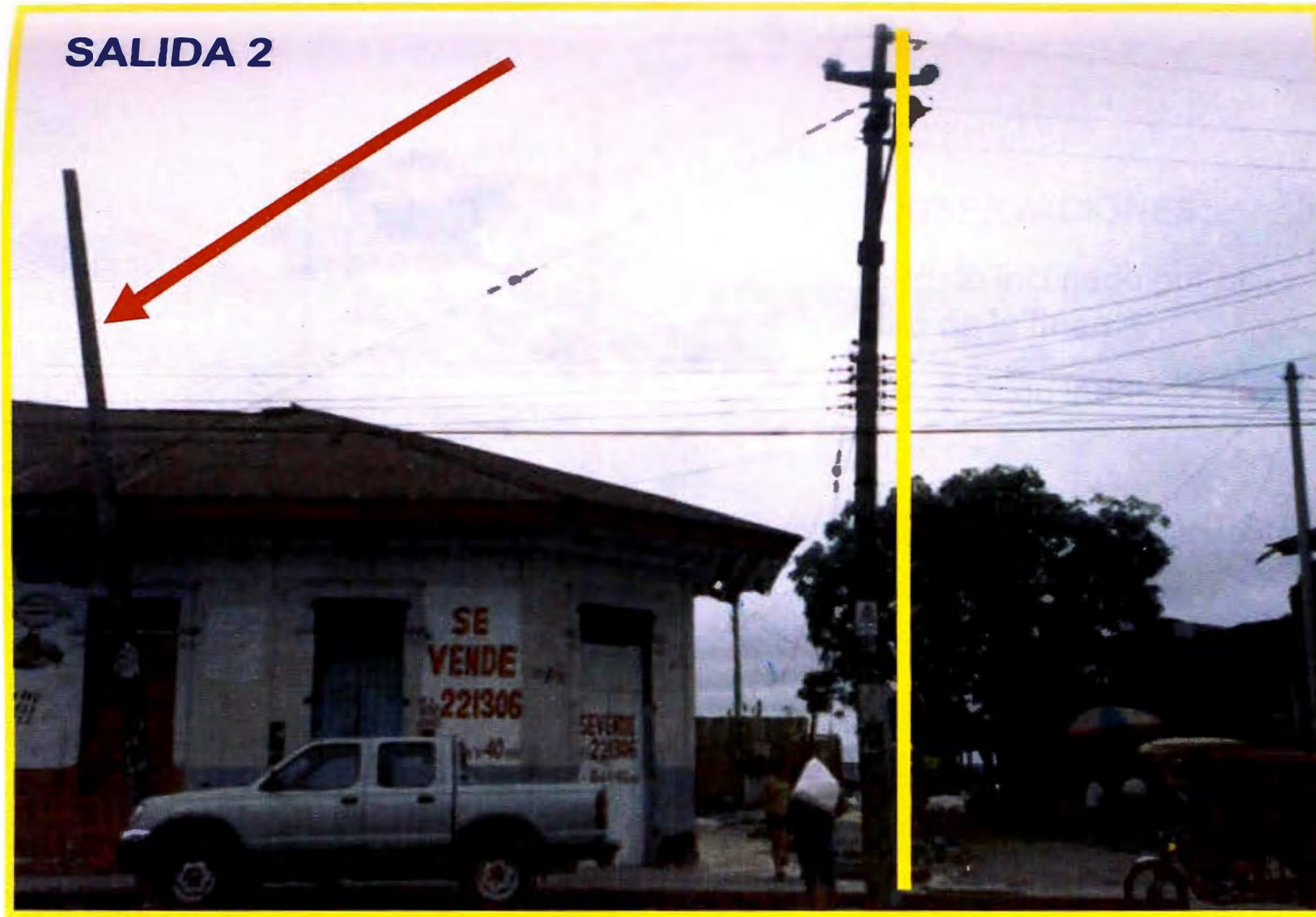


Proyecto: Remodelación de Redes Primarias y Secundarias de Iquitos  
Redes Primarias  
Fecha: Mayo 04





**ANEXO 03**  
**ÁLBUM DE FOTOS**



## OBSERVACIONES

- Pandeo del poste pronunciado
- Retenida improvisada

## RECOMENDACIONES

- Cambio del poste
- Rediseñar para eliminar esfuerzos



## SALIDA 2

### OBSERVACIONES:

- Poste inclinado por el tiro de la línea
- Ubicación inadecuada

### RECOMENDACIONES:

- Revisar las líneas periódicamente
- Verificar su estado
- Rediseñar para eliminar esfuerzos

## SALIDA 3



### OBSERVACION

- Circuito pasa por en cima de la vivienda

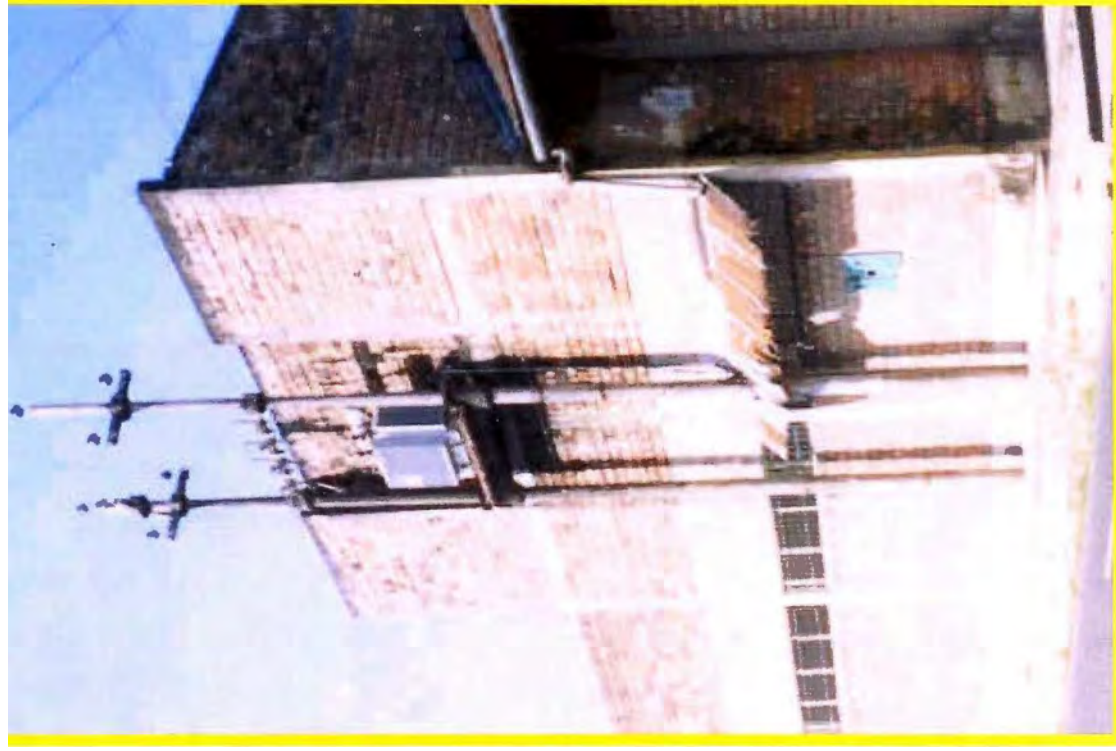
### RECOMENDACIÓN

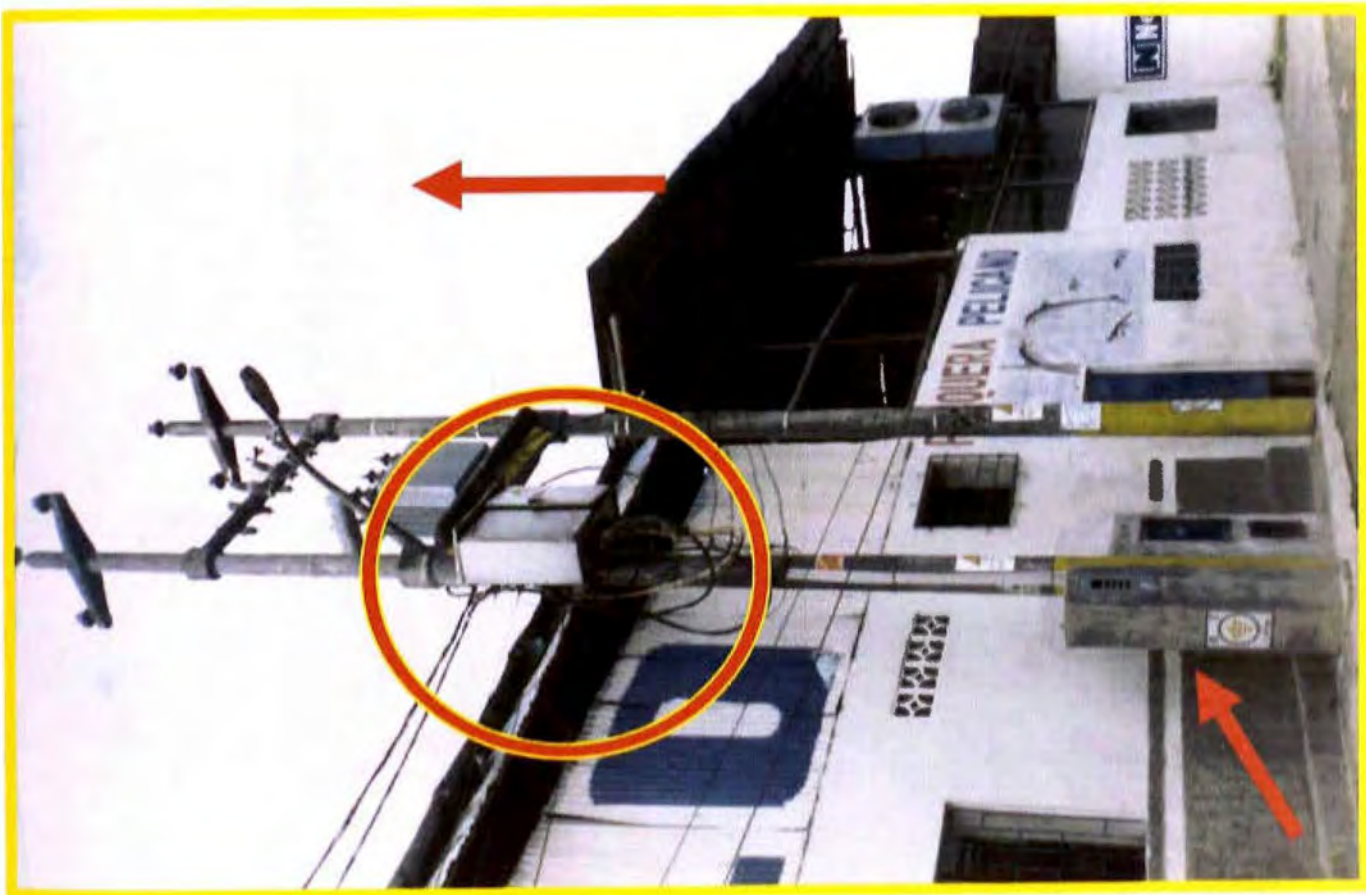
- Cambiar el tipo de armado



**SALIDA 3**

**DMS**







## SALIDA 3



### OBSERVACION

- Circuito pasa por en cima de la vivienda

### RECOMENDACIÓN

- Cambiar el tipo de armado

**SALIDA 3**

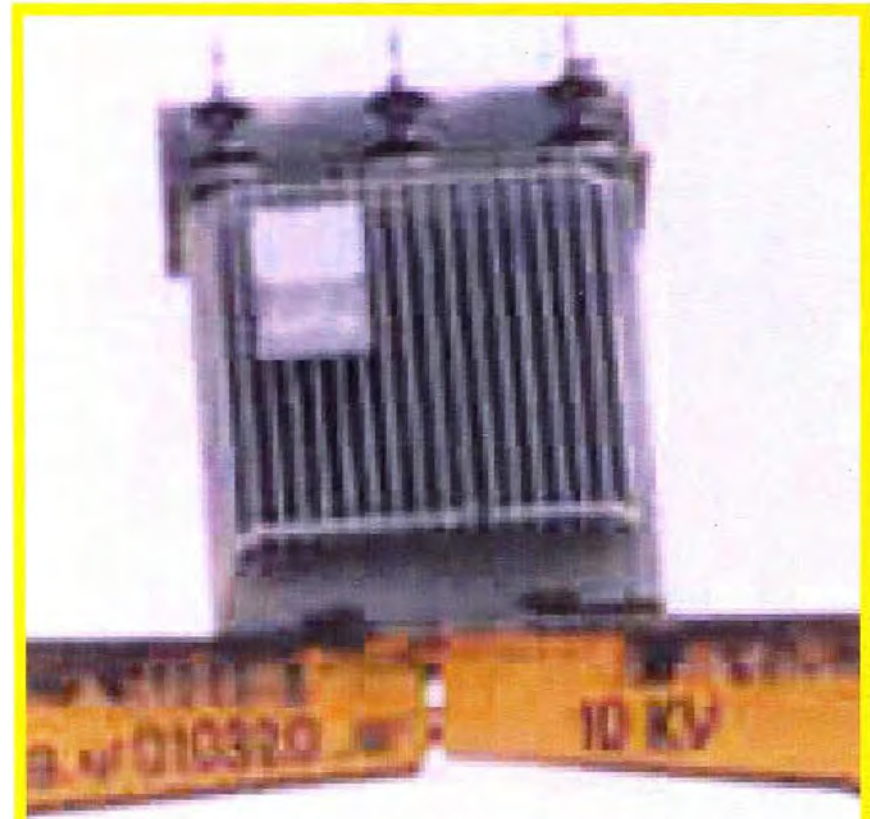
**DMS**





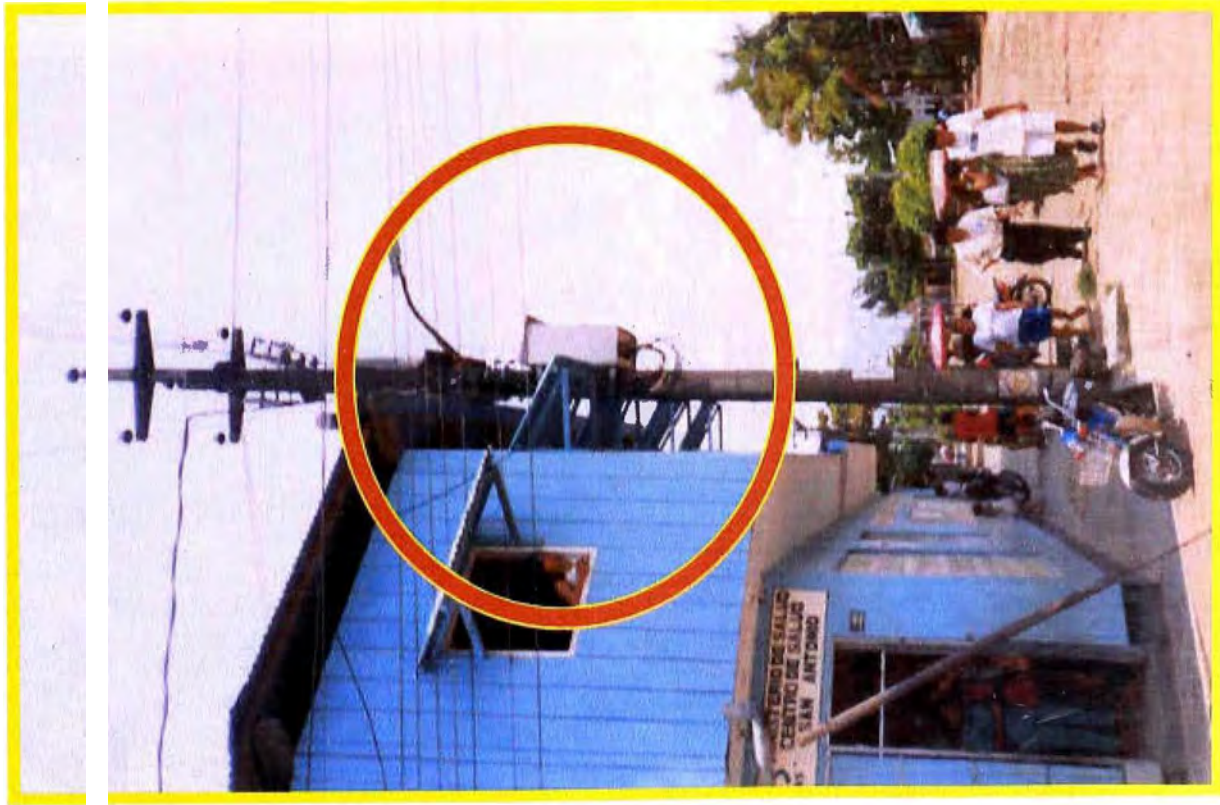
### SALIDA 3

Estructura en mal estado



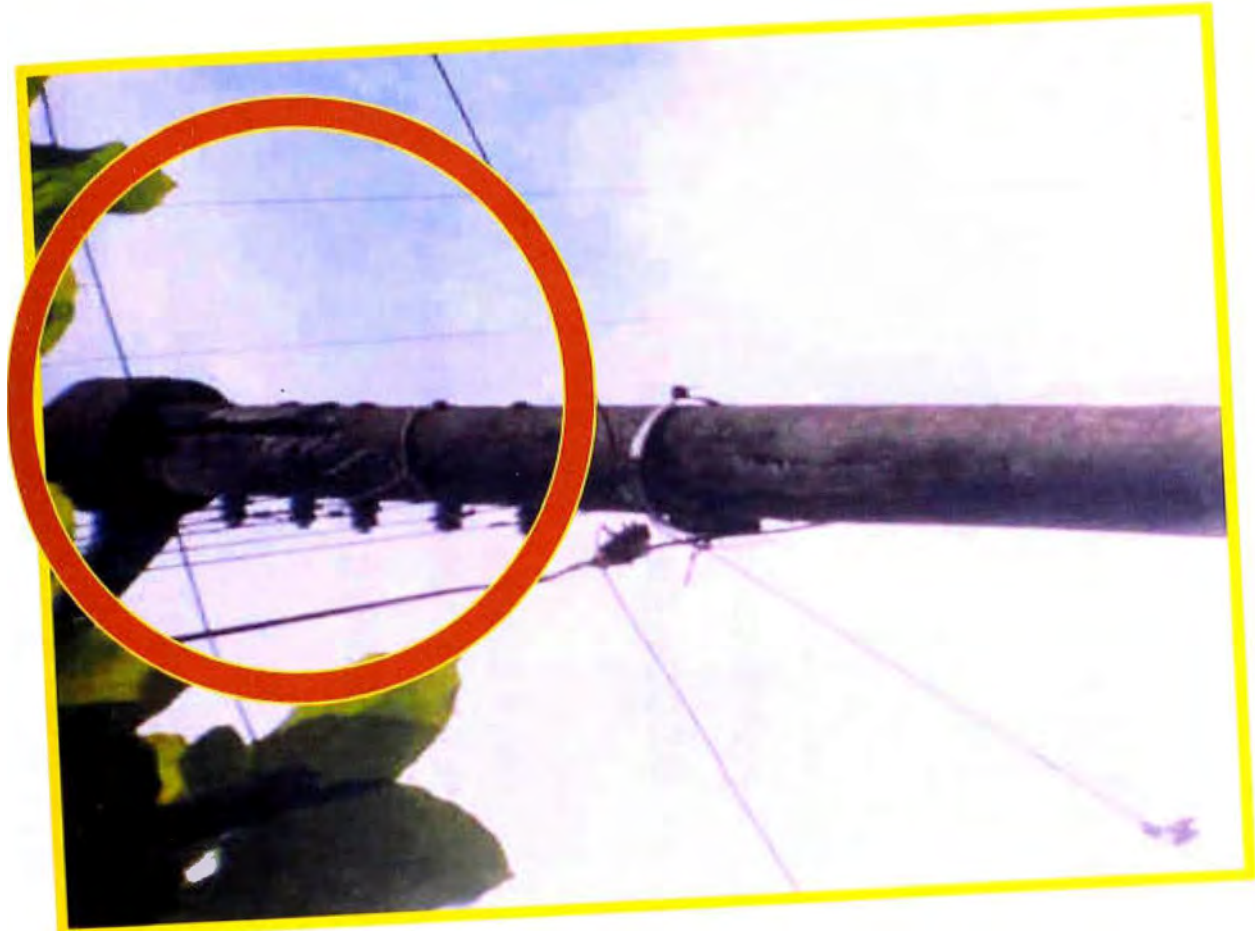
**SALIDA 3**

**DMS**





**SALIDA 3**



## SALIDA 3



### OBSERVACION:

- Poste ubicado en la esquina de la cuadra

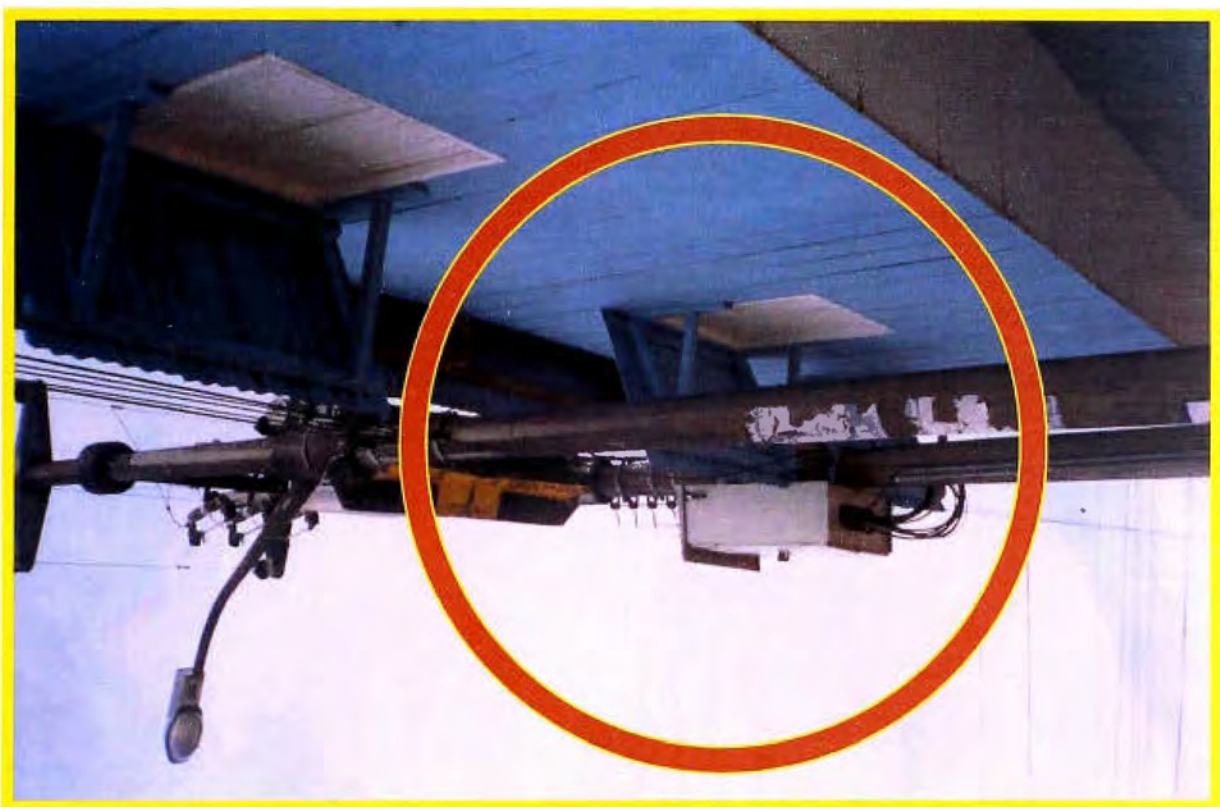
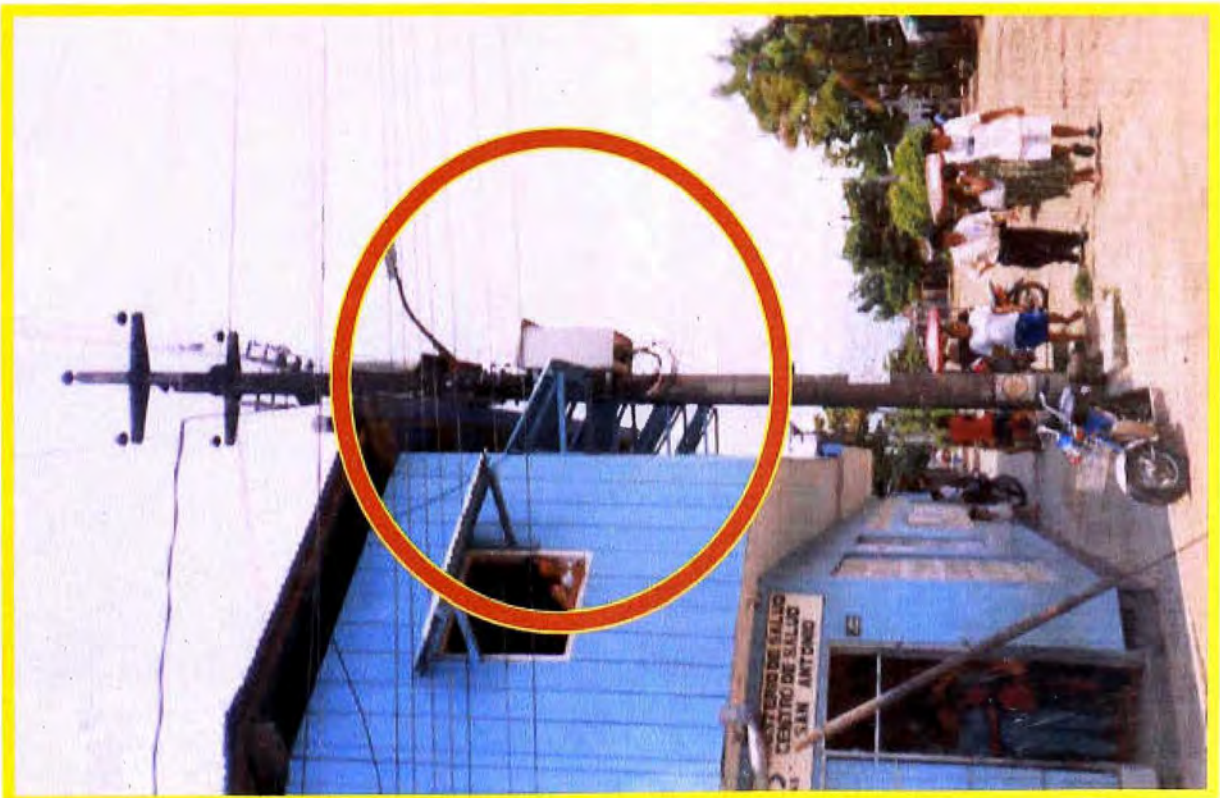
### RECOMENDACIÓN:

- Reubicar el poste



**SALIDA 3**

**DMS**









## **SALIDA 4**

### **OBSERVACIONES:**

- Postes cerca de la vivienda
- Retenidas inadecuadas
- Red de MT y BT, pasa por encima de la vivienda
- Técnica inadecuada para cambio de dirección del circuito

### **RECOMENDACIONES:**

- Reubicar postes
- Cambio de retenidas
- Emplear técnica adecuada para el cambio de dirección del circuito







**SALIDA 4**

**S.A.B. MAL UBICADA**



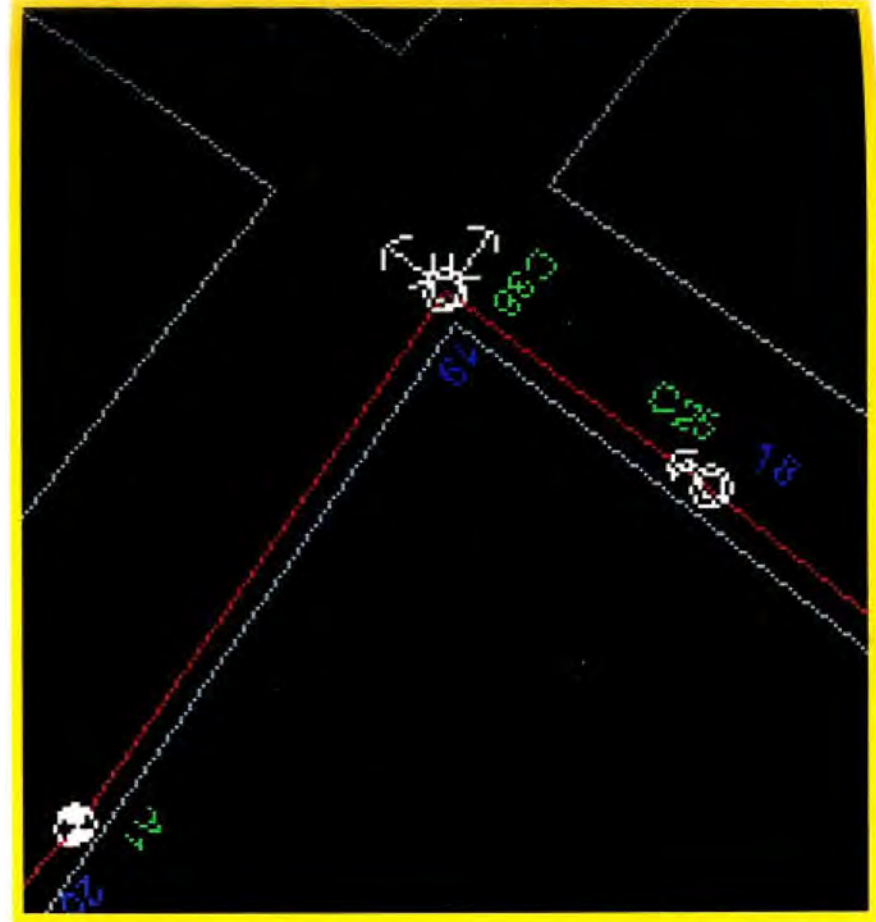


### **OBSERVACIONES:**

- Retenida improvisada
- Línea de MT por en cima de la vivienda
- Poste ubicado muy cerca de la esquina de la cuadra



## SALIDA 7



### OBSERVACIONES:

- Poste mal ubicado
- Línea de MT , pasa por en cima de la vivienda
- Cambio de dirección de la línea inadecuado
- Retenida improvisada



## **SALIDA 10**

### **OBSERVACIONES**

- Líneas de MT , pasan por encima de las viviendas
- Líneas de BT, pasan pegadas a las fachadas.
- Poste ubicado en vereda.
- Falta aparato de alumbrado público.

### **RECOMENDACIONES**

- Reubicar postes.
- Cambiar tipo de cableado de BT
- Cambiar estructuras



## **SALIDA 10**



### **DMS (Estructuras del tipo Triangular)**

**OBSERVACION:** No cumple con la DMS

**RECOMENDACION:** Reubicar los postes y cambiar los armados.

# SALIDA 10 TRANSFORMADOR CORROIDO







## **SALIDA 10**

### **OBSERVACIONES**

- Arbol crecido que interrumpen las redes de MT y BT
- Redes de BT cerca de la vivienda
- Poste cerca de vivienda
- No cumple DMS
- Poste mal ubicado

### **RECOMENDACIONES**

- Podar árboles
- Reubicar el poste
- Cambiar la estructura
- Cambiar el cableado de BT



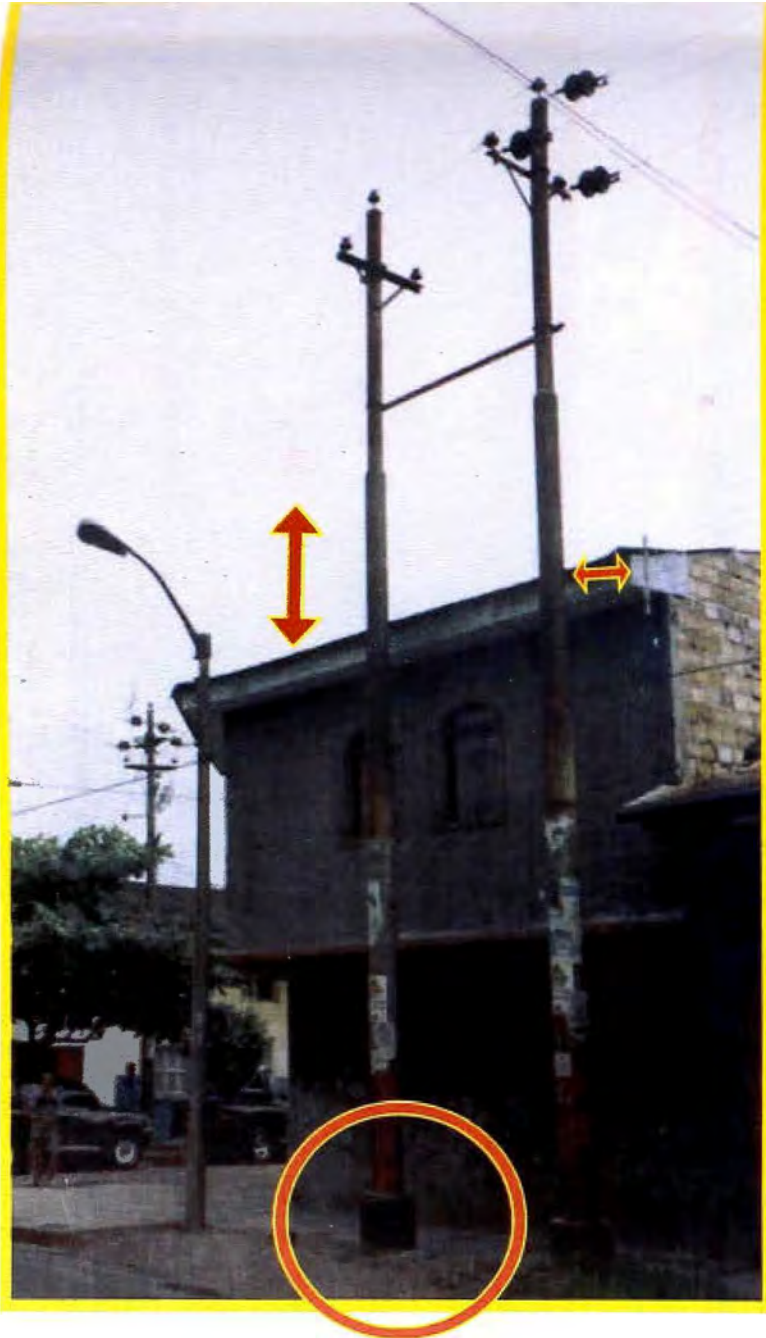
## SALIDA 10

### OBSERVACIONES:

- Líneas de MT, pasan por encima de la vivienda
- Técnica inadecuada de cambio de dirección en el circuito.
- Estructura muy cercana a vivienda y en vía peatonal

### RECOMENDACIONES

- Replantear el circuito de la líneas de MT
- Utilizar técnicas adecuadas para el cambio de dirección de del circuito
- Reemplazar estructura.





