

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



**ESTUDIO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV**  
**PUQUIO-CORACORA**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**BERNARDINO ARMANDO CUADROS SALAS**

**PROMOCIÓN**  
**1977- 2**  
**LIMA – PERÚ**  
**2006**

**ESTUDIO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV  
PUQUIO-CORACORA**

*Dedico este trabajo a:*  
*Mis Padres, por su inmenso amor, lucha y*  
*sacrificio,*  
*Mis Hermanos, por el apoyo incondicional en*  
*mi carrera,*  
*Mi Esposa e Hijas, motivo permanente de*  
*superación*

## SUMARIO

El presente trabajo pretende demostrar una vez más la gran importancia que representa la Electricidad en el desarrollo de los pueblos y más aun cuando se trata de localidades alejadas de las grandes ciudades. Y es que por muchos años la carencia de este servicio o el carácter limitado del mismo en algunas de estas pequeñas localidades, no permiten su desarrollo y por lo tanto viven ajenos a las ventajas existentes en esta época en que vivimos en un mundo globalizado, repercutiendo en la calidad de vida de sus habitantes y en la frustración de sus generaciones. Asimismo, su ausencia no permite el desarrollo de actividades agroindustriales o de pequeña minería que son propias en estas zonas.

También se puede visualizar que para la ejecución de estas obras es importante el rol del Estado quien debe participar activamente, ya que de por sí y dadas las características de consumo, estas obras no son rentables si son evaluadas desde el punto de vista del sector privado, pero si se efectuara una evaluación desde el punto de vista social naturalmente serían rentables.

Otro aspecto importante en el desarrollo de estas obras, es la utilización del criterio de Normalización que lleva a cabo el Ministerio de Energía y Minas con la finalidad de uniformizar el suministro de equipos y materiales eléctricos utilizados; lo cual permite tener un bajo costo de operación y mantenimiento de los mismos.

Bajo este contexto, el estudio de la Línea contempla la magnitud del mercado eléctrico en la zona y su atención para los fines citados.

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b>	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>INTRODUCCIÓN</b>	3
Generalidades	3
1.1 De la Línea de Transmisión	3
1.3 Objetivos	5
1.4 Alcances y Área de Influencia del Proyecto	5
1.5 Características del Área de Desarrollo del Proyecto	6
<b>CAPITULO II</b>	
<b>ESTUDIO DE MERCADO ELÉCTRICO E INSTALACIONES EXISTENTES</b>	7
2.1 Generalidades	7
2.2 Área de Influencia	7
2.2.1 División Política, Geográfica y Clima	7
2.2.2 Demografía	7
2.2.3 Servicio Eléctrico	9
2.2.4 Otros Servicios	9
2.3 Principales Actividades Económicas	11
2.3.1 Sector Agricultura y Ganadería	11
2.3.2 Sector Industrial y Comercial	11
2.3.3 Sector Minería	11
2.4 Situación Eléctrica Actual	11
2.4.1 Oferta Eléctrica Existente	12
2.5 Demanda Eléctrica	14
2.5.1 Premisas	14
2.5.2 Metodología de la Proyección de la Demanda Eléctrica	17
a) Servicio Público	17
b) Autoprodutores y Proyectos de Inversión	19
2.6 Resultados y Comentarios	20

**CAPITULO III**

<b>CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	<b>34</b>
3.1 Nivel de tensión	34
3.2 Punto de alimentación y punto de llegada	35
3.3 Características del Esquema	35
3.4 Comportamiento del Sistema de Transmisión 60 KV.	36
3.4.1 Introducción	36
3.4.2 Objetivos	36
3.4.3 Criterios y Metodología para el Análisis	37
a) Criterios y Metodología para los Análisis de Flujo de Potencia	37
b) Criterios y Metodología para el Cálculo de Cortocircuito	38
3.4.4 Premisas del Análisis	38
3.4.5 Análisis del Flujo de Potencia	41
3.4.6 Cálculo de Cortocircuito	45
3.4.7 Conclusiones y recomendaciones	46
3.5 Justificación Económica de la Línea de Transmisión 60 Kv.	48

**CAPÍTULO IV**

<b>INGENIERÍA DEL PROYECTO</b>	<b>52</b>
4.1 Generalidades	52
4.1.1 Descripción	52
4.1.2 Trazo de la Ruta	52
4.1.3 Condiciones Climatológicas	53
4.1.4 Nivel de Aislamiento	54
4.1.5 Selección del Conductor	55
4.2 Parámetros de Diseño	56
4.2.1 Parámetros para el Diseño Eléctrico	56
4.2.2 Parámetros para el Diseño Mecánico	57
4.3 Cálculo Mecánico del Conductor y Cable de Guarda	58
4.3.1 Conductor Activo	58
4.3.2 Cable de Guarda	59
4.4 Estructuras	60
4.4.1 Material	60
4.4.2 Silueta de Estructuras	60

4.4.3 Distribución de Estructuras	61
4.4.4 Distancias Mínimas de Seguridad	61
4.4.5 Cálculo Mecánico de Estructuras	62
4.4.6 Fundaciones de Estructuras	64
4.4.7 Puesta a Tierra de Estructuras	64
4.5 Accesorios	65
4.5.1 Accesorios de Conductor Activo	65
4.5.2 Accesorios del Cable de Guarda	66
4.5.3 Accesorios de la Estructura	66
4.5.4 Accesorios de Puesta a Tierra	66
<b>CAPÍTULO V</b>	
<b>EVALUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA</b>	67
5.1 Introducción	67
5.1.1 Objetivo	67
5.1.2 Evaluación	67
5.1.3 Premisas de Evaluación	67
5.2 Evaluación Económica	68
5.2.1 Inversión	68
5.2.2 Costos de Operación y Mantenimiento	68
5.2.3 Ingresos Anuales	68
5.2.4 Evaluación Económica	69
5.2.5 Análisis de Sensibilidad	70
5.3 Evaluación Financiera	70
5.3.1 Plan Financiero	70
5.3.2 Análisis Financiero	71
5.3.3 Indicadores Financieros	71
5.3.4 Análisis de Sensibilidad	72
<b>CONCLUSIONES</b>	79
<b>ANEXO A</b>	
<b>METRADO Y PRESUPUESTO</b>	82
<b>ANEXO B</b>	
<b>PLANOS</b>	92
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	100

## PRÓLOGO

Algunos de los indicadores que muestran el grado de desarrollo de un país son el consumo per cápita de energía eléctrica (Kwh/habitante o Kw/habitante), así como la correlación del Producto Bruto Interno con el Consumo de Energía.

Es que la Electricidad es uno de los pilares en el que se sustenta el desarrollo de los pueblos, desde su uso en el alumbrado de modestas viviendas hasta su aplicación en los diferentes Sistemas Productivos como la Industria, Comercio, Turismo y otras conexas. Por lo tanto este servicio, al ser eje fundamental para el desarrollo socioeconómico de un país, debe estar al alcance de todos sus habitantes.

En el presente estudio se aprecia que, debido a la magnitud de la Demanda (5 MW) y el carácter predominante del consumo doméstico, los ingresos por facturación no compensan las inversiones en infraestructura eléctrica, siendo necesaria la intervención del Estado con un importante aporte de Capital (60%) especialmente en torres de transmisión, cables de energía y transformadores para la viabilización de estas obras.

El Estudio se ha desarrollado secuencialmente de acuerdo a los siguientes capítulos:

En el Capítulo I, se presenta un Resumen y las características del Área de Influencia donde se ejecutarán las obras.

En el Capítulo II se desarrolla el Estudio de Mercado Eléctrico, a fin de determinar la demanda actual y los requerimientos futuros que deben ser atendidos. Además se presenta la Oferta Eléctrica existente con la que se atiende en forma restringida a esta zona.

El Capítulo III comprende el desarrollo de la Configuración Eléctrica para atender la Demanda Proyectada, así como su incidencia dentro del Sistema Interconectado Nacional ya que formará parte de ella desde la conexión de la Línea en Puquio. Asimismo se evalúa la Justificación, comparando la Propuesta desarrollada en este proyecto con la Alternativa de atender la Demanda con una Central Diesel Equivalente instalada en Coracora.

En el capítulo IV se define las características de la Línea de Transmisión, el Trazo de la Ruta, Sección de Conductor, Niveles de Aislamiento, Estructuras y Puesta a Tierra.

En el Capítulo V se efectúa la Evaluación Económica y Financiera para determinar los Índices de Rentabilidad, apreciándose que planteando una estructura de financiamiento con participación del Estado, los indicadores que en la evaluación económica fueron negativos, cambian haciendo factible la realización de las obras.

Finalmente, se presenta un Anexo referente al Metrado y Presupuesto Base de la Línea y Planos del Estudio.

Expreso mi agradecimiento y reconocimiento al Ing. Juan Bautista Ríos, mi Asesor; por su aporte y transmisión de experiencias en el diseño y construcción de Líneas de Transporte de Energía, así como la revisión final del presente trabajo; asimismo al Ing. Félix Durand de la Empresa Consult Pro Ingeniería S.A. Finalmente mi gratitud a mi señorita hija Elizabeth, por su escrupuloso cuidado en la redacción y edición correspondiente.

## **CAPITULO I INTRODUCCIÓN**

En el presente capítulo se presenta un extracto del estudio indicado, consistente en lo siguiente:

### **1.1 Generalidades**

- 1.1.1** El Proyecto de Transmisión, forma parte del Programa del Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica de la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas-DEP-MEM.
- 1.1.2** Mediante la implementación del presente proyecto, se viene ejecutando la Electrificación Integral de un conjunto de localidades de la provincia de Lucanas, Parinacochas y Páucar del Sara Sara del Departamento de Ayacucho y que conforman el Pequeño Sistema Eléctrico Coracora.
- 1.1.3** El Esquema de Transmisión convenientemente seleccionado para la electrificación mencionada, comprende una línea de transmisión en 60 Kv. que enlaza la S.E. Puquio existente con la S.E. Cora Cora construida actualmente para el proyecto. La S.E. Puquio forma parte del Sistema Interconectado Nacional a través de la Línea Nazca-Puquio.
- 1.1.4** El Coeficiente de Electrificación promedio actual es del orden del 15%, pero al integrarse al Proyecto será de hasta 85%. Cabe anotar que, en cuanto a otros usos, la realización del proyecto facilitará el desarrollo de la Agro Industria mejorando el nivel socio económico de la región involucrada.

### **1.2 De la Línea de Transmisión**

- 1.2.1** La Línea de 60 Kv. desarrollada, es de una terna con una longitud de 52 Km. utilizando conductores de aluminio AAAC-120 mm<sup>2</sup>; y como protección, cables de guarda de sección 38.36 mm<sup>2</sup> Acero EH5.

- 1.2.2** La potencia a transmitir será de 6 Mw. y abastecerá a aquellas localidades que actualmente son centros aislados sin servicio eléctrico o en algunos casos son alimentados por pequeñas centrales hidráulicas y/o térmicas por tiempo limitado a 4 o 5 horas al día.
- 1.2.3** Para la determinación del conductor se tiene en cuenta la Estandarización establecida por el Ministerio de Energía y Minas, que para este tipo de líneas utiliza aleación de aluminio de 120 mm<sup>2</sup>, reforzando esta apreciación con el hecho de que por la utilización en la zona de Sierra, dicho conductor tiene un bajo costo comparativo frente a opciones como el ACSR o Cobre.
- 1.2.4** Referente a la Regulación de Tensión, se toma en cuenta la configuración del Sistema Eléctrico incluyendo la línea de Primaria en 22.9 KV del PSE Coracora. Bajo este esquema, la Regulación de Tensión (caída de tensión) tiene valores que están dentro de los márgenes aceptables.
- 1.2.5** En cuanto a las estructuras, se seleccionó la utilización de estructuras de acero galvanizado de celosía, debido a la facilidad para el transporte y montaje en la zona cuya topografía es accidentada, adaptándose según el trazo de ruta estructuras de tipo “S”, “A” o “T”.
- 1.2.6** Los aisladores a usar son de cerámica estándar ANSI clase 52-3, tanto para suspensión como para anclaje.
- 1.2.7** Por el nivel de Tensión de Transmisión, no se consideran pérdidas por Efecto Corona.
- 1.2.8** Para los cálculos mecánicos del Conductor, se fijan los parámetros de diseño según Normas y Regulaciones vigentes.
- 1.2.9** Para las Fundaciones de las Estructuras, en zonas de ausencia de napa freática a 3 m. de profundidad se utilizarán parrillas metálicas de acero galvanizado, y en zonas de terrenos agrestes o con presencia de agua, se utilizarán macizos de concreto ciclópeo.
- 1.2.10** El diseño de la Puesta a Tierra de las estructuras, tiene en cuenta la protección de personas y animales contra tensiones de toque y de paso que originan las corrientes de dispersión durante las fallas a tierra de la Línea, o de descargas parciales a través de aisladores o descargas atmosféricas.

### 1.3 Objetivos

El presente Estudio, "Línea de Transmisión 60 kV Puquio-Coracora", tiene como objetivo el suministro de Energía Eléctrica a las localidades comprendidas en el Pequeño Sistema Eléctrico Coracora, desde el Sistema Interconectado Centro Norte, permitiendo crear la infraestructura necesaria para el desarrollo socio-económico y agro-industrial de esta importante zona del país.

A continuación, se definen los siguientes objetivos principales del proyecto:

- a. Encontrar la mejor alternativa para satisfacer la demanda de energía eléctrica del área de influencia del proyecto en forma oportuna, económica y confiable.
- b. Promover el desarrollo socio-económico del sector agro-industrial, cooperativas y de empresas privadas, para su incorporación directa al mercado nacional e internacional.
- c. Proveer suficiente capacidad en el sistema eléctrico, tanto para satisfacer futuras necesidades de manera que se mantenga la calidad del servicio como para promover el desarrollo integral de la región.
- d. Reemplazar la actual producción de energía eléctrica deficiente e insuficiente a base de petróleo y de mini-centrales hidroeléctricas, por energía proveniente del Sistema Interconectado Centro Norte.

### 1.4 Alcances y Área de Influencia del Proyecto

El desarrollo de la Línea forma parte del Sistema Integral para la Electrificación de un conjunto de Localidades del Sur del Departamento de Ayacucho, siendo el Area de Influencia del Proyecto el mostrado en la Lamina N° 2.1

La Línea de 60 KV es el enlace entre la S.E. Puquio y la S.E. Cora-Cora de 60/22.9/10 KV y 7/7/2 MVA.

El suministro eléctrico al Pequeño Sistema Eléctrico de CoraCora será desde la S.E. Coracora a través de Líneas Primarias en 22.9 KV a las diferentes Localidades, desarrollándose en forma paralela las Redes Primarias y Secundarias de 48 Localidades en una primera etapa.

En el Cuadro N° 2.1 se muestran las Localidades a ser electrificadas en la Primera Etapa. Dentro de este marco, el presente estudio contempla el desarrollo del Estudio de Mercado Eléctrico, Configuración del Sistema de Transmisión y Justificación Económica, Ingeniería de la Línea de transmisión de 60 KV, estableciendo los Parámetros de Diseño, Cálculo Electromecánico del Conductor, Estructuras y Puesta a Tierra, Evaluación Económica-Financiera. Adicionalmente se presenta el Metrado y Presupuesto correspondiente.

## **1.5 Características del Área de Desarrollo del Proyecto**

### **a) Características Geográficas**

El área del proyecto se encuentra en la zona Sur Oeste del Perú, aproximadamente entre las coordenadas 74°07'48" y 73°46'45" longitud oeste y 14°41'54" y 15°00'48" latitud sur.

La geografía de la zona es accidentada y la altitud del área del proyecto varía entre los 2,715 y 4,272 msnm.

### **b) Características Climáticas**

El clima del área del proyecto posee características propias de los valles interandinos la Sierra.

La temperatura en la zona de proyecto es:

Mínima	3,7 °C
Media	11,6 °C
Máxima	18,5 °C

La velocidad de viento máxima en la zona del proyecto es de 90 km/h.

### **c) Infraestructura Vial**

El área del proyecto es accesible por vía terrestre desde Lima - Nazca - Puquio y por la localidad de Chala en Arequipa, a través de la Carretera Panamericana Sur.

El transporte desde Lima a Coracora es por la carretera Panamericana Sur hasta Nazca y desde allí hacia Puquio; desde Puquio existe un acceso hasta Coracora. La carretera Lima - Nazca - Puquio es asfaltada en buen estado, mientras que la carretera Puquio - Coracora es afirmada en malas condiciones.

El acceso a la zona del proyecto, también se puede realizar por el departamento de Arequipa mediante el desvío Chala - Incuyo - Coracora, parte del tramo de esta carretera es afirmada.

## **CAPÍTULO II**

### **MERCADO ELÉCTRICO E INSTALACIONES EXISTENTES**

#### **2.1 Generalidades**

El presente estudio tiene por objeto determinar los requerimientos de energía y potencia eléctrica de los centros poblados y cargas que serán atendidas a través de la Línea de Transmisión 60 KV Puquio - Cora Cora. El suministro de energía abarcará a 158 localidades en tres etapas; las que incluyen a 22 capitales de distritos y 136 centros poblados menores.

#### **2.2 Área de Influencia**

##### **2.2.1 División Política, Geográfica y Clima**

El área del estudio está ubicada en la zona Sur del Departamento de Ayacucho; abarcando las Provincias: Lucanas, Parinacochas, Paucar del Sara Sara y La Unión del Departamento de Arequipa por encontrarse en zona de límite departamental. Comprende 22 Distritos, dentro de un área de extensión de 10 366,43 km<sup>2</sup> de topografía accidentada. Dicha área se muestra en la Lámina N° 2.1 El clima es frío y seco presentándose precipitaciones pluviales en los meses de Diciembre a Marzo.

##### **2.2.2 Demografía**

Según los resultados del censo de 1993, la población en el área del proyecto fue de 33 093 habitantes que representa el 31,2 % del total a nivel provincial.

En el Cuadro N° 2.1 se presenta la relación de pueblos considerados e información demográfica.

El crecimiento poblacional entre los períodos intercensales a nivel provincial fue el siguiente: (Ver Tabla 2.1)

**Tabla 2.1: Crecimiento Poblacional**

Nombre	Nivel	CRECIMIENTO ANUAL (%)	
		1972-1981	1981-1993
Ayacucho	Departamento	1,0	-0,2
Lucanas	Provincia	-0,5	-0,8
Parinacochas	Provincia	-0,2	-0,8
Paucar del Sara Sara	Provincia	-0,5	-0,5
La Unión	Provincia	-0,05	- 0,5

Entre 1981 y 1993 la población departamental, experimentó un decrecimiento promedio anual de -0,2 %, que comparado con el crecimiento promedio nacional (2,0 %), ha sido el único departamento que cuenta con una tasa de crecimiento negativa. Este fenómeno se repite en las provincias involucradas en el estudio. Esta tendencia del ritmo de crecimiento poblacional durante el último periodo intercensal, se explica fundamentalmente por su alto nivel migratorio a consecuencia de la pobreza extrema y situaciones de violencia que aquejaron al departamento principalmente en el área rural, y que en parte ha sido atenuado por el nivel de fecundidad natural. Ayacucho es un Departamento "expulsor" de población donde mayor es el número de personas que han salido del departamento, en relación al número de personas que llegaron por las vivencias experimentadas en este lugar.

A consecuencia de lo ocurrido, la densidad promedio de la ocupación territorial de estas provincias disminuyó en estos años, conforme a continuación se aprecia: (Ver Tabla 2.2)

**Tabla 2.2: Densidad Poblacional**

Provincias	Censo 1981 Habitante / km <sup>2</sup>	Censo 1993 Habitante / km <sup>2</sup>
Lucanas	4,4	4,0
Parinacochas	4,4	4,0
Paucar del Sara Sara	5,3	5,0
La Unión	4,0	3,6

### 2.2.3 Servicio Eléctrico

El Coeficiente o Grado de electrificación de la zona es bajo, en todas las provincias, donde aproximadamente 8 de cada 10 viviendas carecen de electricidad. El promedio de viviendas electrificadas en estas cuatro provincias es del 15.6 % y por pocas horas de servicio (4 ó 6 horas en las noches); lo que significa que el 85 % de viviendas carecen de servicio eléctrico. (Ver Tabla 2 3)

**Tabla 2.3: Coeficiente de Electrificación**

<b>Provincias</b>	<b>Viviendas c/Alumbrado eléctrico</b>	<b>Coeficiente de Electríf.</b>
Lucanas	3 007	20,9
Parinacochas	1 372	23,8
Paucar del Sara Sara	509	17,9
La Unión	283	0,06

### 2.2.4 Otros Servicios

En promedio a nivel provincial, en la zona también se aprecia la carencia de otros servicios primarios, lo cual viene asociado con la calidad y estructura de las viviendas y al tipo de materiales utilizados en su construcción. Ello se vincula con las respectivas deficiencias y posibilidades de acceso a una vivienda con materiales adecuados. En las siguientes tablas se muestra las características principales de los servicios y materiales empleados en las viviendas. (Ver Tabla 2.4 y Tabla 2.5)

**Tabla 2.4: Servicios Públicos Básicos**

Provincias	Viviendas Particulares (%)			Material predominante en los pisos (%)	
	c/agua a red pública	c/desagüe a red pública	Sin servicio Higiénico	Tierra	Cemento
Lucanas	42,2	6,8	90,2	90,1	7,6
Parinacochas	41,1	10,8	87,1	91,2	6,2
Paucar Sara Sara	52,8	2,8	82,6	93,1	5,7
La Unión	12,3	2,9	86,7	94,9	3,0

**Tabla 2.5: Materiales usados en Viviendas**

Provincias	Material predominante en las paredes		Material predominante en los techos		
	Adobe (%)	Piedra c/barro (%)	Tejas (%)	Calamina (%)	Paja (%)
Lucanas	78,1	13,2	26,5	50,1	14,1
Parinacochas	79,5	15,1	4,0	55,8	22,1
Paucar Sara Sara	83,4	15,5	34,4	51,1	10,2
La Unión	59,6	38,1	2,7	35,4	55,8

## **2.3 Principales Actividades Económicas**

### **2.3.1 Sector Agricultura y Ganadería**

La actividad predominante en la zona es la agricultura y es la que concentra la mayor fuerza laboral. Entre los principales cultivos tenemos: papa, habas, oca, maíz, trigo, cebada y arveja.

Debido a las dificultades de transporte, estacionalidad de la producción y a la diversificación para el abastecimiento, esta actividad está orientada al autoconsumo teniendo un bajo nivel de desarrollo.

En la ganadería predomina la crianza de ganado vacuno, porcino, ovino, caprino y auquénidos.

### **2.3.2 Sector Industrial y Comercial**

La industria es incipiente; existiendo pequeños aserraderos y molinos de granos.

El sector comercial tiene establecimientos medianos y pequeños que se dedican a la compra y venta de bienes.

### **2.3.3 Sector Minería**

Actualmente la minería tiene escasa importancia dentro de las actividades económicas de esta zona.

## **2.4 Situación Eléctrica Actual**

El servicio eléctrico es deficiente y limitado a 4 o 6 horas durante las noches, el cual es suministrado por pequeños grupos electrógenos en mal estado y con restricciones de operación por el alto costo del combustible. En otros casos el servicio es suministrado por pequeñas centrales hidroeléctricas. En estas condiciones de servicio, es predominante la formación de pequeños centros aislados sin ninguna posibilidad de interconexión y por lo tanto con permanente limitación para su desarrollo.

Una pequeña área del proyecto es atendida por ELECTRO SUR MEDIO S.A., con una estructura de ventas en su mayoría del tipo doméstico y otras por los Concejos Municipales.

Las Centrales Hidroeléctricas que operan en la zona son: Pausa, Chaviña e Incuyo. La C.H. de Cora Cora no se encuentra operativa; razón por la cual el servicio eléctrico en Cora Cora es restringido al horario de 6 a 12 p.m. y atendido por un grupo electrógeno, manteniéndose el otro de reserva o para eventos importantes (festividades locales).

La Central de Chaviña atiende a las localidades de Chaviña y Ayará de 6 p.m. a 6 a.m., alimentando también al hospital de Cora Cora de 12 p.m. hasta las 6 a.m.

La C.H. de Incuyo atiende a las localidades de Lacaya, Chaicha, Chacaray, Incuyo, Quishuarani, Colloni, Quilata y Pararca.

Las Centrales Térmicas Diesel que operan en la zona son: Pausa, Chumpi, Pullo, Upahuacho, Pacapausa, Corculla y Colta quienes atienden a las localidades del mismo nombre.

De igual forma las Centrales de Pausa sirven a las localidades de Pausa, Huampo, Ancaypahua, Huayllas y Aymarca.

Por lo general, los grupos térmicos administrados por los Concejos Municipales operan de 6 a 9 p.m.

#### 2.4.1 Oferta Eléctrica Existente

Algunas capitales distritales cuentan con servicio eléctrico en forma restringida debido a que en su mayoría son Centrales Térmicas Diesel.

La administración de las centrales existentes son las siguientes:

Electro Sur Medio S.A. a cargo de las Centrales de Cora Cora y Chaviña.

Las centrales de Pausa están administradas por terceros.

Los Concejos Distritales a cargo de Chumpi, Pacapausa, Pullo, Incuyo, Upahuacho, Corculla y Colta.

Como oferta eléctrica se tiene aproximadamente una potencia instalada de 2200 kW y una potencia efectiva 1,950 en regular estado y cuyas características son las siguientes: (Ver Tabla 2.6)

**Tabla 2.6: Oferta Eléctrica Existente**

<b>PEQUEÑAS CENTRALES</b>			
<b>POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA</b>			
<b>GRUPOS POR CENTRAL</b>	<b>AÑO INSTAL.</b>	<b>POTENCIA INSTALADA (kW)</b>	<b>POTENCIA EFECTIVA (kW)</b>
<b>C.T. CORA CORA</b>			
<b>ISOTTA FRASCHINI</b>	1988	500	500
<b>CATERPILLAR</b>	1995	500	500

<b>Total</b>		1 000	1 000
<b>C.H. CORA CORA</b>			
<b>DRESS</b>	1964	196	0
<b>Total</b>		196	0
<b>C.H. CHAVIÑA</b>			
<b>B. MAIER</b>	1980	96	88
<b>Total</b>		96	88
<b>C.H. PAUSA</b>			
<b>JACOBA LINDER</b>	1983	200	185
<b>Total</b>		200	185
<b>C.T. PAUSA</b>			
<b>VOLVO PENTA</b>	1987	100	80
<b>Total</b>		100	80
<b>C.T. CHUMPI</b>			
<b>VOLVO PENTA</b>		100	90
<b>Total</b>		100	90
<b>C.T. PULLO</b>			
<b>VOLVO PENTA</b>		100	90
<b>Total</b>		100	90
<b>C.T. UPAHUACHO</b>			
<b>LISTER</b>		40	35
<b>Total</b>		40	35
<b>C.T. PACAPAUSA</b>			
		18	15
<b>Total</b>		18	15
<b>C.H. INCUYO</b>			
<b>KOSSLER</b>		184	184
<b>HONGYA MACHINEAY</b>		137	0
<b>Total</b>		321	184

## 2.5 Demanda Eléctrica

### 2.5.1 Premisas

Se prevé que la Línea de Transmisión 60 kV Puquio - Cora Cora entrará a operar el año 1 de la Proyección de Demanda.

Se considera que el suministro de energía es permanente y confiable sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda requerida por el servicio público, autoproducción y proyectos de inversión.

Para una mejor distribución de cargas, el mercado eléctrico se ha agrupado en 3 etapas de acuerdo a la configuración e integración de las cargas al sistema.

Con la información demográfica (censos 1972, 1981 y 1993) de cada localidad se establecieron las siguientes tasas de crecimiento poblacional:

- Para las localidades cuyas tasas de crecimiento demográfico sean negativas o menores que 1 % se considera una tasa de 1 % para todo el período de análisis.
- Para las localidades que presentan tasas de crecimiento entre 1 % a 3 %, se consideran sus propias tasas.
- Para aquellas localidades que hayan alcanzado tasas de crecimiento mayores de 3 %, se les considera una tasa de crecimiento de 3 %.

Para el consumo unitario de energía se establecieron 2 clases de canastas básicas de artefactos considerando la información de campo e información del INEI (Cuadro N° 2.2):

- Clase I: Contiene 3 lámparas de iluminación, radio-grabadora/video, televisor, licuadora y plancha.  
La conforman las localidades de Cora Cora, Pausa, Chaviña y Chumpi.
- Clase II: Compuesta por 3 lámparas de iluminación, radio-grabadora/video, televisor y plancha; integrada por el resto de localidades.

Según el uso de los artefactos electrodomésticos apreciado en la zona, se estimaron 3 tipos de consumos unitarios con sus respectivas tasas de crecimiento.

- Tipo I: Conformada por las localidades de Cora Cora, Pausa, Chaviña y Chumpi con un consumo unitario anual de 358.8 kWh/Abo. Doméstico al inicio del plazo de análisis y una tasa de crecimiento anual de 1,5 %.

- Tipo II: Agrupa a las localidades que son Capitales Distritales (excepto a las del Tipo I) y localidades que actualmente cuentan con servicio eléctrico, las mismas que tienen un consumo unitario anual de 302.4 KWh/Abo. doméstico y una tasa de crecimiento anual de 1,5 %.
- Tipo III: La integran los caseríos y Anexos con un consumo unitario anual de 266,4 KWh/Abo. doméstico y una tasa de crecimiento anual de 1,0 %.

Para la estructura de consumo se ubicaron 4 tipos de localidades:

<u>Tipo de Localidad</u>	<u>Descripción</u>
"A"	Cora Cora
"B"	Pausa, Chaviña y Chumpi
"C"	Capitales distritales y localidades C/Serv. Eléctrico
"D"	Caseríos y Anexos

Los porcentajes por sectores de consumo y pérdidas que se asignan para los diferentes tipos de localidades se indican en la tabla 2.7:

**Tabla 2.7: Asignación de Consumos y Nivel de Pérdidas**

<b>Tipo de Localidad</b>	<b>Comercial (%)</b>	<b>Industrial (%)</b>	<b>Uso General (%)</b>	<b>Pérdida (%)</b>	<b>Localidad</b>
A	25	15	25	7.5	Cora Cora
B	15 12	12	20	7.5	Pausa, Chumpi, Chaviña
C	12	10	15	7.5	Cap. Distritales y Loc. con S. Eléctrico
D	10	0	15	7.5 5.5	P > 500 P < 500

Los porcentajes asignados a los diferentes sectores de consumo tienen como referencia el registro existente y a comparación de localidades similares. En cuanto a la estimación de pérdidas, se consideran las correspondientes a redes nuevas que serán diseñadas para el presente proyecto.

En el Sector Alumbrado Público se ha considerado una carga aproximada de 2 kW/km de vía utilizando lámpara de 70 W. Lo que equivale en promedio a 20 W/lote. En la tabla 2.8 se aprecia la carga asignada a los tipos de localidad.

**Tabla 2.8: Asignación de Alumbrado Público y Horas de Utilización**

<b>Tipo de Localidad</b>	<b>Alumbrado Público (kWh/Viv) Anual</b>	<b>Horas de Utilización</b>	<b>Incremento de horas anuales</b>
A	70	2 200	10
B	90	2 100	10
C	90	1 900	10
D	90	1 700	10

De igual forma se establecieron 4 curvas de coeficientes de electrificación, una para cada tipo de localidad.

<u>Tipo de Localidad</u>	<u>C.E.Inicial</u>	<u>Inflexión</u>	<u>C.E. Final</u>
“A”	0.75	0.80	0.90
“B”	0.70	0.80	0.90
“C”	0.50	0.65	0.85
“D”	0.45	0.60	0.75

Los factores de simultaneidad utilizados entre localidades por etapas son los siguientes:

<u>Etapas</u>	<u>f.s.</u>
I	0.85
II	0.84
III	0.80
Sistema	0.95

## 2.5.2 Metodología de Proyección de la Demanda Eléctrica

La metodología de proyección utilizada es el Modelo Uniforme de Proyección, la cual se sustenta en criterios estadísticos y en el análisis macroeconómico; los que son complementados con informaciones directas relativas a las cargas eléctricas más importantes.

Esta metodología es del tipo ANÁLISIS - SÍNTESIS, es decir se basa en el estudio individual de cargas eléctricas, integrándolas después por sectores de consumo, para lo cual se tiene en cuenta el estado de situación del servicio eléctrico de cada una de ellas en cuanto a su aislamiento y posibilidad de integración al sistema. El análisis se basa en aspectos demográficos, estadístico-eléctrico e influencia directa in situ de las cargas principales.

Para tal efecto, el mercado se divide en tres sectores de consumo.

- a) Servicio Público
- b) Autoproductores / Cargas grandes
- c) Proyectos de Inversión

Cada uno de estos sectores de consumo tiene cargas integradas al sistema eléctrico e integrable en el horizonte de planeamiento.

### a) Servicio Público

En este sector se incluye el suministro eléctrico a todas las localidades conocidas con el nombre de pequeños centros poblados, categoría que corresponde a aquellas localidades con poblaciones menores a 20,000 habitantes.

Los pequeños centros fueron agrupados en tres categorías:

- Pequeños Centros I (PCI) : Conformado por las localidades que se agrupan en la primera etapa y se integran al sistema junto con la entrada en operación de la Línea de Transmisión 60 kV Puquio - Cora (Año 1)
- Pequeños Centros II (PCII): Localidades que conforman la segunda etapa y son integrables al sistema eléctrico en el corto plazo (Año 5).
- Pequeños Centros III (PCIII): Localidades que comprenden la tercera etapa y son integrables al sistema eléctrico en el mediano plazo (Año 10).