## RECOMENDACIONES

- Reubicar el poste
- Coordinar con las municipalidades

**ANEXO 04**  
**LÁMINA DE ARMADOS**



TIPO	CODIGO DE ESTRUCTURA	ESQUEMA	FUNDACION DE CONDUCTORES	ANGULO Y VANO	RANGO DE CONDUCTORES	TIPO DE AISLADOR
ALINEAMIENTO	A1		TRIANGULAR	$0^\circ < \phi < 1^\circ$ hasta 80m	CU 16-35 mm <sup>2</sup> AL 70 mm <sup>2</sup>	PIN
ALINEAMIENTO	A3B		VERTICAL	$0^\circ < \phi < 1^\circ$ hasta 80m	CU 16-35 mm <sup>2</sup> AL 70 mm <sup>2</sup>	PIN
ALINEAMIENTO	A3C		VERTICAL	hasta 80m $0^\circ < \phi < 5^\circ$	AL 25-70 mm <sup>2</sup>	PIN
				hasta 80m $0^\circ < \phi < 2^\circ$	AL 95-120 mm <sup>2</sup>	
ALINEAMIENTO	A34		VERTICAL	hasta 80m $0^\circ < \phi < 2^\circ$	AL 95 mm <sup>2</sup>	PIN
				hasta 80m $0^\circ < \phi < 1^\circ$	AL 120 mm <sup>2</sup>	

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

ARMADOS

N° LAMINA  
A.R.P. 1/5

REVISION N°	APROB.	DISEÑO : RDG	DIST. : IQUITOS
FECHA	APROB.	REVISADO : UNI	PROV. : MAYNAS
V B	APROB.	APROBADO : UNI	DPTO. : LORETO
	APROB.	DIBUJADO : RDG	ESCALA : S/E
	APROB.	FECHA : MAR 2008	

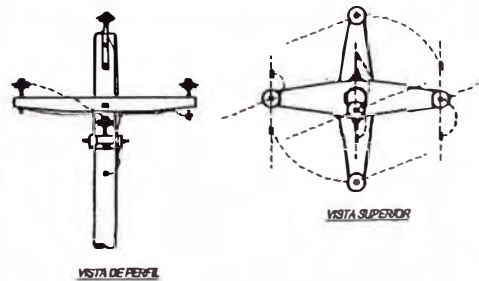
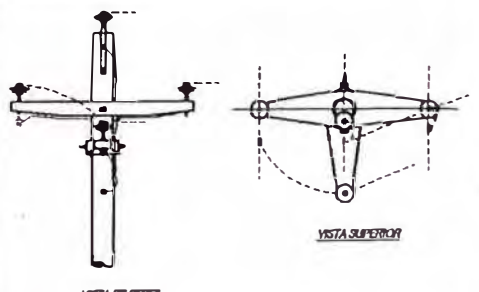
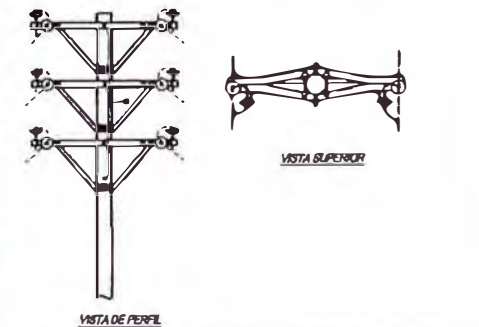
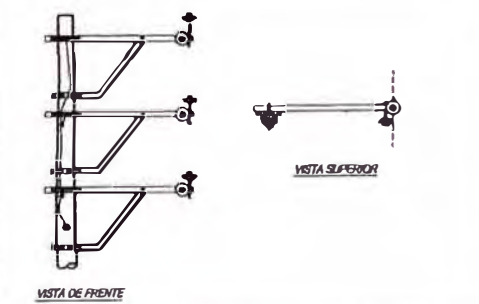
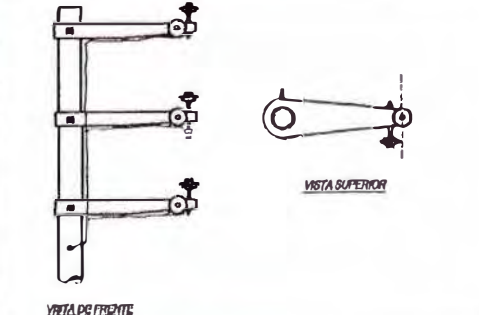
TIPO	CODIGO DE ESTRUCTURA	ESQUEMA	FORMACION DE CONDUCTORES	ANGULO Y VANO	RANGO DE CONDUCTORES	TIPO DE AISLADOR
ANCLAJE	A23	<p>VISTA DE FRENTE      VISTA DE PERFIL</p>	VERTICAL	hasta 80m	CU 16-35 mm2 AL 70 mm2	SUSPENSION Y PIN
ANCLAJE	A23B	<p>VISTA DE PERFIL      VISTA SUPERIOR</p>	VERTICAL		CU 16-70 mm2 AL 120 mm2	SUSPENSION Y PIN
ANCLAJE	A25	<p>VISTA DE PERFIL      VISTA SUPERIOR</p>	VERTICAL	15° < θ < 90° hasta 80m	CU 16-70 mm2 AL 120 mm2	SUSPENSION
ANCLAJE	A30	<p>VISTA DE PERFIL      VISTA SUPERIOR</p>	VERTICAL	hasta 80m	CU 16-70 mm2 AL 120 mm2	SUSPENSION
ANCLAJE	A32	<p>VISTA DE PERFIL      VISTA SUPERIOR</p>	VERTICAL	0° < θ < 3.5° hasta 80m	CU 16-70 mm2 AL 120 mm2	SUSPENSION Y PIN

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

ARMADOS

N° LAMINA  
A.R.P. 2/5

REVISION N°	FECHA	APROB.	DISEÑO : RDG	DIST. : IGUITOS
			REVISADO : UH	PROY. : MAYNAS
			APROBADO : UH	DPTO. : LORETO
			DIBUJADO : RDO	ESCALA : S/E
			FECHA : MAR 2008	

TIPO	CODIGO DE ESTRUCTURA	ESQUEMA	FORMACION DE CONDUCTORES	ANGULO Y VARI	RANGO DE CONDUCTORES	TIPO DE AISLADOR
DERIVACION	A1B	 <p>VISTA DE PERFIL</p> <p>VISTA SUPERIOR</p>	ALTERNADA	hasta 80m	CU 16-35 mm <sup>2</sup> AL 70 mm <sup>2</sup>	PIN
DERIVACION	A2	 <p>VISTA DE PERFIL</p> <p>VISTA SUPERIOR</p>	ALTERNADA	hasta 80m	CU 16-35 mm <sup>2</sup> AL 70 mm <sup>2</sup>	PIN
DERIVACION	A33B	 <p>VISTA DE PERFIL</p> <p>VISTA SUPERIOR</p>	VERTICAL	$1^\circ < \theta < 3.5^\circ$ hasta 80m	CU 16-70 mm <sup>2</sup> AL 120 mm <sup>2</sup>	PIN
DERIVACION	AD3	 <p>VISTA DE FRENTE</p> <p>VISTA SUPERIOR</p>	VERTICAL	hasta 80m $0^\circ < \theta < 3.5^\circ$	AL 35-70 mm <sup>2</sup>	PIN
				hasta 80m $0^\circ < \theta < 3.5^\circ$	AL 95-120 mm <sup>2</sup>	
DERIVACION	AD4	 <p>VISTA DE FRENTE</p> <p>VISTA SUPERIOR</p>	VERTICAL	$0^\circ < \theta < 1^\circ$ hasta 80m	AL 35-70 mm <sup>2</sup>	PIN

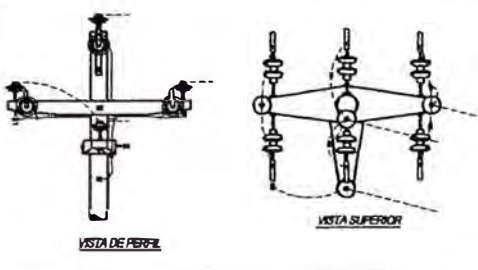
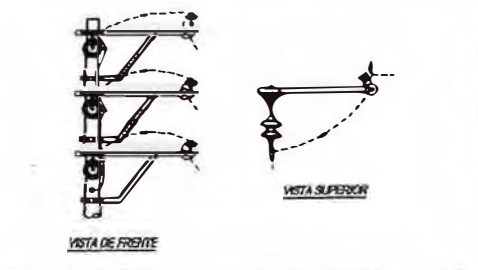
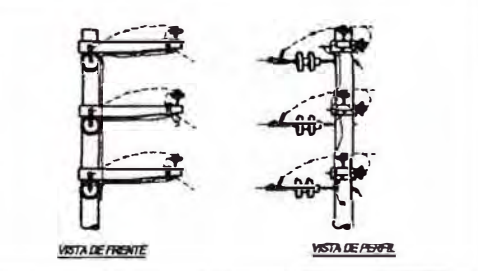
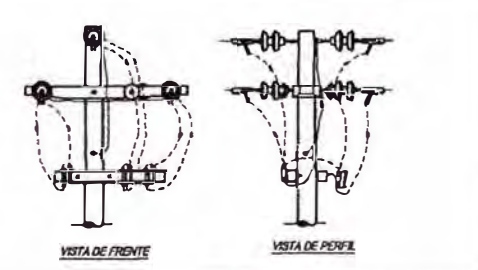
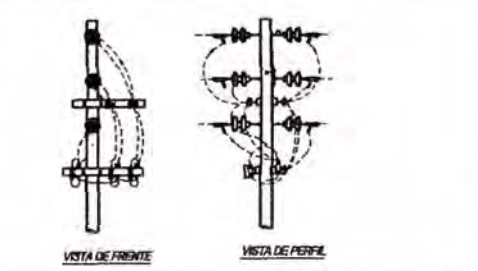
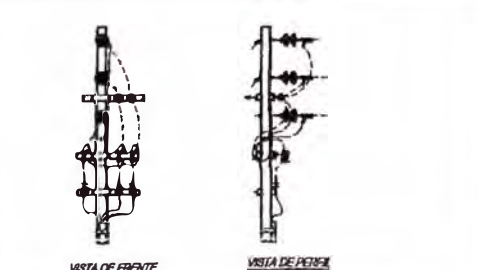
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

ARMADOS

N° LAMINA  
A.R.P. 3/5

REVISION N°	ORDENÓ :	RDG	DIST. :	LOUTOS
FECHA	REVISADO :	UNI	PROY. :	MAYNAS
	APROBADO :	UNI	DPTO. :	LORETO
	DIBUJADO :	RDG	ESCALA :	S/E
	FECHA :	MAR 2008		



TIPO	CODIGO DE ESTRUCTURA	ESQUEMA	FORMACION DE CONDUCTORES	ANGULO Y VANO	RANGO DE CONDUCTORES	TIPO DE AISLADOR
ANCLAJ/DERIVAC	A1C	 <p>VISTA DE PERFIL</p> <p>VISTA SUPERIOR</p>	ALTERNADA	0° <math>\theta</math> <math><10^\circ</math> hasta 80m	CU 16-35 mm <sup>2</sup> AL 70 mm <sup>2</sup>	SUSPENSION Y PIN
ANCLAJ/DERIVAC	A23C	 <p>VISTA DE FRENTE</p> <p>VISTA SUPERIOR</p>	VERTICAL	hasta 80m	CU 16-70 mm <sup>2</sup> AL 120 mm <sup>2</sup>	SUSPENSION Y PIN
ANCLAJ/DERIVAC	A23D	 <p>VISTA DE FRENTE</p> <p>VISTA DE PERFIL</p>	VERTICAL	hasta 80m	CU 16-70 mm <sup>2</sup> AL 120 mm <sup>2</sup>	SUSPENSION Y PIN
SECCIONAMIENTO	A31A	 <p>VISTA DE FRENTE</p> <p>VISTA DE PERFIL</p>	ALTERNADA		CU 16-70 mm <sup>2</sup> AL 120 mm <sup>2</sup>	SUSPENSION
SECCIONAMIENTO	A40	 <p>VISTA DE FRENTE</p> <p>VISTA DE PERFIL</p>	VERTICAL		CU 16-70 mm <sup>2</sup> AL 120 mm <sup>2</sup>	SUSPENSION
SECCIONAMIENTO	A40B	 <p>VISTA DE FRENTE</p> <p>VISTA DE PERFIL</p>	VERTICAL		CU 16-70 mm <sup>2</sup> AL 120 mm <sup>2</sup>	SUSPENSION

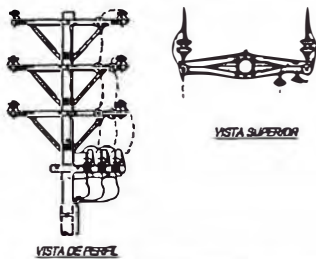
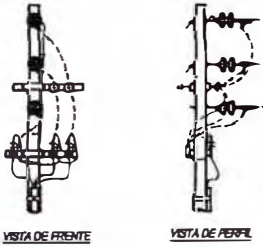
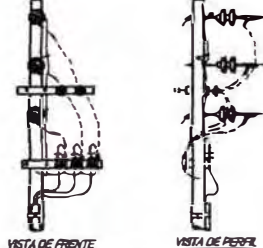
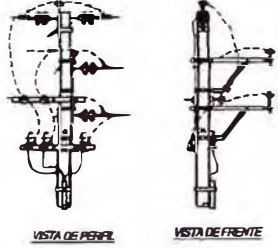
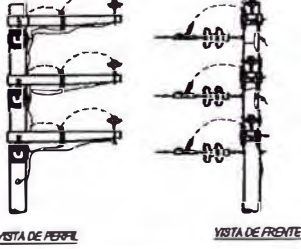
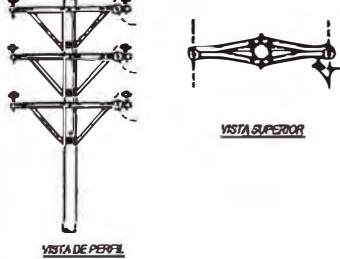
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

ARMADOS

N° LAMINA  
A.R.P. 4/5

REVISION N°	APROB.	DISEÑO : RDG	DIST. : IGUITOS
FECHA	FECHA	REVISADO : UNI	PROY. : MAYNAS
		APROBADO : UNI	DPTO. : LORETO
		CEBILLAGO : RDG	ESCALA : S/E
		FECHA : MAR 2008	



TIPO	CODIGO DE ESTRUCTURA	ESQUEMA	FORMACION DE CONDUCTORES	ANGULO Y VAMU	RANGO DE CONDUCTORES	TIPO DE AISLADOR
ANCLA/SUBIDA SUBTERR	A32A		VERTICAL		CU 16-70 mm <sup>2</sup> AL 120 mm <sup>2</sup>	SUSPENSION Y PIN
ANCLA/SUBIDA SUBTERR	S10		VERTICAL		CU 16-70 mm <sup>2</sup> AL 120 mm <sup>2</sup>	SUSPENSION
ANCLA/BAJADA SUBTERR	S11		VERTICAL		CU 16-70 mm <sup>2</sup> AL 120 mm <sup>2</sup>	SUSPENSION
DERIVACION SUBTERRAN	S12		ALTERNADA		CU 16-70 mm <sup>2</sup> AL 120 mm <sup>2</sup>	SUSPENSION Y PIN
SOPORTE DE PROTECCION	S13		VERTICAL		CU 16-70 mm <sup>2</sup> AL 120 mm <sup>2</sup>	SUSPENSION Y PIN
ALINEAMIENTO/DERIVACION	A33		VERTICAL	0° <math>\phi</math> <math>\leq 3.5^\circ</math> hasta 80m	CU 16-70 mm <sup>2</sup> AL 120 mm <sup>2</sup>	PIN

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

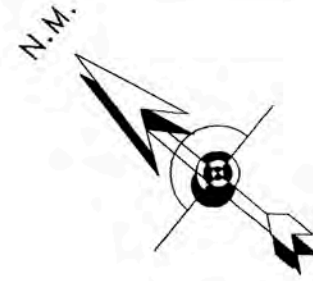
ARMADOS

N° LAMINA  
A.R.P. 5/5

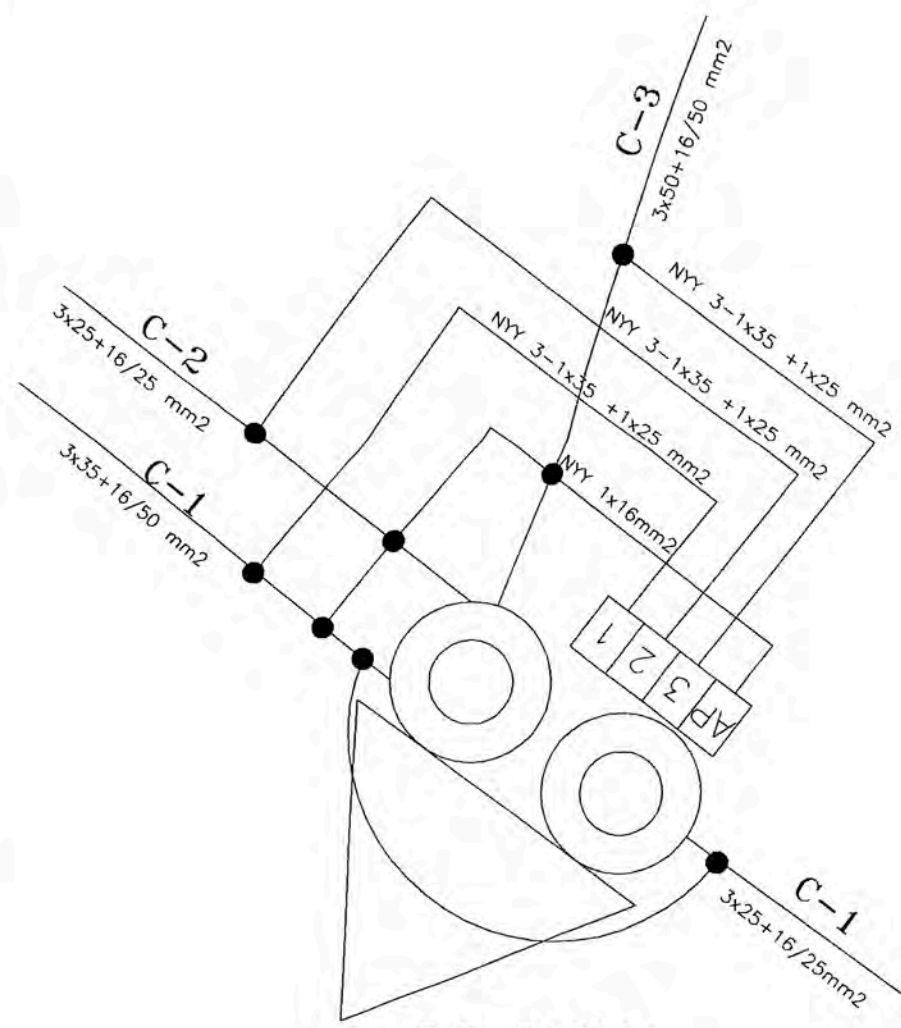
REVISION N°	0	FECHA		APROB.	
DISEÑO	: RDG	DIST.	: IQUIPOS		
REVISADO	: UNI	PROV.	: MAYNAS		
APROBADO	: UNI	OPTO.	: LORETO		
DIBUJADO	: RDG	ESCALA	: S/E		
FECHA	: MAR 2008				

**ANEXO 05**  
**PLANO DE UN DISEÑO DE LA RED SECUNDARIA**  
**S.E. 01064 (S6)**





**DETALLE DE SALIDAS**



S.E. 010604  
160 kVA  
3Ø

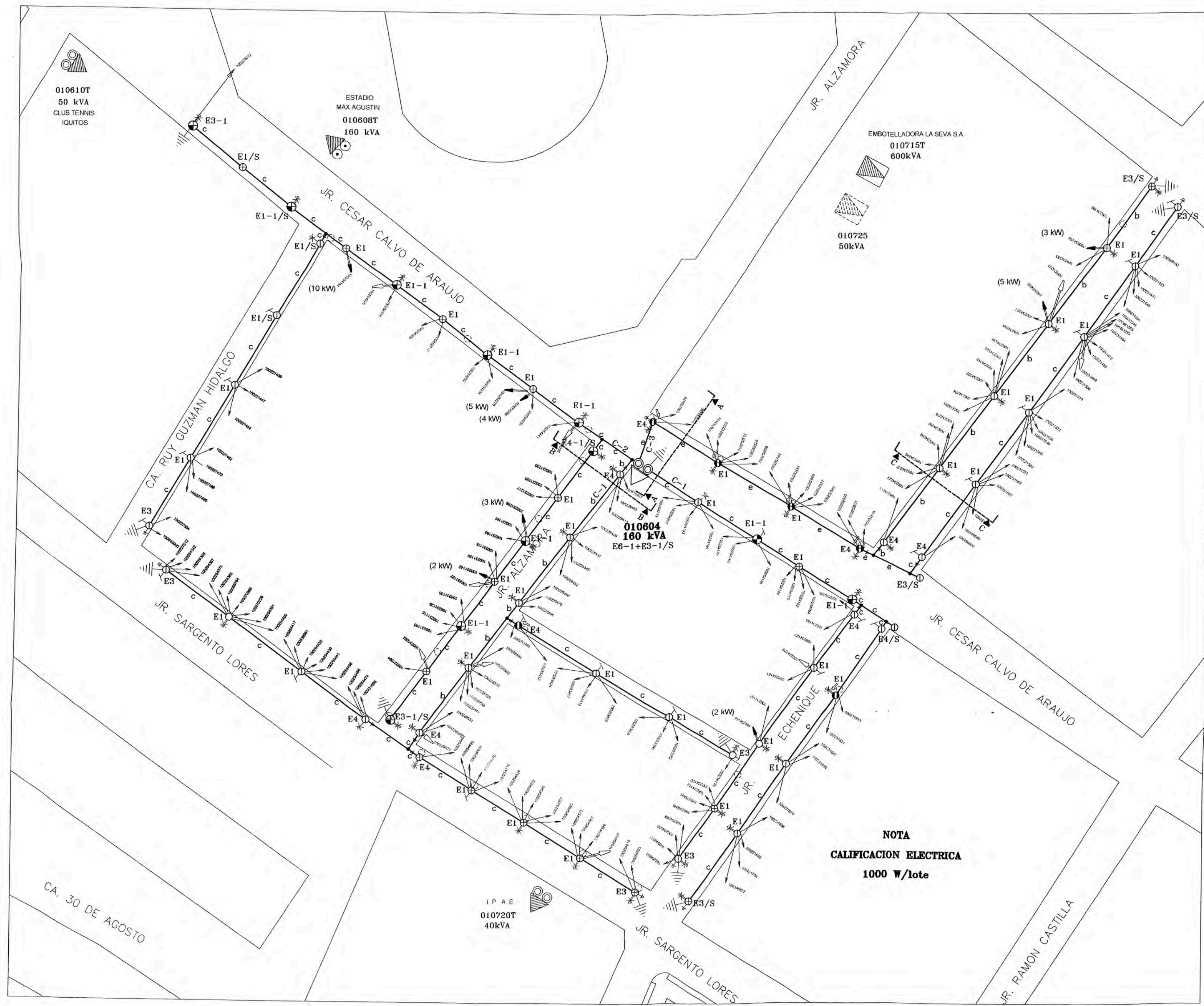
**SECCION DE LOS CONDUCTORES AUTOPORTANTE DE ALUMINIO**

SIMBOLO	DESCRIPCION
a	3 x 70 + 16/50 mm2
e	3 x 50 + 16/50 mm2
b	3 x 35 + 16/50 mm2
c	3 x 25 + 16/25 mm2
d	16/25 mm2
m	PORTANTE CABLE DE ACERO 10 mm2

**TIPOS DE ARMADOS**

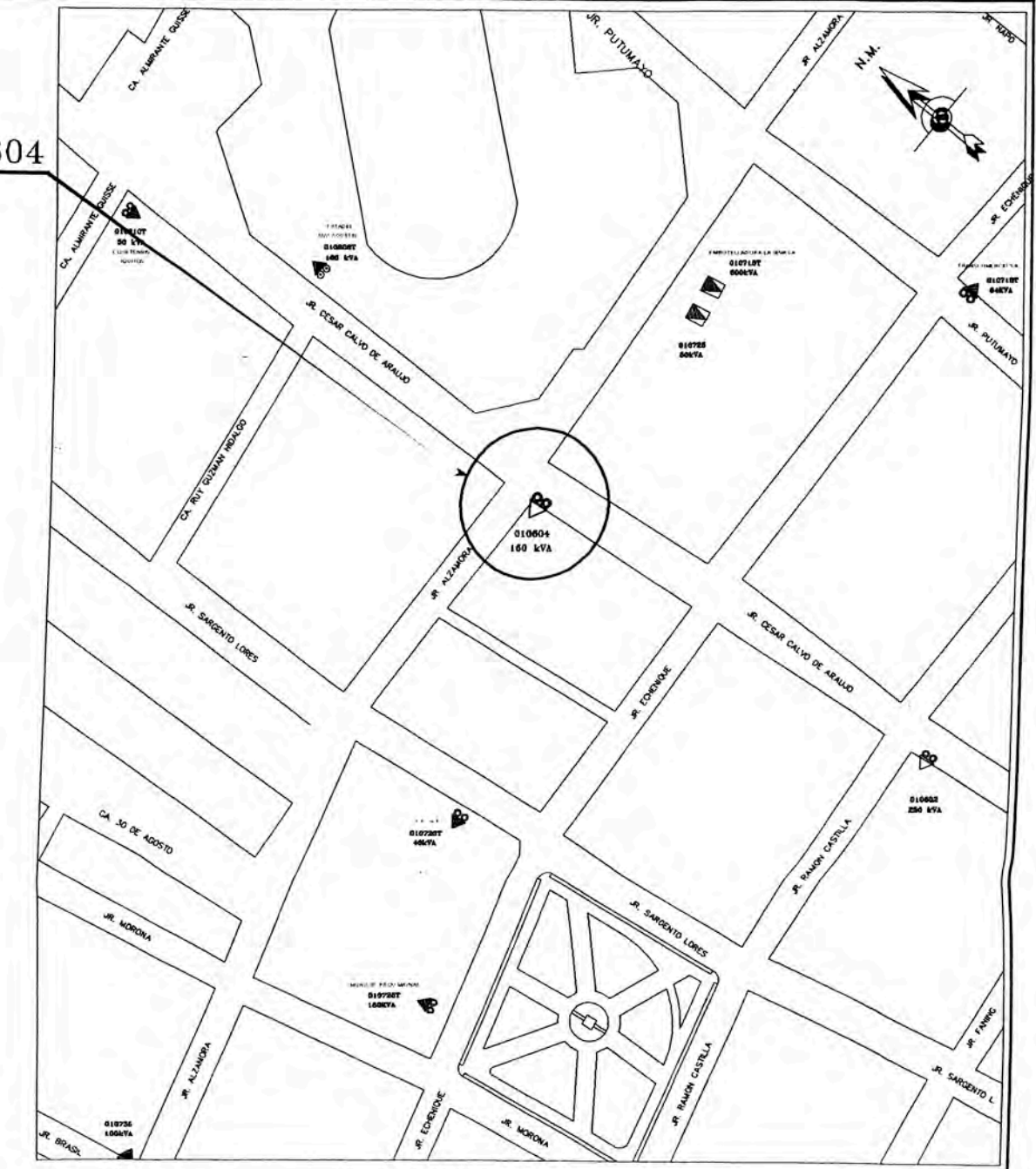
SIMBOLO	DESCRIPCION
E1	ALINEAMIENTO Y ANGULO
E2	CAMBIO DE SECCION
E3	FIN DE LINEA
E4	EXTREMO DE LINEA CON DERIVACION
E5	ALINEAMIENTO CON DERIVACION
E6	ANCLAJE Y/O DERIVACION

**NOTA:**  
\* LA DESCRIPCION SE INDICA EN LAS LAMINAS DE DETALLE.  
\* LOS ARMADOS TIPOS E1-1, E2-1, E3-1, E4-1, E5-1 y E6-1 SON DE USOS COMPARTIDOS RP Y RS.