- La metodología empleada es la del Modelo Uniforme, aplicada a los pequeños centros poblados cuya secuencia de cálculo de proyección se aprecia en la Lámina N° 2.2

- El procedimiento seguido en este caso, así como las constantes adoptadas, fueron las siguientes:

- Recolección de información demográfica y de ubicación geográfica (censos nacionales y cartas geográficas).
- Se utilizó la siguiente información existente:
  - Censos Nacionales, VII de población y II de vivienda 1972.
  - Censos Nacionales, VIII de población y III de vivienda 1981.
  - Censos Nacionales 1993 - IX de población, IV de vivienda.
- Evaluación de la información estadística eléctrica de localidades que cuentan con servicio eléctrico y tienen facturación por sectores de consumo, producción de energía, máxima demanda, abonados, horas de servicio diario, etc.
- Preparación del coeficiente de electrificación.  
La Lámina N° 2.3 muestra el gráfico del coeficiente de electrificación utilizado.
- Proyección del consumo unitario doméstico (CUD), consumo de alumbrado público (kWh/viv) e índices per-cápita (vatios/hab). En el Cuadro N° 2.2 se presenta el equipamiento eléctrico de los hogares según el censo de 1993.
- En el sector doméstico se proyecta la demanda en base a un consumo unitario inicial, seleccionado de acuerdo a las características de cada tipo de localidad.
- El consumo de energía de alumbrado público se toma como un índice kWh/viv.
- El consumo de energía del sector comercial fue determinado como porcentaje del consumo doméstico.
- El consumo de energía del sector industrial y de usos generales se consideran como porcentajes del consumo doméstico más comercial.
- El consumo neto resulta de la suma aritmética de los consumos anteriores.
- El consumo bruto de energía resulta de adicionar al consumo neto total, las pérdidas a nivel de distribución.
- La máxima demanda de potencia se estima a partir del consumo bruto total y de las horas de utilización de la máxima demanda.

## b) Autoprodutores y Proyectos de Inversión

La metodología utiliza el análisis individual para cada autoprodutor y/o proyecto de inversión, abarcando las previsiones de potencia y energía de todos los sectores susceptibles de ser incorporados al sistema eléctrico.

Entre los Autoprodutores se consideran las siguientes cargas:

- En Lucanas, distrito de Sancos:

- Minera El Rosario S.A., con su planta Quimbalete de 10 TM/día
- Aurífera Corijake S.A., con una capacidad de 30 TM/día.

-En Cora Cora	<b>kW</b>
• 8 Aserraderos	64,0
• 6 Molinos	48,0
• SECAT (Colegio Industrial)	15,0

Como Proyectos de Inversión se evaluaron las siguientes cargas:

- En Cora Cora

	<b>kW</b>
• 2 Curtiembres	20,0
• INFES (Albergue)	35,0
• Escuela de Aplicación	15,0
• Embutidos y cueros	12,0
• Quesos y mantequilla	15,0
• Complejo artesanal	30,0
• Hospital	40,0
• Telefónica	20,0

- En Chaviña	<b>kW</b>
• 1 Aserradero	12.0
• 1 Molino	15.0
• 1 Electrobomba	20.0

- En San José	<b>kW</b>
---------------	-----------

• 1 Electrobomba	20.0
-En Chumpi	<b>kW</b>
• Molinos	45.0
• Quesos y Mantequilla	15.0
- En Niño Salvador	<b>kW</b>
• Planta de Sillar	6.0
- En Huayllane	<b>kW</b>
• Productos lácteos	15.0
- En Occoruro	<b>kW</b>
• Productos lácteos	15.0
- En Bellavista	<b>kW</b>
• Complejo Turístico Baños	40.0

## 2.6 Resultados y Comentarios

Las localidades a conectarse en la Primera Etapa (Año 1) son 48 y conforman el PSE Cora Cora:

Cora Cora, Pausa, Chumpi, Chaviña, San Sebastián, Incuyo, Quilcata, Marcabamba, Pullo, Mirmao, Relave, Lampa, Huayllane, Pararca, Acos, Carhuanilla, Pinahua, Colloni, Aulla, Lacaya, Aycara, Muchapampa, Chacaray, Huillcallama, Colta, Sacsara, Huataca, Collahuacho, Chaicha, Ancaypahua, Urayhuma, Yurachuasi, Sequello, Soteca, Colcabamba, Huallhua, Otococha, Ilcocochoa, Huaccepampa, Santa Rosa, Chantane, Vizcachane, Ravacayco, Lomaspata, Alfabamba, Quishuarani, Huampo, Huayllas.

Las localidades a conectarse en la Segunda Etapa (Año 5) son las siguientes (50):

Oyolo, Sancos, Corculla, Tarco, Choquipampa, Tauria, Cochani, Chaipe, Palca, Chicalle, Chusi, Manzanayoc, Ocosuyo, Achuane, Bellavista, Sallatoma, Pampa Chacra, Ccasacahua, Ushua, Casire, Condorccochoa, Huancara, Casahuasi, Upahuacho, Taccra, Surupampa, Matayoc, Calera, Rupasca Huasi, Tonsio,

Caraspampa, Pascaña, San Juan, Huaccracasa, Puchica, Sallasalla, Ccollpapampa, Santa Rosa, Tarcanayocc, Sayla, Atajocha, Huayllapata, Antallani, Caychina, Toma, Cuncalla, Patari, Niño Salvador, Pacapausa, San José.

Las localidades a conectarse en la Tercera Etapa (Año 10) son las siguientes (60):

Huacata, Santa Rosa, Aniso, Tranca, Ishupampa, Huayrana, San Gabriel, San Luis, Chilhuani, Pararani, Quishuarcancha, Para, Malco, Nahua Pampa, Paucara, Colcabamba, Irhuaca, Yanaya, Oncalcocha, Ccarhuayo, Pumalaylle, Tucsa, Chenquene, Pallcarana, Acoquipa, Collpabamba, Pulpito Toma, Carrizal, Pilcco, Huallhua, Tauca, Trapiche, Auro, Huancute, Huischumiso, Pueblo Nuevo, Huayllascha, Pichuani, Huayccohuasi, Anta, Ccolte, Rauripa, Lacaya, Pisacalla, Ampí, Maran, Pomacocha, Sauricaya, Viscachani, Buena Vista, Calpamayo, Saramarca, Huayllunca, Nahua Alta, Huayta, Puncopampa, Colpar, Yuracloma, Saina y Occoruro.

Los resultados de la proyección de demanda de potencia y energía se muestran en los cuadros siguientes:

En el Cuadro N° 2.3 y N° 2.4 se presentan las proyecciones de máxima demanda y consumo de energía del sistema.

Los resultados de la proyección de demanda de potencia y energía y factor de carga a nivel de sistema se grafican en las láminas N° 2.4, 2.5 y 2.6 respectivamente.

La máxima demanda de potencia y consumo de energía en el sistema para algunos años es la siguiente: (Ver Tabla 2.9)

**Tabla 2.9: Demanda Máxima de Potencia y Consumo de Energía**

<b>Sistema</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 15</b>	<b>Año 20</b>
<b>Potencia (KW)</b>	1625.6	4100	4475.30
<b>Energía (MWh)</b>	4007.20	11647.9	13480.70
<b>Factor de Carga (Fc)</b>	0.281	0.324	0.327

Las cifras equivalen a un crecimiento promedio anual para 20 años (1999-2018) de 5,2 % para la potencia y 6,3 % para la energía; dichos porcentajes son relativamente altos debido a la integración de cargas de la segunda etapa en el año 5 y de la tercera etapa en el año 10.

A continuación se presentan para algunos años el resultado de algunas variables: (Ver Tabla 2.10)

**Tabla 2.10: Resultados de Proyección de Variables**

<b>TOTAL SISTEMA</b>			
<b>Descripción</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 15</b>	<b>Año 20</b>
Población	36854	47509	52238
Viviendas	11 180	14293	15667
Abonados Domésticos	4 601	11168	12961
Coefficiente de Electrificación	0,41	0.78	0.83
C.U. Doméstico promedio	329,9	377,9	404,9

Para los próximos 20 años, a nivel de sistema eléctrico, la población y vivienda crecerían en 1,8 %, el consumo unitario doméstico en 1,1 % y los usuarios domésticos en 5,4 % considerando las tres etapas y bondad de la electrificación.

El consumo de energía a nivel de sistema por sectores y estructura de consumo para los años de proyección se muestran en las Tablas 2.11 y 2.12.

**Tabla 2.11: Consumo de Energía Proyectada por Sectores**

<b>CONSUMO DE ENERGIA</b>			
<b>(MWh)</b>			
<b>Sectores</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 15</b>	<b>Año 20</b>
Doméstico	1 518,2	4221	5248.4
Comercial	261,7	658.2	827.4
Industrial	915,7	3751.1	3867.3
Uso General	362,5	929.6	1164.3
Alumbrado Público	615.1	1222.7	1336.2
Total Ventas	3673.2	10782.6	12443.6

**Tabla 2.12: Estructura de Ventas Porcentual por Sectores**

<b>ESTRUCTURA DE VENTAS</b>			
<b>(%)</b>			
<b>Sectores</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 15</b>	<b>Año 20</b>
Doméstico	41.4	39.2	42.2
Comercial	7.1	6.1	6.6
Industrial	24.9	34.8	31.1
Uso General	9.9	8.6	9.4
Alumbrado Público	16.7	11.3	10.7
Total Ventas	100,0	100,0	100,0

Los sectores Doméstico y Alumbrado Público son los más importantes, con un promedio del 54 % de las ventas.

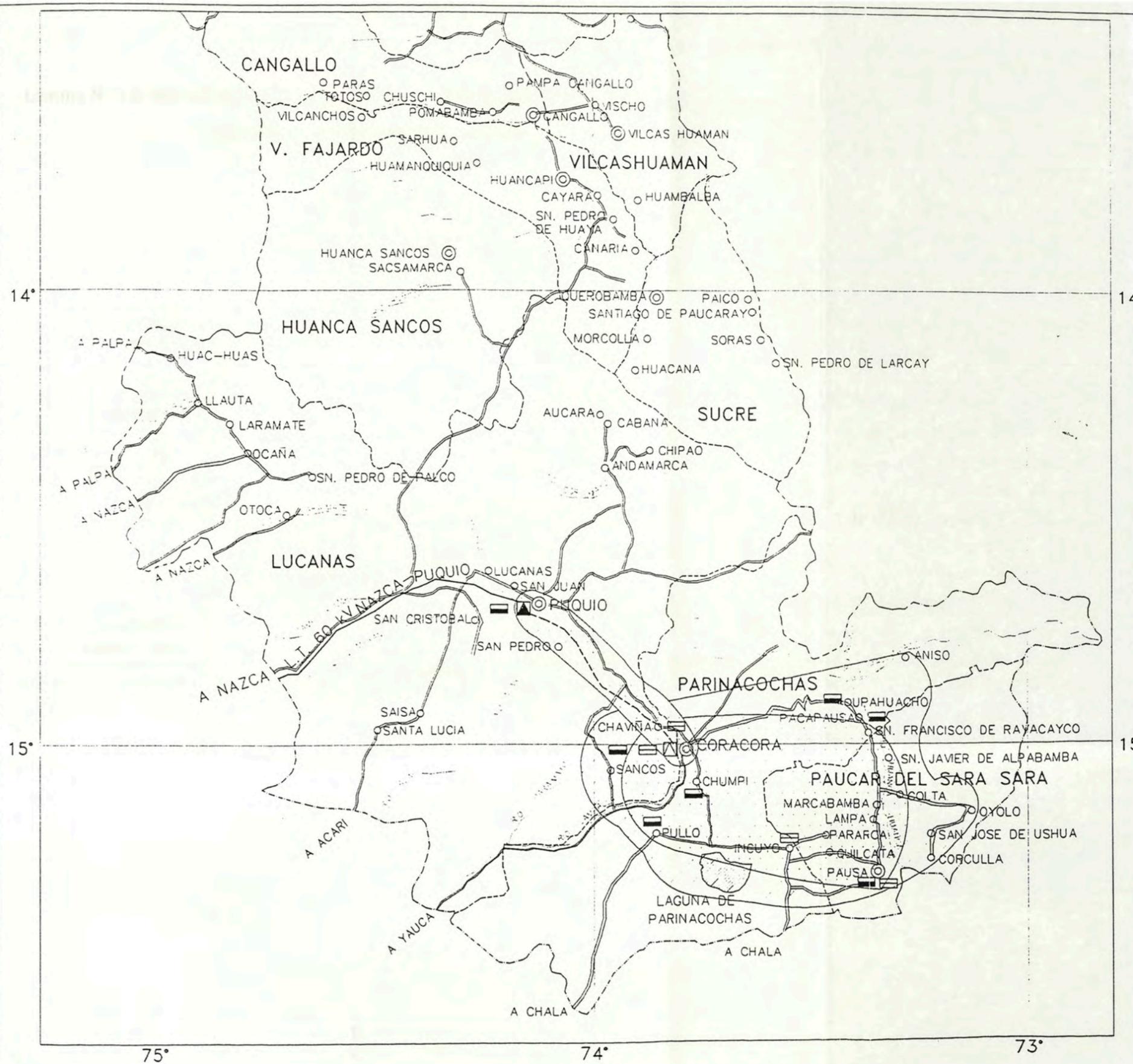
La calificación eléctrica establecida como resultado de la proyección del estudio de mercado, es de 450 watt/lote para las localidades de Cora Cora, Pausa, Pullo y Chumpi; y de 400 watt/lote para el resto de localidades.

Los índices per cápita promedio para algunos años se muestran en la tabla 2.13.

**Tabla 2.13: Índices Percápita**

<b>ÍNDICES PER CAPITA</b>			
<b>Sistema</b>	<b>Año 1</b>	<b>Año 15</b>	<b>Año 20</b>
Vatios/Habitante	44.1	86.3	90.2
kWh/Habitante	108.7	245.2	258.1

Los indicadores per-cápita actuales de la zona son bajos; se espera que éstos mejoren con la ejecución de la Línea de Transmisión 60 kV Puquio – Cora Cora, incrementando el nivel socio-económico de las localidades y permitiendo racionalizar y optimizar los insumos usados en los sectores doméstico y agrícola.



LEYENDA	
	1ª ETAPA
	2ª ETAPA Y 3ª ETAPA
	CAPITAL DE PROVINCIA
	CAPITAL DE DISTRITO
	LINE TRANSMISION 60KV EXISTENTE
	LINE TRANSMISION 60KV PROYECTADA
	MINI CENTRAL HIDROELECTRICA
	CENTRAL TERMICA
	SUBESTACION 60/22.9/10 KV. EXISTENTE
	SUBESTACION 60/22.9/10 KV. PROYECTADA

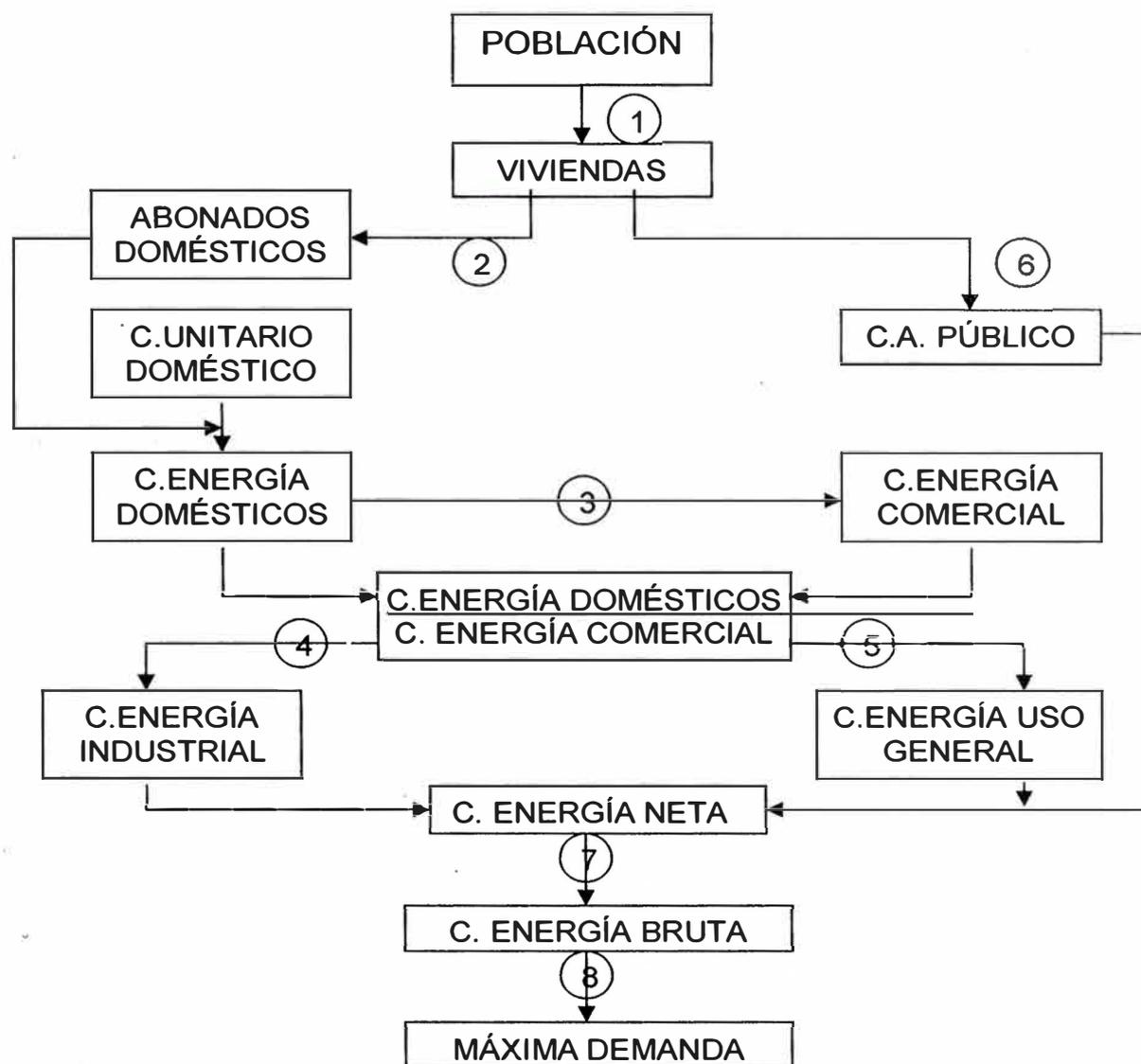
**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

ESTUDIO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV : PUQUIO-CORACORA

**ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO**

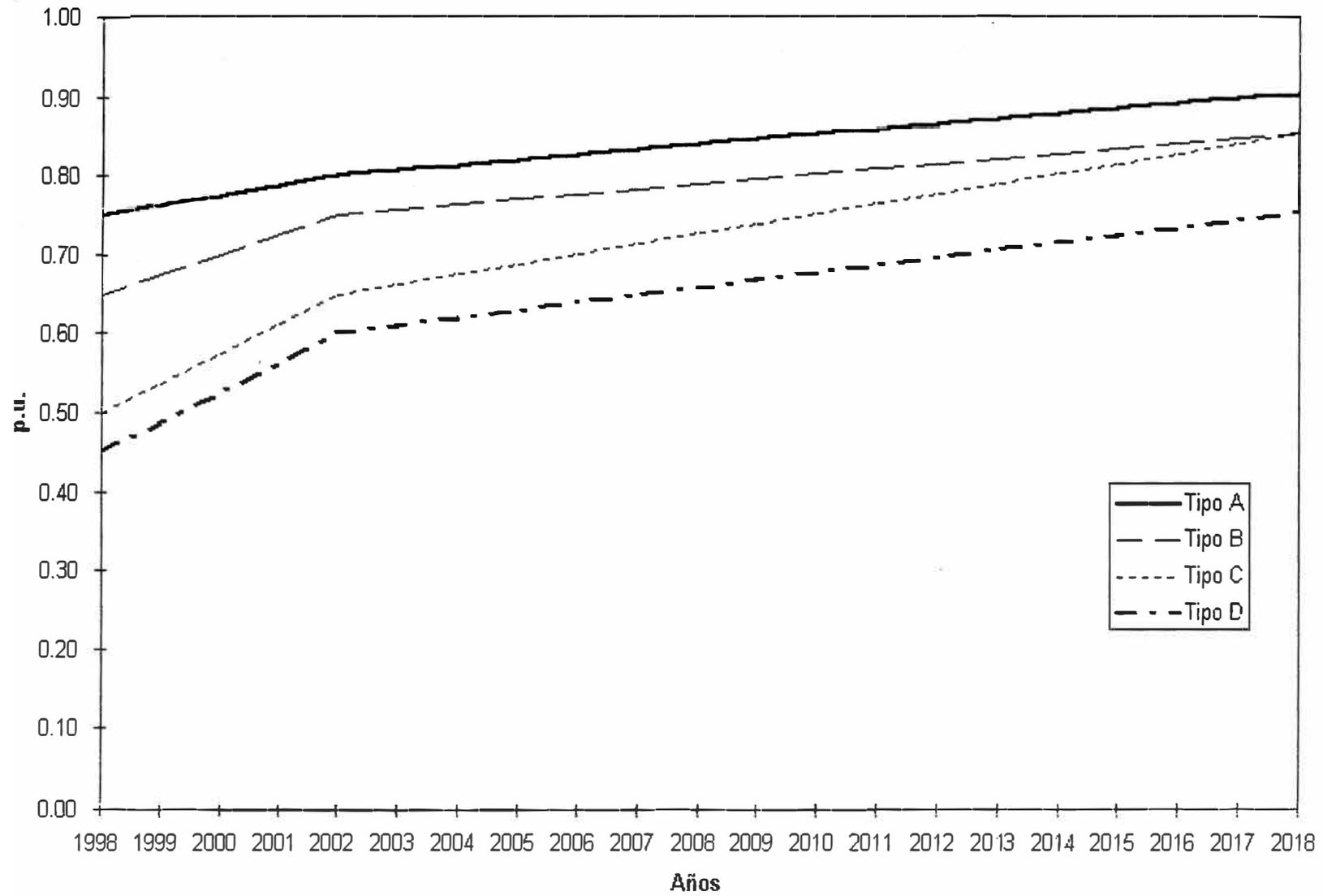
BACHILLER: <b>BERNARDINO ARMANDO CUADROS SALAS</b>	DEPARTAMENTO: <b>AYACUCHO</b>
ASESOR: <b>ING. JUAN BAUTISTA RIOS</b>	PROVINCIA: <b>LUCANAS/PARINACOCHAS</b>
ESCALA: <b>S/E</b>	LÁMINA N°: <b>2.1</b>
FECHA: <b>Ago-05</b>	

Lámina N° 2.2: SECUENCIA DE CÁLCULO DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE CENTROS POBLADOS

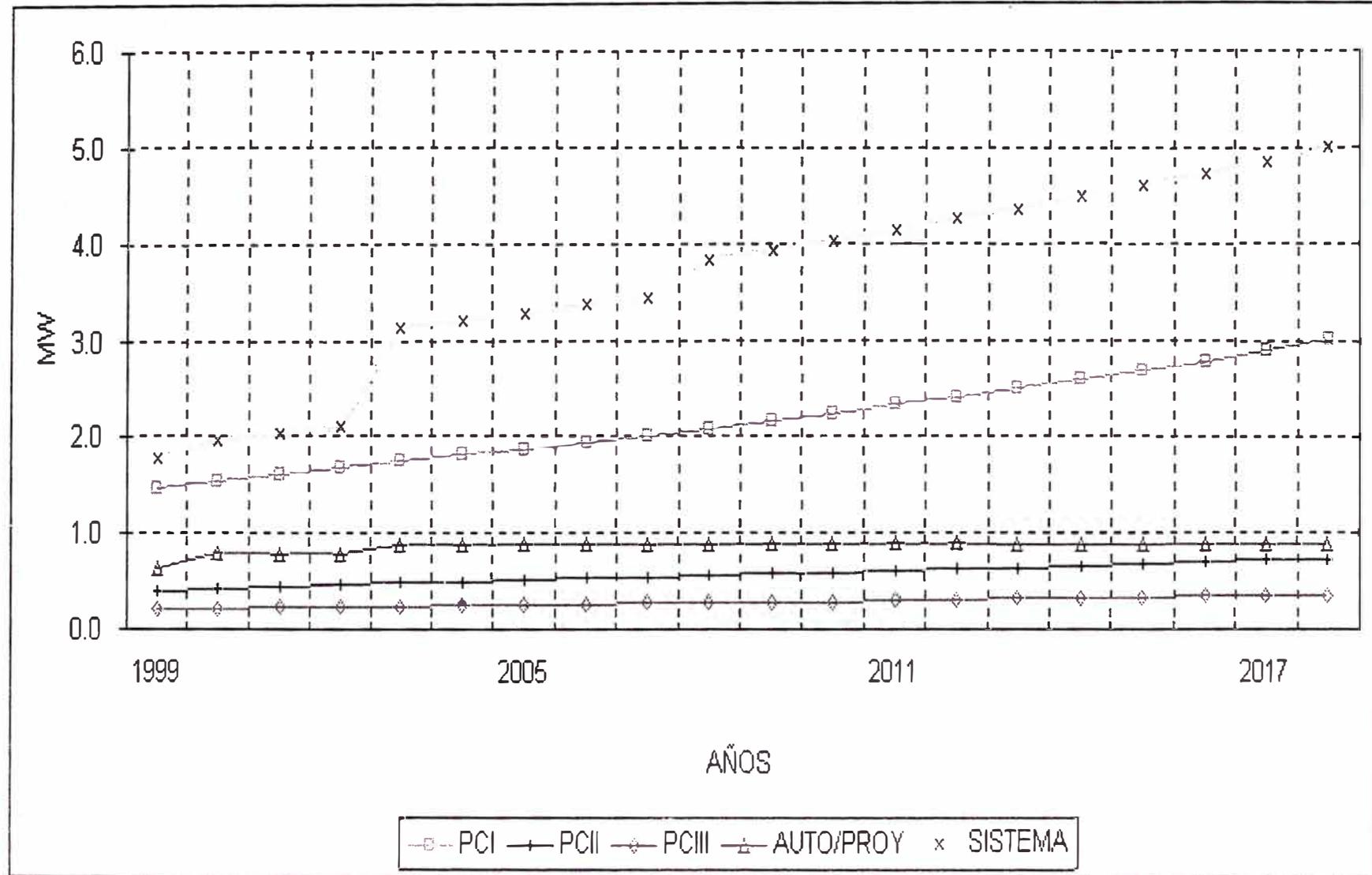


Func. Transf.	DESCRIPCIÓN
1	Densidad= Habitante/ Vivienda
2	Coef. Eléct.= N° Abonado doméstico/ N° de vivienda
3	$K1= C. Energía Comercial/ C. Energía Doméstica$
4	$K2= C. Energía Industrial/ (C. Energía Doméstica + C. Energía Comercial)$
5	$K3= C. Energía Uso General/ (C. Energía Doméstica + C. Energía Comercial)$
6	$K4= Kwh A.P./ (N° de Viviendas)$
7	Factor de Pérdidas= $1/ (1 - Pérdidas)$
8	HU= Horas de Utilización de M.D.

### LÁMINA Nº 2.3: COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN



### LÁMINA N° 2.4: MÁXIMA DEMANDA DE POTENCIA



### LÁMINA Nº 2.5: CONSUMO DE ENERGÍA

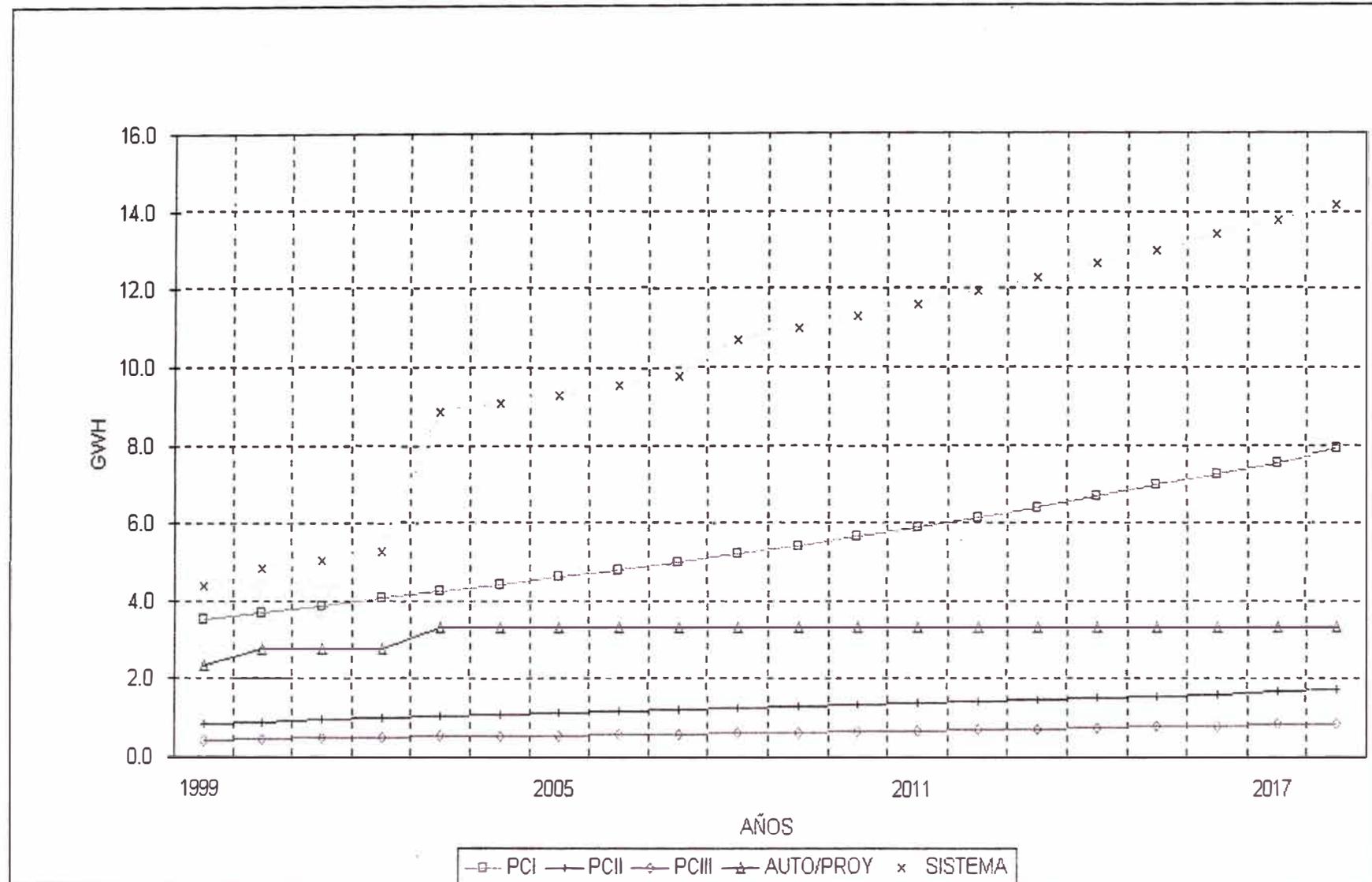
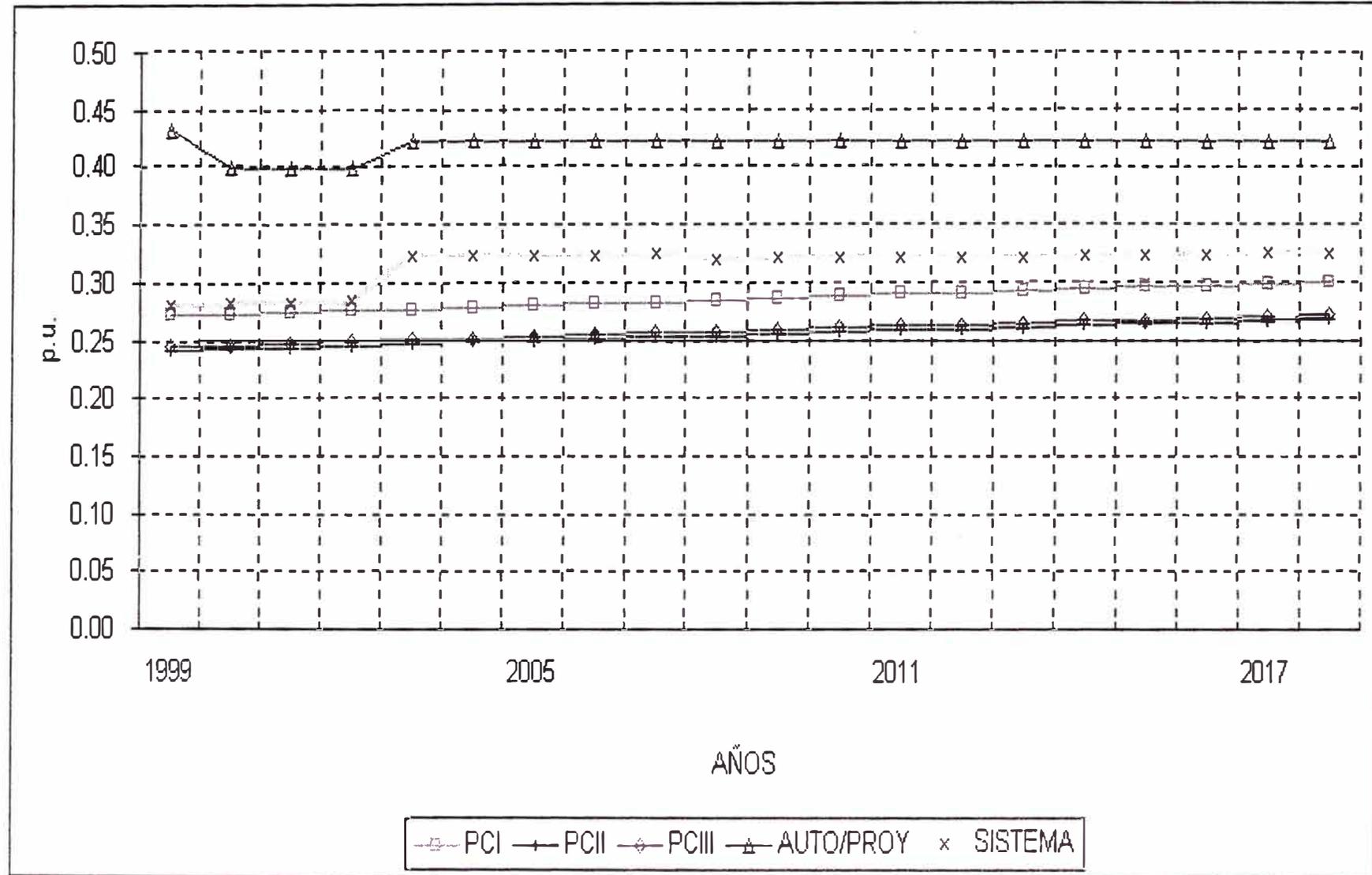