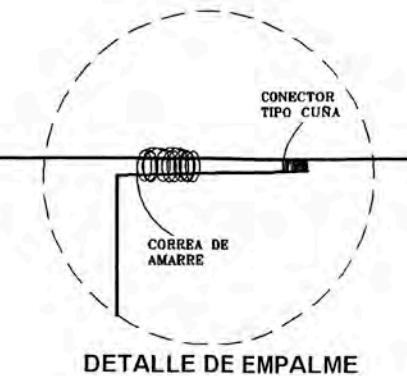


**NOTA CALIFICACION ELECTRICA**  
1000 W/lote

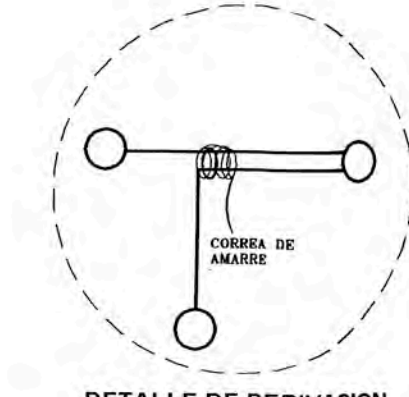
S.E.010604



**PLANO DE UBICACION**  
ESC: S/E



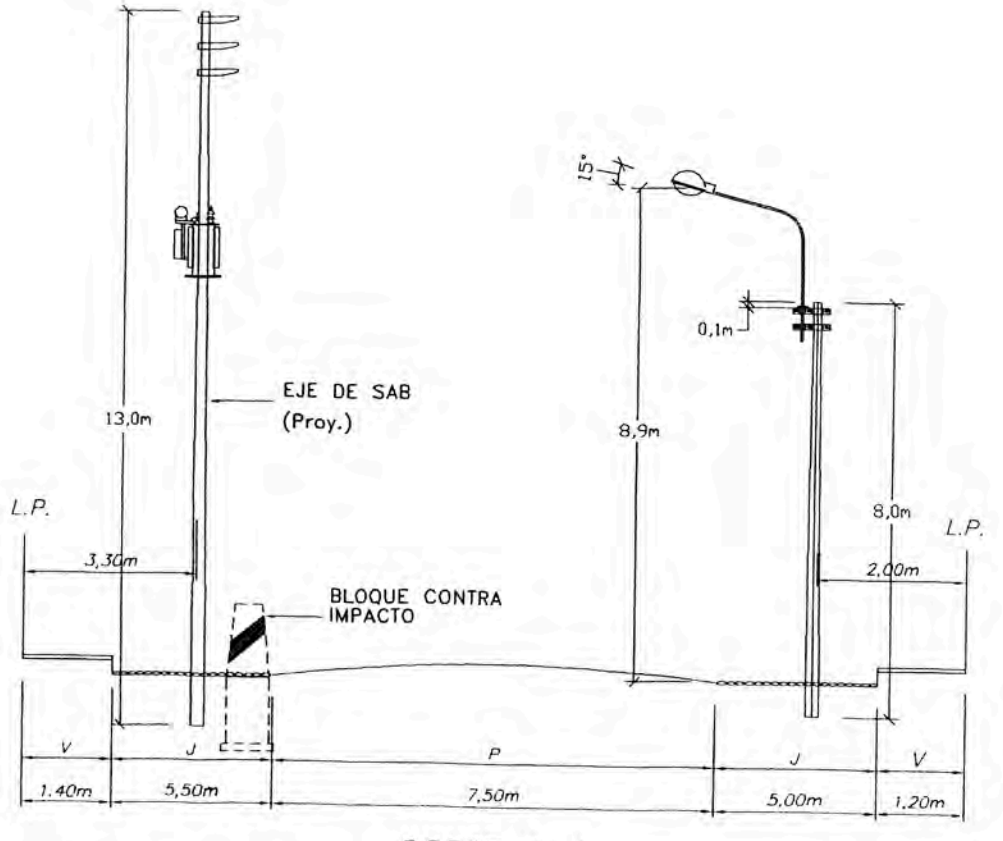
**DETALLE DE EMPALME**



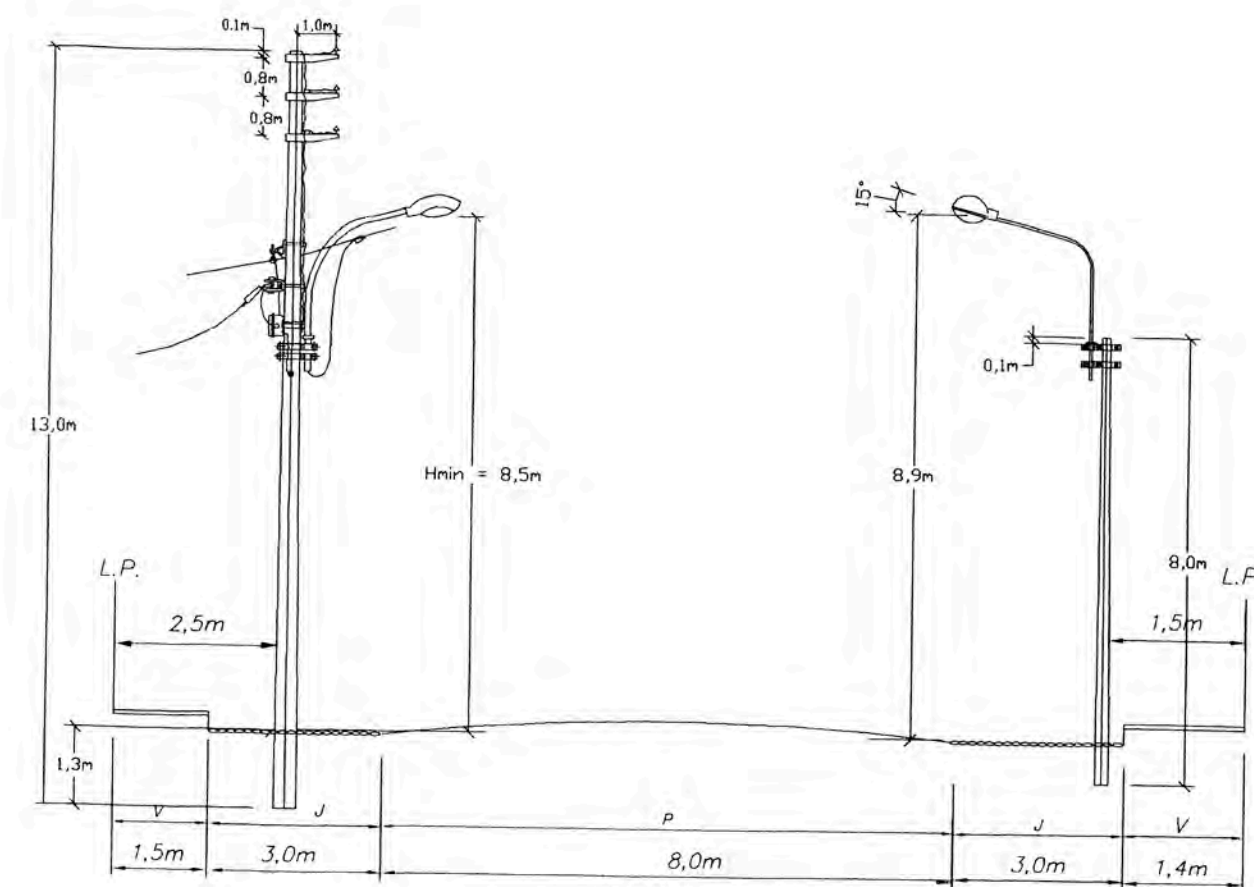
**DETALLE DE DERIVACION**

**LEYENDA**

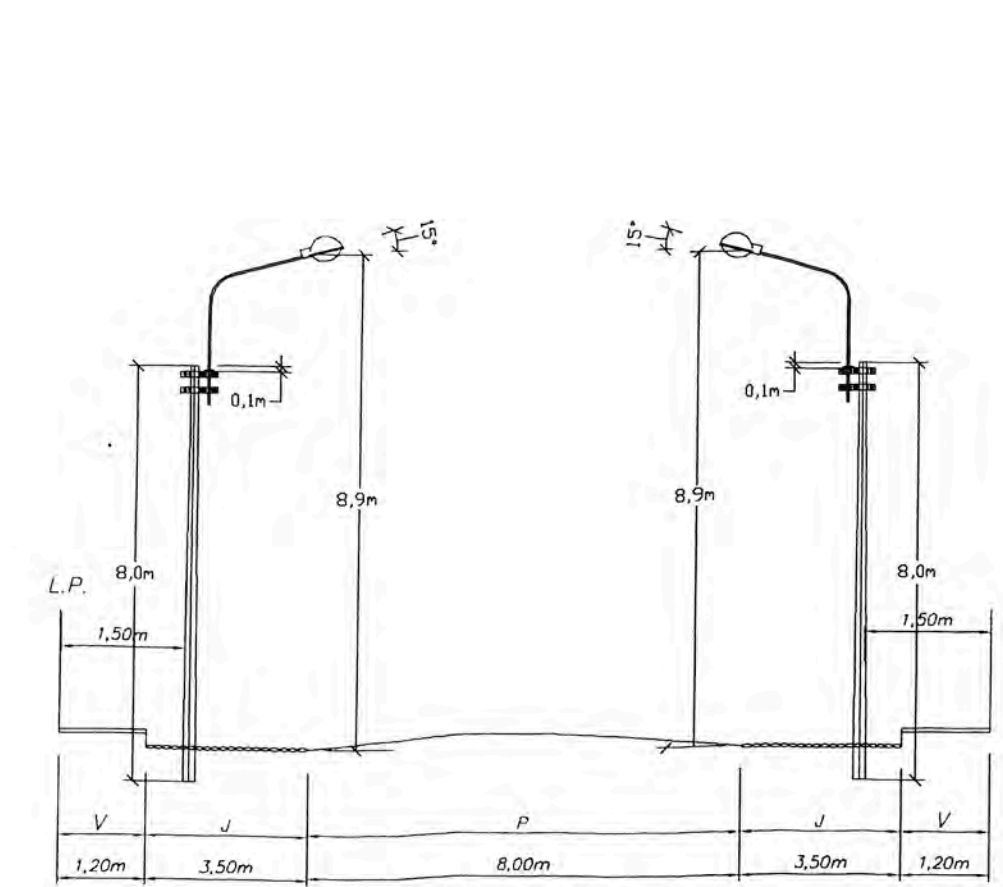
PROY.	EXIST.	DESCRIPCION
□	□	SUBSTACION PROYECTADA
□	□	SUBSTACION EXISTENTE PARTICULAR
□	□	SUBSTACION PROYECTADA SUBTERRANEA
□	□	SUBSTACION EXISTENTE SUBTERRANEA PARTICULAR
□	□	SUBSTACION EXISTENTE A RETIRAR
□	□	SUBSTACION EXISTENTE SUBTERRANEA A RETIRAR
○	○	POSTE DE CONCRETO REEMPLAZADO DE 8/200
○	○	POSTE DE CONCRETO EXISTENTE
○	○	POSTE DE CONCRETO REUBICADO
○	○	POSTE DE MEDIA TENSION NUEVO
○	○	POSTE DE MEDIA TENSION EXISTENTE
○	○	POSTE DE CONCRETO NUEVO DE 8/200
○	○	POSTE A RETIRAR
⊗	⊗	PASTORAL SIMPLE EXISTENTE Y LAMPARA DE VAPOR DE SODIO DE 70 W EXISTENTE
⊗	⊗	PASTORAL SIMPLE DE A*O 1500mm/1200mm/20* CON LUMINARIA Y LAMPARA DE VAPOR DE SODIO DE 70 W NUEVO
⊗	⊗	LUMINARIA Y LAMPARA DE VAPOR DE SODIO DE 70 W NUEVA
⊗	⊗	PASTORAL SIMPLE EXISTENTE
⊗	⊗	PASTORAL SIMPLE DE A*O 1500mm/1200mm/20* NUEVA, LUMINARIA Y LAMPARA EXISTENTE
⊗	⊗	PASTORAL SIMPLE DE A*O 1500mm/1200mm/20* LUMINARIA Y LAMPARA EXISTENTE
⊗	⊗	PASTORAL Y LAMPARA A RETIRAR
⊗	⊗	PASTORAL Y LAMPARA A RETIRAR
⊗	⊗	RETENIDA SIMPLE EXISTENTE
⊗	⊗	RETENIDA VERTICAL NUEVO
⊗	⊗	RETENIDA VERTICAL REEMPLAZANTE
⊗	⊗	RETENIDA VERTICAL REEMPLAZANTE
⊗	⊗	RETENIDA A RETIRAR
⊗	⊗	PIUESTA A TIERRA
⊗	⊗	ACOMETIDA CON CRUCE DE CALLE
⊗	⊗	ACOMETIDA SIN CRUCE DE CALLE
⊗	⊗	ACOMETIDA TRIFASICA
⊗	⊗	CARGA ESPECIAL
⊗	⊗	CONDUCTOR AUTOPORTANTE
⊗	⊗	DIRECCION DE REUBICACION DE POSTE
⊗	⊗	VANO FLOJO



**CORTE A-A**  
(SIN ESCALA)



**CORTE B-B**  
(SIN ESCALA)



**CORTE C-C**  
(SIN ESCALA)

**CUADRO DE CARGAS**

SUB-ESTACION	ALIMENTADOR	SECCION (mm2)	CORRIENTE (A)	POT. MAX. DEMANDA (kW)	MAX. DEMANDA TOTAL (kW)	POT. INSTALADA (kVA)
S.A.B. 010604	C-1 S D S	3-1x35	78,25	51,50	136,95	160
	C-1 A P	1x16	12,76	2,53		
	C-2 S D S	3-1x35	61,53	40,50		
	C-2 A P	1x16	7,00	1,39		
	C-3 S D S	3-1x35	56,22	37,00		
	C-3 A P	1x16	6,59	1,30		

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**RENOVACION DE REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA**

PLANO : RED DE DISTRIBUCION SECUNDARIA 380-220 V Y ACOMETIDAS DOMICILIARIAS

DISEÑO : RDG	DIST. : IQUITOS	S.E. 010604 (S6)	N° LAMINA R.D.S.-1/1
REVISADO : UNI	PROV. : MAYNAS		
APROBADO : UNI	DPTO. : LORETO		
DIBUJADO : RDG	ESCALA :		
FECHA : MAR-08	1/1000		



**ANEXO 06**  
**DIAGRAMA UNIFILAR Y HOJA DE CAIDA TENSION**  
**S.E. 01064 (S6)**

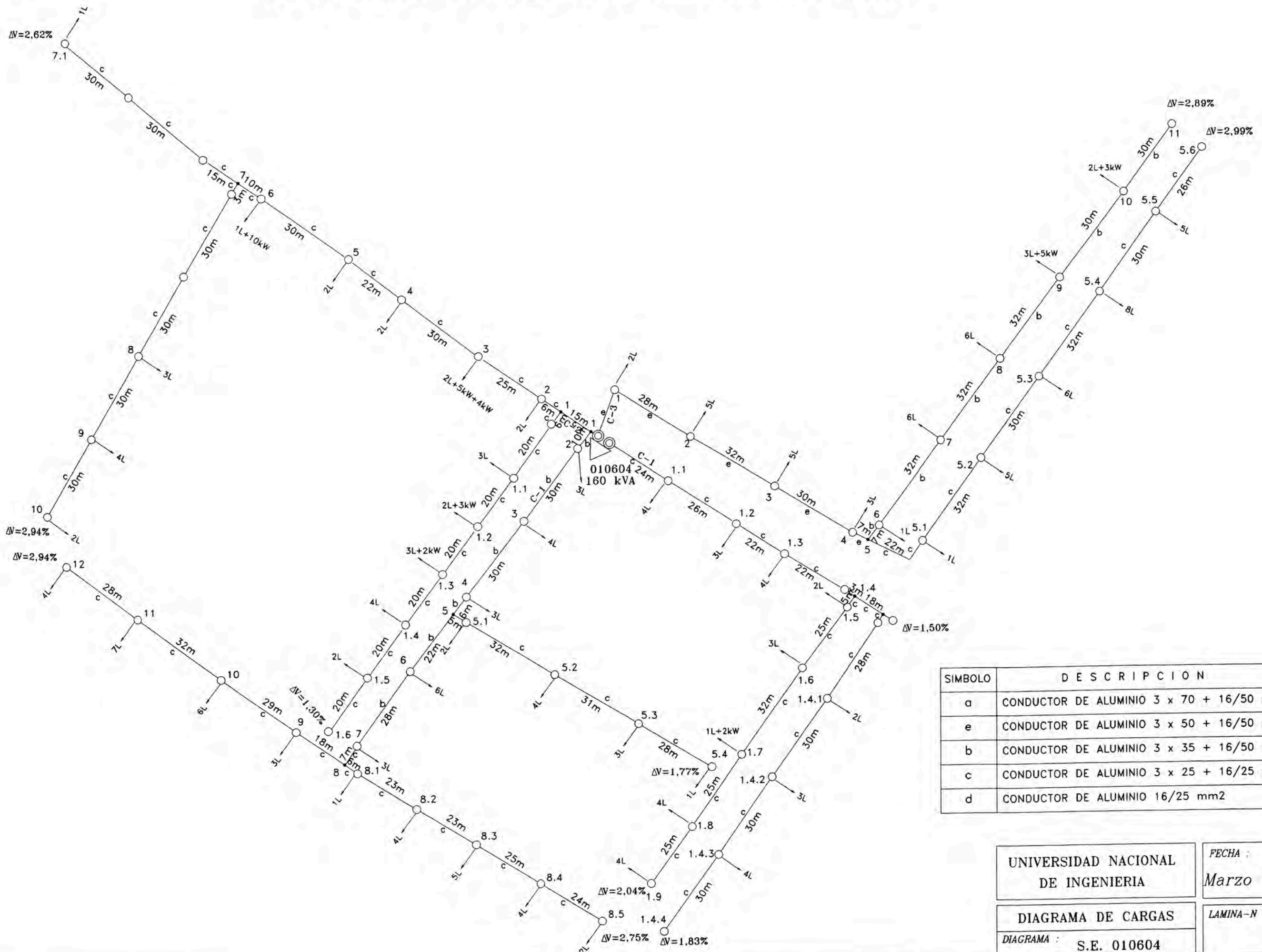
CALCULO DE CAIDA DE TENSION- RED AEREA																								
S.A.B.		010604		FACTOR DE SIMULTANEIDAD :										0.5										
CIRCUITO		C-1		MAXIMA CAIDA DE TENSION :										5%										
SISTEMA:		TRIFASICO		FACTOR DE POTENCIA :										1										
TENSION NOMINAL		380 / 220 V		TEMPERATURA DE OPERACION :										50 °C										
N° DE LOTES		00		FACTOR DE PERDIDAS :										0.3										
MAXIMA DEMANDA		1000 W/LOTE		CONDUCTOR										AUTOPORTANTE DE ALUMINIO										
Punto	N° Lotes	Pot (KW)	Pot C.E. (KW)	Lamp	Potencia(kW)		Corriente (A)		Long. (m)	Formación	ΔV (V)	ΣΔV (V)	%ΔV	Σ%ΔV	ΔV (V)	%ΔV	Σ%ΔV	Ksp	Ω.km	Ka.p.	Pérd. Pot.(kW)		Pérd. Energ(kWh/día)	
					(S.P.)	(A.P.)	(S.P.)	(A.P.)			(S.P.)	(S.P.)	(S.P.)	(S.P.)	(A.P.)	(A.P.)	(S.P.)	(A.P.)	Ω.km	Ω.km	(S.P.)	(A.P.)	(S.P.)	(A.P.)
0		0			51.50	2.527	78.246	12.760	0	3x35+16/50	0.000	0.000	0.00%	0.00%	0.000	0.00%	0.00%	1.607	3.272	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	
1	31	17	2	13	51.50	2.527	78.246	12.760	3	3x35+16/50	0.377	0.377	0.10%	0.10%	0.125	0.06%	0.06%	1.607	3.272	0.0529	0.0010	0.3809	0.0124	
2	3	1.5		1	32.50	1.467	49.379	7.409	10	3x35+16/50	0.794	1.171	0.21%	0.31%	0.242	0.11%	0.17%	1.607	3.272	0.0702	0.0012	0.5057	0.0139	
3	1	2		1	31.00	1.386	47.100	6.997	30	3x35+16/50	2.271	3.441	0.60%	0.91%	0.687	0.31%	0.48%	1.607	3.272	0.1917	0.0031	1.3803	0.0372	
4	3	1.5		1	29.00	1.304	44.061	6.586	30	3x35+16/50	2.124	5.566	0.56%	1.46%	0.646	0.29%	0.77%	1.607	3.272	0.1678	0.0027	1.2079	0.0330	
5	10	5		4	27.50	1.223	41.782	6.174	6	3x35+16/50	0.403	5.968	0.11%	1.57%	0.121	0.06%	0.83%	1.607	3.272	0.0302	0.0005	0.2172	0.0058	
6	6	3		1	22.50	0.897	34.185	4.528	22	3x35+16/50	1.209	7.177	0.32%	1.89%	0.326	0.15%	0.98%	1.607	3.272	0.0741	0.0010	0.5332	0.0114	
7	3	1.5		1	19.50	0.815	29.627	4.116	28	3x35+16/50	1.333	8.510	0.35%	2.24%	0.377	0.17%	1.15%	1.607	3.272	0.0708	0.0010	0.5097	0.0120	
8	16	8		5	18.00	0.734	27.348	3.705	7	3x25+16/25	0.426	8.936	0.11%	2.35%	0.085	0.04%	1.19%	2.223	3.272	0.0208	0.0002	0.1501	0.0024	
9	3	1.5		1	10.00	0.326	15.193	1.646	18	3x25+16/25	0.608	9.544	0.16%	2.51%	0.097	0.04%	1.23%	2.223	3.272	0.0165	0.0001	0.1191	0.0012	
10	6	3		1	8.50	0.245	12.914	1.235	20	3x25+16/25	0.833	10.376	0.22%	2.73%	0.117	0.05%	1.28%	2.223	3.272	0.0193	0.0001	0.1387	0.0011	
11		3.5		1	5.50	0.163	8.356	0.823	32	3x25+16/25	0.594	10.971	0.16%	2.89%	0.086	0.04%	1.32%	2.223	3.272	0.0089	0.0000	0.0641	0.0005	
12	1	2		1	2.00	0.082	3.039	0.412	28	3x25+16/25	0.189	11.160	0.05%	2.94%	0.038	0.02%	1.34%	2.223	3.272	0.0010	0.0000	0.0074	0.0001	
																					0.7242	0.0109	5.2144	0.1313
1														0.10%			0.06%							
1.1	1	2		1	19.00	0.978	28.868	4.939	24	3x25+16/25	1.540	1.540	0.41%	0.50%	0.388	0.18%	0.23%	2.223	3.272	0.0796	0.0012	0.5735	0.0148	
1.2	3	1.5		1	17.00	0.897	25.829	4.528	26	3x25+16/25	1.493	3.033	0.39%	0.90%	0.385	0.18%	0.41%	2.223	3.272	0.0691	0.0011	0.4973	0.0135	
1.3	1	2		1	15.50	0.815	23.550	4.116	22	3x25+16/25	1.152	4.185	0.30%	1.20%	0.296	0.13%	0.54%	2.223	3.272	0.0486	0.0008	0.3498	0.0095	
1.4	4	4.5		5	13.50	0.815	20.511	4.116	25	3x25+16/25	1.140	5.325	0.30%	1.50%	0.337	0.15%	0.70%	2.223	3.272	0.0419	0.0009	0.3016	0.0107	
1.5	2	1		1	9.00	0.408	13.674	2.058	5	3x25+16/25	0.152	5.477	0.04%	1.54%	0.034	0.02%	0.71%	2.223	3.272	0.0037	0.0000	0.0268	0.0005	
1.6	3	1.5		1	8.00	0.326	12.155	1.646	24	3x25+16/25	0.675	6.152	0.18%	1.72%	0.135	0.06%	0.77%	2.223	3.272	0.0147	0.0001	0.1059	0.0017	
1.7	1	0.5	2	1	6.50	0.245	9.876	1.235	32	3x25+16/25	0.703	6.855	0.18%	1.90%	0.129	0.06%	0.83%	2.223	3.272	0.0124	0.0001	0.0895	0.0012	
1.8	1	2		1	4.00	0.163	6.077	0.823	25	3x25+16/25	0.338	7.192	0.09%	1.99%	0.067	0.03%	0.86%	2.223	3.272	0.0037	0.0000	0.0265	0.0004	
1.9	1	2		1	2.00	0.082	3.039	0.412	25	3x25+16/25	0.169	7.361	0.04%	2.04%	0.034	0.02%	0.88%	2.223	3.272	0.0009	0.0000	0.0066	0.0001	
																					0.2747	0.0044	1.9775	0.0526
1.4														1.50%			0.70%							
1.4.1	2	1		2	4.50	0.408	6.837	2.058	46	3x25+16/25	0.699	0.699	0.18%	1.68%	0.310	0.14%	0.84%	2.223	3.272	0.0086	0.0004	0.0617	0.0049	
1.4.2	3	1.5		1	3.50	0.245	5.318	1.235	30	3x25+16/25	0.355	1.054	0.09%	1.78%	0.121	0.06%	0.89%	2.223	3.272	0.0034	0.0001	0.0243	0.0012	
1.4.3	1	2		1	2.00	0.163	3.039	0.823	30	3x25+16/25	0.203	1.256	0.05%	1.83%	0.081	0.04%	0.93%	2.223	3.272	0.0011	0.0000	0.0079	0.0005	
1.4.4	0	0		1	0.00	0.082	0.000	0.412	30	3x25+16/25	0.000	1.256	0.00%	1.83%	0.040	0.02%	0.95%	2.223	3.272	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001	
																					0.0130	0.0006	0.0939	0.0067
8														2.35%			1.19%							
8.1	1	0.5		1	8.00	0.408	12.155	2.058	6	3x25+16/25	0.162	0.162	0.04%	2.39%	0.040	0.02%	1.20%	2.223	3.272	0.0035	0.0001	0.0254	0.0006	
8.2	1	2		1	7.50	0.326	11.395	1.646	23	3x25+16/25	0.583	0.745	0.15%	2.55%	0.124	0.06%	1.26%	2.223	3.272	0.0119	0.0001	0.0856	0.0016	
8.3	5	2.5		1	5.50	0.245	8.356	1.235	23	3x25+16/25	0.427	1.172	0.11%	2.66%	0.093	0.04%	1.30%	2.223	3.272	0.0064	0.0001	0.0461	0.0009	
8.4	1	2		1	3.00	0.163	4.558	0.823	25	3x25+16/25	0.253	1.425	0.07%	2.73%	0.067	0.03%	1.33%	2.223	3.272	0.0021	0.0000	0.0149	0.0004	
8.5	2	1		1	1.00	0.082	1.519	0.412	24	3x25+16/25	0.081	1.506	0.02%	2.75%	0.032	0.01%	1.35%	2.223	3.272	0.0002	0.0000	0.0016	0.0001	
																					0.0241	0.0003	0.1736	0.0036
5														1.57%			0.83%							
5.1	2	1		1	5.00	0.326	7.597	1.646	5	3x25+16/25	0.084	0.084	0.02%	1.59%	0.027	0.01%	0.84%	2.223	3.272	0.0011	0.0000	0.0083	0.0003	
5.2	1	2		1	4.00	0.245	6.077	1.235	32	3x25+16/25	0.432	0.517	0.11%	1.71%	0.129	0.06%	0.90%	2.223	3.272	0.0047	0.0001	0.0339	0.0012	
5.3	3	1.5		1	2.00	0.163	3.039	0.823	31	3x25+16/25	0.209	0.726	0.06%	1.76%	0.084	0.04%	0.94%	2.223	3.272	0.0011	0.0000	0.0082	0.0005	
5.4		0.5		1	0.50	0.082	0.760	0.412	28	3x25+16/25	0.047	0.773	0.01%	1.77%	0.038	0.02%	0.95%	2.223	3.272	0.0001	0.0000	0.0005	0.0001	
																					0.0071	0.0002	0.0508	0.0022

CALCULO DE CAIDA DE TENSION- RED AEREA																							
S.A.B.		: 010004		FACTOR DE SIMULTANEIDAD																		0.5	
CIRCUITO		: C 2		MAXIMA CAIDA DE TENSION :																		5%	
SISTEMA:		: TRIFASICO		FACTOR DE POTENCIA																		1	
TENSION NOMINAL		: 380 / 220		TEMPERATURA DE OPERACION :																		50 °C	
Nº DE LOTES		: 33		CONDUCTOR																		AUTOPORTANTE DE ALUMINIO	
MAXIMA DEMANDA		: 1000 W/LOTE																					
Punto	Nº Lotes	Pot (kW)	Fot C. E. (kW)	Lamp	Potencia (kW)		Corriente (A)		Long.	Formación	ΔV (V)	ΣΔV (V)	%ΔV	Σ%ΔV	ΔV (V)	%ΔV	Σ%ΔV	Ksp	Ka.p.	Pérd. Pot.(kW)		Pérd. Energ(kWh/día)	
					(S.P.)	(A.P.)	(S.P.)	(A.P.)	(m)		(S.P.)	(S.P.)	(S.P.)	(S.P.)	(A.P.)	(A.P.)	(A.P.)	Ωkm	Ωkm	(S.P.)	(A.P.)	(S.P.)	(A.P.)
0		0			40.50	1.386	61.533	6.997	3	3x25+16/25	0.410	0.410	0.11%	0.11%	0.069	0.03%	0.03%	2.223	3.272	0.0452	0.0003	0.3257	0.0037
1	1	7	5	4	40.50	1.386	61.533	6.997	15	3x25+16/25	2.052	2.462	0.54%	0.65%	0.343	0.16%	0.19%	2.223	3.272	0.2262	0.0016	1.6285	0.0186
2	2	1		1	28.50	1.060	43.301	5.351	3	3x25+16/25	0.289	2.751	0.08%	0.72%	0.053	0.02%	0.21%	2.223	3.272	0.0224	0.0002	0.1613	0.0022
3	2	1	9	1	27.50	0.978	41.782	4.939	25	3x25+16/25	2.322	5.073	0.61%	1.34%	0.404	0.18%	0.39%	2.223	3.272	0.1738	0.0013	1.2514	0.0155
4	2	1		1	17.50	0.897	26.588	4.528	30	3x25+16/25	1.773	6.846	0.47%	1.80%	0.444	0.20%	0.60%	2.223	3.272	0.0845	0.0013	0.6081	0.0156
5	2	1		1	16.50	0.815	25.069	4.116	22	3x25+16/25	1.226	8.072	0.32%	2.12%	0.296	0.13%	0.73%	2.223	3.272	0.0551	0.0008	0.3964	0.0095
6	1	0.5	10	1	15.50	0.734	23.550	3.705	30	3x25+16/25	1.571	9.643	0.41%	2.54%	0.364	0.17%	0.90%	2.223	3.272	0.0663	0.0009	0.4771	0.0104
7	1	0.5		3	5.00	0.652	7.597	3.293	10	3x25+16/25	0.169	9.812	0.04%	2.58%	0.108	0.05%	0.95%	2.223	3.272	0.0023	0.0002	0.0165	0.0027
8	3	1.5		3	4.50	0.408	6.837	2.058	63	3x25+16/25	0.958	10.769	0.25%	2.83%	0.424	0.19%	1.14%	2.223	3.272	0.0117	0.0006	0.0844	0.0068
9	1	2		1	3.00	0.163	4.558	0.823	30	3x25+16/25	0.304	11.073	0.08%	2.91%	0.081	0.04%	1.18%	2.223	3.272	0.0025	0.0000	0.0179	0.0005
10	2	1		1	1.00	0.082	1.519	0.412	30	3x25+16/25	0.101	11.174	0.03%	2.94%	0.040	0.02%	1.19%	2.223	3.272	0.0003	0.0000	0.0020	0.0001
																				0.6902	0.0071	4.9693	0.0856
1														0.65%			0.19%						
1.1	3	1.5		1	12.00	0.326	18.232	1.646	26	3x25+16/25	1.054	1.054	0.28%	0.93%	0.140	0.06%	0.25%	2.223	3.272	0.0344	0.0001	0.2478	0.0018
1.2	2	1	3	1	10.50	0.245	15.953	1.235	20	3x25+16/25	0.709	1.763	0.19%	1.11%	0.081	0.04%	0.29%	2.223	3.272	0.0203	0.0001	0.1459	0.0008
1.3	3	1.5	2		6.50	0.163	9.876	0.823	20	3x25+16/25	0.439	2.202	0.12%	1.23%	0.054	0.02%	0.31%	2.223	3.272	0.0078	0.0000	0.0559	0.0003
1.4	4	2		1	3.00	0.163	4.558	0.823	20	3x25+16/25	0.203	2.405	0.05%	1.28%	0.054	0.02%	0.34%	2.223	3.272	0.0017	0.0000	0.0119	0.0003
1.5	2	1			1.00	0.082	1.519	0.412	20	3x25+16/25	0.068	2.472	0.02%	1.30%	0.027	0.01%	0.35%	2.223	3.272	0.0002	0.0000	0.0013	0.0001
1.6	0	0		1	0.00	0.082	0.000	0.412	20	3x25+16/25	0.000	2.472	0.00%	1.30%	0.027	0.01%	0.36%	2.223	3.272	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001
									126											0.0643	0.0003	0.4629	0.0034
7														2.58%			0.95%						
7.1	1	0.5		3	0.50	0.245	0.760	1.235	75	3x25+16/25	0.127	0.127	0.03%	2.62%	0.303	0.14%	1.08%	2.223	3.272	0.0002	0.0002	0.0012	0.0029
																				0.0002	0.0002	0.0012	0.0029

CALCULO DE CAIDA DE TENSION-RED AEREA																							
S.A.B.	010004										FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.5											
CIRCUITO	C-3										MAXIMA CAIDA DE TENSION :	5%											
SISTEMA:	TRIFASICO										FACTOR DE POTENCIA	1											
TENSION NOMINAL	380 / 220 V										TEMPERATURA DE OPERACION	50 °C											
Nº DE LOTES	58										CONDUCTOR	AUTOPORTANTE DE ALUMINIO											
MAXIMA DEMANDA	1000 W/LOTE																						
Punto	Nº Lotes	Pot (kW)	Pot C.F. (kW)	I amp	Potencia(kW)		Corriente (A)		Long.	Formación	ΔV (V)	ΣΔV (V)	%ΔV	Σ%ΔV	ΔV (V)	%ΔV	Σ%ΔV	Ksp	Ka.p.	Pérd. Pot.(kW)		Pérd. Energ(kWh/día)	
					(S.P.)	(A.P.)	(S.P.)	(A.P.)	(m)		(S.P.)	(S.P.)	(S.P.)	(S.P.)	(A.P.)	(A.P.)	(A.P.)	Ωkm	Ω/km	(S.P.)	(A.P.)	(S.P.)	(A.P.)
0	0				37.00	1.304	56.216	6.586	3	3x50+16/50	0.203	0.203	0.05%	0.05%	0.065	0.03%	0.03%	1.205	3.272	0.0202	0.0003	0.1452	0.0033
1	2	1			37.00	1.304	56.216	6.586	15	3x50+16/50	1.016	1.219	0.27%	0.32%	0.323	0.15%	0.18%	1.205	3.272	0.1008	0.0014	0.7260	0.0165
2	5	2.5			36.00	1.223	54.696	6.174	28	3x50+16/50	1.845	3.065	0.49%	0.81%	0.566	0.26%	0.43%	1.205	3.272	0.1782	0.0023	1.2830	0.0271
3	5	2.5			33.50	1.141	50.898	5.763	32	3x50+16/50	1.963	5.027	0.52%	1.32%	0.603	0.27%	0.71%	1.205	3.272	0.1763	0.0022	1.2697	0.0269
4	3	1.5			31.00	1.060	47.100	5.351	30	3x50+16/50	1.703	6.730	0.45%	1.77%	0.525	0.24%	0.95%	1.205	3.272	0.1416	0.0018	1.0193	0.0218
5	25	12.5			29.50	0.978	44.821	4.939	7	3x35+16/50	0.504	7.234	0.13%	1.90%	0.113	0.05%	1.00%	1.607	3.272	0.0405	0.0004	0.2916	0.0043
6	1	0.5			17.00	0.489	25.829	2.470	7	3x35+16/50	0.291	7.525	0.08%	1.98%	0.057	0.03%	1.02%	1.607	3.272	0.0135	0.0001	0.0969	0.0011
7	6	3			16.50	0.408	25.069	2.058	32	3x35+16/50	1.289	8.814	0.34%	2.32%	0.215	0.10%	1.12%	1.607	3.272	0.0579	0.0003	0.4171	0.0034
8	6	3			13.50	0.326	20.511	1.646	32	3x35+16/50	1.055	9.869	0.28%	2.60%	0.172	0.08%	1.20%	1.607	3.272	0.0388	0.0002	0.2792	0.0022
9	3	1.5	5		10.50	0.245	15.953	1.235	32	3x35+16/50	0.820	10.689	0.22%	2.81%	0.129	0.06%	1.26%	1.607	3.272	0.0235	0.0001	0.1689	0.0012
10	2	1	3		4.00	0.163	6.077	0.823	30	3x35+16/50	0.293	10.982	0.08%	2.89%	0.081	0.04%	1.30%	1.607	3.272	0.0032	0.0000	0.0230	0.0005
11	0	0			0.00	0.082	0.000	0.412	30	3x35+16/50	0.000	10.982	0.00%	2.89%	0.040	0.02%	1.31%	1.607	3.272	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001
	58		2	16					275											0.7944	0.0090	5.7199	0.1085
5														1.90%			1.00%						
5.1	1	0.5			12.50	0.489	18.992	2.470	22	3x25+16/25	0.929	0.929	0.24%	2.15%	0.178	0.08%	1.08%	2.223	3.272	0.0316	0.0003	0.2275	0.0034
5.2	5	2.5			12.00	0.408	18.232	2.058	32	3x25+16/25	1.297	2.226	0.34%	2.49%	0.215	0.10%	1.18%	2.223	3.272	0.0424	0.0003	0.3050	0.0034
5.3	6	3			9.50	0.326	14.434	1.646	30	3x25+16/25	0.963	3.188	0.25%	2.74%	0.162	0.07%	1.25%	2.223	3.272	0.0249	0.0002	0.1792	0.0021
5.4	8	4			6.50	0.245	9.876	1.235	32	3x25+16/25	0.703	3.891	0.18%	2.93%	0.129	0.06%	1.31%	2.223	3.272	0.0124	0.0001	0.0895	0.0012
5.5	5	2.5			2.50	0.163	3.798	0.823	30	3x25+16/25	0.253	4.144	0.07%	2.99%	0.081	0.04%	1.35%	2.223	3.272	0.0017	0.0000	0.0124	0.0005
5.6	0	0			0.00	0.082	0.000	0.412	26	3x25+16/25	0.000	4.144	0.00%	2.99%	0.035	0.02%	1.36%	2.223	3.272	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001
																				0.1130	0.0009	0.8136	0.0108



# DIAGRAMA DE CARGAS DE S.E. 010604



SIMBOLO	DESCRIPCION
a	CONDUCTOR DE ALUMINIO 3 x 70 + 16/50 mm <sup>2</sup>
e	CONDUCTOR DE ALUMINIO 3 x 50 + 16/50 mm <sup>2</sup>
b	CONDUCTOR DE ALUMINIO 3 x 35 + 16/50 mm <sup>2</sup>
c	CONDUCTOR DE ALUMINIO 3 x 25 + 16/25 mm <sup>2</sup>
d	CONDUCTOR DE ALUMINIO 16/25 mm <sup>2</sup>

UNIVERSIDAD NACIONAL  
DE INGENIERIA

FECHA :  
*Marzo - 2008*

DIAGRAMA DE CARGAS  
DIAGRAMA : S.E. 010604

LAMINA-N  
*01*

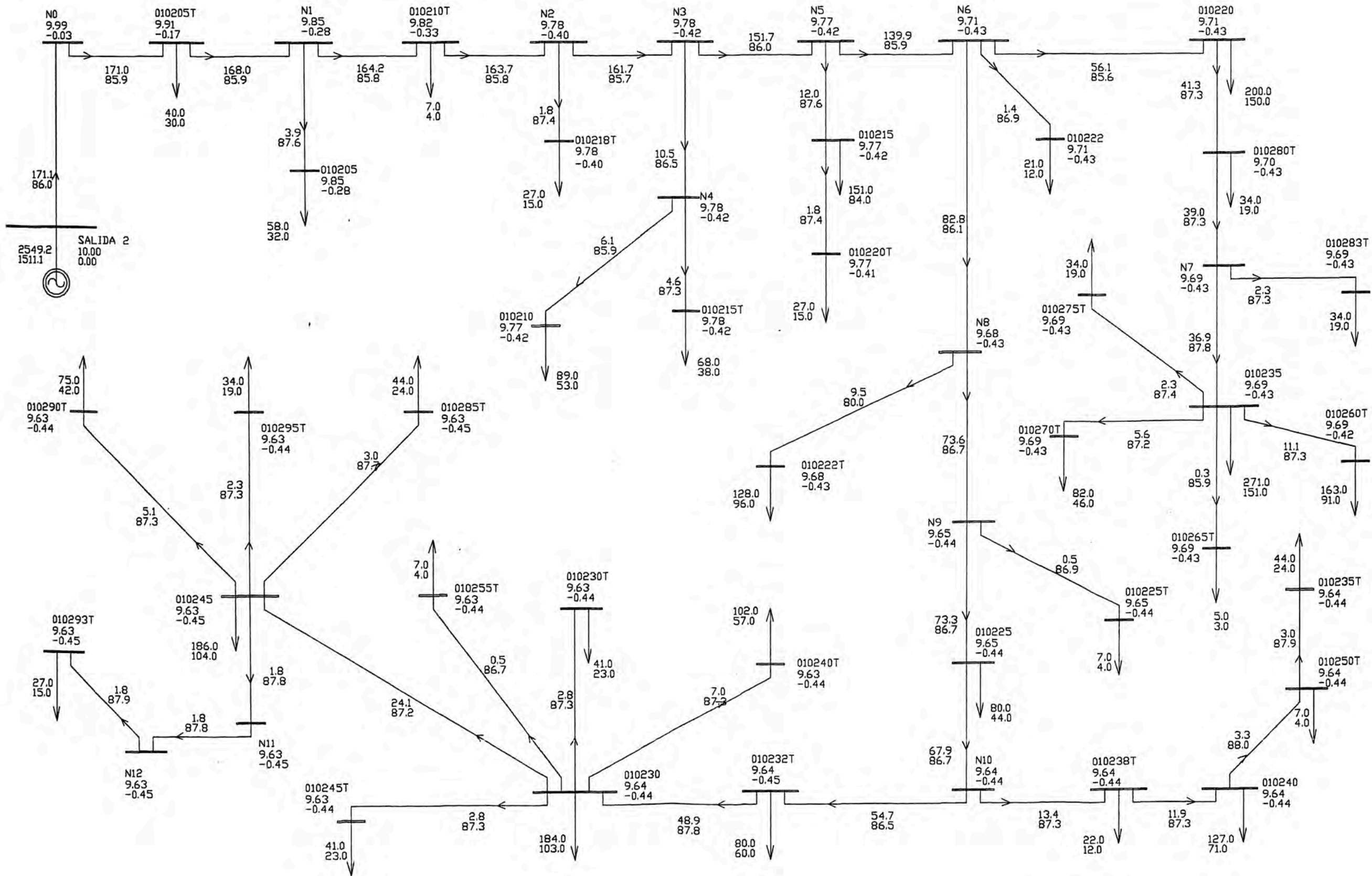
**ANEXO 07**  
**DIAGRAMA UNIFILAR - FLUJO DE POTENCIA DE LA**  
**SALIDA S2**

SALIDA S2 - Existente

DIAGRAMA UNIFILAR - FLUJO DE POTENCIA

Máxima Demanda - Año Inicial

Figura N° 7.1



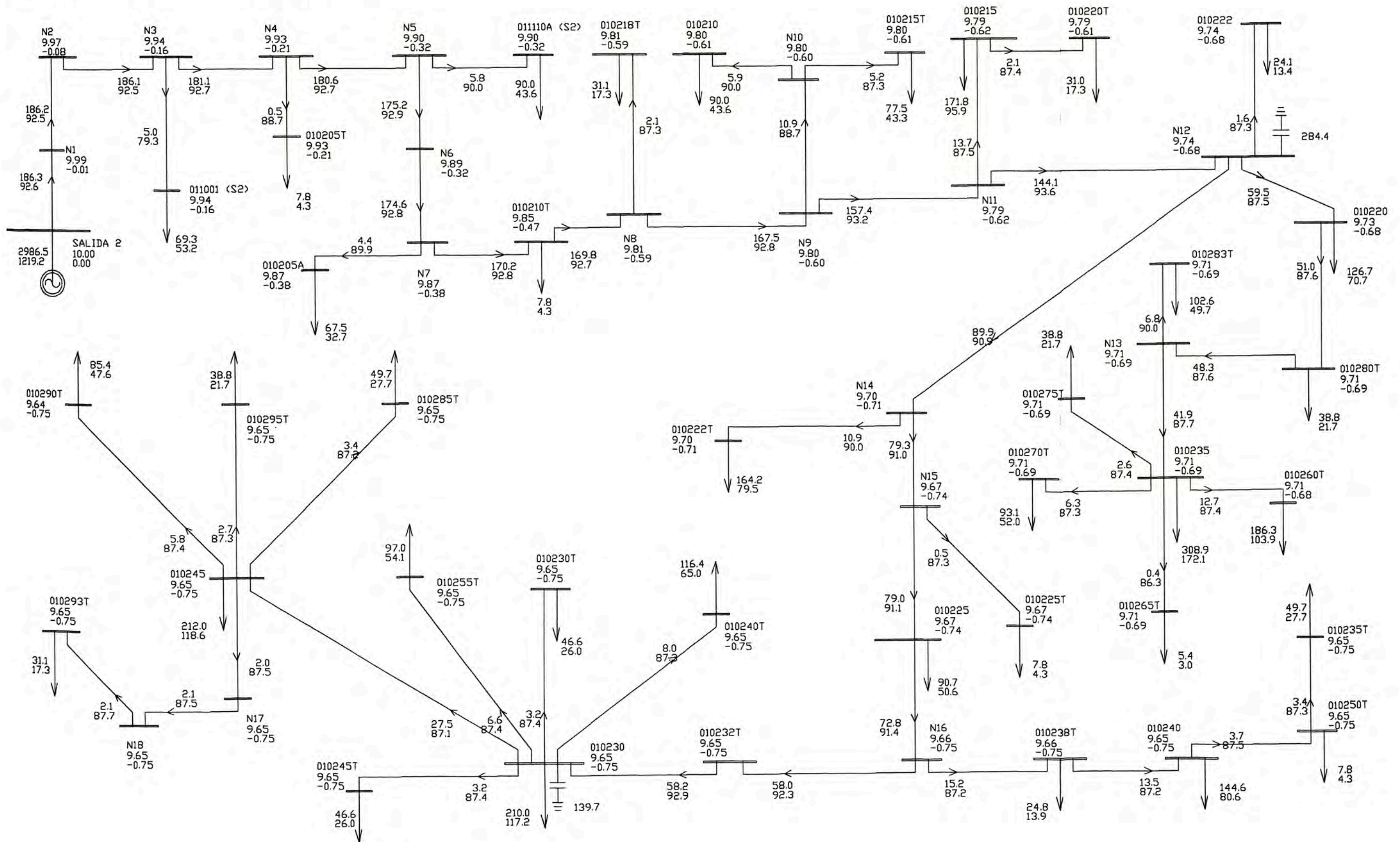






SALIDA S2 - Remodelado  
 DIAGRAMA UNIFILAR - FLUJO DE POTENCIA  
 Máxima Demanda - Año Final

Figura N° 7.4





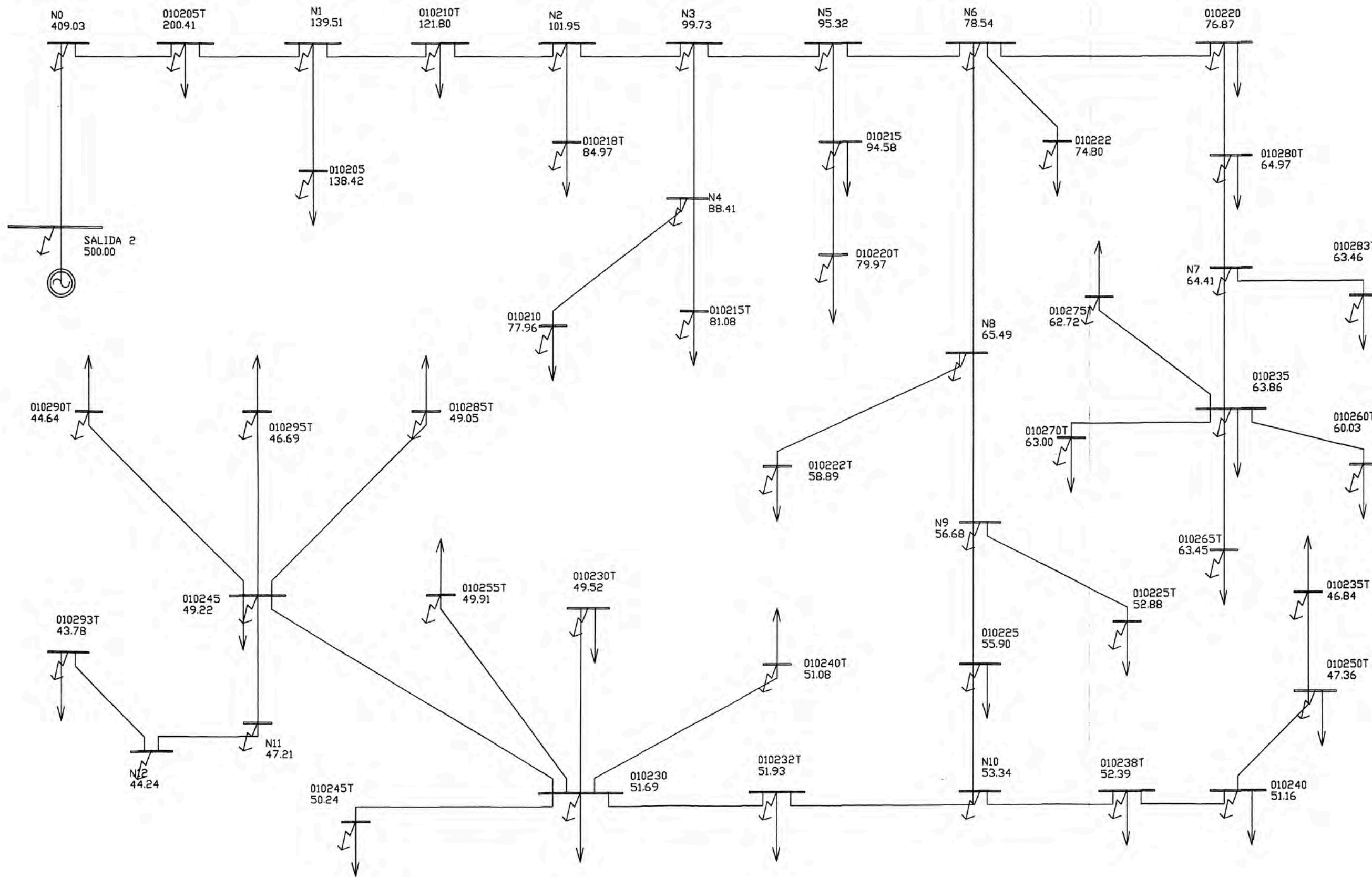
**ANEXO 08**  
**DIAGRAMA UNIFILAR –**  
**CORTOCIRCUITO DE LA SALIDA S2**

SALIDA S2.- Existente

DIAGRAMA UNIFILAR - CORTOCIRCUITO

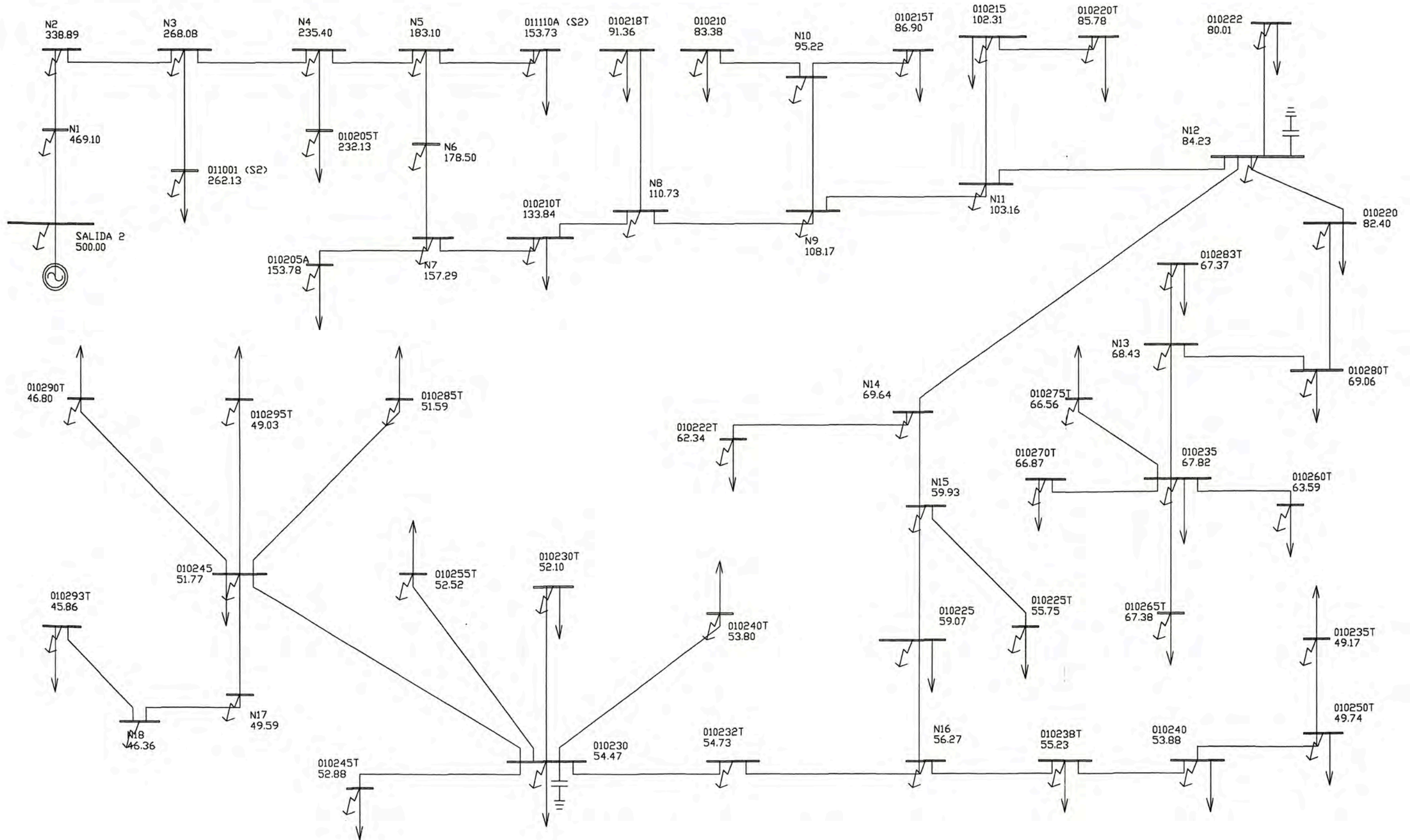
Máxima Demanda - Año Inicial

Figura N° 8.1



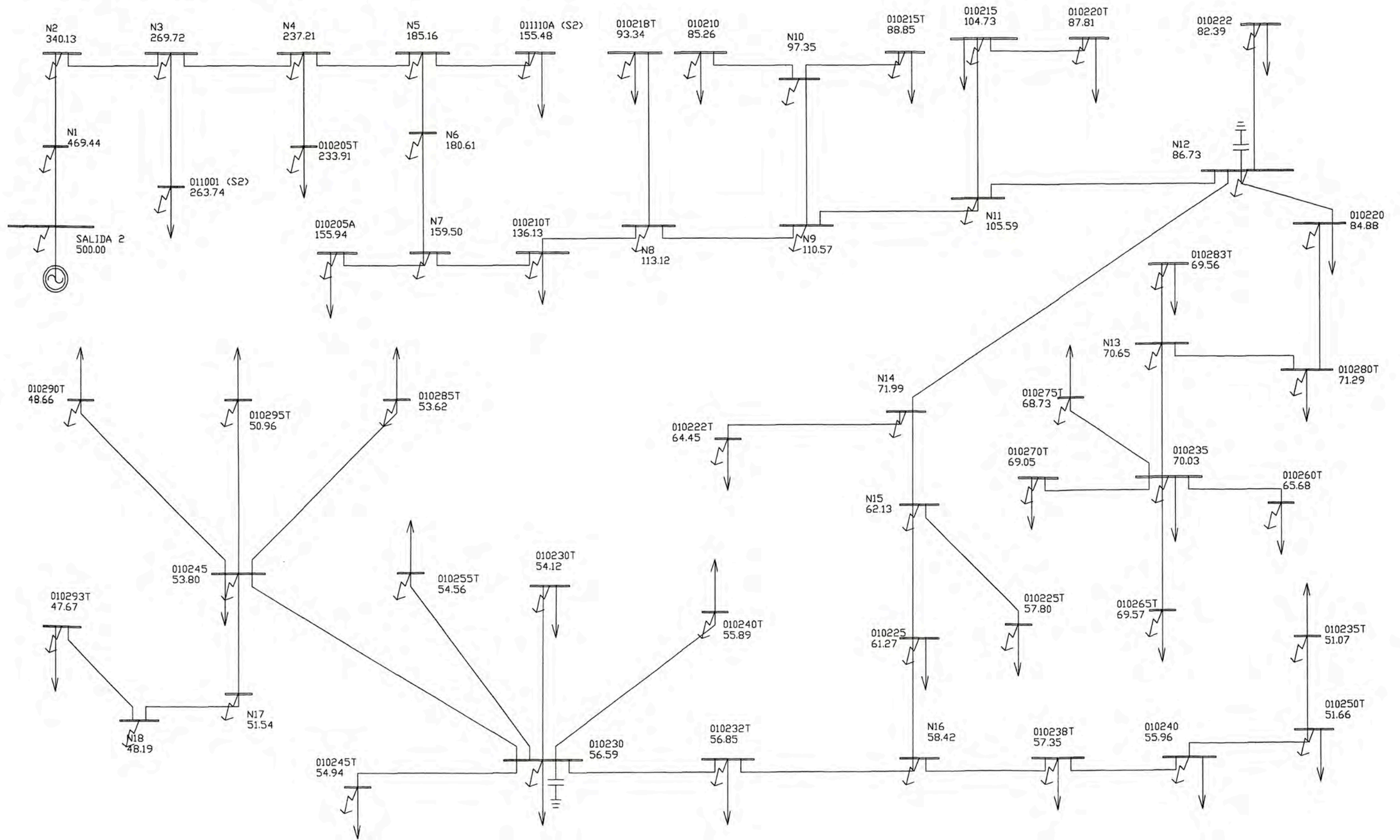
SALIDA S2 - Remodelado  
 DIAGRAMA UNIFILAR - CORTOCIRCUITO  
 Máxima Demanda - Año Inicial

Figura N° 8.2



SALIDA S2 - Remodelado  
 DIAGRAMA UNIFILAR - CORTOCIRCUITO  
 Mínima Demanda - Año Inicial

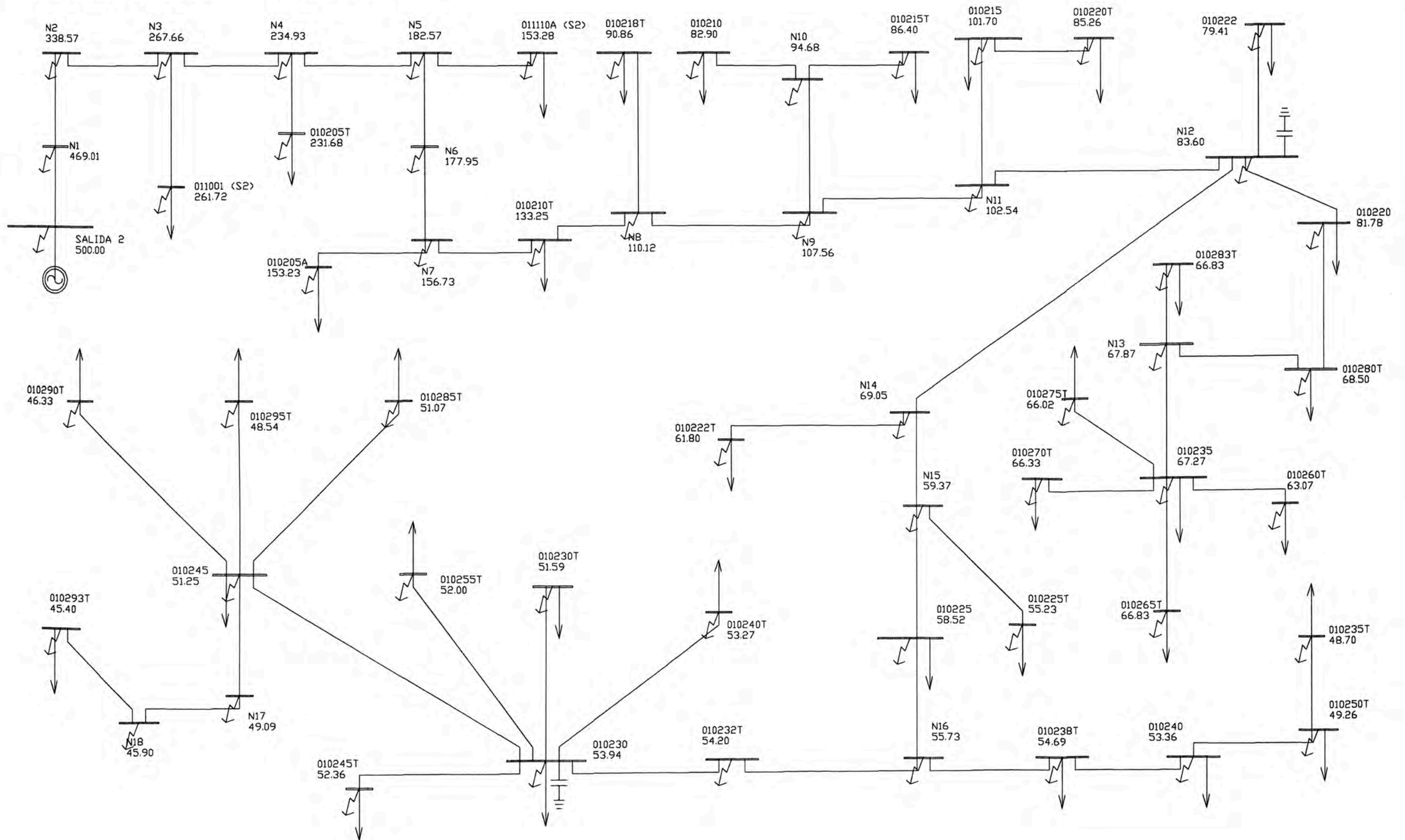
Figura N° 8.3





SALIDA S2 - Remodelado  
 DIAGRAMA UNIFILAR - CORTOCIRCUITO  
 Máxima Demanda - Año Final

Figura N° 8.4

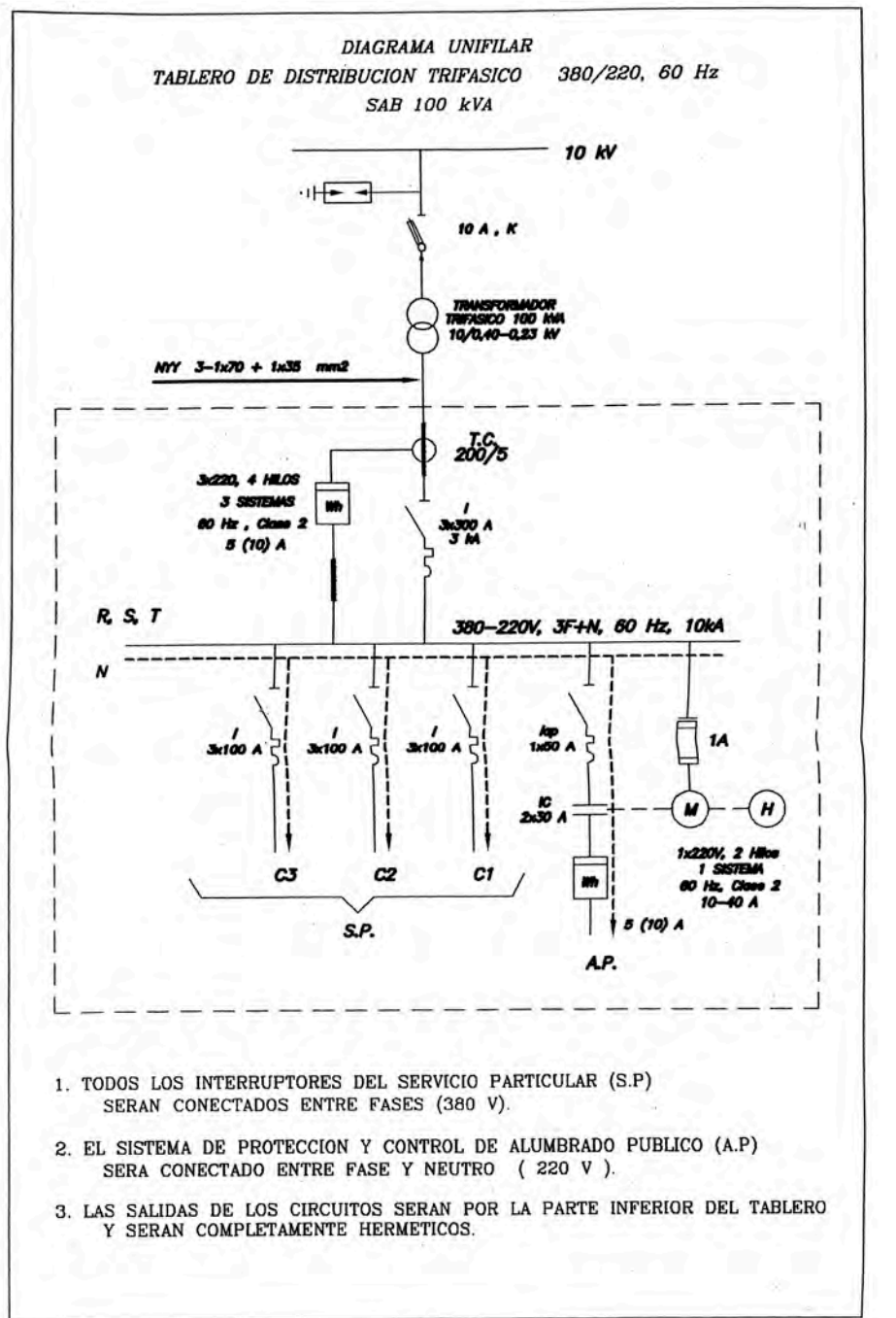
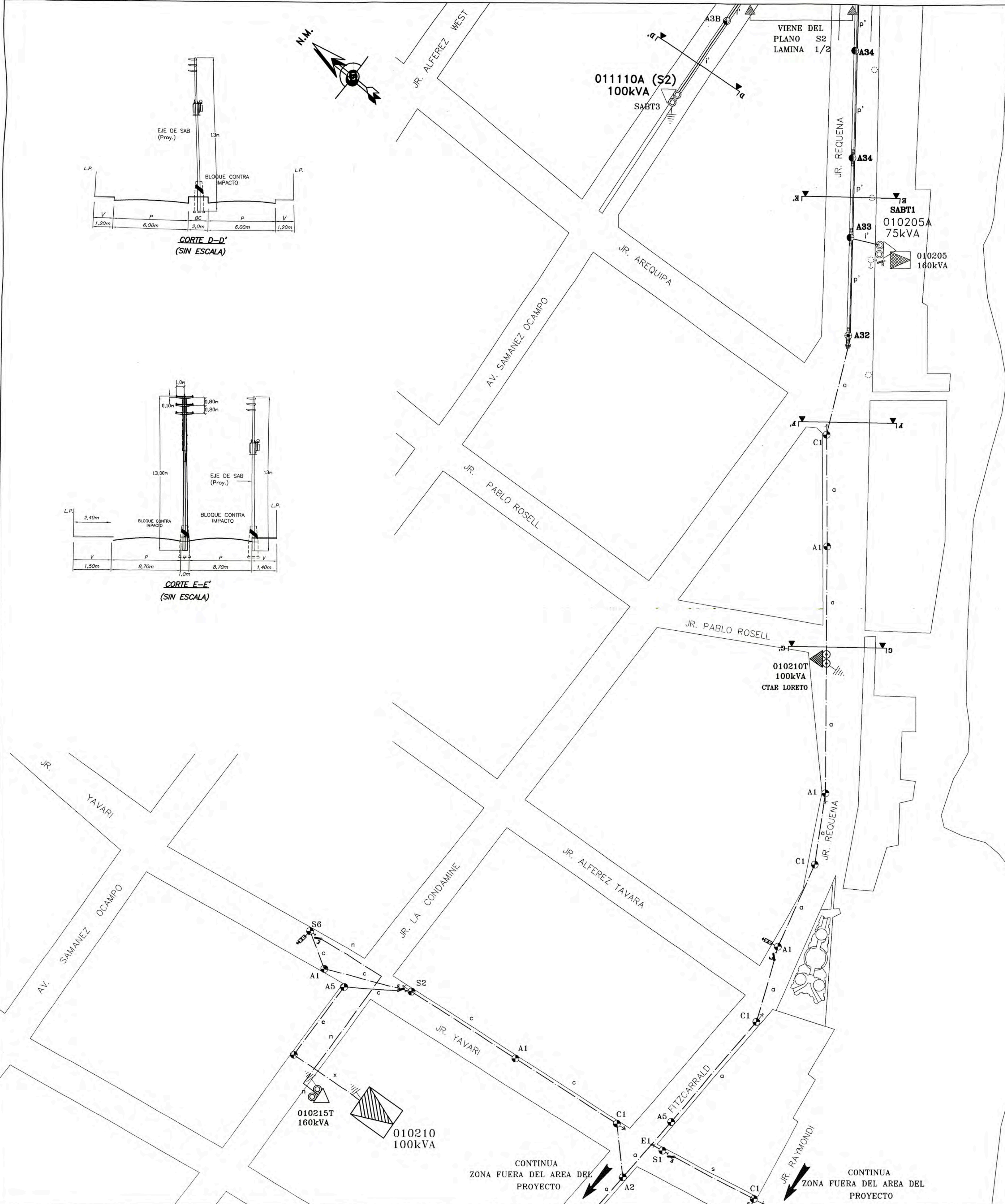
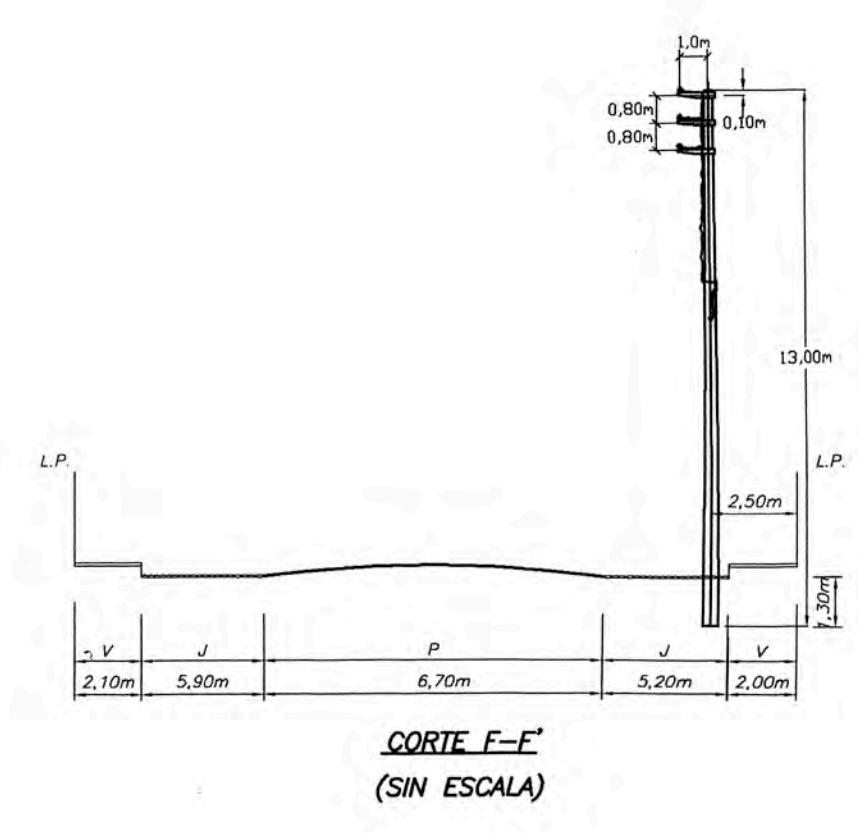
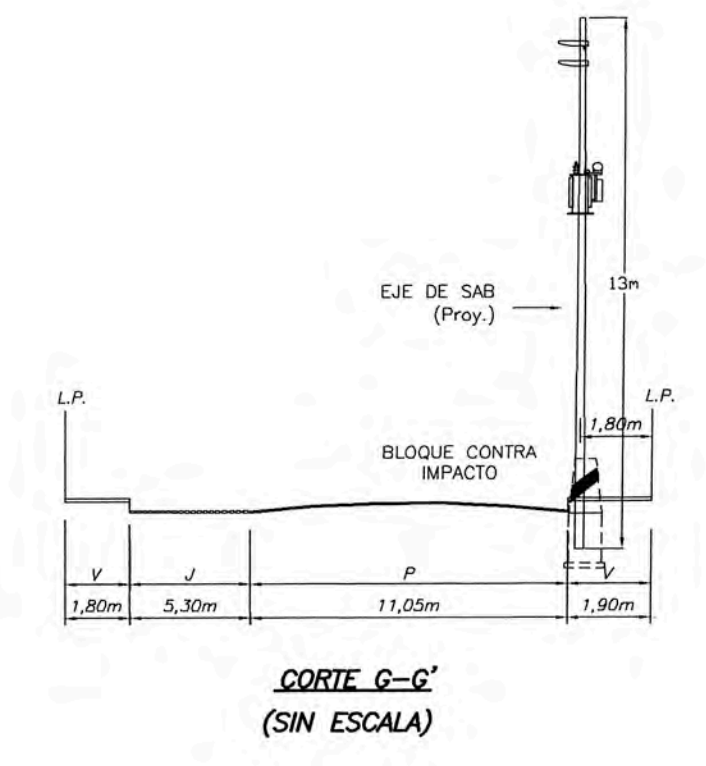
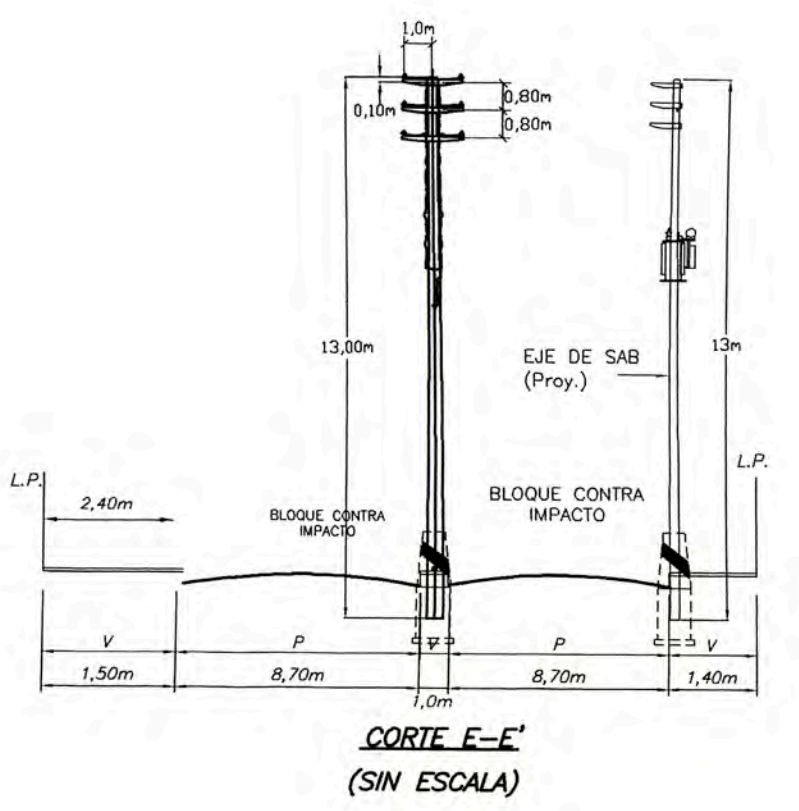
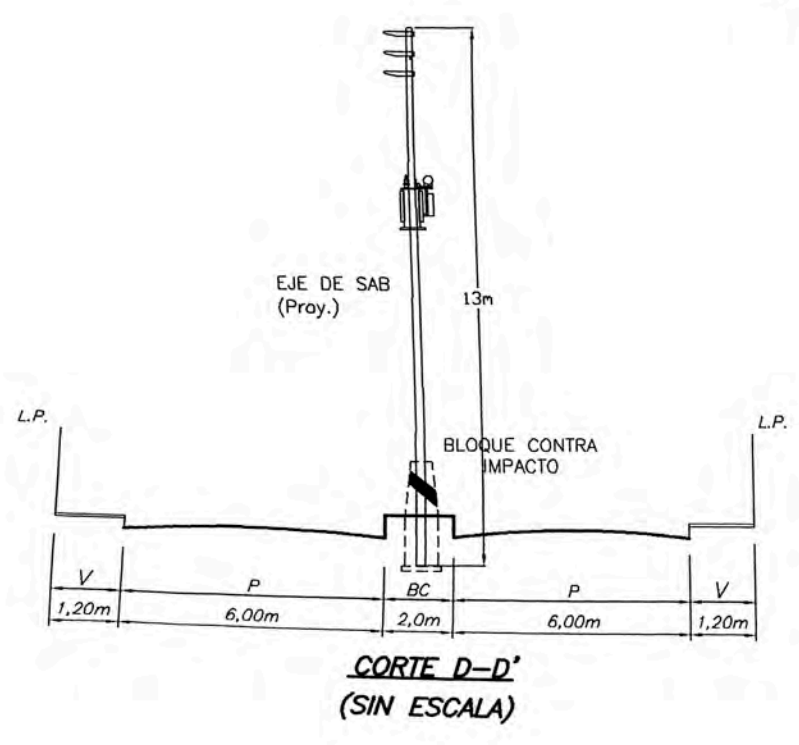