LÁMINA N° 2.6: FACTOR DE CARGA



## CUADRO N° 2.1: LOCALIDADES CONSIDERADAS EN EL PROYECTO

### I ETAPA

LOCALIDADES	DISTRITO	PROVINCIA	POBLACION						
			Censos		Tasas		PROYECCION		
			1981	1993	Real	Proy	1998	2005	2018
Chaviña	Chaviña	Lucanas	1487	1662	0.9	1.0	1747	1873	2131
Santa Rosa	Chaviña	Lucanas	106	102	-0.3	1.0	107	115	131
Coracora	Coracora	Parinacochas	4461	7043	3.9	3.0	8165	10042	14746
Chantane	Coracora	Parinacochas	s/d	92		1.0	97	104	118
Ilcochocha	Coracora	Parinacochas	163	122	-2.4	1.0	128	137	156
Vizcachane	Coracora	Parinacochas	181	92	-5.5	1.0	97	104	118
Aycara	Coracora	Parinacochas	121	186	3.6	3.0	216	265	389
Huaccepampa	Coracora	Parinacochas	170	118	-3.0	1.0	124	133	151
Huayllane	Coracora	Parinacochas	271	327	1.6	1.6	354	395	484
Lomaspata	Coracora	Parinacochas	104	81	-2.1	1.0	85	91	104
Muchapampa	Coracora	Parinacochas	128	199	3.7	3.0	231	284	417
Urayhuma	Coracora	Parinacochas	s/d	303		1.0	318	341	389
Carhuanilla	Chumpi	Parinacochas	326	302	-0.6	1.0	317	340	387
Chumpi	Chumpi	Parinacochas	1661	1472	-1.0	1.0	1547	1659	1888
Pinahua	Chumpi	Parinacochas	340	287	-1.4	1.0	302	323	368
Acos	Chumpi	Parinacochas	393	319	-1.7	1.0	335	359	409
Pullo	Pullo	Parinacochas	566	345	-4.0	1.0	363	389	442
Huillcallama	Pullo	Parinacochas	s/d	276		1.0	290	311	354
Sacsara	Pullo	Parinacochas	273	199	-2.6	1.0	209	224	255
Relave	Pullo	Parinacochas	s/d	582		1.0	612	656	746
Incuyo	Puyusca	Parinacochas	865	715	-1.6	1.0	751	806	917
Collahuacho	Puyusca	Parinacochas	99	168	4.5	3.0	195	240	352
Colloni	Puyusca	Parinacochas	200	228	1.1	1.1	241	260	300
Lacaya	Puyusca	Parinacochas	238	284	1.5	1.5	306	339	410
Quishuarani	Puyusca	Parinacochas	100	117	1.3	1.3	125	137	162
Yurachuasi	Puyusca	Parinacochas	180	173	-0.3	1.0	182	195	222
S. Francisco de Rav	S. Francisco de	Parinacochas	198	75	-7.8	3.0	79	97	143
Pausa	Pausa	Paucar del Sara	871	1391	4.0	3.0	1613	1983	2912
Sto. Domingo de Mii	Pausa	Paucar del Sara	132	373	9.0	3.0	432	532	781
Ancaypahua	Pausa	Paucar del Sara	190	218	1.2	1.2	231	250	290
Huampo	Pausa	Paucar del Sara	94	61	-3.5	1.0	64	69	78
Huayllas	Pausa	Paucar del Sara	42	43	0.2	1.0	45	48	55
Otocochocha	Pausa	Paucar del Sara	144	126	-1.1	1.0	132	142	162
Colta	Colta	Paucar del Sara	200	180	-0.9	1.0	189	203	231
San Sebastian	Lampa	Paucar del Sara	822	821	0.0	1.0	863	925	1053
Lampa	Lampa	Paucar del Sara	251	305	1.6	1.6	331	371	458
Chacaray	Lampa	Paucar del Sara	197	212	0.6	1.0	223	239	272
Chaicha	Lampa	Paucar del Sara	89	194	6.7	3.0	225	277	406
Colcabamba	Lampa	Paucar del Sara	204	161	-2.0	1.0	169	181	206
Marcabamba	Marcabamba	Paucar del Sara	307	381	1.8	1.8	417	473	597
Huataca	Marcabamba	Paucar del Sara	412	193	-6.1	1.0	203	217	248
Sequello	Marcabamba	Paucar del Sara	174	171	-0.1	1.0	180	193	219
Pararca	Pararca	Paucar del Sara	340	297	-1.1	1.0	312	335	381
Aulla	Pararca	Paucar del Sara	250	247	-0.1	1.0	260	278	317
S. Javier de Alpabar	S. Javier de Alpe	Paucar del Sara	67	65	-0.3	1.0	68	73	83
Huallhua	S. Javier de Alpe	Paucar del Sara	103	61	-4.3	1.0	64	69	78
Soteca	S. Javier de Alpe	Paucar del Sara	170	162	-0.4	1.0	170	183	208
Quilcata	Sara Sara	Paucar del Sara	611	600	-0.2	1.0	631	676	769
TOTAL			18301	22131	1.6	1.9	24343	27934	36496

**CUADRO Nº 2.2: HOGARES EN VIVIENDAS PARTICULARES CON OCUPANTES PRESENTES QUE TIENEN  
ARTEFACTOS ELÉCTRICOS Y ELECTRODOMÉSTICOS – AÑO 1993  
HOGARES CON ARTEFACTOS ELECTRICOS Y ELECTRODOMESTICOS**

DISTRITOS	TOTAL HOGARES	Radio	TV		Equipo Sonido	Video Grabadora	Lavadora de Ropa	Refrigerador	Aspiradora	Lustradora
			B/N	Color						
Chaviña	643	254	70	7	7	4	0	1	0	0
Sancos	696	403	4	1	11	1	0	1	0	0
Coracora	2753	1645	787	163	163	63	5	3	2	1
Chumpi	827	417	9	3	15	2	1	1	1	1
C. Castañeda	210	71	1	0	1	0	0	0	0	0
Pacapausa	155	50	0	0	0	0	0	0	0	0
Pullo	831	575	1	4	15	14	0	2	0	0
Puyusca	699	434	25	7	6	28	0	0	0	0
S.F. de Ravacayco	174	77	0	0	0	0	0	0	0	0
Upahuacho	325	74	0	0	6	3	0	0	0	0
Pausa	736	505	283	55	31	13	0	3	0	0
Colta	130	55	0	0	1	0	0	0	0	0
Corculla	213	108	1	2	23	4	0	0	0	0
Lampa	570	326	60	2	27	9	1	0	0	0
Marcabamba	236	114	0	1	0	0	0	0	0	0
Oyolo	320	150	0	0	5	0	0	0	0	0
Pararca	191	114	0	0	0	0	0	0	0	0
S.J. de Alpabamba	152	51	2	0	0	2	0	0	0	0
S.J. de Ushua	51	23	1	1	20	4	0	0	0	0
Sarasara	244	154	3	3	1	1	0	0	0	0
Sayla	131	83	1	0	0	0	0	0	0	0
Tauria	141	70	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>10428</b>	<b>5753</b>	<b>1248</b>	<b>249</b>	<b>332</b>	<b>148</b>	<b>7</b>	<b>11</b>	<b>3</b>	<b>2</b>

### CUADRO N° 2.3: DEMANDA DE POTENCIA TOTAL

POTENCIA: KW																
CARGAS/AÑOS	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
SEVICIO PÚBLICO	1251	1327	1405	1487	1573	1630	1690	1752	1817	1884	1954	2027	2102	2181	2263	2348
PCI	327	349	373	396	421	433	446	458	471	485	499	513	528	543	559	575
PC II	166	171	182	194	206	212	218	224	230	237	243	250	257	265	272	280
PC III	1738	1847	1960	2078	2200	2275	2354	2435	2519	2606	2696	2790	2888	2989	3094	3203
Sub Total																
<b>AUTOPROD/PROY. INV.</b>																
CHAVINA																
Aserradero	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Molino	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Electrobomba	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
SAN JOSÉ																
Electrobomba	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
CORA CORA																
Aserraderos	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
Molinos	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
Secal	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Curtiembres	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Infs	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Esc. De Aplicación	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Planta de Emb. Y Cueros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Planta de Quesos y Mant.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Comp. Artesanal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hospital	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
CHUMPI																
Molinos	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Planta de Quesos y Mant.	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
NIÑO SALVADOR																
Planta de Sillar	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
HUAYLLANE																
Planta de Prod. Lácteos	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
OCCORURO																
Planta de Prod. Lácteos	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
BELLAVISTA																
Comp. Tur. Baños Termales	0	0	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
SANCOS																
Aurífera Corijake S.A.	200	200	200	200	200	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Minera El Rosario	100	100	100	100	100	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Sub Total	549	625	797	797	797	897	897	897	897	897	897	897	897	897	897	897
TOTAL MERCADO s/ifs	2287	2472	2757	2875	2997	3172	3251	3332	3416	3503	3593	3687	3785	3886	3991	4100
TOTAL INTERC. c/ifs	0	1544	1730	1808	1889	2798	2867	2938	3012	3089	3414	3503	3596	3692	3791	3895

### L.T. PUQUIO CORA CORA Y PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO

MÁXIMA DEMANDA DE POTENCIA (KW)																
TOTAL/AÑOS	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
TOTAL INTERC. c/ifs	0	1544.3	1730.1	1807.9	1889.2	2798.1	2866.7	2937.9	3011.8	3088.5	3413.7	3503	3595.6	3691.7	3791.4	3895
PÉRDIDA EN TRANSMISIÓN	0	81.3	91.1	95.2	93.4	147.3	150.9	154.6	158.5	162.6	179.7	184.4	189.2	194.3	199.5	205
MÁXIMA DEMANDA	0	1625.6	1821.2	1903.1	1988.6	2945.4	3017.6	3092.5	3170.3	3251.1	3593.4	3687.4	3784.8	3886	3990.9	4100

## CUADRO N° 2.4: CONSUMO DE ENERGÍA TOTAL

		ENERGÍA: MWH														
CARGAS/AÑOS	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>SERVICIO PÚBLICO</b>	2975.3	3168	3370.3	3852.8	3805.8	3966.5	4134.3	4309.5	4492.4	4683.4	4882.9	5091.2	5308.7	5535.9	5773.2	6021.1
PC I	688.1	739.3	792.8	848.5	906.6	937.8	970	1003.4	1038	1073.7	1110.7	1148.9	1188.5	1229.5	1271.9	1315.7
PC II	340.8	366.3	393	420.8	449.8	465	480.7	496.9	513.7	531.1	549.1	567.7	587	606.9	627.5	648.9
PC III	4004.1	4273.7	4556.1	4852.1	5162.2	5369.3	5585	5809.8	6044.1	6288.2	6542.6	6807.8	7048.2	7372.3	7672.6	7985.8
Sub Total																
<b>AUTOPROD./PROY. INV.</b>																
CHAVINA																
Aserradero	29.4	29.4	29.4	29.4	29.4	29.4	29.4	29.4	29.4	29.4	29.4	29.4	29.4	29.4	29.4	29.4
Molino	0	0	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4	39.4
Electrobomba	0	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1
SAN JOSÉ																
Electrobomba	0	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1
CORA CORA																
Aserraderos	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157	157
Molinos	126.1	126.1	126.1	126.1	126.1	126.1	126.1	126.1	126.1	126.1	126.1	126.1	126.1	126.1	126.1	126.1
Secal	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3
Curtiembres	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Infs	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Esc. De Aplicación	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3
Planta de Emb. Y Cueros	0	0	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3	26.3
Planta de Quesos y Mant.	0	0	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9
Comp. Artesanal	0	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7
Hospital	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1
CHUMPI																
Molinos	0	0	118.3	118.3	118.3	118.3	118.3	118.3	118.3	118.3	118.3	118.3	118.3	118.3	118.3	118.3
Planta de Quesos y Mant.	0	0	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9
NIÑO SALVADOR																
Planta de Sillar	0	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7
HUAYLLANE																
Planta de Prod. Lácteos	0	0	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9
OCCORURO																
Planta de Prod. Lácteos	0	0	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9
BELLAVISTA																
Comp. Tur. Baños Termales	0	0	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1
SANCOS																
Aurífera Corijake S.A.	1051.2	1051.2	1051.2	1051.2	1051.2	1314	1314	1314	1314	1314	1314	1314	1314	1314	1314	1314
Minera El Rosario	525.6	525.6	525.6	525.6	525.6	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4	788.4
Sub Total	2174.1	2366.6	2787.1	2787.1	2787.1	3312.7	3312.7	3312.7	3312.7	3312.7	3312.7	3312.7	3312.7	3312.7	3312.7	3312.7
<b>TOTAL MERCADO</b>	6178.2	6640.3	7343.2	7639.2	7949.3	8681.9	8897.7	9122.5	9356.7	9600.9	9855.3	10120.4	10396.8	10685	10985.3	11298.4
<b>TOTAL INTERC.</b>	0	3887	4372	4584	4807	8184	8384	8593	8810	9037	9855	10120	10397	10685	10985	11298

### L.T. PUQUIO CORA CORA Y PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO

		CONSUMO DE ENERGÍA (MWH)														
TOTAL/AÑOS	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
C. CARGA INTERCONECT.	0	3887	4371.9	4584.3	4807.3	8184.1	8384.2	8592.7	8810.2	9036.9	9855.3	10120.4	10396.8	10685	10985.3	11298.4
PÉRDIDA EN TRANSMISIÓN	0	120.2	135.2	141.8	148.7	253.1	259.3	265.8	272.5	279.5	304.8	313	321.6	330.5	339.8	349.4
<b>CONSUMO DE ENERGÍA</b>	0	4007.2	4507.1	4726.1	4956	8437.2	8643.5	8858.5	9082.7	9316.4	10160.1	10433.4	10718.4	11015.5	11325.1	11647.8

## **CAPITULO III CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

El Sistema Eléctrico que permitirá el abastecimiento de electricidad al conjunto de cargas que, de acuerdo al estudio de Mercado Eléctrico, es de 5 Mw para el año 20 de la proyección está constituido por:

- Una Línea de Transmisión de 53 Km. entre Puquio y Cora Cora.
- Ampliación de Subestación Puquio.
- Subestación Nueva en Cora Cora.
- Líneas Primarias y Secundarias de Distribución, que en su Primera Etapa constituyen 48 localidades del Pequeño Sistema Eléctrico Cora Cora.

En el presente trabajo se desarrolla el Estudio de la Línea de Transmisión que será diseñada para alimentar las cargas contempladas en el estudio de Mercado, y que se irán incorporando en tres etapas en los Años 1, 5 y 10.

### **3.1 Nivel de Tensión**

Teniendo en cuenta que el mayor número de cargas comprendidas en este proyecto, se encuentran localizadas a distancias entre 40 y 100 km aproximadamente del punto de alimentación (S.E. Puquio) y con una demanda máxima proyectada de 5 MW en un horizonte de 20 años, la mejor opción de transmisión desde el punto de vista técnico y económico resulta ser un sistema de transmisión de 60 kV.

Una alternativa sería la utilización del nivel de tensión de 138 kV, lo que implica efectuar las siguientes instalaciones:

- S.E. elevadora 138/60 kV de 5 MVA en Puquio, cuyo costo supera en más del 100% a una Celda de Salida en 60 kV.
- Línea de Transmisión Puquio-CoraCora 138 kV de 53 km aproximadamente, cuyo costo es superior en 50% al costo de una línea de 60 kV.
- S.E. de llegada 138/22.9/10 kV – 5 MVA, cuyo costo es superior en más del 40% a una subestación de 60/22.9/10 kV.

Si bien es evidente que la tensión de 138 kV permite una mayor capacidad de transmisión, esta no sería utilizada porque según los resultados del estudio de mercado, la máxima demanda sólo es de 5 MW y si consideramos pérdidas en transmisión, transformación y un margen adicional; la demanda del área de influencia llegaría a 6 Mw.

Por otro lado, el sistema de transmisión en 60 kV tiene las siguientes ventajas:

- Se cuenta con este nivel de tensión en la S.E. Puquio.
- El equipamiento requerido en la S.E. Puquio, es mínimo y por tanto de bajo costo relativo a otra alternativa.
- Se tendrá facilidades de operación y mantenimiento del sistema, al utilizar una tensión existente en la región.

En consecuencia el nivel de tensión de transmisión más adecuado será 60 kV.

### **3.2 Punto de Alimentación y Punto de llegada**

El punto de alimentación de la línea de transmisión será mediante una derivación en “T” de la actual entrada de la línea a la S.E. Puquio, mediante la instalación de un seccionador de Barra y de un Interruptor en Celda de Salida.

El punto de llegada para la línea de transmisión en 60 kV al ámbito del proyecto es la zona de Cora Cora, debido a la magnitud de su demanda actual y a su demanda proyectada. La longitud hasta esta zona es de aproximadamente 53 km.