**ANEXO 09**  
**PLANO DE UN DISEÑO DE LA RED PRIMARIA 10kV**  
**DE LA SALIDA S2**

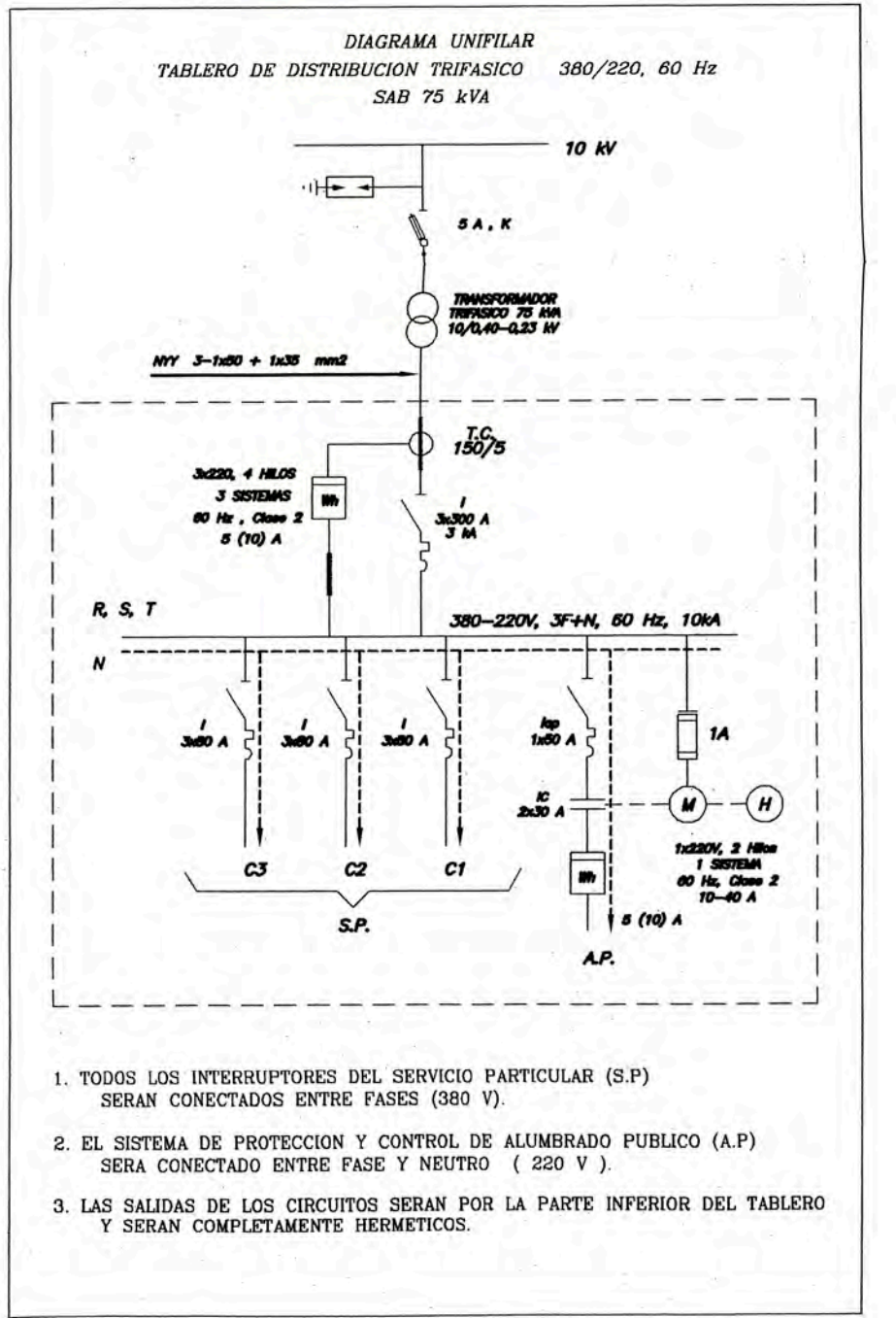








1. TODOS LOS INTERRUPTORES DEL SERVICIO PARTICULAR (S.P) SERAN CONECTADOS ENTRE FASES (380 V).
2. EL SISTEMA DE PROTECCION Y CONTROL DE ALUMBRADO PUBLICO (A.P) SERA CONECTADO ENTRE FASE Y NEUTRO ( 220 V ).
3. LAS SALIDAS DE LOS CIRCUITOS SERAN POR LA PARTE INFERIOR DEL TABLERO Y SERAN COMPLETAMENTE HERMETICOS.



1. TODOS LOS INTERRUPTORES DEL SERVICIO PARTICULAR (S.P) SERAN CONECTADOS ENTRE FASES (380 V).
2. EL SISTEMA DE PROTECCION Y CONTROL DE ALUMBRADO PUBLICO (A.P) SERA CONECTADO ENTRE FASE Y NEUTRO ( 220 V ).
3. LAS SALIDAS DE LOS CIRCUITOS SERAN POR LA PARTE INFERIOR DEL TABLERO Y SERAN COMPLETAMENTE HERMETICOS.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

RENOVACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

PLANO : RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA 10 KV

DISERNO : ROG	DIST. : IQUITOS	SALIDA S2 N° LAMINA R.D.P.-2/2
REVISADO : UNI	PROV. : MAYNAS	
APROBADO : UNI	DPTO. : LORETO	
DIBUJADO : ROG	ESCALA : 1/1000	
FECHA : MAR-08		



**ANEXO 10**  
**DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES**

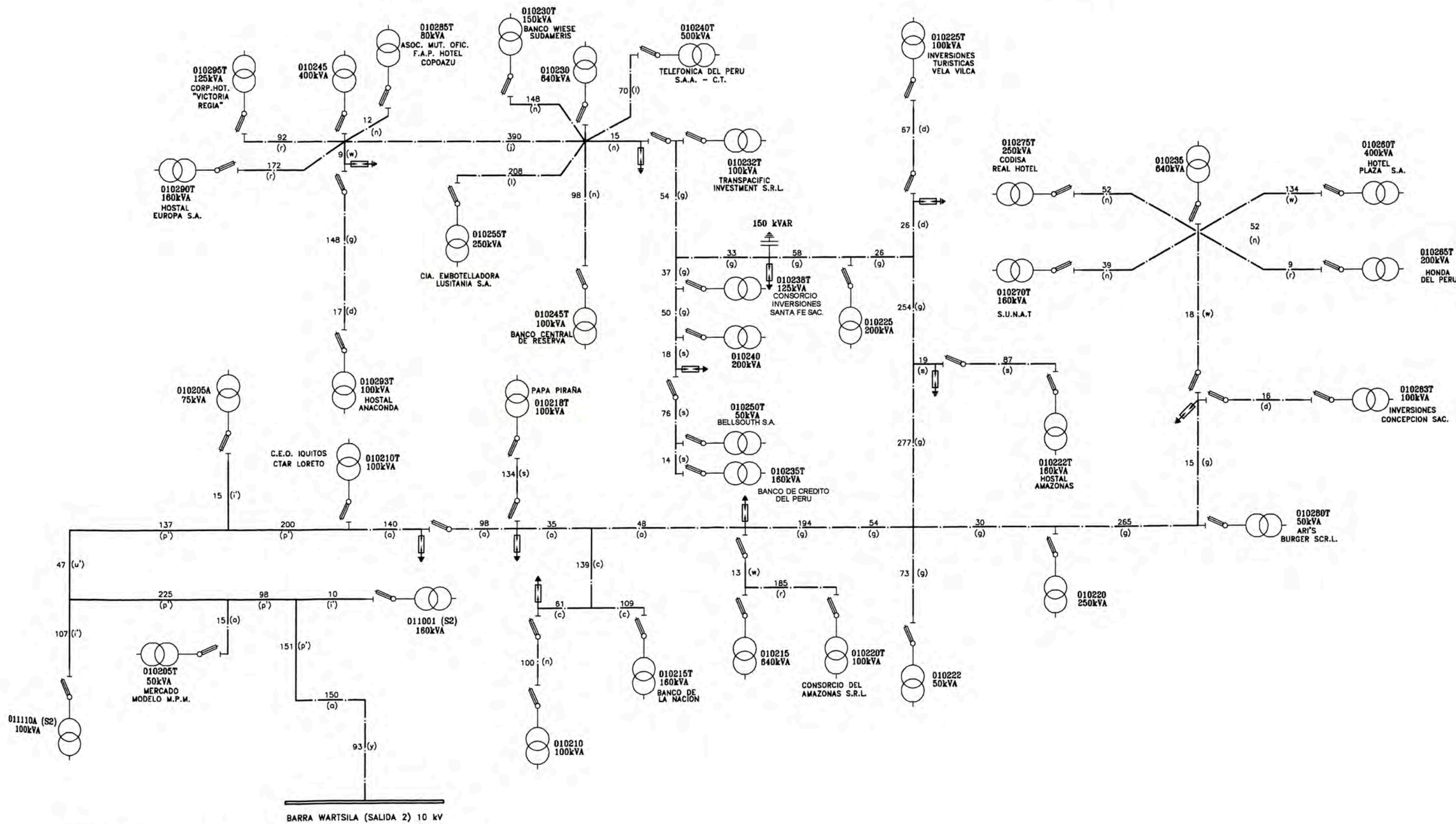
**ANEXO 10. SIMBOLOGIA DE LOS CONDUCTORES UTILIZADOS**

PROY.	EXIST.	DESCRIPCIÓN
p'	p	CONDUCTOR DE AAAC DE 120 mm <sup>2</sup>
f'	f	CONDUCTOR DE AAAC DE 95 mm <sup>2</sup>
h'	h	CONDCUTOR DE AAAC DE 70 mm <sup>2</sup>
g'	g	CONDUCTOR DE AAAC DE 50 mm <sup>2</sup>
i'	i	CONDUCTOR DE AAAC DE 35 mm <sup>2</sup>
s'	s	CONDUCTOR DE AAAC DE 25 mm <sup>2</sup>
	a	CONDUCTOR DE CU DE 50 mm <sup>2</sup>
	b	CONDUCTOR DE CU DE 35 mm <sup>2</sup>
	c	CONDUCTOR DE CU DE 25 mm <sup>2</sup>
	d	CONDUCTOR DE CU DE 16 mm <sup>2</sup>
	e	CONDUCTOR DE CU DE 10 mm <sup>2</sup>
y'	y	CABLE DE ENERGIA N2XSY 10 kV 3-1x120 mm <sup>2</sup>
x'	x	CABLE DE ENERGIA N2XSY 10 kV 3-1x95 mm <sup>2</sup>
u'	u	CABLE DE ENERGIA N2XSY 10 kV 3-1x70 mm <sup>2</sup>
v'	v	CABLE DE ENERGIA N2XSY 10 kV 3-1x50 mm <sup>2</sup>
z'	z	CABLE DE ENERGIA N2XSY 10 kV 3-1x35 mm <sup>2</sup>
w'	w	CABLE DE ENERGIA N2XSY 10 kV 3-1x25 mm <sup>2</sup>
j'	j	CABLE DE ENERGIA NKY 10 kV 3-1x120 mm <sup>2</sup>
k'	k	CABLE DE ENERGIA NKY 10 kV 3-1x95 mm <sup>2</sup>
l'	l	CABLE DE ENERGIA NKY 10 kV 3-1x70 mm <sup>2</sup>
m'	m	CABLE DE ENERGIA NKY 10 kV 3-1x50 mm <sup>2</sup>
n'	n	CABLE DE ENERGIA NKY 10 kV 3-1x35 mm <sup>2</sup>
ñ'	ñ	CABLE DE ENERGIA NKY 10 kV 3-1x25 mm <sup>2</sup>
r'	r	CABLE DE ENERGIA NKY 10 kV 3-1x16 mm <sup>2</sup>





# DIAGRAMA UNIFILAR DE SALIDA S2 - 10 kV



**NOTAS:**

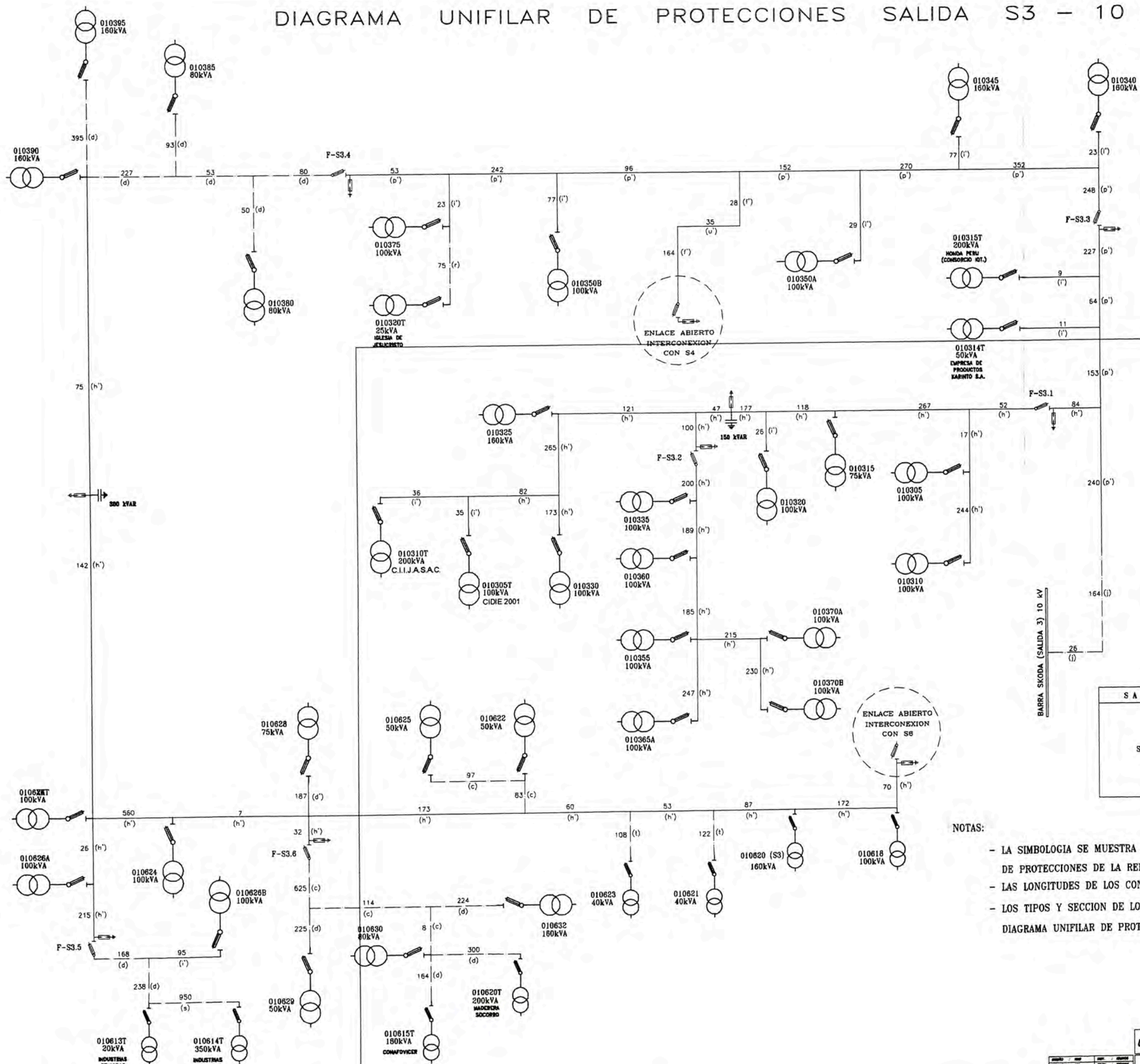
- LA SIMBOLOGIA SE MUESTRA EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE LA RED PRIMARIA - SIMBOLOGIA
- LAS LONGITUDES DE LOS CONDUCTORES ESTAN EXPRESADOS EN METROS
- LOS TIPOS Y SECCION DE LOS CONDUCTORES SE MUESTRAN EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE LA RED PRIMARIA - CONDUCTORES
- LA CAPACIDAD DE LOS FUSIBLES DE LOS SECCIONADORES-FUSIBLE SE MUESTRAN EN EL PLANO DE PROTECCIONES

<b>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA</b>	
<b>DIAGRAMA UNIFILAR SALIDA S2</b>	
N° LAMINA	A.R.P. 1/1

DISENYO : RCO	DIR. : SAUTER
REVISADO : LAM	PROJ. : MAYNAB
APROBADO : LAM	DIR. : LORETO
DISEÑADO : RCO	EROLA : S/E
FECHA : MAR 88	

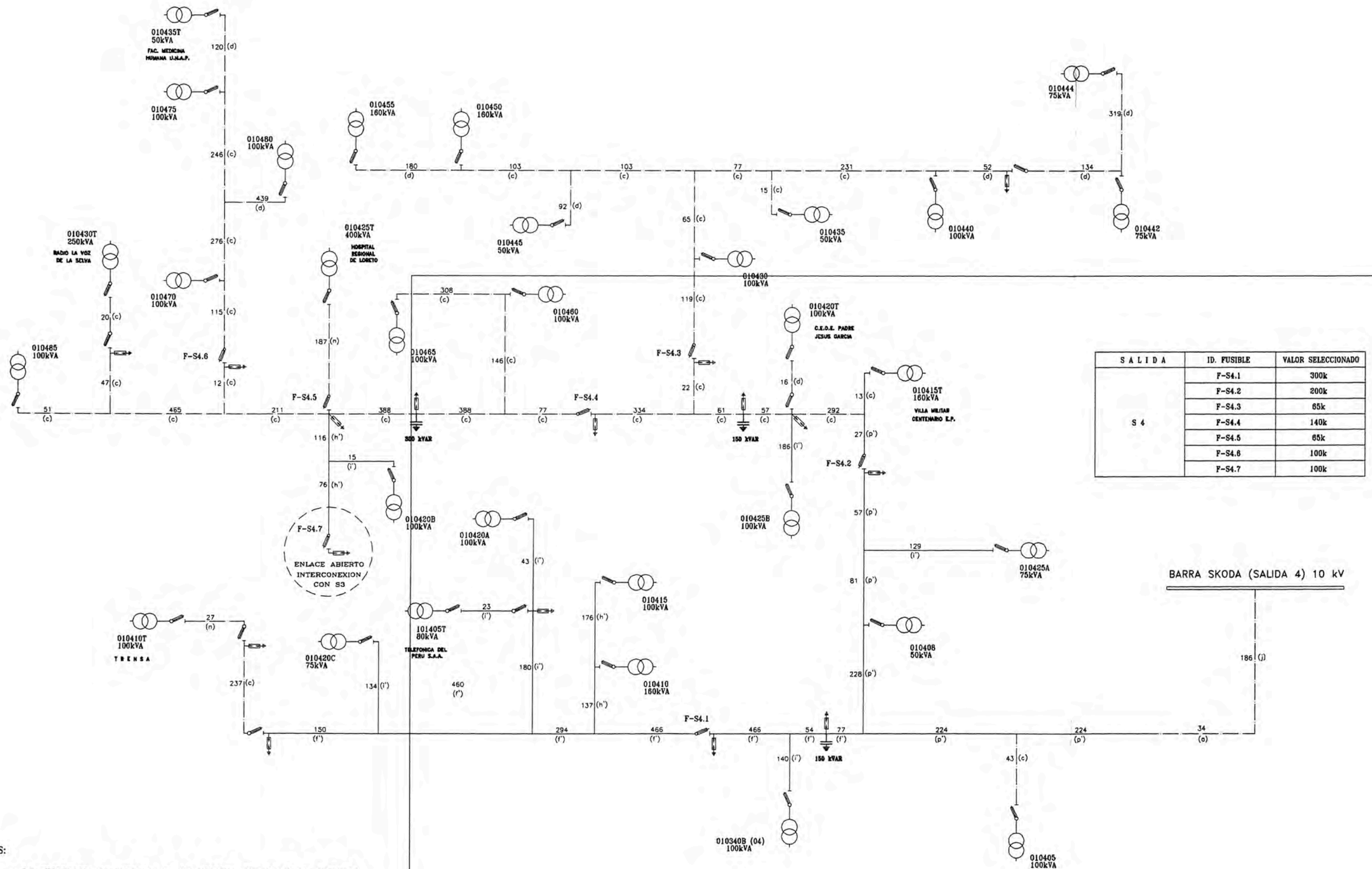


# DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES SALIDA S3 - 10 kV



- NOTAS:**
- LA SIMBOLOGIA SE MUESTRA EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - SIMBOLOGIA
  - LAS LONGITUDES DE LOS CONDUCTORES ESTAN EXPRESADOS EN METROS
  - LOS TIPOS Y SECCION DE LOS CONDUCTORES SE MUESTRAN EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - CONDUCTORES

# DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES SALIDA S4 - 10 kV

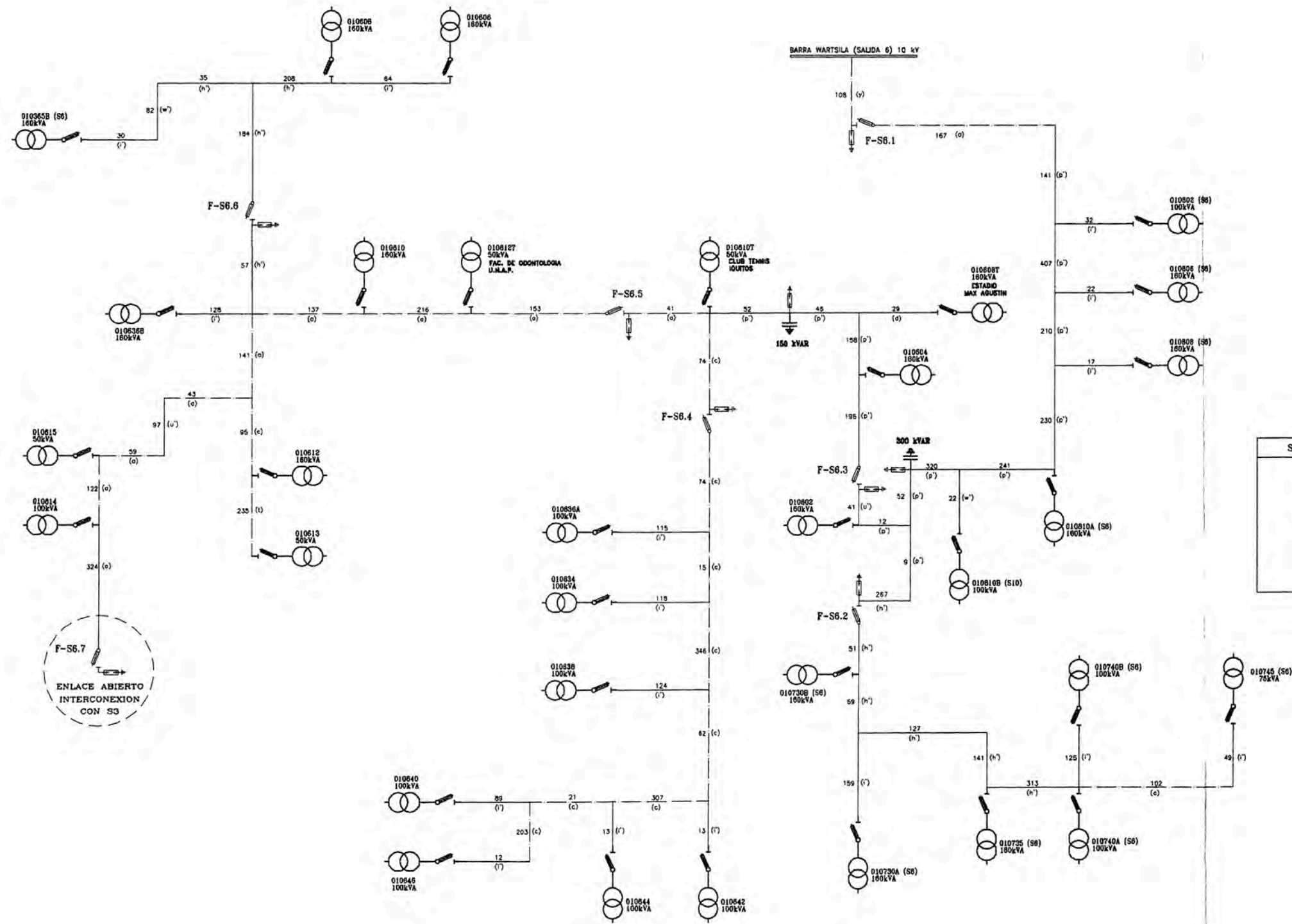


BARRA SKODA (SALIDA 4) 10 kV

- NOTAS:
- LA SIMBOLOGIA SE MUESTRA EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - SIMBOLOGIA
  - LAS LONGITUDES DE LOS CONDUCTORES ESTAN EXPRESADOS EN METROS
  - LOS TIPOS Y SECCION DE LOS CONDUCTORES SE MUESTRAN EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - CONDUCTORES



# DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES SALIDA S6 - 10 kV

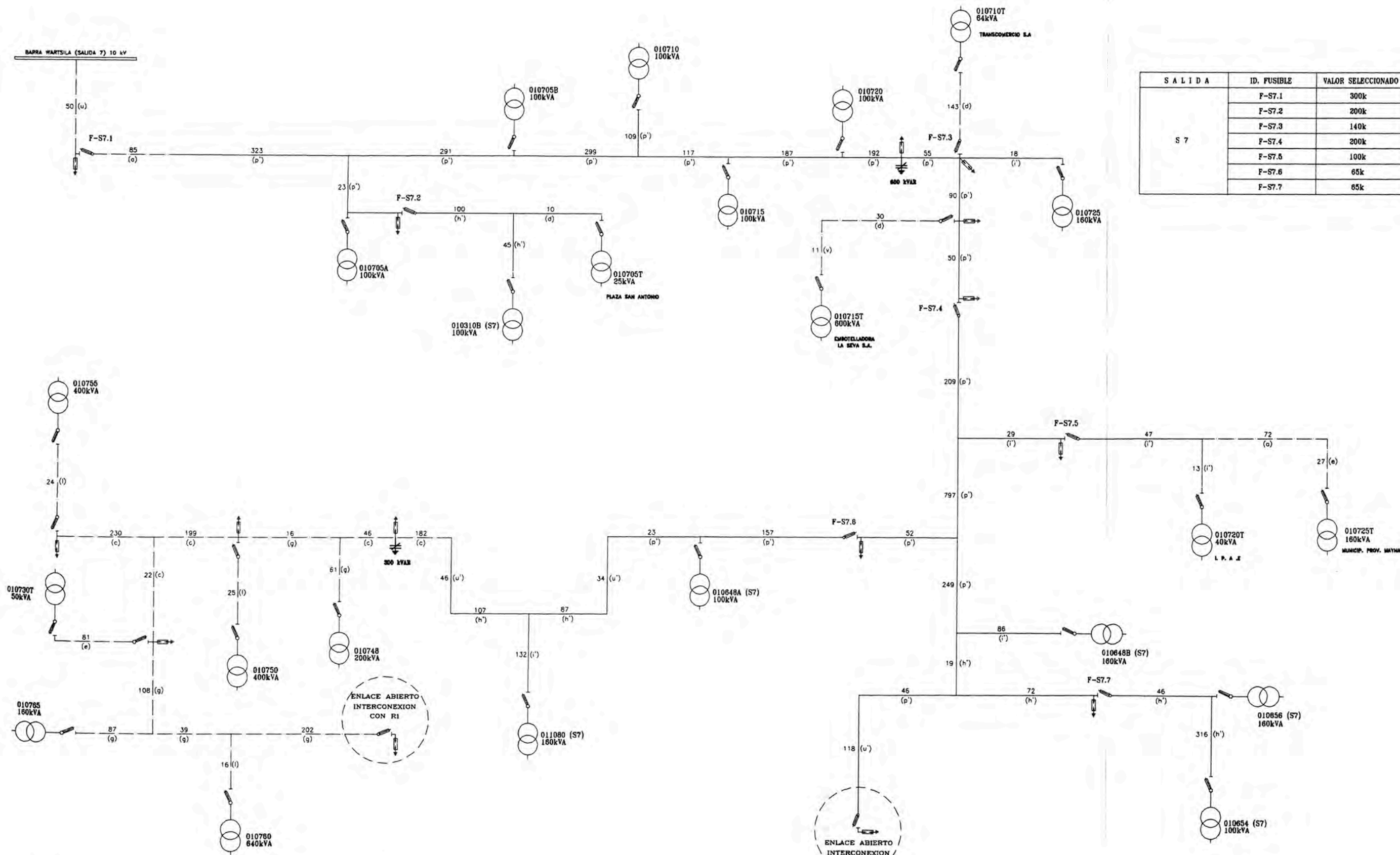


SALIDA	ID. FUSIBLE	VALOR SELECCIONADO
S 6	F-S6.1	140k
	F-S6.2	25k
	F-S6.3	100k
	F-S6.4	25k
	F-S6.5	65k
	F-S6.6	25k
	F-S6.7	25k