Se ha descartado como subestación de llegada la localidad de Chaviña, porque exigiría la construcción de líneas Primarias de 22.9 kV de mayor capacidad desde esta subestación, a pesar de que la línea de transmisión desde Puquio a Chaviña es aproximadamente 7.5 km más corta que la línea de transmisión propuesta Puquio – Cora Cora.

### **3.3 Características del Esquema**

Las características del esquema de transmisión en 60 kV de Puquio a Cora Cora, son las siguientes:

-Punto de salida	S.E. Puquio (existente)
-Punto de llegada	S.E. Cora Cora proyectada
-Longitud aproximada	53 km
-Nivel de tensión	60 kV
-Número de circuitos	1

### **3.4 Comportamiento del Sistema de Transmisión 60 kV**

#### **3.4.1 Introducción**

La Línea de Transmisión 60 kV Puquio-Cora Cora se construirá a continuación de la L.T. 60 KV Nazca-Puquio (103.7 km), que abastecen parte de la demanda eléctrica del departamento de Ayacucho. La línea de transmisión será de simple terna de características similares a la existente, es decir conductor AAAC de 120 mm<sup>2</sup> y torres de celosía en configuración triangular.

La S.E. Cora Cora atenderá la carga eléctrica de la ciudad de Cora Cora y 47 localidades vecinas que conforman el PSE Coracora tales como: Chaviña, Sancos, Cora Cora, Chumpi, Coronel Castañeda, Pacapausa, Pullo, Puyusca, San Francisco de Ravacayco, Upahuacho, Pausa, Corculla, Lampa, Marcabamba, Oyolo, Pararca, San Javier de Alfabamba, San José de Ushua, Sara Sara, Sayla , Tauria y otros. cuya demanda para el año 1 asciende a 1.7 MW y se estima que alcance los 4.10 MW en el año 15.

En el presente acápite se analiza el comportamiento eléctrico del sistema de transmisión asociado a la L.T. 60 kV Puquio-Cora Cora en el corto, mediano y largo plazo, dentro del contexto del sistema eléctrico del Sur- Medio del SICN, donde se conectará la línea proyectada. El análisis efectuado comprende simulaciones de flujo de potencia y cálculo de cortocircuito.

El presente análisis tiene en cuenta la previsión de máxima demanda y Programa de Expansión de la Generación del Plan Referencial de Electricidad (PRE) y demás obras relacionadas con el proyecto.

#### **3.4.2 Objetivos**

El análisis del comportamiento eléctrico del sistema de transmisión conlleva a realizar los análisis de Flujo de Potencia y Cálculos de Cortocircuito.

Con los análisis de Flujo de Potencia se determinarán:

Flujos de potencia en las líneas y transformadores.

Nivel de tensión en las barras del sistema.

Generación activa y reactiva en las centrales generadoras.

Posición de TAP's de los transformadores de potencia.

Generación reactiva, capacitiva y/o inductiva en banco de capacitores, reactores, compensadores síncronos y/o SVC's.

Posición ó TAP setting de los transformadores fijos a fin de regular la tensión.

Pérdidas por efecto Joule y pérdidas transversales.

Los cálculos de Cortocircuito trifásico, monofásico y bifásico a tierra permitirán:

Conocer los niveles de Cortocircuito en las barras del Sistema.

Verificar la capacidad de ruptura de los interruptores de potencia.

Efectuar la Coordinación de la Protección.

Dimensionar la red de puesta a tierra de las subestaciones.

### 3.4.3 Criterios y Metodología para el Análisis.

#### a) Criterios y Metodología para los Análisis de Flujo de Potencia.

Para analizar el comportamiento eléctrico del sistema, se tienen en consideración los siguientes criterios:

#### CRITERIOS DE OPERACIÓN NORMAL.

- La variación de tensión en barras con carga no debe sobrepasar el rango de  $\forall$  5% la tensión nominal y en las barras sin carga -10% y +5%.
- La potencia transmitida en líneas de transmisión, transformadores y generadores no debe exceder su capacidad nominal.
- El sistema eléctrico debe tener capacidad suficiente para atender la totalidad de la carga.

#### CRITERIOS DE POTENCIA DISPONIBLE Y RESERVA.

- En la hora de máxima demanda, el sistema debe tener capacidad suficiente y reserva para atender la pérdida o incremento del 10% de la generación o carga, especialmente en año hidrológico seco, en época de estiaje.
- La reserva rotante debe ser suficiente para satisfacer cualquier condición de carga, y capaz de sustituir la pérdida de la unidad más grande del sistema. Asimismo, debe estar ubicada de modo tal que cada subsistema tenga su propia reserva.

Las condiciones de generación y carga analizadas son:

- DEMANDA MAXIMA para identificar los déficits de generación térmica, requerimientos de compensación reactiva, así como tensiones nominales, tipo y rango de ajuste de los TAP's de regulación de los transformadores de potencia.

- MINIMA DEMANDA para determinar posibles sobretensiones y requerimientos de potencia reactiva inductiva o compensadores estáticos reactivos, especialmente para las maniobras de energización y pérdida de carga.

b) Criterios y Metodología para el Cálculo de Cortocircuito.

En el presente análisis, se asume que operan todos los grupos necesarios para satisfacer la máxima demanda y reserva rotante del sistema. Los valores de falla corresponden al instante subtransitorio del sistema del año 2005, condición de máxima demanda.

#### 3.4.4 Premisas del Análisis.

Las previsiones de máxima demanda, potencia disponible, programa de expansión de la generación, integración de nuevas cargas, programa de refuerzos del sistema de transmisión se tomaron del PRE.

La proyección de demanda eléctrica, escenario promedio del PRE es la siguiente: (Ver Tabla 3.1)

**Tabla 3.1: Proyección de máxima demanda y energía del SICN**

	MW	GWH	FC
1997	2101	13237	0.7192
1998	2188	13788	0.7194
1999	2277	14371	0.7205
2000	2436	15487	0.7257
2001	2675	17262	0.7367
2002	2802	18065	0.7360
2003	2906	18728	0.7357
2004	3043	19590	0.7349
2005	3142	20272	0.7365
2006	3355	21728	0.7393
2007	3470	22463	0.7390
2008	3622	23428	0.7384
2009	3747	24221	0.7379
2010	3896	25230	0.7393

Las proyecciones de máxima demanda de los centros de carga comprendidos en la zona del Proyecto, son las indicadas en la Tabla 3.2:

**Tabla 3.2: Proyección de Máxima Demanda del Proyecto**

	NAZCA	PALPA	PUQUIO	CORA CORA
1998	2520	960	1290	-
1999	2621	1000	1350	1733
2000	2726	1040	1404	1807
2001	2820	1082	1460	1885
2002	2925	1125	1511	1978
2003	3027	1164	1564	2641
2004	3133	1205	1619	2731
2005	3243	1247	1676	2823
2006	3357	1291	1735	2919
2007	3474	1336	1796	3019
2008	3596	1383	1859	3460
2009	3722	1431	1924	3577
2010	3852	1481	1991	3698
2011	3987	1533	2061	3823
2012	4127	1587	2133	3953
2013	4271	1643	2208	4089

El parque hidrotérmico del SICN esta conformado por las Centrales Eléctricas indicadas en las Tablas 3.3 y 3.4.

**Tabla 3.3: Potencia y Energía Disponible de CC.HH.**

	AVENIDA		ESTIAJE	
C.HIDRÁULICA	POT	ENE	POT	ENE
MANTARO	580.0	4802.4	580.0	4600.3
RESTITUCIÓN	199.0	1646.7	199.0	1577.4
CAHUA	40.0	297.9	40.0	276.2

HUALLANCA	150.0	1010.9	150.0	935.8
CARHUAQUERO	75.0	503.8	75.0	401.8
HUINCO	240.0	956.9	240.0	742.8
MATUCANA	120.0	760.9	120.0	666.2
CALLAHUANCA	68.3	555.8	59.5	484.9
MOYOPAMPA	63.0	528.0	59.6	481.9
HUAMPANI	18.0	138.6	12.2	141.4
G.CIEGO	26.0	148.0	18.0	80.5
CURUMUY	10.0	61.3	5.0	39.9
YAUPI	97.0	815.2	97.0	776.5
MALPASO	45.0	233.3	45.0	166.3
PACHACHACA	6.0	43.3	6.0	34.8
OROYA	8.1	48.5	8.1	44.5

**Tabla 3.4: Potencia Efectiva de CC.TT.**

<b>C.TÉRMICA</b>	<b>POT.EFEC.</b>	<b>GRUPOS*MW</b>
TC S.ROSA ANT.	40.0	2*20.0
TG S.ROSA ANT.	100.0	2*50.0
TG CHIMBOTE	60.0	3*20.0
TG TRUJILLO	20.0	1*20.0
GD CHICLAYO N.	17.4	2*4.1 + 2*4.6
GD CHICLAYO O.	6.0	1*4.1 + 1*2.0
GD PIURA	20.0	1*4.0 + 2*6.0
TG PIURA	15.0	1*15.0
GD PAITA	8.7	3*0.9 + 3*2.0
GD SULLANA	6.0	3*2.0
TG VENTANILLA	500.0	2*100 + 2*150
TGN TALARA	96.0	1*96.0
TGN AGUAYTIA	155.0	2*77.5

El Programa de Expansión de la Generación, empleado en el análisis y recomendado por el PRE, considera la implementación de los siguientes proyectos: (Ver Tabla 3.5)

**Tabla 3.5: Proyectos a Implementar**

1997	TG Ventanilla, 2x150 MW C.H. Gallito Ciego, 27 MW C.H. Curumuy, 10 MW TGN Talara, 96 MW
1998	TGN Aguaytía, 2x77.5 MW Amp. C.H.Carhuaquero, 12 MW
1999	Amp. C.H.Huallanca, 90 MW
2001	TGN Camisea, 2x150 MW
2002	C.H. Yuncán, 126 MW
2003	Conv. CT Ventanilla a GN Conv. CT S.Rosa a GN
2005	CC Lima, 450 MW
2006	CC Lima, 450 MW
2009	CC Lima, 450 MW

Los análisis de flujo de potencia se efectúan para los años 1998, 2000, 2005, 2010 y 2013 porque si se implementa la L.T. 60 kV Puquio-Cora Cora, ésta podría entrar en operación a fines del año 1998. Los años 2000, 2005, 2010 y 2013 se analizan porque en dichos años habrá un incremento importante de la carga.

#### **3.4.5 Análisis de Flujo de Potencia.**

Los análisis de Flujo de Potencia simulan el comportamiento eléctrico del sistema asociado al suministro eléctrico de Nazca, Palpa, Puquio y Cora Cora en las condiciones de operación más representativas. En este sentido, se evalúa el comportamiento del sistema en diferentes condiciones de carga para determinar los refuerzos de transmisión, necesidades de regulación de tensión y requerimientos de compensación reactiva.

Una vez definidas las características de la estructura, y tipo de conductor (AAAC de 120 mm<sup>2</sup>) se analiza la operación del sistema en condiciones de operación normal en hora de máxima y mínima demanda, dado que dichas condiciones son las más características del sistema.

Las simulaciones efectuadas son las siguientes:

X981, operación normal, año 1998, hora de máxima demanda

I981, operación normal, año 1998, hora de mínima demanda

X001, operación normal, año 2000, hora de máxima demanda

X051, operación normal, año 2005, hora de máxima demanda

X101, operación normal, año 2010, hora de máxima demanda

X131, operación normal, año 2013, hora de máxima demanda

### **Resultado del Análisis.**

#### **Año 1998.**

Si se implementa la L.T. 60 kV Puquio-Cora Cora a fines del presente año no habrá problema de abastecimiento para el Proyecto, dado que la demanda de Cora Cora está muy por debajo de la capacidad nominal del transformador. Por consiguiente, la carga del Proyecto en sí, no significa ningún problema de tensión y sobrecarga para el sistema.

Si la demanda de Nazca, Palpa y Puquio suman 4.8 MW en la hora de máxima demanda y la carga de Cora Cora asciende a 0.8 MW, la tensión en las barras del sistema serán: 0.983 en Nazca, 0.966 en Puquio y 0.962 en Cora Cora y no se requiere compensación reactiva en el sistema, ya que basta ajustar los TAPS de los transformadores de la siguiente manera: Nazca 0.970, Puquio 0.960 y Cora Cora 0.950.

Si la demanda de Nazca, Palpa y Puquio suman 2.3 MW y la carga de Cora Cora se reduce a 0.4 MW, tal la condición de carga en hora de mínima demanda; la tensión en Nazca será 1.013, en Puquio 1.015 y Cora Cora 1.014, luego que se ajustan los TAPS de regulación a la posición 1.000 p.u., en los transformadores de Nazca, Puquio y Cora Cora.

**Año 2000.**

Si se amplía la C.H. de Huallanca (90 MW) y Carhuaquero (12 MW), y opera la C.H. de Gallito Ciego (27 MW) y Curumuy (10 MW) se aumenta la oferta del SICN y mejora la calidad de servicio del sistema.

Si la demanda de Nazca, Palpa y Puquio suman 5.1 MW y la carga de Cora Cora se incrementa a 1.8 MW. La tensión en Nazca será 0.962, en Puquio 0.924 y en Cora Cora 0.910, cuando se ajustan los TAPS de los transformadores a la posición 0.950 en Nazca, 0.920 en Puquio y 0.900 en Cora Cora, y no se necesita compensación reactiva adicional. Por lo demás, el SICN no tendría problemas de abastecimiento para el Proyecto, dado que se dispone de diferentes medios de regulación de tensión y capacidad de transmisión y transformación suficiente para abastecer la demanda de manera adecuada.

**Año 2005.**

Si entra en operación la C.H. Yuncán (126 MW) y aumenta la generación térmica del centro (450 MW), ETECEN deberá reforzarse la L.T. Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1-Trujillo Norte con un circuito adicional, para asegurar la transmisión al norte. En el sistema Sur-Medio no habrá necesidad de refuerzo alguno.

Por el contrario, si la demanda de Nazca, Palpa y Puquio suman 6.2 MW y la carga de Cora Cora se incrementa a 2.8 MW será necesario instalar bancos capacitores de 1.5 MVAR en Nazca y 1.0 MVAR en Cora Cora, para que la tensión en Nazca sea 0.968, en Puquio 0.919 y en Cora Cora 0.904, luego que se ajustan los TAPS de los transformadores a la posición 0.950 en Nazca, 0.900 en Puquio y 0.900 en Cora Cora.

Ahora bien, si el nivel de tensión en la S.E. Cora Cora es ligeramente menor que la observada el año 2000 (0.904 p.u.), se puede decir que en ambos casos el perfil de tensión, nivel de pérdidas y sobrecarga están dentro de límites adecuados.

**Año 2010.**

Si se implementan 900 MW de generación térmica (Ciclo Combinado) en el sistema centro, ETECEN deberá reforzar la línea de transmisión costera del SICN con un circuito adicional.

Si la demanda de Nazca, Palpa y Puquio suman 7.3 MW y la carga de Cora Cora se incrementa a 3.7 MW será necesario instalar un banco capacitor adicional de 1.5

MVAR en Puquio para que la tensión en Nazca sea 0.953, en Puquio 0.900 y en Cora Cora 0.876, luego que se ajustan los TAPS de los transformadores a la posición 0.920 en Nazca, 0.900 en Puquio y 0.870 en Cora Cora.

**Año 2013.**

Si la demanda de Nazca, Palpa y Puquio suman 8.1 MW en la hora de máxima demanda y la carga de Cora Cora se incrementa a 4.1 MW será necesario instalar un banco capacitor adicional de 1.0 MVAR en Cora Cora, para que la tensión en Nazca sea 0.945, en Puquio 0.894 y en Cora Cora 0.873, luego que se ajustan los TAPS de los transformadores a la posición 0.920 en Nazca, 0.900 en Puquio y 0.870 en Cora Cora.

Una alternativa para corregir la caída de tensión de las barras de Puquio y Cora Cora será implementar un segundo circuito en el tramo Marcona-Nazca, con el cual se mejora el perfil de tensión del sistema de la siguiente manera: Nazca 0.979, Puquio 0.917 y Cora Cora 0.889 p.u. ó 53.34 kV. Cabe mencionar que la fecha más conveniente para implementar dicho refuerzo sería el año 2010, ya que desde dicho año, los niveles de tensión en la zona del Proyecto son bajos.

A continuación, se presenta un resumen de las tensiones en las barras relacionadas con el Proyecto: (Ver Tabla 3.6)

**Tabla 3.6: Resumen del análisis: Época de Avenida**

BARRAS	UND	X98	I98	X00	X05	X10	X13
Marcona 60	pu	1.017	1.017	1.015	1.023	1.023	1.021
Nazca 60	pu	0.983	1.013	0.962	0.968	0.953	0.979
Puquio 60	pu	0.966	1.015	0.924	0.919	0.900	0.917
Cora Cora 60	pu	0.962	1.014	0.910	0.904	0.876	0.889
CAP Nazca	MVAR	-	-	-	1.5	1.5	1.5
CAP Puquio	MVAR	-	-	-	-	1.5	1.5
CAP Cora Cora	MVAR	-	-	-	1.0	1.0	2.0
TAP Marcona	pu	0.980	1.000	0.950	0.950	0.920	0.900
TAP Cora Cora	pu	0.950	1.000	0.900	0.900	0.870	0.870

### 3.4.6 Cálculo de Cortocircuito.

Para calcular la corriente de cortocircuito trifásico, bifásico y monofásico a tierra se utilizará la reactancia subtransitoria de los generadores previstos el año 2005, condición de máxima. Por lo tanto, se puede decir que se han considerado todas las ampliaciones y refuerzos producidos en el sistema, como consecuencia del crecimiento de la demanda e implementación de nuevos proyectos de generación en el mediano plazo, período en el cual se tiene mayor certidumbre.