**NOTAS:**

- LA SIMBOLOGIA SE MUESTRA EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - SIMBOLOGIA
- LAS LONGITUDES DE LOS CONDUCTORES ESTAN EXPRESADOS EN METROS
- LOS TIPOS Y SECCION DE LOS CONDUCTORES SE MUESTRAN EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - CONDUCTORES

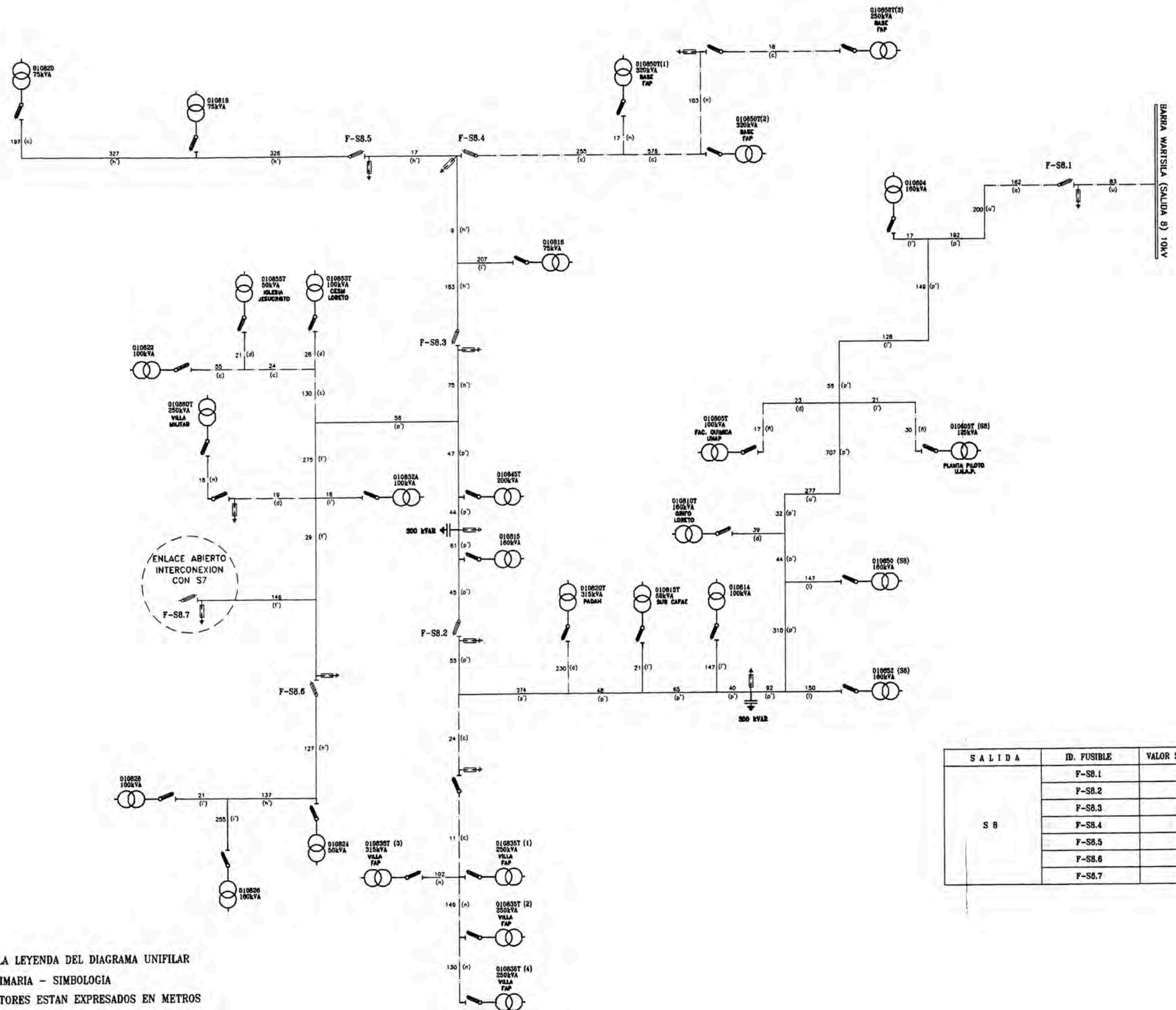
# DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES SALIDA S7 - 10 kV



SALIDA	ID. FUSIBLE	VALOR SELECCIONADO
S 7	F-S7.1	300k
	F-S7.2	200k
	F-S7.3	140k
	F-S7.4	200k
	F-S7.5	100k
	F-S7.6	65k
	F-S7.7	65k

- NOTAS:**
- LA SIMBOLOGIA SE MUESTRA EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - SIMBOLOGIA
  - LAS LONGITUDES DE LOS CONDUCTORES ESTAN EXPRESADOS EN METROS
  - LOS TIPOS Y SECCION DE LOS CONDUCTORES SE MUESTRAN EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - CONDUCTORES

# DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES SALIDA S8 - 10 kV



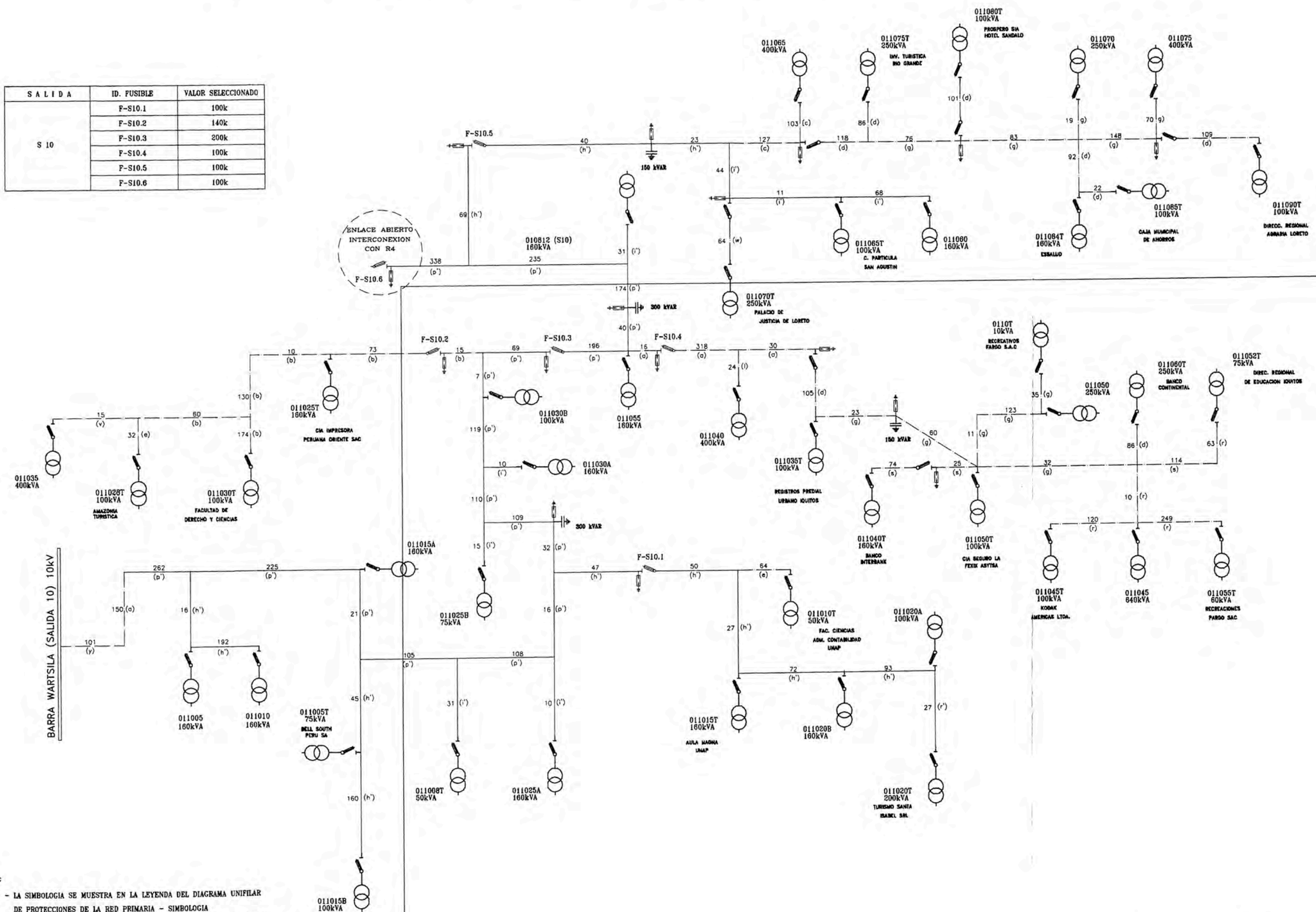
SALIDA	ID. FUSIBLE	VALOR SELECCIONADO
S 8	F-SB.1	300k
	F-SB.2	200k
	F-SB.3	100k
	F-SB.4	65k
	F-SB.5	65k
	F-SB.6	65k
	F-SB.7	65k

- NOTAS:
- LA SIMBOLOGIA SE MUESTRA EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - SIMBOLOGIA
  - LAS LONGITUDES DE LOS CONDUCTORES ESTAN EXPRESADOS EN METROS
  - LOS TIPOS Y SECCION DE LOS CONDUCTORES SE MUESTRAN EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - CONDUCTORES



# DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES SALIDA S10 - 10 kV

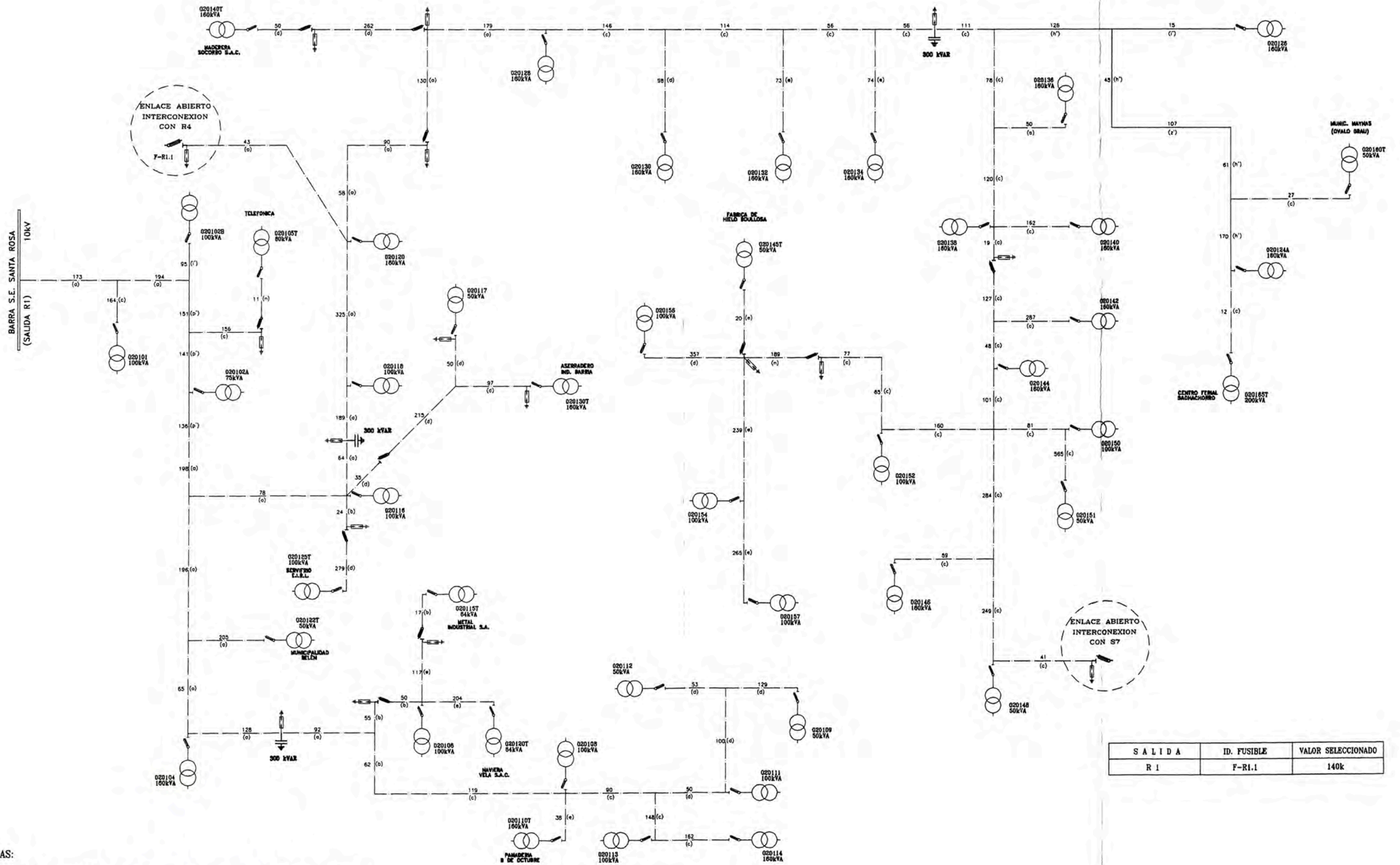
SALIDA	ID. FUSIBLE	VALOR SELECCIONADO
S 10	F-S10.1	100k
	F-S10.2	140k
	F-S10.3	200k
	F-S10.4	100k
	F-S10.5	100k
	F-S10.6	100k



- NOTAS:**
- LA SIMBOLOGIA SE MUESTRA EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - SIMBOLOGIA
  - LAS LONGITUDES DE LOS CONDUCTORES ESTAN EXPRESADOS EN METROS
  - LOS TIPOS Y SECCION DE LOS CONDUCTORES SE MUESTRAN EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - CONDUCTORES



# DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES SALIDA R1 - 10 kV



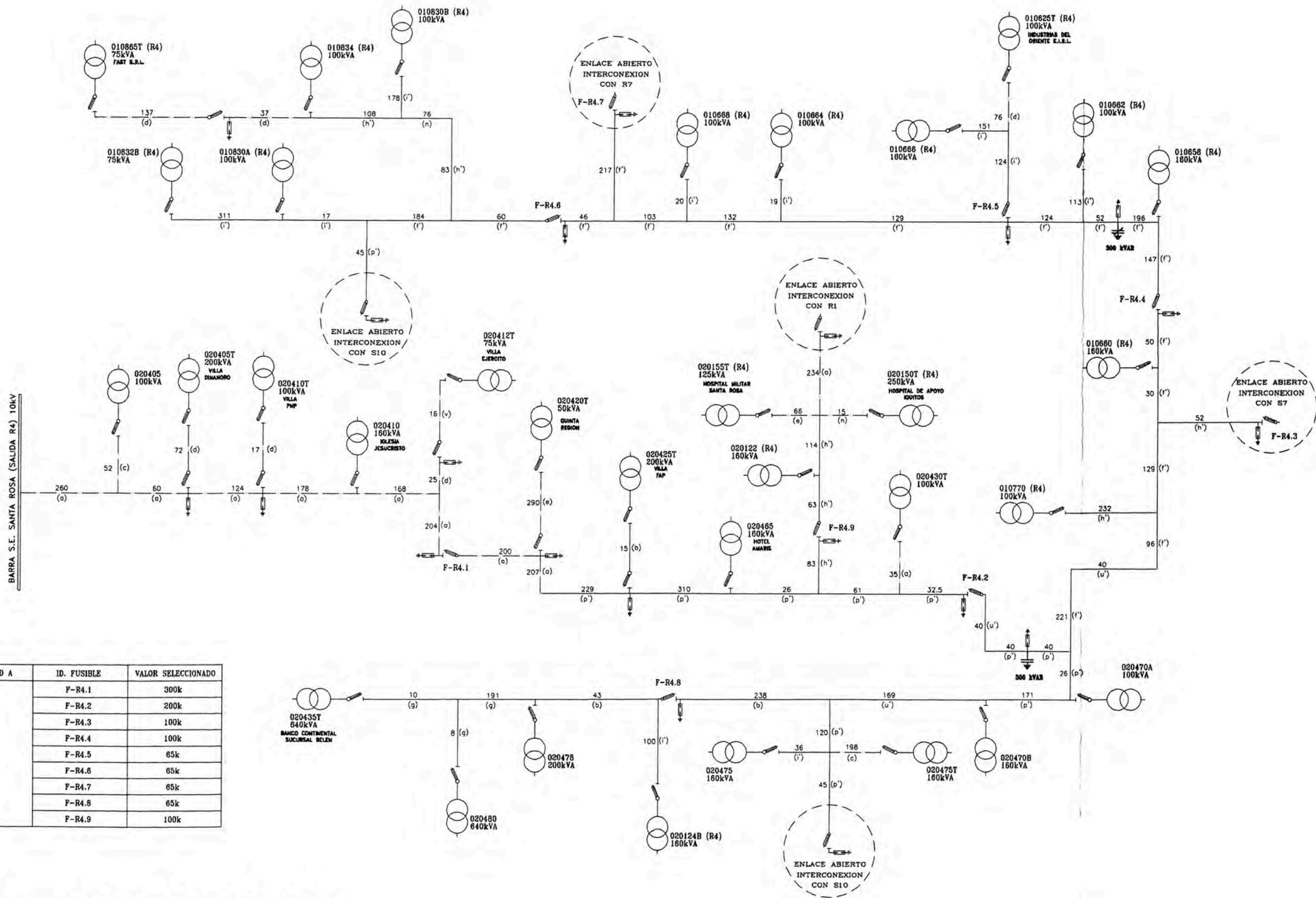
SALIDA	ID. FUSIBLE	VALOR SELECCIONADO
R 1	F-R1.1	140k

**NOTAS:**

- LA SIMBOLOGIA SE MUESTRA EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - SIMBOLOGIA
- LAS LONGITUDES DE LOS CONDUCTORES ESTAN EXPRESADOS EN METROS
- LOS TIPOS Y SECCION DE LOS CONDUCTORES SE MUESTRAN EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - CONDUCTORES



# DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES SALIDA R4 - 10 kV



SALIDA	ID. FUSIBLE	VALOR SELECCIONADO
R 4	F-R4.1	300k
	F-R4.2	200k
	F-R4.3	100k
	F-R4.4	100k
	F-R4.5	65k
	F-R4.6	65k
	F-R4.7	65k
	F-R4.8	65k
	F-R4.9	100k

**NOTAS:**

- LA SIMBOLOGIA SE MUESTRA EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - SIMBOLOGIA
- LAS LONGITUDES DE LOS CONDUCTORES ESTAN EXPRESADOS EN METROS
- LOS TIPOS Y SECCION DE LOS CONDUCTORES SE MUESTRAN EN LA LEYENDA DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DE LA RED PRIMARIA - CONDUCTORES





**ANEXO 11**  
**CUADRO DE RESUMEN DE PÉRDIDAS**

ANEXO 11 - TABLA N° 11.1

MEDICION EN TABLERO DE BAJA TENSION

SEDs CRITICAS DENTRO DE LA ZONA DEL PROYECTO "RENOVACION DE REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DE IQUITOS"

ITEM	CODIGO S.E.	POTENCIA NOMINAL (KVA)	CORRIENTE NOMINAL(A)	CORRIENTES MEDIDAS (A)			FACTOR DE DESBALANCE	FACTOR DE UTILIZACION
				FASE R	FASE S	FASE T		
1	10105	160	270.1	187	209	199	1.12	0.77
2	10205	160	270.1	99	130	134	1.35	0.50
3	10210	200	337.6	100	199	166	1.99	0.59
4	10305	100	168.8	111	94	112	1.19	0.66
5	10310	100	168.8	156	139	142	1.12	0.92
6	10315	100	168.8	142	156	142	1.10	0.92
7	10320	100	168.8	110	103	139	1.35	0.92
8	10325	100	168.8	169	184	169	1.09	1.09
9	10330	100	168.8	104	108	79	1.34	0.63
10	10335	100	168.8	140	157	166	1.19	0.98
11	10340	160	270.1	186	254	184	1.38	0.84
12	10345	160	270.1	217	153	181	1.42	0.80
13	10350	100	168.8	133	121	164	1.36	0.97
14	10355	100	168.8	130	116	122	1.12	0.77
15	10360	100	168.8	92	120	184	2.00	1.09
16	10365	180	270.1	137	105	193	1.74	0.68
17	10370	100	168.8	170	112	174	1.55	1.03
18	10375	100	168.8	187	110	187	1.70	1.11
19	10405	100	168.8	52	137	150	2.88	0.89
20	10410	160	270.1	182	205	142	1.44	0.76
21	10415	100	168.8	92	84	97	1.15	0.57
22	10420	160	270.1	290	330	278	1.19	1.22
23	10602	250	422.0	264	275	309	1.17	0.73
24	10804	160	270.1	139	128	141	1.10	0.52
25	10608	160	270.1	109	178	184	1.78	0.72
26	10812	160	270.1	147	202	230	1.56	0.85
27	10614	160	270.1	107	106	135	1.27	0.50
28	10616	100	168.8	85	108	100	1.14	0.64
29	10618	100	168.8	148	122	111	1.33	0.88
30	10620	160	270.1	87	115	110	1.32	0.43
31	10624	100	168.8	103	126	30	4.20	0.75
32	10626	100	168.8	59	45	31	1.90	0.35
33	10634	100	168.8	62	20	118	5.90	0.70
34	10636	160	270.1	218	226	296	1.36	1.10
35	10638	100	168.8	71	103	68	1.51	0.61
38	10640	100	168.8	105	97	102	1.08	0.62
37	10642	100	168.8	75	99	126	1.68	0.75
38	10844	100	168.8	79	74	117	1.59	0.69
39	10646	100	168.8	67	55	86	1.56	0.51
40	10648	160	270.1	198	225	263	1.32	0.97
41	10650	160	270.1	217	264	202	1.31	0.98
42	10652	160	270.1	125	128	180	1.44	0.67
43	10654	160	270.1	204	178	128	1.59	0.76
44	10656	160	270.1	217	182	155	1.40	0.80
45	10658	100	168.8	166	126	103	1.61	0.98
46	10660	100	168.8	89	172	112	1.93	1.02
47	10882	100	168.8	96	157	151	1.64	0.93
48	10664	100	168.8	110	120	134	1.22	0.79
49	10666	100	168.8	104	107	138	1.33	0.82
50	10668	100	168.8	87	89	86	1.13	0.57
51	10705	160	270.1	173	172	183	1.06	0.68
52	10710	100	168.8	158	126	138	1.25	0.84
53	10715	160	270.1	123	145	141	1.18	0.54
54	10720	160	270.1	242	235	215	1.13	0.90
55	10725	50	84.4	33	38	54	1.84	0.84
56	10730	250	422.0	183	189	212	1.16	0.50
57	10735	100	168.8	202	148	116	1.74	1.20
58	10740	160	270.1	175	139	152	1.26	0.65
58	10745	100	168.8	83	88	87	1.08	0.58
60	10806	160	270.1	202	154	198	1.31	0.75
61	10808	100	168.8	182	151	202	1.34	1.20
62	10810	180	270.1	252	194	234	1.30	0.93
63	10812	250	422.0	349	292	218	1.60	0.83
64	10814	100	168.8	50	86	84	1.72	0.51
65	10816	50	84.4	55	50	69	1.39	0.82
66	10818	160	270.1	118	105	75	1.55	0.43
67	10820	100	168.8	52	69	87	1.67	0.52
68	10822	160	270.1	114	128	125	1.12	0.47
69	10824	50	84.4	37	23	24	1.61	0.44
70	10826	160	270.1	161	118	120	1.35	0.60
71	10828	160	270.1	182	163	119	1.53	0.67
72	10830	160	270.1	98	163	168	1.71	0.62
73	10832	160	270.1	115	118	110	1.08	0.44
74	10834	160	270.1	112	78	44	2.55	0.41
75	10838	160	270.1	112	167	113	1.48	0.62
76	10838	100	168.8	96	89	77	1.25	0.57
77	10842	160	270.1	68	143	155	2.25	0.57
78	10844	160	270.1	67	167	150	1.92	0.62
79	10846	160	270.1	109	178	184	1.78	0.72
80	11005	160	270.1	186	193	135	1.43	0.71
81	11010	160	270.1	184	165	252	1.53	0.93
82	11015	400	675.3	226	233	197	1.18	0.35

**ANEXO 11 - TABLA N° 11.1**

**MEDICION EN TABLERO DE BAJA TENSION**

**SEDs CRITICAS DENTRO DE LA ZONA DEL PROYECTO "RENOVACION DE REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DE IQUITOS"**

ITEM	CODIGO S.E.	POTENCIA NOMINAL (KVA)	CORRIENTE NOMINAL(A)	CORRIENTES MEDIDAS (A)			FACTOR DE DESBALANCE	FACTOR DE UTILIZACIÓN
				FASE R	FASE S	FASE T		
83	11020	400	675.3	332	288	289	1.15	0.49
84	11025	250	422.0	284	284	376	1.32	0.89
85	11030	180	270.1	259	235	237	1.10	0.96
86	11055	250	422.0	232	165	180	1.41	0.55
87	11080	180	270.1	145	147	84	1.75	0.54
88	11080	200	337.6	225	265	168	1.58	0.78
89	11105	160	270.1	184	223	116	1.92	0.83
90	11110	160	270.1	222	185	140	1.59	0.82
91	11115	125	211.0	67	94	57	1.65	0.45
92	20102	160	270.1	204	224	169	1.33	0.83
93	20120	160	270.1	150	220	248	1.65	0.92
94	20122	160	270.1	174	112	218	1.95	0.81
95	20124	400	675.3	263	210	129	2.04	0.39
96	20126	160	270.1	215	176	210	1.22	0.80
97	20465	160	270.1	149	151	102	1.48	0.56
98	20475	300	506.4	195	239	310	1.59	0.61

SEDs inadecuado factor

98

61

% SEDs inadecuado factor

100.00%

62.24%

ANEXO 11 - TABLA N° 11.2

TABLAS DE CAIDA DE TENSION EN COLA

SEDs CRITICAS DENTRO DE LA ZONA DEL PROYECTO "RENOVACION DE REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DE IQUITOS"

ITEM	CODIGO S.E.	MAX CAIDA % TENSION POR CIRCUITO					No CIRCUITOS CAIDA TENSION > 5%	MAX CAIDA % TENSION S.E.	MAX CAIDA TENSION POR CIRCUITO (volts)					MAX CAIDA TENSION S.E. (Volts)
		C-1	C-2	C-3	C-4	C-5			C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	
1	10105	9.95	5.43	5.41	4.98	-	3	9.95	21.90	11.95	11.89	10.95		21.90
2	10205	10.10	7.40	-	-	-	2	10.10	22.22	18.28				22.22
3	10210	10.10	-	-	-	-	1	10.10	22.22					22.22
4	10305	6.45	2.76	6.94	-	-	2	8.94	14.19	6.08	15.28			15.28
5	10310	7.48	4.23	6.10	-	-	2	7.48	16.45	9.30	13.43			16.45
6	10315	19.91	9.91	3.62	-	-	2	19.91	43.80	21.80	7.96			43.80
7	10320	9.17	4.17	6.02	-	-	2	9.17	20.18	9.17	13.24			20.18
8	10325	6.13	5.21	6.10	-	-	3	6.13	13.49	11.47	13.43			13.49
9	10330	1.90	15.30	9.90	-	-	2	15.30	4.18	33.66	21.78			33.66
10	10335	9.13	7.80	5.00	-	-	2	9.13	20.09	17.16	11.00			20.09
11	10340	12.67	5.96	12.39	12.39	-	4	12.67	27.87	13.12	27.25	27.25		27.87
12	10345	-	5.56	3.69	-	-	1	5.58		12.22	8.11			12.22
13	10350	7.41	2.78	7.87	-	-	2	7.87	16.30	6.11	17.31			17.31
14	10355	6.40	1.80	-	8.20	-	2	8.20	14.08	3.98		18.04		18.04
15	10360	8.00	-	5.05	2.35	-	2	8.00	17.60		11.10	5.16		17.60
16	10365	6.04	5.41	7.73	-	-	3	8.04	17.88	11.89	17.00			17.88
17	10370	7.44	2.73	4.81	2.33	-	1	7.44	16.37	6.00	10.14	5.12		16.37
18	10375	9.00	7.55	18.40	-	-	3	18.40	19.81	16.60	40.47			40.47
19	10405	5.88	9.50	5.43	-	-	3	9.50	12.94	20.90	11.95			20.90
20	10410	8.11	5.94	11.42	-	-	3	11.42	17.84	13.06	25.11			25.11
21	10420	15.65	6.79	5.68	-	-	3	15.65	34.43	14.93	12.49			34.43
22	10602	8.76	6.94	11.06	-	-	3	11.06	19.26	15.28	24.33			24.33
23	10604	5.56	8.41	8.88	-	-	3	8.88	12.22	18.50	19.53			19.53
24	10608	11.21	16.38	-	-	-	2	16.38	24.67	35.98				35.98
25	10612	7.62	20.19	8.02	-	-	3	20.19	16.78	44.41	17.64			44.41
26	10614	5.56	6.45	9.63	-	-	3	9.63	12.22	14.19	21.19			21.19
27	10616	4.61	6.82	5.91	-	-	2	6.82	10.14	15.00	13.00			15.00
28	10618	6.88	13.95	3.26	-	-	2	13.95	15.14	30.70	7.16			30.70
29	10620	3.67	3.67	2.29	5.96	-	1	5.96	8.07	8.07	5.05	13.12		13.12
30	10624	4.83	9.72	9.26	-	-	2	9.72	10.19	21.39	20.37			21.39
31	10626	10.28	4.67	5.14	12.22	-	3	12.22	22.82	10.28	11.31	26.88		26.88
32	10634	2.75	7.94	-	-	-	1	7.94	6.08	17.48				17.48
33	10636	15.02	7.94	12.68	-	-	3	15.02	33.05	17.48	27.89			33.05
34	10638	4.21	6.51	2.78	-	-	1	6.51	9.25	14.33	6.11			14.33
35	10640	8.51	8.05	11.83	-	-	3	11.83	14.33	13.30	25.58			25.58
36	10642	2.80	1.38	2.30	1.88	-	0	2.80	8.17	3.04	5.07	4.13		6.17
37	10644	4.72	4.72	0.94	-	-	0	4.72	10.38	10.38	2.08			10.38
38	10646	5.99	4.21	4.21	3.89	-	1	5.99	13.18	9.25	9.25	8.11		13.18
39	10648	11.38	9.50	19.35	-	-	3	19.35	25.00	20.90	42.57			42.57
40	10650	5.18	9.26	6.57	6.94	-	4	9.26	11.36	20.37	14.46	15.28		20.37
41	10652	5.96	6.39	10.85	-	-	3	10.85	13.12	14.06	23.43			23.43
42	10654	2.30	9.40	4.50	-	-	1	9.40	5.08	20.88	17.10			20.88
43	10658	4.17	8.64	-	6.42	-	2	8.64	9.17	19.44		14.13		19.44
44	10658	3.77	8.13	5.14	-	-	2	6.13	8.29	13.49	11.31			13.49
45	10680	4.60	10.40	7.50	-	-	2	10.40	10.12	22.88	16.50			22.88
46	10682	2.29	5.68	7.51	-	-	2	7.51	5.05	12.45	16.52			16.52
47	10684	2.8	9.7	6.50	-	-	3	9.70	6.18	21.34	14.30			21.34
48	10666	5.10	7.80	7.80	-	-	3	7.80	11.22	17.16	17.16			17.16
49	10668	6.45	12.90	-	-	-	2	12.90	14.19	26.39				26.39
50	10705	7.37	11.57	5.53	-	-	3	11.57	16.22	25.46	12.17			25.46
51	10710	7.31	7.80	6.39	-	-	3	7.80	16.07	17.16	14.06			17.16
52	10715	8.76	7.28	4.95	-	-	2	7.28	14.66	27.59	10.90			27.59
53	10720	-	-	5.58	15.28	-	2	15.28			12.22	33.61		33.61
54	10725	5.29	-	-	-	-	1	5.29	11.64					11.64
55	10730	14.18	4.87	10.13	-	-	2	14.16	31.15	10.71	22.29			31.15
56	10735	6.94	17.05	11.11	-	-	3	17.05	15.26	37.51	24.44			37.51
57	10740	6.85	6.45	-	-	-	2	6.85	15.07	14.19				15.07
58	10745	4.87	3.29	13.15	-	-	1	13.15	10.28	7.23	28.92			28.92
59	10808	10.00	7.80	18.80	-	-	3	15.80	22.00	17.16	34.78			34.78
60	10808	5.05	-	4.81	10.09	-	2	10.09	11.10		10.14	22.20		22.20
61	10810	-	4.55	8.64	9.01	-	2	9.01		10.00	19.00	19.82		19.82
62	10812	9.01	-	11.61	10.81	7.14	3	11.61	19.82		25.54	23.78	15.71	25.54
63	10814	4.59	5.24	4.52	-	-	1	5.24	10.09	19.90	9.95			19.90
64	10816	4.55	6.64	7.33	-	-	2	8.64	10.00	19.00	27.85			27.85
65	10818	12.30	1.80	2.30	-	-	1	12.30	27.08		8.74			27.08
66	10820	0.53	3.28	2.79	-	-	0	3.28	1.17	7.16	6.14			7.16
67	10822	4.78	7.66	1.64	-	-	1	7.68	10.53	18.84	6.23			16.84
68	10824	4.50	-	-	-	-	0	4.50	9.90					9.90
69	10826	7.40	4.20	3.30	-	-	1	7.40	18.28	9.24	7.26			16.28
70	10828	11.27	5.14	11.01	-	-	3	11.27	24.79	11.31	24.22			24.79
71	10830	6.45	11.52	3.74	-	-	2	11.52	14.19	25.35	8.22			25.35
72	10832	4.30	3.80	4.70	-	-	0	4.70	9.46	8.38	10.34			10.34
73	10834	0.50	-	-	-	-	0	0.50	1.10					1.10
74	10838	4.60	3.30	3.80	-	-	0	4.60	10.12	7.26	8.38			10.12
75	10838	5.00	3.00	4.80	-	-	0	5.00	11.00	8.80	10.12			11.00
76	10842	5.99	2.82	5.61	-	-	2	5.99	13.18	6.20	12.34			13.18
77	10844	3.00	8.00	5.20	-	-	2	6.00	6.60	17.60	11.44			17.60
78	10848	2.39	7.14	4.27	-	-	1	7.14	5.26	15.71	9.38			15.71
79	11005	-	3.14	3.57	4.93	-	0	4.93		6.91	7.66	10.85		10.85
80	11010	-	4.00	14.42	19.55	-	2	19.55		15.20	31.72	43.00		43.00
81	11015	-	11.11	3.57	-	-	1	11.11		24.44	7.66			24.44
82	11020	8.84	11.18	8.33	-	-	3	11.16	19.44	24.56	18.33			24.56
83	11025	7.44	10.42	9.67	-	-	3	10.42	16.37	22.92	21.71			22.92
84	11030	5.83	7.51	10.80	-	-	3	10.80	12.39	18.53	23.76			23.76
85	11055	4.17	24.78	11.47	4.13	-	2	24.78	9.17	84.16	25.23	9.08		94.16
86	11060	12.90	12.44	-	-	-	2	12.90	28.39	27.37				28.39
87	11080	7.37	14.95	11.11	-	-	3	14.95	16.22	32.90	24.44			32.90
88	11105	8.12	6.75	7.11	-	-	3	7.11	13.48	14.85	15.64			15.64
89	11110	12.00	0.48	-	-	-	1	12.00	45.80	1.01				45.80
90	11115	7.51	-	-	-	-	1	7.51	16.52					16.52
91	20102	7.80	17.80	7.30	-	-	3	17.80	17.16	67.64	16.08			67.64
92	20120	3.40	8.90	1.40	-	-	1	8.90	12.92	19.58	3.08			19.58
93	20122	6.90	11.30	4.80	-	-	2	11.30	15.18	24.86	10.12			24.86
94	20124	7.30	7.90	14.20	-	-	3	14.20	16.06	17.38	31.24			31.24
95	20128	2.20	5.80	6.80	-	-	2	6.80	8.36	12.78	14.86			14.86
96	20485	5.90	3.80	5.50	-	-	2	5.90	22.42	7.92	12.10			22.42
97	20475	6.13	8.13	7.82	-	-	3	8.13	17.89	17.89	18.76			17.89



## ANEXO 11 - TABLA 11.3

## PERDIDAS DE ENERGIA ANUAL PARA SUBESTACIONES CRITICAS

BALANCE DE ENERGIA SALIDA 1 - 2003						
Sub	Ubicación	E distribuida	E A Publico	E Facturado	E Perdida	
Estación		kWh	kWh	kWh	kWh	%
010105	Ca. Piura/ Ca. Borja	567,360	50,873	474,364	42,124	7.42%
		567,360	50,873	474,364	42,124	7.42%
BALANCE DE ENERGIA SALIDA 2 - 2003						
Sub	Ubicación	E distribuida	E A Publico	E Facturado	E Perdida	
Estación		kWh	kWh	kWh	kWh	%
010205	Ca. Requena Cdra. 3	348,054	23,241	322,399	2,414	0.69%
010210	Jr. Condamine/Jr. Yavari	446,854	7,143	406,265	33,446	7.48%
		794,908	30,384	728,664	35,860	4.51%
BALANCE DE ENERGIA SALIDA 3 - 2003						
Sub	Ubicación	E distribuida	E A Publico	E Facturado	E Perdida	
Estación		kWh	kWh	kWh	kWh	%
010305	CA. MISTI/CA. NAUTA	277,020	8,274	222,230	46,516	16.79%
010310	CA. MISTI/CA. VIRGEN DE LURDES	339,660	25,334	290,074	24,252	7.14%
010315	CA. CABO PANTOJA/CA. NAUTA	410,220	21,761	273,414	115,046	28.04%
010320	CA. NAUTA/CA. BREÑA	323,280	11,614	256,153	55,513	17.17%
010325	CA. BRASILIA/JR. AREQUIPA	415,080	26,091	323,575	65,414	15.76%
010330	CA. INDEPENDENCIA/JR. AREQUIPA	280,680	16,334	221,407	42,940	15.30%
010335	PSJ. "E"YAV. SAN ANTONIO	387,000	25,842	307,930	53,228	13.75%
010340	JR. TRUJILLO/CA. MISTI	576,711	32,700	526,936	17,075	2.96%
010345	CA. INDEPENDENCIA/CA. 3 DE OCTUBRE	517,050	37,154	426,330	53,566	10.36%
010350	CA. MAYNAS/CA. NAUTA	438,930	34,985	300,762	103,183	23.51%
010355	AV. SAN ANTONIO/CA. MONITOR HUASCAR	307,017	22,742	203,494	80,781	26.31%
010360	AV. SAN ANTONIO/PSJ. CONDOR	301,563	17,849	235,665	48,050	15.93%
010365	JR. AREQUIPA/AV DEL PERIODISTA	355,419	17,529	279,389	58,501	16.46%
010370	JR. AREQUIPA/CA. CAHUIDE	360,974	26,361	227,423	107,190	29.69%
010375	JR. TRUJILLO/AV. NAVARRO CAUPER	419,946	49,412	293,237	77,298	18.41%
		5,710,550	373,977	4,388,020	948,553	16.61%
BALANCE DE ENERGIA SALIDA 4 - 2003						
Sub	Ubicación	E distribuida	E A Publico	E Facturado	E Perdida	
Estación		kWh	kWh	kWh	kWh	%
010405	CA. NAUTA/PSJ. TRUJILLO	278,888	22,347	237,553	18,988	6.81%
010410	CA. IQUITOS/CA. MANCO CAPAC	481,500	37,443	402,427	41,630	8.65%
010420	CA. MAYNAS/CA. ABANCAY	824,160	72,797	612,828	138,536	16.81%
010425	CA. CUZCO/CA. PANAMA	722,610	50,190	514,061	158,359	21.91%
		2,307,158	182,777	1,766,869	357,512	15.50%
BALANCE DE ENERGIA SALIDA 6 - 2003						
Sub	Ubicación	E distribuida	E A Publico	E Facturado	E Perdida	
Estación		kWh	kWh	kWh	kWh	%
010602	Jr. Calvo de Araujo/Jr. Ramón Castilla	855,649	25,995	721,281	108,373	12.67%
010604(*)	Jr. Calvo de Araujo/Jr. Alzamora				0	
010608	Ca. Pevas/Psje. Rojas	464,850	20,277	353,165	91,408	19.66%
010612	Ca. Santa Rosa/Ca. Cabo Pantoja	480,600	22,046	366,309	92,246	19.19%
010614	Jr. Putumayo/Av. Navarro Cauper	267,057	16,662	249,798	597	0.22%
010616	Ca. Porvenir/Psje. Primavera	274,560	13,433	215,906	45,222	16.47%
010618	Ca. Las Magnolias/Ca. Las Orquideas	381,096	21,900	251,502	107,694	28.26%
010620	Ca. Tarma/Jr. Putumayo	231,948	19,153	198,280	14,515	6.26%
010624	Ca. 15 de Junio/Jr. Putumayo	223,548	19,110	166,190	38,248	17.11%
010626	Ca. Central/Ca. Madrina	95,790	11,016	74,038	10,736	11.21%
010634	Ca. Estado de Israel/Ca. Sr. De Los Milagros	241,200	16,287	161,096	63,817	26.46%
010636(*)	Ca. Calvo de Araujo/Ca. Manco Cápac				0	
010638	Ca. Manco Cápac/Ca. Sr. De Los Milagros	269,988	15,459	177,854	76,675	28.40%
010640	Ca. Magdalena/Ca. Sr. De Los Milagros	277,350	4,553	192,851	79,947	28.83%
010642	Ca. Calvo de Araujo/Ca. Urubamba	226,917	16,686	190,495	19,736	8.70%
010644	Ca. Junin/Ca. 7 de Junio	206,073	13,946	166,245	25,882	12.56%
010646(*)	Psje. 23 de Setiembre/Ca. Calvo de Araujo				0	
010648(*)	Jr. 9 de Diciembre/Ca. Ramón Castilla				0	
010650	Jr. Echenique/Jr. Bermudez	642,643	32,912	514,241	95,491	14.86%
010652	Jr. Bermudez/Psje. José Olaya	408,300	20,942	324,061	63,297	15.50%
010654(*)	Ca. Atlántida/Jr. Abtao				0	
010656	Jr. Abtao/Jr. Alzamora	479,025	26,993	400,944	51,088	10.67%
010658(*)	Ca. José Gálvez/Ca. Alzamora				0	
010660	Ca. José Gálvez/Ca. Echenique	348,180	20,846	259,373	67,961	19.52%
010662	Ca. José Gálvez/Psje. Atlántida	255,051	12,164	239,052	3,835	1.50%
010664	Ca. José Gálvez/Ca. Vargas Guerra	374,400	18,782	317,766	37,853	10.11%
010666	Ca. José Gálvez/Ca. Las Palmeras	305,802	15,905	228,399	61,498	20.11%
010668	Ca. José Gálvez/Ca. Jorge Chávez	211,840	16,949	176,115	18,776	8.86%
		7,521,867	402,011	5,944,961	1,174,896	15.62%



**BALANCE DE ENERGIA SALIDA 7 - 2003**

Sub Estación	Ubicación	E distribuida kWh	E A Publico kWh	E Facturado kWh	E Perdida kWh %	
010705	Ca. Arequipa/Psje. Cusco	443,670	29,349	337,905	76,416	17.22%
010710	Ca. Mi Perú/Jr. Yavari	445,320	27,404	347,737	70,179	15.76%
010715	Jr. Yavari/Jr. Cabo Pantoja	339,000	25,958	298,704	14,339	4.23%
010720(*)	Jr. Alzamora/Jr. Napo				0	
010725	Ca. Alzamora Cdra. 2	130,967	0	65,372	65,595	50.09%
010730(*)	Jr. Echenique/Jr. Brasil				0	
010735	Jr. Brasil/Jr. Alzamora	373,028	19,454	306,858	46,716	12.52%
010740	Jr. Brasil/Ca. Atlántida	421,974	21,449	329,681	70,845	16.79%
010745	Psje. San Francisco/Jr. Brasil	245,709	16,122	190,332	39,255	15.98%
		<b>2,399,667</b>	<b>139,734</b>	<b>1,876,589</b>	<b>383,344</b>	<b>15.97%</b>

**BALANCE DE ENERGIA SALIDA 8 - 2003**

Sub Estación	Ubicación	E distribuida kWh	E A Publico kWh	E Facturado kWh	E Perdida kWh %	
010806	Ca. Pablo Rossell	458,999	27,402	383,512	48,085	10.48%
010808	Ca. Yavari/Ca. Simón Bolívar	538,200	29,183	463,854	45,164	8.39%
010810	Ca. Napo/Ca. Simón Bolívar	620,730	22,190	518,160	80,380	12.95%
010812	Ca. Ricardo Palma/Ca. Bolognesi	878,880	40,253	745,139	93,489	10.64%
010814	Ca. Atlántida/Av. Mariscal Cáceres	257,700	14,940	200,212	42,548	16.51%
010816(*)	Ca. Elmer Faucett/Psje. Magdalena Nueva				0	
010818	Ca. San José/Psje. San José	245,565	14,615	195,888	35,063	14.28%
010820	Ca. Caballero Lastre/Psje. Amazonas	160,446	14,955	109,232	36,259	22.60%
010822	Av. Del Ejército/Psje. Grillo	409,248	18,545	321,051	69,652	17.02%
010824	Ca. Jorge Chávez/Psje. Miami	119,706	3,893	89,940	25,873	21.61%
010826	Ca. 2 de Mayo/Psje. Gonzales Vigil	326,160	17,735	259,598	48,827	14.97%
010828	Ca. José A. Quiñones/Ca. Abtao	389,763	24,896	271,287	93,581	24.01%
010830(*)	Ca. María Parado de Bellido/Psje. Piazza				0	
010832	Av. Del Ejército/Psje. Miami	297,711	16,589	244,737	36,385	12.22%
010834	Ca. Gonzales Vigil/Ca. Los Libertadores	238,176	13,847	184,944	39,385	16.54%
010836	Ca. Túpac Amaru/Ca. Pachacutec	324,351	18,392	237,939	68,020	20.97%
010838	Ca. José Olaya/Ca. Tahuantinsuyo	210,240	18,327	159,371	32,542	15.48%
010842	Ca. Túpac Amaru/Ca. Cahuide	304,884	22,272	221,872	60,740	19.92%
010844	Ca. Micaela Bastidas/Ca. Lourdes de León	346,176	14,097	261,360	70,719	20.43%
010846	Ca. Javier Heraud/Ca. Micaela Bastidas	233,046	13,173	178,402	41,471	17.80%
		<b>6,359,981</b>	<b>345,299</b>	<b>5,046,498</b>	<b>968,184</b>	<b>15.22%</b>

**BALANCE DE ENERGIA SALIDA 10 - 2003**

Sub Estación	Ubicación	E distribuida kWh	E A Publico kWh	E Facturado kWh	E Perdida kWh %	
011005	Ca. Pablo Rossell/Ca. Callao	477,293	22,379	418,063	36,851	7.72%
011010	Ca. Pablo Rossell/Ca. Samanez Ocampo	574,650	16,889	474,330	83,431	14.52%
011015	Ca. Nanay Cdra. 5	832,742	36,617	792,076	4,049	0.49%
011020	Ca. Samanez Ocampo/Ca. Nauta	960,360	14,801	812,053	133,507	13.90%
011025	Ca. Nauta/Ca. Callao	1,030,680	27,536	943,099	60,046	5.83%
011030	Ca. Bolognesi/Ca. Calvo de Araujo	740,352	17,712	534,259	188,381	25.44%
011055	Ca. Bolognesi/Ca. Morona	694,440	28,415	528,467	137,558	19.81%
011060	Ca. Moore/Av. Mariscal Cáceres	358,380	16,293	282,842	59,245	16.53%
011080	Ca. Bermudez/Ca. Bolognesi	562,114	25,280	515,398	21,437	3.81%
		<b>6,231,010</b>	<b>205,919</b>	<b>5,300,588</b>	<b>724,504</b>	<b>11.63%</b>

**BALANCE DE ENERGIA SALIDA 11 - 2003**

Sub Estación	Ubicación	E distribuida kWh	E A Publico kWh	E Facturado kWh	E Perdida kWh %	
011105	Ca. Unión/Psje. Chiclayo	554,499	41,358	483,986	29,155	5.26%
011110	Ca. Angel Brusco/Av. La Marina	635,280	22,500	480,241	132,539	20.86%
011115	Ca. Condamine/Ca. Pablo Rossel	275,040	29,636	228,809	16,596	6.03%
		<b>1,464,819</b>	<b>93,494</b>	<b>1,193,036</b>	<b>178,290</b>	<b>12.17%</b>

**BALANCE DE ENERGIA R-1 - 2003**

Sub Estación	Ubicación	E distribuida kWh	E A Publico kWh	E Facturado kWh	E Perdida kWh %	
020102	Ca. Internacional/Av. Abelardo Quiñones	547,080	34,050	442,206	70,824	12.95%
020120	Ca. Leticia/Av. Grau	564,282	42,407	480,478	41,397	7.34%
020122	Jr. Moore/Ca. Yurimaguas	499,950	23,063	395,026	81,861	16.37%
020124	Jr. Aguirre s/n	606,936	13,893	497,319	95,724	15.77%
020126	Jr. José Gálvez/Jr. Arica	589,164	12,714	489,895	86,555	14.69%
		<b>2,807,412</b>	<b>126,126</b>	<b>2,304,923</b>	<b>376,363</b>	<b>13.41%</b>

**BALANCE DE ENERGIA SALIDA R-4 - 2003**

Sub Estación	Ubicación	E distribuida kWh	E A Publico kWh	E Facturado kWh	E Perdida kWh %	
020465	Ca. Yurimaguas/Jr. Bolognesi	329,712	17,606	274,154	37,953	11.51%
020470(*)	Jr. Atahualpa/Jr. Bolognesi				0	
020475	Jr. Abtao/Jr. Bolognesi	794,748	24,642	579,594	190,512	23.97%
		<b>1,124,460</b>	<b>42,248</b>	<b>853,748</b>	<b>228,465</b>	<b>20.32%</b>
<b>TOTAL(**)</b>		<b>37,289,193</b>	<b>1,992,840</b>	<b>29,878,260</b>	<b>5,418,092</b>	<b>14.53%</b>

(\*) Dichas Subestaciones no se consideran porque en el calculo presentan % pérdidas negativas en el Balance de Energía, debido a errores de lectura en las mediciones registradas.

(\*\*) Energía Total para calculo de % Perdidas 99 SEDs, no se ha considerado las lecturas de medicion de las SEDs indicadas en (\*). Esta energia no representa el total de las 99 SEDs, calculada por registros de consumo de energia en formato dbf.

<b>En Gwh</b>
<b>29.878</b>

ANEXO 11 - TABLA N° 11.4

CODIGO SE.	ENERGIA DISTRIBUIDA 2003 (kWh-AÑO) (1)	% PERDIDAS ENERGIA (2)	% PÉRDIDAS ENERGIA TECNICAS (3)	% PERDIDAS ENERGIA NO TECNICAS (4)	PERDIDAS ENERGIA TECNICAS 2003 (kWh-AÑO) (5)	PERDIDAS ENERGIA NO TECNICAS 2003 (kWh-AÑO) (6)
10105	567360.00	7.42	5.77	1.66	32712.78	9410.92
10210	446854.20	7.48	6.90	0.59	30280.97	2624.81
10305	277020.00	16.79	4.22	12.57	11695.93	34820.03
10310	339680.00	7.14	4.54	2.60	15418.72	8633.47
10315	410220.00	28.04	11.71	16.34	48017.15	67028.75
10320	323280.00	17.17	5.48	11.69	17707.68	37805.71
10325	415080.00	15.76	3.74	12.02	15506.80	49906.80
10330	280680.00	15.30	9.29	6.01	26067.43	16872.55
10335	387000.00	13.75	5.63	8.12	21797.15	31430.66
10345	517050.00	10.36	3.68	6.68	19015.78	34550.27
10350	438930.00	23.51	4.84	18.66	21258.32	81924.92
10355	307017.00	26.31	5.00	21.31	15347.61	65433.58
10360	301583.00	15.93	4.92	11.01	14840.99	33208.78
10365	355419.00	16.46	4.97	11.49	17649.69	40850.80
10370	360974.19	29.69	4.49	25.21	16191.88	90987.86
10375	419946.00	18.41	10.78	7.63	45265.84	32032.11
10405	278887.50	6.81	6.01	0.80	18761.14	2226.73
10410	481500.00	6.55	7.19	1.45	34824.39	7005.41
10420	824160.00	16.81	9.75	7.06	80332.65	58203.28
10602	855649.20	12.67	6.99	5.68	59778.86	48594.01
10608	464650.00	19.66	10.36	9.30	48168.33	43238.48
10612	480600.00	19.19	12.33	6.87	58252.26	32893.31
10616	274560.00	16.47	4.49	11.98	12327.20	32894.58
10618	381096.00	28.26	8.34	19.92	31765.01	75929.22
10620	231948.00	6.26	3.64	2.62	8433.47	6081.44
10624	223548.00	17.11	5.91	11.20	13219.64	25028.35
10626	95790.00	11.21	7.38	3.82	7072.77	3663.57
10634	241200.00	26.46	4.99	21.46	12046.29	51770.99
10638	269988.00	28.40	4.11	24.29	11093.24	65581.87
10640	277350.00	28.83	7.24	21.58	20084.93	58862.06
10642	226917.00	8.70	1.69	7.01	3830.79	15905.01
10644	206073.00	12.58	2.93	9.63	6047.19	19834.89
10650	642643.20	14.86	5.69	9.16	36592.74	58897.83
10652	408300.00	15.50	6.52	8.98	26641.33	36655.94
10656	478025.00	10.67	5.44	5.22	26060.99	25027.22
10660	348180.00	19.52	6.93	12.59	24142.04	43819.38
10666	305802.00	20.11	5.01	15.10	15335.51	48162.63
10668	211840.00	8.86	8.15	0.71	17263.89	1512.43
10705	443670.00	17.22	7.08	10.15	31397.16	45018.66
10710	445320.00	15.76	4.81	10.94	21439.28	48739.75
10715	339000.00	4.23	3.58	0.65	12148.72	2189.94
10725	130966.88	50.09	3.29	46.80	4304.58	61280.71
10735	373027.50	12.52	11.28	1.25	42066.64	4649.01
10740	421974.00	16.79	4.65	12.14	19625.57	51219.30
10745	245709.00	15.98	8.22	7.76	20196.71	19058.00
10806	458996.93	10.48	9.81	0.66	45035.98	3048.29
10808	538200.00	8.39	6.56	1.83	35315.78	9847.73
10810	620730.00	12.95	6.17	6.78	38285.08	42095.17
10812	878880.00	10.84	7.89	2.74	69375.99	24112.60
10814	257700.00	16.51	3.59	12.92	9261.55	33288.65
10820	160446.00	22.60	2.25	20.35	3603.83	32655.41
10822	408248.00	17.02	5.35	11.67	21883.61	47768.79
10824	119706.00	21.61	2.89	18.72	3463.27	22410.06
10826	326160.00	14.97	4.76	10.21	15533.47	33293.60
10828	389793.00	24.01	7.16	16.85	27893.40	65887.43
10832	297711.00	12.22	3.18	9.04	9465.37	26919.82
10834	238176.00	16.54	0.33	16.21	779.90	38605.43
10836	324351.00	20.97	2.84	18.03	9523.60	58496.55
10838	210240.00	15.48	3.08	12.39	6485.79	26056.48
10842	304884.00	19.92	3.60	16.32	10986.21	49753.39
10844	346176.00	20.43	4.90	15.53	16957.16	53761.58
10846	233046.00	17.80	4.28	13.51	9983.24	31487.78
11005	477282.50	7.72	3.50	4.22	16719.87	20130.86
11010	574850.00	14.52	13.37	1.15	78814.19	6617.00
11020	960360.00	13.90	7.14	6.76	68569.48	64937.24
11025	1030680.00	5.83	5.65	0.17	58263.09	1782.48
11030	740352.00	25.44	7.56	17.89	55940.24	132440.60
11055	654440.00	19.61	16.71	3.09	116067.74	21480.40
11060	358380.00	16.53	8.88	7.55	32169.64	27074.93
11105	554499.00	5.26	5.02	0.24	27843.95	1311.05
11110	635280.00	20.86	8.37	12.49	53170.12	79369.22
11115	275040.00	6.03	5.30	0.74	14573.17	2022.42
20102	547080.00	12.95	11.31	1.63	61880.36	8944.08
20120	564282.00	7.34	5.76	1.57	32521.67	8875.67
20122	498950.00	16.37	7.30	9.07	36509.92	45351.25
20124	606936.00	15.77	9.01	6.76	54695.25	41029.21
20126	589164.00	14.69	4.45	10.25	26190.87	60364.31
20465	329712.00	11.51	4.18	7.33	13781.06	24171.91
20475	794748.00	23.97	5.73	18.24	45514.68	144996.88

Tabla 6.1. Pérdidas Técnicas y noTécnicas en Red Secundaria por SEDs (Año 2003)

(1) Datos proporcionados por Dpto. Control de Pérdidas-ELOR (año 2003).

(2) Datos proporcionados por Dpto. Control de Pérdidas-ELOR (año 2003).

(3) Se calculo con las máximas caídas de tensión medidas en campo, los factores de carga y pérdidas proporcionados por Dpto. Distribución.

(4) Calculo (2) - (3)

(5) Calculo (1) \* (3)

(6) Calculo (1) \* (4)



ANEXO 11 - TABLA N° 11.5

CODIGO S.E.	PERDIDAS ENERGIA TECNICAS 2003 (S./AÑO) (1)	PERDIDAS ENERGIA NO TECNICAS 2003 (S./AÑO) (2)	PERDIDAS ENERGIA 2003 (S./AÑO) (3)
10105	14602.98	4201.03	18804.02
10210	13758.48	1171.71	14930.20
10305	5221.06	15543.66	20764.72
10310	6882.92	3943.26	10826.18
10315	21434.68	29921.64	51356.49
10320	7904.71	16876.47	24781.18
10325	6922.23	22278.40	29200.63
10330	11638.50	7531.91	19188.41
10335	9730.25	14030.65	23760.89
10345	6488.84	15423.24	23911.88
10350	9489.71	36571.28	46061.00
10355	6851.17	29209.55	36060.73
10360	6625.02	14824.40	21449.42
10365	7878.82	18235.84	26114.66
10370	7228.06	40621.45	47649.50
10375	20206.67	14299.14	34505.81
10405	7482.17	994.01	8476.19
10410	15456.33	3127.21	18583.54
10420	35980.49	25981.95	61842.44
10602	26885.28	21692.37	48377.65
10608	21502.79	19301.68	40804.45
10612	26450.21	14728.21	41178.42
10616	5502.66	14664.14	20187.00
10618	14179.90	33694.80	48074.70
10620	3764.70	2714.75	6479.45
10624	5901.25	11172.65	17073.90
10626	3157.29	1635.42	4792.71
10634	5377.46	23110.57	28488.03
10838	4952.02	29275.75	34227.77
10640	8985.91	28722.42	35888.34
10642	1710.06	7100.00	8810.06
10644	2699.46	8854.30	11553.76
10650	16335.00	26291.99	42628.99
10652	11892.69	16363.21	28255.90
10656	11633.63	11172.15	22805.78
10660	10777.01	19560.96	30337.97
10666	6845.77	20607.00	27452.77
10668	7706.60	675.15	8381.75
10705	14015.69	20096.33	34112.03
10710	9570.49	21757.42	31327.92
10715	5423.19	977.59	6400.78
10725	1921.57	27360.17	29281.74
10735	18778.55	2075.32	20853.87
10740	8780.86	22864.29	31625.15
10745	9015.81	8507.49	17523.30
10806	20104.06	1361.20	21465.28
10808	15764.97	4396.03	20160.99
10810	17090.46	16791.28	35881.74
10812	30969.44	10763.87	41733.31
10814	4134.36	14859.16	18993.52
10820	1608.75	14577.37	16186.12
10822	9768.85	21323.99	31092.83
10824	1546.01	10003.85	11549.86
10826	6934.14	14862.26	21796.40
10828	12451.82	29322.87	41774.49
10832	4225.34	12017.01	16242.35
10834	348.15	17233.48	17581.81
10836	4251.34	26112.86	30364.20
10838	2895.25	11631.81	14528.87
10842	4904.24	22209.91	27114.18
10844	7569.68	23999.17	31568.84
10846	4456.52	14056.14	18512.66
11005	7463.75	8986.41	16450.16
11010	34289.86	2953.83	37243.68
11020	30609.41	28987.99	59597.40
11025	26008.64	795.70	26804.35
11030	24971.72	59121.57	84093.30
11055	51612.64	9593.31	61405.95
11060	14360.53	12086.25	26446.77
11105	12429.54	585.25	13014.79
11110	23735.14	35430.42	59165.56
11115	6505.46	902.81	7408.27
20102	27623.39	3992.64	31616.03
20120	14517.67	3962.10	18479.77
20122	16298.03	20244.80	36542.83
20124	24415.96	18315.44	42731.40
20126	11691.60	26946.63	38638.23
20465	6151.87	10790.34	16942.21
20475	20317.75	64726.61	85044.36

- (1) Peridas de Energia Técnicas Nuevos Soles (año 2003).
- (2) Peridas de Energia No Técnicas Nuevos Soles (año 2003).
- (3) Peridas de Energia Totales Nuevos Soles (año 2003).