Los niveles de potencia y corriente de cortocircuito calculados para las principales barras del sistema, se muestran en la Tabla 3.7.

**Tabla 3.7: Resumen del Cálculo de Cortocircuito: Subtrans.2005**

<b>BARRA</b>	<b>Tensión (KV)</b>	<b>MVA/3</b>	<b>KA/3F</b>	<b>KA/1F</b>	<b>KA/2F</b>
MANTARO	220	5382.8	14.1	17.6	23.29
PACHACHACA	220	4904.7	12.9	11.2	-
INDEPENDENCIA	220	1904.3	5.0	4.9	-
ICA	220	1270.0	3.3	3.4	3.55
MARCONA	220	720.3	1.9	2.1	2.44
NAZCA	60	98.8	1.0	1.2	1.69
PUQUIO	60	42.2	0.4	0.5	0.81
CORACORA	60	32.6	0.3	0.4	0.64
ZAPALLAL	220	6988.5	18.3	21.5	25.99
PARAMONGA	220	2425.6	6.4	5.3	-
CHIMBOTE	220	1541.0	4.0	4.0	-
TRUJILLO	220	1479.9	3.9	5.2	7.80
GUADALUPE	220	1296.9	3.4	3.5	3.49
CHICLAYO	220	1228.9	3.2	3.4	3.62
PIURA	220	1043.7	2.7	3.5	4.67
TALARA	220	1313.3	3.4	3.8	4.13

Nota:

MVA/3F, Potencia de Cortocircuito en MVA, Falla trifásica

KA/3F, Corriente en KA, Falla trifásica

KA/1F, Corriente en KA, Falla monofásica, Fase R

KA/2F-T, Corriente en KA, Falla bifásica a tierra.

Nota: Cuando la KA/2F-T < KA/1F, no se especifica la corriente.

### 3.4.7 Conclusiones y Recomendaciones.

Las conclusiones que se desprenden del análisis son las siguientes:

- a) El año 1998, si se implementa la L.T. 60 kV Puquio-Cora Cora no habrá problema de abastecimiento para el Proyecto, dado que la demanda de Cora Cora está debajo de la capacidad nominal del transformador.
- b) Si en la hora de máxima demanda, las cargas de Nazca, Palpa y Puquio suman 4.8 MW y Cora Cora 0.8 MW; la tensión en Nazca será 0.983, en Puquio; 0.966 y en Cora Cora; 0.962. Por lo tanto, no se requiere compensación reactiva adicional en el sistema, ya que basta ajustar los TAPS de los transformadores a la siguiente posición: Nazca 0.970, Puquio 0.960 y Cora Cora 0.950.
- c) Si en la condición de mínima demanda, las cargas de Nazca, Palpa y Puquio se reducen a 2.3 MW y Cora Cora a 0.4 MW, la tensión en Nazca será 1.013, en Puquio; 1.015 y en Cora Cora; 1.014, que se obtiene de ajustar los TAPS de Nazca, Puquio y Cora Cora a la posición 1.000 p.u.
- d) El año 2000, si se amplía la C.H. Huallanca (90 MW) y Carhuaquero (12 MW), y opera la C.H. de Gallito Ciego (27 MW) y Curumuy (10 MW) habrá una mayor oferta y mejor calidad de servicio en el sistema.
- e) Si las demandas de Nazca, Palpa y Puquio suman 5.1 MW y Cora Cora 1.8 MW, la tensión en Nazca será 0.962, en Puquio; 0.924 y en Cora Cora; 0.910, cuando se ajusten los TAPS de los transformadores a la posición 0.950 en Nazca, 0.920 en Puquio y 0.900 en Cora Cora. No se requerirá compensación reactiva adicional.
- f) El año 2005, si entra en operación C.H. Yuncán (126 MW) y aumenta la generación del sistema centro (450 MW), ETECEN deberá reforzar la línea costera para asegurar la transmisión al norte. Sin embargo, en el sistema sur-medio no habrá necesidad de refuerzo.
- g) Si las demandas de Nazca, Palpa y Puquio suman 6.2 MW y Cora Cora 2.8 MW será necesario instalar 1 banco capacitor de 1.5 MVAR en Nazca y 1.0 MVAR en Cora Cora, para que la tensión en Nazca se eleve a 0.968, en Puquio; 0.919 y en

Cora Cora; 0.904, luego del ajuste de TAPS a la posición 0.950 en Nazca, 0.900 en Puquio y 0.900 en Cora Cora.

- h) Si bien, el nivel de tensión en la S.E. Cora Cora es ligeramente menor que el observado en el año 2000 (0.904 p.u.), se puede decir que en ambos casos el perfil de tensión, nivel de pérdidas y sobrecarga en el sistema de transmisión están dentro de límites adecuados.
- i) El año 2010, si se implementan 900 MW de Ciclo Combinado en el sistema centro, ETECEN deberá reforzar la línea costera del SICN con un circuito adicional.
- j) Si en la hora de máxima demanda, la carga de Nazca, Palpa y Puquio suman 7.3 MW y Cora Cora 3.7 MW será necesario instalar un banco capacitor adicional de 1.5 MVAR en Puquio, para mejorar la tensión de Nazca a 0.953, a Puquio 0.900 y Cora Cora 0.876, luego que se han ajustado los TAPS de Nazca a 0.920, de Puquio a 0.900 y Cora Cora a 0.870 p.u.
- k) El año 2013, si las demandas de Nazca, Palpa y Puquio suman 8.1 MW y Cora Cora 4.1 MW será necesario instalar un capacitor adicional de 1.0 MVAR en Cora Cora para obtener 0.945 en Nazca, 0.894 en Puquio y 0.873 en Cora Cora, luego que se ajusten los TAPS a la posición 0.920 en Nazca, 0.900 en Puquio y 0.870 en Cora Cora.
- l) Una solución interesante para corregir la caída de tensión de Puquio y Cora Cora en el largo plazo sería implementar el segundo circuito de la L.T. 60 kV Marcona-Nazca, con lo cual se mejora la tensión de Nazca 0.979, Puquio 0.917 y Cora Cora 0.889 p.u. ó 53.34 kV.
- m) Si tenemos en consideración el nivel de carga del Proyecto, la proyección de demanda del SICN, la disponibilidad de oferta del área y el equipamiento existente del sistema, tal como transformadores automáticos bajo carga, el SVC previsto en la S.E. Marcona ( $\pm 20$  MVAR), etc; podemos decir que para abastecer la demanda del Proyecto, no habrá problemas de sobrecarga, regulación de tensión y pérdidas excesivas en el sistema, siempre que se implemente el Programa de Compensación Reactiva que se propone a continuación:

2005	1.5 MVAR, en Nazca
	1.0 MVAR, en Cora Cora
2010	1.5 MVAR, en Puquio
2013	1.0 MVAR, en Cora Cora

Por consiguiente, para abastecer la carga del proyecto sólo será necesario extender la L.T. 60 kV Nazca-Puquio con la la L.T. 60 kV Puquio-Cora Cora de 53 km, con conductor y estructuras similares a las existentes, es decir: conductor de AAAC de 120 mm<sup>2</sup>, transformador de potencia de 60/22.9/10 kV y 7/7/3 MVA con TAP variable bajo carga de  $\pm 13 \cdot 1.0\%$  y bancos capacitores según el programa señalado. En el largo plazo, lo más recomendable es reforzar el tramo Marcona-Nazca con un segundo circuito, similar al existente.

La potencia de cortocircuito de las barras asociadas con el Proyecto para el estado subtransitorio, condición de máxima demanda, en el año 2005, son las que se muestran a continuación: (Ver Tabla 3.8)

**Tabla 3.8: Resumen del Cálculo de Cortocircuito** Subtrans.2005/maX

BARRA	TEN	MVA/3F	KA/3F	KA/1F	KA/FT	KA/2F
MANTARO	220	5382.8	14.1	17.6	17.6	23.39
ZAPALLAL	220	6988.5	18.3	21.5	21.5	25.99
ICA	220	1270.0	3.3	3.4	3.4	3.55
MARCONA	60	720.3	1.9	2.1	2.1	2.44
NAZCA	60	98.8	1.0	1.2	1.2	1.69
PUQUIO	60	42.2	0.4	0.5	0.5	0.81
CORACORA	60	32.6	0.3	0.4	0.4	0.64

### 3.5 Justificación Económica de la Línea de Transmisión

En este acápite se compara desde el punto de vista económico, la alternativa de transmisión L.T. 60 kV, con otra alternativa de suministro eléctrico consistente en la Generación Térmica local equipada con 5 unidades Diesel de 1.0 MW c/u.

Para fines del presente análisis se asume que los beneficios del Proyecto son iguales para cualquier alternativa. Por lo tanto, la función objetiva es: minimizar el Valor Presente del Costo Total del Proyecto o el menor costo alternativo (US\$/KWh).

Los costos considerados en la evaluación son:

Para la Línea de Transmisión: El costo de inversión, el costo de operación y mantenimiento, el costo de la energía y potencia adquirida al SICN (precio en la Barra Marcona 220 KV, según la Comisión de Tarifas Eléctricas - CTE), teniendo en

consideración los criterios de costo marginal y factor de penalización por pérdidas de transmisión que establece la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. N° 25844).

Para la Central Térmica Local: El costo de inversión, el costo de operación y mantenimiento, el costo de combustible y lubricantes.

El Valor Residual de las instalaciones previstas en cada alternativa se calculó teniendo en consideración estándares internacionales de vida útil, 20 años para la Línea de transmisión y 15 años para los grupos Diesel; con depreciación lineal, por lo que se considera reposición al término de su vida útil.

Los Costos de Inversión de las alternativas evaluadas son:

**-Alternativa 1:** L.T. 60 kV Puquio-Cora Cora, simple terna, de 53 km 3'582,167 US\$

**-Alternativa 2:** 5 Grupos DIESEL de 820 US\$/Kw instalado.

El Costo Fijo de Operación y Mantenimiento de las Líneas de Transmisión se estimó como el 1.5% del costo de inversión.

Para costear el pago por potencia y energía, se tomó en consideración el Pliego establecido por la Comisión de Tarifas Eléctricas.

En cuyo caso, el Precio de Barra para para la línea, en términos de potencia y energía es el que se muestra a continuación:

Tarifa de energía: 0.0355 US\$/KWh

Tarifa de potencia: 90.7156 US\$/KW-año

Para cuantificar el costo de las pérdidas de transmisión se asumió: 2%

En la Alternativa de 60 KV se consideró un cargo adicional por la implementación de banco de capacitores, de acuerdo al siguiente Plan de Equipamiento:

<u>AÑO</u>	<u>MVAR</u>
2005	2.5
2010	1.5
2013	1.0

El costo de los Bancos de Capacitores por cada MVAR instalado se estimó en 33,960 US\$.

Para el despacho térmico de la C.T. Cora Cora se considera que los grupos Diesel antiguos tienen una eficiencia de 10 KWh/gal y los grupos nuevos 13.736 KWh/gal. El Costo del Petróleo Diesel 2 se estima en 30.4 US\$/barril puesto en sitio, el Costo de Operación y Mantenimiento Fijo se estima en 69,000 US\$/año para cada unidad y el Costo de

Operación y Mantenimiento Variable como 0.68 c/.US\$/KWh., el cual se ha sumado al Gasto de Combustible y Lubricante.

Para efectuar la comparación económica y seleccionar la mejor Alternativa, todos los costos señalados anteriormente se trajeron a Valor Presente utilizando una Tasa de Descuento de 12%, rentabilidad mínima exigida por la Ley de Concesiones Eléctricas. La evaluación se efectuó para un período de análisis de 25 años.

Como resultado del análisis efectuado se puede concluir que la Alternativa que brinda un menor Valor Presente y un menor costo por KWh, es la Alternativa 1, de la Línea de Transmisión, conforme se muestra en el siguiente Cuadro: (Ver Tabla 3.9)

**Tabla 3.9: Evaluación de Alternativas**

ALTERNATIVA	VALOR PRESENTE ( Miles de US\$)	US\$/KWH
1	8986.5	0.10374
2	9692.8	0.11189

Se han efectuado análisis de sensibilidad para diferentes tasas de descuento, así como para reducción del nivel del precio de combustible que pueda ser competitivo con la línea. Los resultados son los siguientes:

Para diferentes Tasas de Descuento: (Ver Tablas 3.10, 3.11 y 3.12)

**Tabla 3.10: Análisis para diferentes Tasas de Descuento**

ALTERNATIVA	T.D	VALOR PRESENTE (Miles de US\$)	US\$/kwh
1	8%	12184	0.0927
	10%	10362	0.0980
	14%	7929	0.1100
2	8%	13619	0.1036
	10%	11391	0.1077
	14%	8377	0.1162

**Tabla 3.11: Menor Precio o tarifa en potencia y energía:**

ALTERNATIVA	TARIFA	VALOR PRESENTE (Miles de US\$)	US\$/KWH
1	80%	7211.6	0.0832

**Tabla 3.12: Menor Precio de Combustible:**

ALTERNATIVA	TARIFA	VALOR PRESENTE (Miles de US\$)	US\$/KWH
2	50%	8500.8	0.09813

Se observa que reduciendo el precio de combustible al 50 %, recién resulta atractiva la alternativa térmica, lo cual es improbable por cuanto los precios del petróleo se cotizan a nivel de precios internacional y la tendencia es al alza.

## **CAPÍTULO IV INGENIERÍA DEL PROYECTO**

### **4.1 Generalidades**

Los criterios que serán empleados en la ejecución del Estudio Definitivo de la Línea de Transmisión 60 kV Puquio – Coracora, se rigen por las disposiciones del Código Nacional de Electricidad, Código Americano NESC, Normas VDE210 y otras normas internacionales específicas, las mismas que establecen los requerimientos mínimos a que se sujeta el desarrollo de la ingeniería del presente Proyecto.

#### **4.1.1 Descripción**

Las características principales de la Línea de Transmisión Puquio – Coracora, son las siguientes:

- Tensión Nominal	60 kV
- Frecuencia del sistema	60 Hz
- Número de ternas	1
- Disposición Conductores	Triangular
- Longitud	51,87 km
- Potencia a transmitir	6 MW

#### **4.1.2 Trazo de la Ruta**

La ruta de la línea comprendida entre la subestación Puquio (en actual operación) y la futura subestación Coracora ha sido seleccionada como resultado del análisis de las cartas geográficas a escala 1:100000 y 1: 25000, reconocimiento y monumentación de vértices en campo en la zona del proyecto, teniendo presente para ello los siguientes aspectos:

- Aproximarse a trochas y caminos existentes, para que facilite el transporte y montaje en la ejecución de la obra y posteriormente en el mantenimiento de la línea.

- Escoger una poligonal que tenga la menor longitud y el menor número de vértices.
- Evitar el paso por zonas de fallas geológicas y terrenos anegables.
- Evitar el paralelismo con líneas de comunicaciones
- Evitar el paso por zonas declaradas de reserva natural o áreas protegidas.

El trazo de la ruta de la línea de transmisión se inicia en la S.E. Puquio, la cual está localizada al Sur-Oeste (en el lado posterior de la casa de Máquinas de la Central Térmica) de la ciudad de Puquio y finaliza en la ciudad de Coracora.

El trazo seleccionado de la ruta de la Línea de Transmisión presenta las siguientes características:

- Longitud	51,87 km
- Altitud S.E. Puquio	3162,62 m.s.n.m.
- Altitud S.E. Coracora	3240,49 m.s.n.m.
- Altitud máxima de la línea	4272,17 m.s.n.m.
- Altitud mínima de la línea	2975,57 m.s.n.m.
- Número de vértices	9

El ancho de la franja de servidumbre será de 8 m a cada lado del eje de la línea, establecida por la Norma DGE - 025-P.1/1998.

La ruta de la línea de transmisión se muestra en el Plano N° LPC – 01

#### 4.1.3 Condiciones Climatológicas

Del análisis de la información proporcionada por el SENAMHI respecto al área del proyecto, se encontraron las siguientes condiciones climatológicas para el diseño de la línea:

Temperatura Mínima	0 °C (para condición de hielo)
	-15 °C (para condición de viento)
Temperatura media	10 °C:
Temperatura Máxima	20,3 °C
Velocidad de viento	90 km/h

Con relación al nivel isocerámico de la zona, no se cuenta con suficiente información estadística por lo que considerando la altitud y ubicación de la zona del proyecto se ha asumido el valor de 40 días con tormenta/año de acuerdo al mapa isocerámico ISE – CIER.

La cota sobre el nivel de mar de la ruta varía entre 2976 y 4272 m.s.n.m.