Precio Venta Energia Promedio Cliente Residencial  
0.4464 S./KWh

ANEXO 11 - TABLA N° 11.6

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA 4

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
10405	100	55.363534	51.681023	1330	380	0.89	0.7921	0.3453	363.77	6501.96
10410	160	91.407102	71.8960463	2060	460	0.76	0.5776	0.374	445.01	7911.45
10415	100	68.31	61.79	1330	380	0.68	0.4666	0.3411	211.69	5172.49
10420	160	147.0185	132.831786	2060	460	1.22	1.4884	0.3453	1058.73	13276.51
					1680				2079.19	

Pcu nom S4 (KW)	2.08
Pfe nom S4 (KW)	1.68
Perdidas Totales Trafos S4 (KW)	3.76
Numero de Horas Anuales	8741.8775
Sl.KWh_prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año)	32862.4114
Trafos S4	
<b>Perdidas Totales Energia (Sl.-año)</b>	<b>14604.06</b>
<b>Trafos S4</b>	

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA 6

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
10602	250	146.74	108.78	4000	600	0.78	0.6084	0.4374	1064.4566	14562.95
10604	160	69.61	53.66	2060	460	0.52	0.2704	0.3912	217.9078	5931.27
10608	160	79.52	66.88	2060	460	0.72	0.5184	0.4008	428.0159	7769.58
10612	160	90.48	82.24	2060	460	0.85	0.7225	0.3952	588.1959	9171.05
10614	160	56.70	50.00	2060	460	0.50	0.2500	0.3856	198.5840	5762.19
10616	100	50.57	41.45	1330	380	0.64	0.4096	0.3952	215.2923	5208.43
10618	100	62.74	53.65	1330	380	0.88	0.7744	0.3952	407.0370	6886.08
10620	160	50.69	45.62	2060	460	0.43	0.1849	0.3453	131.5227	5175.45
10624	100	41.18	36.24	1330	380	0.75	0.5625	0.3564	266.6318	5657.62
10626	100	21.99	18.73	1330	380	0.35	0.1225	0.2482	40.4380	3678.57
10634	100	42.98	33.88	1330	380	0.7	0.4900	0.3737	243.5403	5455.58
10636	160	121.40	103.81	2060	460	1.1	1.2100	0.4031	1004.7671	12815.79
10638	100	38.95	34.70	1330	380	0.61	0.3721	0.3952	195.5817	5035.98
10640	100	47.06	45.79	1330	380	0.62	0.3844	0.3952	202.0468	5092.54
10642	100	49.42	41.43	1330	380	0.75	0.5625	0.3198	239.2504	5418.05
10644	100	40.47	42.07	1330	380	0.69	0.4761	0.4012	254.0451	5547.49
10646	100	33.22	30.50	1330	380	0.51	0.2601	0.3773	130.5205	4466.73
10648	160	116.70	96.19	2060	460	0.97	0.9409	0.4374	847.7923	11442.36
10650	160	105.24	102.41	2060	460	0.98	0.9604	0.4419	874.2656	11673.98
10652	160	67.88	66.69	2060	460	0.67	0.4489	0.3952	365.4549	7222.21
10654	160	99.31	92.07	2060	460	0.76	0.5776	0.4374	520.4430	8578.26
10656	160	93.18	76.97	2060	460	0.8	0.6400	0.4374	576.6682	9070.19
10658	100	58.86	59.49	1330	380	0.98	0.9604	0.4374	558.7050	8213.08
10660	100	57.79	55.70	1330	380	1.02	1.0404	0.4374	805.2444	8620.27
10662	100	66.40	55.84	1330	380	0.93	0.8649	0.4374	503.1487	7726.99
10664	100	56.66	54.08	1330	380	0.79	0.6241	0.4374	363.0652	6501.35
10666	100	55.12	51.10	1330	380	0.82	0.6724	0.3952	353.4242	6417.00
10668	100	45.67	37.40	1330	380	0.57	0.3249	0.3908	188.8713	4802.28
					11740				11564.92	

Pcu nom S6 (KW)	11.56
Pfe nom S6 (KW)	11.74
Perdidas Totales Trafos S6 (KW)	23.30
Numero de Horas Anuales	8749.37
Sl.KWh_prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año)	203903.325
Trafos S6	
<b>Perdidas Totales Energia (Sl.-año)</b>	<b>90614.64</b>
<b>Trafos S6</b>	

ANEXO 11 - TABLA N° 11.6

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA 1

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
10105	160	100.638164	84.1905945	2060	460	0.77	0.5929	0.3775	461.07	8046.16
					460				461.07	

Fuentes: Factores de perdidas SEDs 2001 (fp) - Dpto de Distribución.  
Factores de Utilizacion obtenidas por medicion de tension en colas para el presente proyecto.  
\*Fuente: Características de desempeño Transformador Eficiente CEA (Cuadro perdidas en 10KV, fdp=0.85 )

Pcu nom S1 (KW)	0.46
Pfe nom S1 (KW)	0.46
Perdidas Totales Trafos S1 (KW)	0.92
Numero de Horas Anuales	8735.68
\$/KWh prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año) Trafos S1	8046.15796
<b>Perdidas Totales Energia (\$/-año) Trafos S1</b>	<b>3575.71</b>

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA 2

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
10205	160	57.89	32.3	2060	460	0.36	0.1309	0.3662	98.75	4890.57
10210	200	88.58	53.34	3500	500	0.59	0.3481	0.3662	446.16	8281.40
					960				544.91	

Pcu nom S2 (KW)	0.54
Pfe nom S2 (KW)	0.96
Perdidas Totales Trafos S2 (KW)	1.50
Numero de Horas Anuales	8752.65
\$/KWh prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año) Trafos S2	13171.9753
<b>Perdidas Totales Energia (\$/-año) Trafos S2</b>	<b>5853.63</b>

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA 3

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
10305	100	49.8652	47.1425291	1330	380	0.66	0.4356	0.3291	190.66	4990.38
10310	100	70.1635	61.8783907	1330	380	0.92	0.8464	0.3496	393.55	6764.58
10315	100	75.01272	62.2898971	1330	380	0.92	0.8464	0.3453	388.71	6722.25
10320	100	62.95435	43.397068	1330	380	0.82	0.6724	0.3453	308.80	6023.46
10325	100	83.300237	73.0165465	1330	380	1.09	1.1881	0.3541	559.54	8216.15
10330	100	45.16979	41.8766619	1330	380	0.63	0.3969	0.391	206.40	5127.99
10335	100	79.172935	63.1725492	1330	380	0.98	0.9604	0.3775	482.19	7539.76
10340	160	112.67752	76.696854	2060	460	0.94	0.8836	0.3453	628.52	9518.97
10345	160	95.82857	71.0399428	2060	460	0.8	0.64	0.3453	455.24	8003.69
10350	100	72.644	53.2228374	1330	380	0.97	0.9409	0.3453	432.11	7101.77
10355	100	58.2243	56.1196584	1330	380	0.77	0.5929	0.3453	272.29	5704.18
10360	100	64.97472	56.7211085	1330	380	1.09	1.1881	0.3224	509.45	7778.11
10365	160	70.037991	62.5851434	2060	460	0.68	0.4624	0.3453	328.91	6898.95
10370	100	75.07038	64.8648614	1330	380	1.03	1.0609	0.3453	487.22	7583.70
10375	100	79.43496	68.6360942	1330	380	1.11	1.2321	0.3453	565.84	8271.25
					5940				6209.43	

Pcu nom S3 (KW)	6.21
Pfe nom S3 (KW)	5.94
Perdidas Totales Trafos S3 (KW)	12.15
Numero de Horas Anuales	8744.87
\$/KWh prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año) Trafos S3	106245.196
<b>Perdidas Totales Energia (\$/-año) Trafos S3</b>	<b>47215.36</b>



ANEXO 11 - TABLA N° 11.6

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA 10

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
11005	160	83.55	78.22	2060	460	0.71	0.5041	0.4824	500.94635	8408.95
11015	400	117.36	88.02	4700	950	0.35	0.1225	0.4824	277.7418	10743.60
11010	160	95.70	88.20	2060	460	0.93	0.8649	0.4824	859.489186	11546.45
11020	400	167.88	99.17	4700	950	0.49	0.2401	0.4017	453.306399	12279.91
11025	250	158.04	132.35	4000	4000	0.89	0.7921	0.3737	1184.03108	45363.89
11030	160	128.81	88.79	2060	460	0.96	0.9216	0.4824	915.83447	12039.51
11055	250	94.08	82.97	4000	600	0.55	0.3025	0.4824	583.704	10358.24
11060	160	61.41	54.71	2060	460	0.54	0.2916	0.4824	289.77575	6561.06
11080	200	101.75	99.01	3500	500	0.78	0.6084	0.4824	1027.22256	13364.26
					8840				6092.0516	

Pcu nom S10 (KW)	6.09
Pfe nom S10 (KW)	8.84
Perdidas Totales Trafos S10 (KW)	14.93
Numero de Horas Anuales	8750.70
S/.KWh prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año) Trafos S10	130665.875
<b>Perdidas Totales Energia (S/.-año) Trafos S10</b>	<b>58067.91</b>

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA R1

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
20102	160	96.70	88.77	2060	460	0.83	0.6889	0.4102	582.13	9109.28
20120	160	97.74	93.31	2060	460	0.92	0.8464	0.4101	715.04	10271.09
20122	160	83.38	72.05	2060	460	0.81	0.6561	0.4102	554.41	8867.01
20124	400	97.64	85.24	4700	950	0.99	0.9801	0.4017	1850.42	24478.54
20126	160	90.50	86.39	2060	460	0.8	0.64	0.4102	540.81	8748.09
					2790				4242.81	

Pcu nom R1 (KW)	4.24
Pfe nom R1 (KW)	2.79
Perdidas Totales Trafos R1 (KW)	7.03
Numero de Horas Anuales	8741.03
S/.KWh prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año) Trafos R1	61474.0134
<b>Perdidas Totales Energia (S/.-año) Trafos R1</b>	<b>27319.05</b>

Fuentes: Factores de perdidas SEDs 2001 (fp) - Dpto de Distribución.  
Factores de Utilizacion obtenidas por medicion de tenslon en colas para el presente proyecto.  
\*Fuente: Caracteristicas de desempeño Transformador Eficiente CEA (Cuadro perdidas en 10KV, fdp=0.85 )

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA 11

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
11105	160	85.29	78.68	2060	480	0.53	0.2842	0.3453	202.13	5791.90
11110	160	93.01	79.54	2060	460	0.82	0.6724	0.4476	619.99	9447.11
11115	125	38.03	31.85	1700	385	0.45	0.2025	0.3453	118.87	4407.55
					1305				940.99	

Pcu nom S11 (KW)	0.94
Pfe nom S11 (KW)	1.31
Perdidas Totales Trafos S11 (KW)	2.25
Numero de Horas Anuales	8747.40
S/.KWh prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año) Trafos S11	19646.5527
<b>Perdidas Totales Energia (S/.-año) Trafos S11</b>	<b>8730.93</b>

ANEXO 11 - TABLA N° 11.6

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA 1

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
10105	160	100.638164	84.1905945	2060	460	0.77	0.5929	0.3775	461.07	8046.16
					460				481.07	

Fuentes: Factores de perdidas SEDs 2001 (fp) - Dpto de Distribución.  
Factores de Utilizacion obtenidas por medicion de tension en colas para el presente proyecto.  
\*Fuente: Caracteristicas de desempeño Transformador Eficiente CEA (Cuadro perdidas en 10KV, fdp=0.85 )

Pcu nom S1 (KW)	0.46
Pfe nom S1 (KW)	0.46
Perdidas Totales Trafos S1 (KW)	0.92
Numero de Horas Anuales	8735.66
Sl.KWh prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año)	6046.15796
Trafos S1	
<b>Perdidas Totales Energia (Sl.-año)</b>	<b>3575.71</b>
<b>Trafos S1</b>	

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA 2

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
10205	160	57.89	32.3	2060	460	0.36	0.1309	0.3662	98.75	4890.57
10210	200	88.58	53.34	3500	500	0.59	0.3481	0.3662	446.16	8281.40
					960				544.91	

Pcu nom S2 (KW)	0.54
Pfe nom S2 (KW)	0.96
Perdidas Totales Trafos S2 (KW)	1.50
Numero de Horas Anuales	8752.65
Sl.KWh prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año)	13171.9753
Trafos S2	
<b>Perdidas Totales Energia (Sl.-año)</b>	<b>5853.63</b>
<b>Trafos S2</b>	

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA 3

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
10305	100	49.8652	47.1425291	1330	380	0.66	0.4356	0.3291	190.66	4990.38
10310	100	70.1635	61.8783907	1330	380	0.92	0.8464	0.3496	393.55	6764.58
10315	100	75.01272	62.2898971	1330	380	0.92	0.8464	0.3453	388.71	6722.25
10320	100	62.95435	43.397068	1330	380	0.82	0.6724	0.3453	308.80	6023.46
10325	100	83.300237	73.0165465	1330	380	1.09	1.1881	0.3541	559.54	8216.15
10330	100	45.16979	41.8766619	1330	380	0.63	0.3969	0.391	206.40	5127.99
10335	100	79.172935	63.1725492	1330	380	0.98	0.9604	0.3775	482.19	7539.76
10340	160	112.67752	76.696854	2060	460	0.94	0.8836	0.3453	628.52	9518.97
10345	160	95.82857	71.0399428	2060	460	0.8	0.64	0.3453	455.24	8003.69
10350	100	72.644	53.2228374	1330	380	0.97	0.9409	0.3453	432.11	7101.77
10355	100	58.2243	56.1196584	1330	380	0.77	0.5929	0.3453	272.29	5704.18
10360	100	64.97472	56.7211085	1330	380	1.09	1.1881	0.3224	509.45	7778.11
10365	160	70.037991	62.5851434	2060	460	0.68	0.4624	0.3453	328.91	6896.95
10370	100	75.07038	64.8648614	1330	380	1.03	1.0609	0.3453	467.22	7583.70
10375	100	79.43496	68.6360942	1330	380	1.11	1.2321	0.3453	565.84	8271.25
					5940				6209.43	

Pcu nom S3 (KW)	6.21
Pfe nom S3 (KW)	5.94
Perdidas Totales Trafos S3 (KW)	12.15
Numero de Horas Anuales	6744.87
Sl.KWh prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año)	106245.196
Trafos S3	
<b>Perdidas Totales Energia (Sl.-año)</b>	<b>47215.36</b>
<b>Trafos S3</b>	

ANEXO 11 - TABLA N° 11.6

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA 7

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
10705	160	83.63	78.30	2060	460	0.68	0.4624	0.2999	285.667946	6525.39
10710	100	68.34	62.12	1330	380	0.94	0.8836	0.2999	352.438881	6409.62
10715	160	66.86	61.37	2060	460	0.54	0.2916	0.2999	180.14873	5601.99
10720	160	116.63	94.59	2060	460	0.9	0.8100	0.2999	500.41314	8404.64
10725	50	29.08	23.76	750	240	0.58	0.3383	0.2999	76.0828066	2766.06
10730	250	101.46	83.54	4000	600	0.5	0.2500	0.3636	363.6	8432.53
10735	100	77.76	65.12	1330	380	1.2	1.4400	0.3636	696.36672	9419.36
10740	160	77.80	64.47	2060	460	0.65	0.4225	0.3636	316.45926	6794.85
10745	100	45.24	41.94	1330	380	0.59	0.3481	0.3062	141.762333	4565.98
					3620				2912.93982	

Pcu nom S7 (KW)	2.91
Pfe nom S7 (KW)	3.82
Perdidas Totales Trafos S7 (KW)	6.73
Numero de Horas Anuales	8751.07
S/.KWh prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año) Trafos S7	58920.4202
<b>Perdidas Totales Energia (S/.-año) Trafos S7</b>	<b>26184.23</b>

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA 8

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
10806	160	90.88	80.97	2060	460	0.75	0.5625	0.4398	509.62	8485.96
10808	100	86.81	82.07	1330	380	1.2	1.4400	0.4228	809.75	10412.49
10810	160	114.90	97.24	2060	460	0.93	0.8649	0.461	821.36	11214.28
10812	250	154.07	111.94	4000	600	0.83	0.6889	0.4126	1136.96	15201.62
10814	100	42.22	31.81	1330	380	0.51	0.2601	0.4071	140.83	4558.22
10816	50	26.99	27.53	750	240	0.82	0.6724	0.2482	125.17	3195.89
10818	160	47.07	44.93	2060	460	0.43	0.1849	0.3889	148.13	5322.26
10820	100	32.49	30.81	1330	380	0.52	0.2704	0.2899	104.26	4238.15
10822	160	64.43	40.89	2060	460	0.47	0.2209	0.4364	198.59	5763.84
10824	50	13.72	12.10	750	240	0.44	0.1936	0.3971	57.66	2605.07
10826	160	40.06	33.72	2060	460	0.25	0.0627	0.3952	51.03	4472.50
10828	160	78.81	61.71	2060	460	0.67	0.4489	0.3952	365.45	7224.26
10830	160	75.87	53.16	2060	460	0.62	0.3844	0.3952	312.94	6764.70
10832	160	52.43	50.54	2060	460	0.44	0.1936	0.4374	174.44	5552.54
10834	160	37.54	35.84	2060	460	0.41	0.1681	0.3952	136.85	5223.56
10836	160	59.17	57.58	2060	460	0.62	0.3844	0.3804	301.23	6662.13
10838	80	39.88	39.18	1200	340	0.57	0.3249	0.3492	136.15	4167.16
10842	160	70.31	65.37	2060	460	0.57	0.3249	0.3364	225.15	5996.34
10844	160	62.92	61.23	2060	460	0.62	0.3844	0.3492	276.52	6445.90
10846	160	77.88	65.50	2060	460	0.72	0.5184	0.3492	372.91	7289.52
					8540				6405.00	

Pcu nom S8 (KW)	6.40
Pfe nom S8 (KW)	8.54
Perdidas Totales Trafos S8 (KW)	14.94
Numero de Horas Anuales	8751.85
S/.KWh prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año) Trafos S8	130796.385
<b>Perdidas Totales Energia (S/.-año) Trafos S8</b>	<b>58125.91</b>

ANEXO 11 - TABLA N° 11.6

SEDs DENTRO DEL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO SALIDA R4

SEDs	Pnom(KVA)	MD (KW)	MD (KVAR)	Pcu nom(W)	Pfe nom(W)	fu	fu^2	fp	Pcu*fp*fu^2	Perdidas Energia Total
20465	160	64.91	61.96	2060	460	0.56	0.3136	0.4824	311.638118	6745.51
20470	160	11.53	9.37	2060	460	0.07	0.0052	0.4824	5.16051647	4066.34
20475	300	118.59	114.30	4000	600	0.61	0.3721	0.4824	718.00416	11521.73
					1520				1034.80279	

Pcu nom R4 (KW)	1.03
Pfe nom R4 (KW)	1.52
Perdidas Totales Trafos R4 (KW)	2.55
Numero de Horas Anuales	8741.80
S/.KWh prom 2003	0.4444
Perdidas Totales Energia (KWh-año) Trafos R4	22333.5793
<b>Perdidas Totales Energia (S/.-año) Trafos R4</b>	<b>9925.04</b>



**ANEXO 11 - TABLA N° 11.7**

**DESGLOSE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES POR SALIDA  
AREA INFLUENCIA DEL PROYECTO - AÑO 2003**

	kW	KwH-año	S/.	% (aporte)
S6	23.30	203,903.32	90,614.64	25.87%
S8	14.94	130,796.39	58,125.91	16.60%
S10	14.93	130,665.87	58,067.91	16.58%
S3	12.15	106,245.20	47,215.36	13.48%
R1	7.03	61,474.01	27,319.05	7.80%
S7	6.73	58,920.42	26,184.23	7.48%
S4	3.76	32,862.41	14,604.06	4.17%
R4	2.55	22,333.58	9,925.04	2.83%
S11	2.25	19,646.55	8,730.93	2.49%
S2	1.50	13,171.98	5,853.63	1.67%
S1	0.92	8,046.16	3,575.71	1.02%
<b>total</b>	<b>90.08</b>	<b>788,065.89</b>	<b>350,216.48</b>	<b>100.00%</b>

**DESGLOSE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES POR SALIDA  
SISTEMA IQUITOS - AÑO 2003**

	Kw	KwH-año	S/.	% (aporte)
S6	45.19	243,676.17	1,299,476.26	16.55%
S10	34.62	224,533.51	1,197,392.28	15.25%
R1	29.38	182,349.39	972,432.83	12.38%
S8	26.58	151,754.58	809,276.83	10.31%
S7	22.64	130,419.02	695,498.57	8.86%
S3	25.78	126,562.15	674,930.62	8.59%
S4	23.49	126,116.96	672,556.52	8.56%
S2	14.13	97,225.86	518,486.06	6.60%
R4	12.59	96,417.88	514,177.25	6.55%
S11	6.35	52,863.66	281,911.35	3.59%
S1	5.84	40,633.37	216,689.64	2.76%
<b>total</b>	<b>246.60</b>	<b>1,472,552.55</b>	<b>7,852,828.21</b>	<b>100.00%</b>



**ANEXO 11 - TABLA N° 11.8**  
 DESGLOSE PERDIDAS DE ENERGIA DE TRANSFORMADORES POR  
 SUBESTACION AREA DE INFLUENCIA PROYECTO - AÑO 2003

**SALIDA 1**

SEDs	Perdidas Energia Total (kWH)	% (aporte)
10105	8,046.16	100%
<b>total</b>	8,046.16	100%

**SALIDA 2**

SEDs	Perdidas Energia Total (kWH)	% (aporte)
10210	8,281.40	62.87%
10205	4,890.57	37.13%
<b>total</b>	13,171.98	100%

**SALIDA 3**

SEDs	Perdidas Energia Total (kWH)	%(aporte)
10340	9,518.97	8.96%
10375	8,271.25	7.79%
10325	8,216.15	7.73%
10345	8,003.69	7.53%
10360	7,778.11	7.32%
10370	7,583.70	7.14%
10335	7,539.76	7.10%
10350	7,101.77	6.68%
10365	6,898.95	6.49%
10310	6,764.58	6.37%
10315	6,722.25	6.33%
10320	6,023.46	5.67%
10355	5,704.18	5.37%
10330	5,127.99	4.83%
10305	4,990.38	4.70%
<b>total</b>	106,245.20	100%

**SALIDA 4**

SEDs	Perdidas Energia Total (kWH)	% (aporte)
10420	13,276.51	40.40%
10410	7,911.45	24.07%
10405	6,501.96	19.79%
10415	5,172.49	15.74%
<b>total</b>	32,862.41	100%

**SALIDA 6**

SEDs	Perdidas Energia Total (kWH)	% (aporte)
10602	14,562.95	7.14%
10636	12,815.79	6.29%
10650	11,673.98	5.73%
10648	11,442.36	5.61%
10612	9,171.05	4.50%
10656	9,070.19	4.45%
10660	8,620.27	4.23%
10654	8,578.26	4.21%
10658	8,213.08	4.03%
10608	7,769.58	3.81%
10662	7,726.99	3.79%
10652	7,222.21	3.54%
10618	6,886.08	3.38%
10664	6,501.35	3.19%
10666	6,417.00	3.15%
10604	5,931.27	2.91%
10614	5,762.19	2.83%
10624	5,657.62	2.77%
10644	5,547.49	2.72%
10634	5,455.58	2.68%
10642	5,418.05	2.66%
10616	5,208.43	2.55%
10620	5,175.45	2.54%
10640	5,092.54	2.50%
10638	5,035.98	2.47%
10668	4,802.28	2.36%
10646	4,466.73	2.19%
10626	3,678.57	1.80%
<b>total</b>	203,903.32	100%

**ANEXO 11 - TABLA N° 11.8**  
**DESGLOSE PERDIDAS DE ENERGIA DE TRANSFORMADORES POR**  
**SUBESTACION AREA DE INFLUENCIA PROYECTO - AÑO 2003**

**SALIDA 7**

SEDs	Perdidas Energia Total (kWH)	% (aporte)
10705	6,525.39	11.07%
10710	6,409.62	10.88%
10715	5,601.99	9.51%
10720	8,404.64	14.26%
10725	2,766.06	4.69%
10730	8,432.53	14.31%
10735	9,419.36	15.99%
10740	6,794.85	11.53%
10745	4,565.98	7.75%
<b>total</b>	<b>58,920.42</b>	<b>100%</b>

**SALIDA 8**

SEDs	Perdidas Energia Total (kWH)	% (aporte)
10806	8,485.96	6.49%
10808	10,412.49	7.96%
10810	11,214.28	8.57%
10812	15,201.62	11.62%
10814	4,558.22	3.48%
10816	3,195.89	2.44%
10818	5,322.26	4.07%
10820	4,238.15	3.24%
10822	5,763.84	4.41%
10824	2,605.07	1.99%
10826	4,472.50	3.42%
10828	7,224.26	5.52%
10830	6,764.70	5.17%
10832	5,552.54	4.25%
10834	5,223.56	3.99%
10836	6,662.13	5.09%
10838	4,167.16	3.19%
10842	5,996.34	4.58%
10844	6,445.90	4.93%
10846	7,289.52	5.57%
<b>total</b>	<b>130,796.39</b>	<b>100%</b>

**SALIDA 10**

SEDs	Perdidas Energia Total (kWH)	% (aporte)
11025	45,363.89	34.72%
11080	13,364.26	10.23%
11020	12,279.91	9.40%
11030	12,039.51	9.21%
11010	11,546.45	8.84%
11015	10,743.60	8.22%
11055	10,358.24	7.93%
11005	8,408.95	6.44%
11060	6,561.06	5.02%
<b>total</b>	<b>130,665.87</b>	<b>100%</b>

**SALIDA 11**

SEDs	Perdidas Energia Total (kWH)	% (aporte)
11110	9,447.11	48.09%
11105	5,791.90	29.48%
11115	4,407.55	22.43%
<b>total</b>	<b>10,199.45</b>	<b>100%</b>

**SALIDA R1**

SEDs	Perdidas Energia Total (kWH)	% (aporte)
20124	24,478.54	39.82%
20120	10,271.09	16.71%
20102	9,109.28	14.82%
20122	8,867.01	14.42%
20126	8,748.09	14.23%
<b>total</b>	<b>61,474.01</b>	<b>100%</b>

**SALIDA R4**

SEDs	Perdidas Energia Total (kWH)	% (aporte)
20475	11,521.73	51.59%
20465	6,745.51	30.20%
20470	4,066.34	18.21%
<b>total</b>	<b>11,521.73</b>	<b>100%</b>

**ANEXO 11 - TABLA N° 11.9**

**NIVEL DE PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES POR SUBESTACION EN AREA DE INFLUENCIA PROYECTO - AÑO 2003**

**SALIDA 1** Horas de operación 8735.68

SEDs	KVA nom	KW nom	perd KW	% perdidas KW
10105	160	144	0.92	0.64%

**SALIDA 2** Horas de operación 8752.65

SEDs	KVA nom	KW nom	perd KW	% perdidas KW
10210	200	180	0.95	0.53%
10205	160	144	0.56	0.39%

**SALIDA 3** Horas de operación 8744.87

SEDs	KVA nom	KW nom	perd KW	% perdidas KW
10375	100	90	0.95	1.05%
10325	100	90	0.94	1.04%
10360	100	90	0.89	0.99%
10370	100	90	0.87	0.96%
10335	100	90	0.86	0.96%
10350	100	90	0.81	0.90%
10310	100	90	0.77	0.86%
10315	100	90	0.77	0.85%
10320	100	90	0.69	0.77%
10340	160	144	1.09	0.76%
10355	100	90	0.65	0.72%
10330	100	90	0.59	0.65%
10345	160	144	0.92	0.64%
10305	100	90	0.57	0.63%
10365	160	144	0.79	0.55%

**SALIDA 4** Horas de operación 8741.88

SEDs	KVA nom	KW nom	perd KW	% perdidas KW
10420	160	144	1.52	1.05%
10405	100	90	0.74	0.83%
10415	100	90	0.59	0.66%
10410	160	144	0.91	0.63%

**SALIDA 6** Horas de operación 8749.37

SEDs	KVA nom	KW nom	perd KW	% perdidas KW
10660	100	90	0.99	1.09%
10658	100	90	0.94	1.04%
10636	160	144	1.46	1.02%
10662	100	90	0.88	0.98%
10650	160	144	1.33	0.93%
10648	160	144	1.31	0.91%
10618	100	90	0.79	0.87%
10664	100	90	0.74	0.83%
10666	100	90	0.73	0.81%
10602	250	225	1.66	0.74%
10612	160	144	1.05	0.73%
10656	160	144	1.04	0.72%
10624	100	90	0.65	0.72%
10644	100	90	0.63	0.70%
10634	100	90	0.62	0.69%
10642	100	90	0.62	0.69%
10654	160	144	0.98	0.68%
10616	100	90	0.60	0.66%
10640	100	90	0.58	0.65%
10638	100	90	0.58	0.64%
10608	160	144	0.89	0.62%
10668	100	90	0.55	0.61%
10652	160	144	0.83	0.57%
10646	100	90	0.51	0.57%
10604	160	144	0.68	0.47%
10626	100	90	0.42	0.47%
10614	160	144	0.66	0.46%
10620	160	144	0.59	0.41%

**ANEXO 11 - TABLA N° 11.9**  
**NIVEL DE PERDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES POR**  
**SUBESTACION EN AREA DE INFLUENCIA PROYECTO - AÑO 2003**

**SALIDA 7** Horas de operación 8751.07

SEDs	KVA nom	KW nom	perd KW	% perdidas KW
10735	100	90	1.08	1.20%
10710	100	90	0.73	0.81%
10725	50	45	0.32	0.70%
10720	160	144	0.96	0.67%
10745	100	90	0.52	0.58%
10740	160	144	0.78	0.54%
10705	160	144	0.75	0.52%
10715	160	144	0.64	0.44%
10730	250	225	0.96	0.43%

**SALIDA 8** Horas de operación 8751.85

SEDs	KVA nom	KW nom	perd KW	% perdidas KW
10808	100	90	1.19	1.32%
10810	160	144	1.28	0.89%
10816	50	45	0.37	0.81%
10812	250	225	1.74	0.77%
10806	160	144	0.97	0.67%
10824	50	45	0.30	0.66%
10838	80	72	0.48	0.66%
10814	100	90	0.52	0.58%
10846	160	144	0.83	0.58%
10828	160	144	0.83	0.57%
10820	100	90	0.48	0.54%
10830	160	144	0.77	0.54%
10836	160	144	0.76	0.53%
10844	160	144	0.74	0.51%
10842	160	144	0.69	0.48%
10822	160	144	0.66	0.46%
10832	160	144	0.63	0.44%
10818	160	144	0.61	0.42%
10834	160	144	0.60	0.41%
10826	160	144	0.51	0.35%

**SALIDA 10** Horas de operación 8750.70

SEDs	KVA nom	KW nom	perd KW	% perdidas KW
11025	250	225	5.18	2.30%
11030	160	144	1.38	0.96%
11010	160	144	1.32	0.92%
11080	200	180	1.53	0.85%
11005	160	144	0.96	0.67%
11055	250	225	1.18	0.53%
11060	160	144	0.75	0.52%
11020	400	360	1.40	0.39%
11015	400	360	1.23	0.34%

**SALIDA 11** Horas de operación 8747.40

SEDs	KVA nom	KW nom	perd KW	% perdidas KW
11110	160	144	1.08	0.75%
11105	160	144	0.66	0.46%
11115	125	112.5	0.50	0.45%

**SALIDA R1** Horas de operación 8741.03

SEDs	KVA nom	KW nom	perd KW	% perdidas KW
20120	160	144	1.18	0.82%
20124	400	360	2.80	0.78%
20102	160	144	1.04	0.72%
20122	160	144	1.01	0.70%
20126	160	144	1.00	0.70%

**SALIDA R4** Horas de operación 8741.80

SEDs	KVA nom	KW nom	perd KW	% perdidas KW
20465	160	144	0.77	0.54%
20475	300	270	1.32	0.49%
20470	160	144	0.47	0.32%

**ANEXO 11 - TABLA N° 11.11**

**DESGLOSE DE PERDIDAS EN RED PRIMARIA POR TRONCAL AÑO 2003**

SALIDA	Kwh-año	soles-año	% (aporte)
S11	797,136.93	187,088.04	25.03%
S6	356,911.97	83,767.24	11.21%
S8	345,225.09	81,024.33	10.84%
S2	318,019.29	74,639.13	9.98%
S10	315,507.10	74,049.52	9.91%
R1	304,940.61	71,569.56	9.57%
R4	274,513.05	64,428.21	8.62%
S7	186,377.65	43,742.83	5.85%
S4	126,132.45	29,603.29	3.96%
S1	111,790.89	26,237.32	3.51%
S3	48,608.63	11,408.44	1.53%
<b>Total</b>	<b>3,185,163.64</b>	<b>747,557.90</b>	<b>100.00%</b>

**ANEXO 11 - TABLA N° 11.12**

**PERDIDAS ENERGIA RESPECTO ENERGIA EN BARRA POR TRONCAL AÑO 2003**

SALIDA	Kwh-año	Ebarra	%
S11	797,136.93	8,616,703.38	9.25%
S8	345,225.09	9,704,561.19	3.56%
R1	304,940.61	10,457,924.72	2.92%
S6	356,911.97	13,389,164.82	2.67%
S2	318,019.29	13,526,724.93	2.35%
S10	315,507.10	15,329,005.00	2.06%
S7	186,377.65	9,797,519.44	1.90%
R4	274,513.05	14,510,250.09	1.89%
S1	111,790.89	8,143,448.36	1.37%
S4	126,132.45	9,882,893.53	1.28%
S3	48,608.63	6653286.97	0.73%
<b>Total</b>	<b>3,185,163.64</b>	<b>120,011,482.42</b>	<b>2.65%</b>

IDEAL

4.00%



**ANEXO 11 - TABLA N° 11.13**

**ENERGIA EN BARRA AÑO 2003 (ZONA DEL PROYECTO)**

SALIDAS	KWh	KWh	KWh	KWh	KWh	KWh	KWh	KWh	KWh	KWh	KWh	KWh	KWh
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	2003
SAL-01	617,283	608,922	638,419	637,434	655,266	667,136	700,527	758,602	770,819	768,115	640,998	679,927	8,143,448
SAL-02	1,146,251	1,039,588	1,120,807	1,072,817	1,073,107	1,063,811	1,106,505	1,157,074	1,158,705	1,228,011	1,162,408	1,197,641	13,528,725
SAL-03	555,321	501,564	543,359	524,397	550,714	527,488	557,129	571,819	578,207	587,438	564,155	591,696	6,653,287
SAL-04	810,707	772,631	866,785	747,390	870,368	845,946	870,760	880,106	865,263	865,485	798,095	689,358	9,882,894
SAL-06	1,125,811	1,007,599	1,122,475	1,073,048	1,106,608	1,097,366	1,098,734	1,129,169	1,137,745	1,183,607	1,125,357	1,181,646	13,389,165
SAL-07	813,892	733,947	804,209	767,272	795,716	789,091	813,045	823,828	817,885	881,964	843,580	913,090	9,797,519
SAL-08	830,429	739,589	829,063	789,200	796,196	788,828	797,387	809,356	799,070	852,749	815,453	857,241	9,704,561
SAL-10	1,321,025	1,199,101	1,288,736	1,221,557	1,233,271	1,223,781	1,246,511	1,279,045	1,288,979	1,371,505	1,285,640	1,369,854	15,329,005
SAL-11	628,736	564,214	599,911	586,036	593,721	680,396	837,914	849,786	884,646	869,265	782,438	739,640	8,616,703
<b>SUB TOTAL</b>	<b>7,849,455</b>	<b>7,167,157</b>	<b>7,813,765</b>	<b>7,419,150</b>	<b>7,674,967</b>	<b>7,683,843</b>	<b>8,028,512</b>	<b>8,258,785</b>	<b>8,301,319</b>	<b>8,608,139</b>	<b>8,018,124</b>	<b>8,220,093</b>	<b>95,043,308</b>
SAL-R01	870,845	769,677	857,609	830,926	863,053	852,094	880,601	906,741	892,972	921,301	878,074	934,032	10,457,925
SAL-R04	1,238,008	1,126,550	1,220,681	1,174,499	1,187,329	1,130,529	1,201,072	1,250,541	1,226,810	1,252,658	1,218,299	1,283,274	14,510,250
<b>SUB TOTAL</b>	<b>2,108,852</b>	<b>1,896,227</b>	<b>2,078,291</b>	<b>2,005,425</b>	<b>2,050,381</b>	<b>1,982,623</b>	<b>2,081,673</b>	<b>2,157,282</b>	<b>2,119,782</b>	<b>13,022,868</b>	<b>12,182,575</b>	<b>2,217,306</b>	<b>24,968,175</b>
<b>SUB TOTAL</b>	<b>9,958,307</b>	<b>9,063,384</b>	<b>9,892,055</b>	<b>9,424,575</b>	<b>9,725,348</b>	<b>9,666,466</b>	<b>10,110,185</b>	<b>10,416,067</b>	<b>10,421,101</b>	<b>21,631,007</b>	<b>20,200,699</b>	<b>10,437,399</b>	<b>120,011,482</b>

\*Información de Registros de Medición Generación Mensual 2003

## BIBLIOGRAFÍA

- 1.1. ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (OLADE), "MANUAL LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE PARA EL CONTROL DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS", BOGOTÁ-COLOMBIA-AGOSTO DE 1990
- 1.2. CÓDIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD - SUMINISTRO 2001
- 1.3. LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS Nº 25844, PERÚ
- 1.4. REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS Nº 25844, PERÚ
- 1.5. RESOLUCIONES MINISTERIALES (RELATIVO A REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA), VIGENTES, PERÚ
- 1.6. NORMAS TÉCNICAS DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS.
- 1.7. NORMAS TÉCNICAS DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS/DGE, PERÚ VIGENTES.
- 1.8. CARLOS HUAYLLASCO MONTALVA, "INSTALACIONES ELÉCTRICAS II", PERÚ-LIMA, ABRIL 1994
- 1.9. WILFREDO ORTIZ R., "PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN AÉREA", PERÚ-LIMA, 1986
- 1.10. S Y Z CONSULTORES ASOCIADOS, "ESTUDIO DEFINITIVO DE REMODELACIÓN Y AMPLIACIÓN DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN 2004 EN LA CIUDAD DE PIURA Y TUMBES", PERÚ-LIMA, 2004.
- 1.11. ASOCIACIÓN ELECTROTÉCNICA PERUANA, "DISEÑO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN"-PERÚ-LIMA, OCTUBRE 2005