#### 4.1.4 Nivel de Aislamiento

El Nivel de aislamiento tiene en consideración los siguientes criterios:

- Contaminación Ambiental
- Sobretensiones de Maniobra

##### Diseño por Contaminación Ambiental

El grado de polución de la línea es nulo, para lo cual según Norma IEC 815, recomienda para zonas rurales una relación entre línea de fuga y tensión de servicio entre 1.3 y 1.6 cm/kV. considerando 1.6 y el uso de aisladores tipo Standard de 10" x 5 3/4" con una línea de fuga de 29,2 cm. El número de aisladores requeridos por contaminación es de cinco unidades.

##### Diseño por Sobretensión de Maniobra

El número de aisladores requeridos para soportar las sobretensiones de baja frecuencia ocasionadas por una interrupción permanente de la carga es de cinco unidades tipo Standard de 10" x 5 3/4" (254 mm x 146 mm)

##### Aislamiento de la Línea

Como conclusión de lo expresado en los acápites precedentes, las cadenas de aisladores de la línea estarán conformadas por:

- En suspensión 5 unidades
- En anclaje 6 unidades

Los aisladores serán de las siguientes características:

- Material Porcelana
- Acoplamiento ball & socket
- Dimensiones 146 mm x 254 mm
- Línea de fuga mínima 292 mm
- Resistencia electromecánica de rotura mínima: 8,36 N

Además las cadenas de aisladores utilizarán los siguientes accesorios:

(Ver Plano N° LPC-02)

##### Ensamble de Suspensión

- Grillete recto
- Adaptador anillo – bola
- Adaptador casquillo – ojo
- Graña de suspensión

- Varilla de armar

#### Ensamble de Anclaje Normal

- Grillete recto
- Adaptador anillo – bola
- Adaptador casquillo – ojo
- Graña de anclaje

### **4.1.5 Selección de Conductor**

#### Criterios Generales

En la evaluación del conductor activo, se han considerado los siguientes aspectos de orden técnico:

- Material y construcción del conductor
- Regulación de tensión
- Temperatura y capacidad de corriente
- Pérdidas corona
- Cargas mecánicas y factores de seguridad.

#### Sección del Conductor

Se ha tomado en cuenta que el Ministerio de Energía y Minas viene utilizando a modo de estandarización el conductor de aleación de aluminio de 120 mm<sup>2</sup>, que es una sección estándar para este tipo de líneas.

#### Material y Construcción del Conductor

El material seleccionado para el conductor es la aleación de aluminio (AAAC), por su bajo costo comparativo frente a las opciones de ACSR y Cobre.

Los conductores de cobre por su mayor flecha y los de construcción especial (Ej. ACAR, ACSR) no han sido considerados por presentar un costo superior, ya que las condiciones ambientales no requieren de soluciones especiales.

#### Regulación de tensión

El valor de regulación de la tensión está dentro de los márgenes aceptables para este tipo de líneas.

Es preciso señalar que para el cálculo de la regulación se ha tomado en cuenta la configuración del sistema eléctrico incluyendo las líneas de media tensión, según lo indicado en capítulo III.

### Temperatura y Capacidad de Corriente

La temperatura máxima y su capacidad de corriente de los conductores han sido determinadas en base a la ecuación de equilibrio térmico.

El nivel máximo de carga asumida para el período de estudio de la Línea es del orden de 6 MW, que es la máxima potencia a transmitir.

De los cálculos efectuados se concluye como temperatura máxima en los conductores, 35 °C.

### Pérdidas Corona

Para el nivel de tensión de transmisión de 60 kV no se presenta el efecto corona en los conductores. Por tanto, los costos de las pérdidas correspondientes son nulos.

### Cargas Mecánicas y Factores de Seguridad

Los parámetros para el diseño mecánico del conductor son especificados de acuerdo con las normas y regulaciones vigentes en el país. En el cuadro adjunto se muestran los valores considerados en el diseño mecánico de la línea de transmisión.

El conductor, para la máxima tensión de trabajo, estará afectado con un factor de seguridad superior a 2.5, habiéndose establecido un valor de 20% para la tensión de cada día.

En la hipótesis de flecha máxima, se ha considerado una temperatura de 60 °C, que es debido al incremento de temperatura por la máxima carga a transportar en el conductor más la temperatura equivalente por el alargamiento del conductor a lo largo de su vida útil, calculado en 25 °C.

## **4.2 Parámetros de Diseño**

### **4.2.1 Parámetros para el Diseño Eléctrico**

El Diseño Eléctrico toma en cuenta los criterios señalados en el acápite anterior N° 3.1.5; de esta manera se ha seleccionado como conductor activo, el conductor de 120 mm<sup>2</sup> de aleación de aluminio, por satisfacer los requerimientos técnicos y criterios de normalización de conductores para este nivel de tensión.

Las características principales de este conductor son las siguientes:

Material	Aleación de Aluminio
Sección Nominal	120 mm <sup>2</sup>
Sección Real	126,7 mm <sup>2</sup>
N° hilos/diámetro	19/2,914 mm

- Diámetro exterior : 14,57 mm
- Masa unitaria : 0.349 kg/m
- Tiro de rotura : 38,46 kN
- Módulo de elasticidad : 62,27 kN/mm<sup>2</sup>
- Coef. Dilatación lineal :  $23 \times 10E - 06 \text{ 1/}^\circ\text{C}$
- Resistencia elect. A 20 ° C: 0,2664 Ohm/km

#### Conductor de Cable de Guarda

El cable de guarda se seleccionó de forma que la ocurrencia de un cortocircuito no conlleve una elevación de temperatura capaz de alterar las características de los materiales utilizados en su fabricación o afecte su comportamiento permanente en su funcionamiento.

Dentro este criterio, se seleccionó como material el cable de acero galvanizado de extra alta resistencia que tiene las siguientes características:

- Sección real : 38,36 mm<sup>2</sup>
- Número de hilos : 7
- Diámetro exterior : 7,94 mm
- Masa unitaria : 0,305 N/m
- Tiro de rotura : 49,82 kN
- Módulo de elastic. final : 158,57 kN/mm<sup>2</sup>
- Coeficiente de dilatación :  $11,5 \times E - 06 \text{ }^\circ\text{C}$
- Resistencia d.c. 20 °C : 4,25 Ohm/km

#### **4.2.2 Parámetros para el Diseño Mecánico**

Para el diseño mecánico de la línea de transmisión se han considerado los siguientes parámetros:

Carga de viento máximo

- Conductor : 382,46 N/m<sup>2</sup>
- Aislador : 382,46 N/m<sup>2</sup>
- Estructura : 611,93 N/m<sup>2</sup>

Rango de Temperatura del conductor

- Mínimo : -15 ° C
- Media : 10 ° C

- Máximo	:	60 ° C
Hielo sobre el conductor	:	6 mm
Factores de seguridad:		
- Conductor		
Tensión de cada día	:	20 %
Carga máxima de trabajo	:	2.5
- Estructuras metálicas		
Hipótesis normal	:	1.5
Hipótesis excepcional	:	1.1
- Aisladores	:	3.0

### 4.3 Cálculo Mecánico del Conductor y Cable de Guarda

#### 4.3.1 Conductor Activo

Para el cálculo mecánico del conductor se han considerado, de acuerdo a las condiciones ambientales de la zona del proyecto, las hipótesis que se muestran a continuación:

<b>HIPÓTESIS N° 1</b>	:	<b>E.D.S.</b>
- Temperatura media	:	10 ° C
- Presión de viento	:	0 N/m <sup>2</sup>
- Esfuerzo de trabajo	:	20% del tiro de rotura
<b>HIPÓTESIS N° 2</b>	:	<b>ESFUERZOS MÁXIMOS</b>
- Temperatura mínima	:	-15 ° C
- Presión de viento	:	382,46N/m <sup>2</sup>
- Esfuerzo de trabajo	:	40% del tiro de rotura
<b>HIPÓTESIS N° 3</b>	:	<b>ESFUERZOS MÁXIMOS</b>
- Temperatura media	:	0 ° C
- Presión de viento	:	0 N/m <sup>2</sup>
- Espesor de hielo	:	6 mm

<b>HIPÓTESIS N° 4</b>	<b>: FLECHA MÁXIMA</b>
- Temperatura	: 60 ° C
- Presión de viento	: 0 N/m <sup>2</sup>

<b>HIPÓTESIS N° 5</b>	<b>: OSCILACIÓN DE CADENA</b>
- Temperatura	: 5 ° C
- Presión de viento	: 191,23 N/m <sup>2</sup>
- Espesor de hielo	: 0 mm

Se considera como esfuerzo unitario para tensado del conductor en condiciones EDS iniciales, el 20% del esfuerzo de rotura del conductor.

Para la condición de flecha máxima se ha considerado un incremento de temperatura equivalente a 25° C por efecto “Creep”, más 15 °C por calentamiento por el paso de la corriente, lo que equivale a un 17 % del esfuerzo de rotura del conductor en condiciones finales.

#### 4.3.2 Cable de Guarda

<b>HIPÓTESIS N° 1</b>	<b>: E.D.S.</b>
- Temperatura media	: 10 ° C
- Presión de viento	: 0 N/m <sup>2</sup>
- Esfuerzo de trabajo	: 15% del tiro de rotura

<b>HIPÓTESIS N° 2</b>	<b>: ESFUERZOS MÁXIMOS</b>
- Temperatura mínima	: -15 ° C
- Presión de viento	: 382,46 N/m <sup>2</sup>
- Espesor de hielo	: 0 mm
- Esfuerzo de trabajo	: 40% del tiro de rotura

<b>HIPÓTESIS N° 3</b>	<b>: ESFUERZOS MÁXIMOS</b>
- Temperatura	: 0 ° C

- Presión de viento : 0 N/m<sup>2</sup>
- Espesor de hielo : 6 mm

**HIPÓTESIS N° 4 : FLECHA MÁXIMA**

- Temperatura : 25 ° C
- Presión de viento : 0 N/m<sup>2</sup>

La flecha del cable de guarda no superará el 90% del conductor en las diferentes hipótesis de cálculo.

#### **4.4 Estructuras**

##### **4.4.1 Material**

Se adoptarán estructuras de acero galvanizado autosoportadas por las siguientes razones:

- Son fáciles de transportar en zonas de difícil acceso en la ruta de la línea.
- Permite un diseño flexible para determinar una configuración adecuada de acuerdo al tipo de terreno.
- Utilización de las estructuras por la existencia de topografía accidentada y tipo de conductor a ser utilizado.

El galvanizado recomendado para estas estructuras, es por inmersión en caliente con un recubrimiento mínimo de 600 gr/m<sup>2</sup>.

##### **4.4.2 Silueta de las Estructuras**

Las estructuras serán para simple terna con disposición de las ménsulas alternadas que permite una menor altura total y la ruta de la línea no revela contra perfiles mayores.

La geometría de la estructura está determinada manteniendo la separación requerida entre conductores, entre el conductor y soporte y teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Utilización de la estructura (ruta topográfica, ángulo horizontal de desvío).
- b) Características de la cadena de aisladores.
- c) Separación por aislamiento requerido.

d) Velocidad de viento en el área del proyecto

e) Flecha y tensiones del conductor

#### Tipos de Estructuras

De acuerdo al trazo de la ruta, se utilizarán los siguientes tipos de estructuras indicados en Tabla 4.1 y Plano N° LPC-03.

**Tabla 4.1: Tipos de Estructuras**

<b>Tipo</b>	<b>Vano Viento (m)</b>	<b>Vano Peso (m)</b>	<b>Vano lateral Máximo (m)</b>	<b>Ángulo (°)</b>	<b>Utilización</b>
S	479	700	575	0	Suspensión
A	1190	1100	850	0	Angular- Anclaje
T	2000	1500	1450	0	Angular – Terminal

#### **4.4.3 Distribución de Estructuras**

La parte inferior de cada tipo de estructura será diseñada de manera de poder variar fácilmente su altura normal por tramos fijos de 3 m, sin necesidad de modificar el cuerpo de la estructura.

#### **4.4.4 Distancias Mínimas de Seguridad**

En base a las normas señaladas, se considera como distancias mínimas de seguridad en la distribución de estructuras, los siguientes valores:

- Distancia mínima al suelo sobre terreno no transitado por vehículos: 6.0 m
- Distancia mínima sobre carreteras : 8 m
- Distancia mínima sobre calles y caminos rurales : 6,5 m
- Distancia mínima a las otras líneas que se cruzan : 2,5 m

Distancia mínima a viviendas : 3,5 m

Distancia vertical mínima a líneas de comunicaciones : 2,5 m

#### 4.4.5 Cálculo Mecánico de Estructuras

##### a) Criterios de Diseño y Cálculo

###### Altura Normal de Extensión:

La altura normal del punto de amarre del conductor inferior para cada tipo de estructura, es de 18.5 m (extension +0m)

Las estructuras están diseñadas de manera que se pueda variar fácilmente su altura normal por tramos fijos de 3.0 m, permitiendo variaciones desde -6 m hasta + 3 m con respecto a su altura normal sin modificar la parte superior de la estructura.

Para adaptarse al perfil transversal asimétrico del terreno, la altura de cada pata de las estructuras deberá poder ser fácilmente variada, independientemente de las otras, por tramos fijos de un metro, en el rango desde -1 m hasta +3m. (Ver Planos N° LPC-03 y N° LPC-04)

###### Vanos Característicos:

Cada tipo de estructura será diseñada en función de sus vanos característicos siguientes:

- Vano Básico : El vano que determina la altura y la distribución de estructuras.
- Vano Máximo : El vano más largo admisible de los adyacentes a la estructura, que determina las dimensiones geométricas.
- Vano Medio : Es la semisuma de los vanos adyacentes (para el cálculo de la carga debida al viento)
- Vano Gravante : La distancia horizontal entre los puntos más bajos (reales o ficticios) del perfil del conductor en los dos vanos adyacentes a la estructura y que permitan la reacción vertical sobre la estructura en el punto de amarre del conductor.

En el diseño de las estructuras, se tomará además en consideración el ángulo de desvío máximo admitido de los conductores (distancias mínimas del conductor hacia la estructura)

###### Cargas de diseño de estructura:

Se toma en cuenta lo siguiente

### 1) Cargas Normales:

En condiciones de cargas normales se admitirá que la estructura está sujeta a la acción simultánea de las siguientes fuerzas:

#### Cargas Verticales:

- Los pesos de los conductores, cable de guarda, aisladores y accesorios para el vano gravante correspondiente.
- El peso propio de la estructura.

#### Cargas transversales horizontales:

- La presión del viento sobre el área total neta proyectada de los conductores, y cadena de aisladores para el vano medio correspondiente.
- La presión del viento sobre la estructura.
- La componente horizontal transversal de la máxima tensión del conductor y cable de guarda, determinada por el ángulo máximo de desvío.

### 2) Cargas Excepcionales:

En condiciones de carga excepcional se admitirá que la estructura estará sujeta, además de las cargas normales, a una fuerza horizontal correspondiente a la rotura de un conductor o cable de guarda.

Esta fuerza tendrá el valor siguiente:

- Para estructura de suspensión: 50% de la máxima tensión del conductor ó 100% del cable de guarda.
- Para estructura de anclaje: 100% de la máxima tensión del conductor ó 100% del cable de guarda.
- Para estructura terminal: 100% de la máxima tensión del conductor ó 100% del cable de guarda.

Esta fuerza será determinada en sus componentes longitudinal y transversal según el correspondiente ángulo de desvío.

#### Cargas del viento sobre la estructura:

La carga del viento sobre la estructura será calculada de acuerdo a la fórmula:

$$W = 2 q A$$

Donde:

- |   |   |
|---|---|
| W | Es la carga total del viento, en kg.  |
| q | Es la presión del viento, en kg/m <sup>2</sup> . El valor de la presión del viento se asumirá igual a 611,94 N/m <sup>2</sup> |

A                      Area neta proyectada de una cara de la torre

### 3) Cargas de Montaje y Mantenimiento:

Son las fuerzas adicionales que afectan a la estructura durante su montaje y mantenimiento. A este respecto, las crucetas de las estructuras de suspensión serán calculadas para una carga vertical mínima igual al doble de la carga indicada en 1).

#### **b) Criterios de Cálculo**

##### Factor de Seguridad:

El factor de seguridad, es decir la relación entre el esfuerzo límite de cada elemento de la estructura y el esfuerzo máximo en el mismo elemento calculado para la condición de carga más desfavorable, no será menor que:

- Para cargas normales                      1.5
- Para cargas excepcionales                1.1

Cuando una estructura es sometida a una carga correspondiente a cualquiera de las condiciones en el punto (1) multiplicada por el factor de seguridad correspondiente, no deberá ocurrir ninguna deformación permanente ni avería en los perfiles, placas o pernos.

#### **4.4.6 Fundaciones de Estructuras**

En función de la naturaleza del terreno que atravieza la línea se recomienda adoptar las siguientes fundaciones:

- En zonas de difícil acceso y con ausencia de napa freática a 3 m de profundidad se recomienda utilizar parrillas metálicas enrejadas, construídas por planchas y ángulos de acero galvanizado y protegidos con una capa de brea.
- En zonas de terrenos agresivos o con presencia de agua se recomienda utilizar macizos de concreto “ciclópeo”. (Ver Plano N° LPC-05)

#### **4.4.7 Puesta a Tierra de Estructuras**

Para el diseño del sistema de puesta a tierra de las estructuras se consideran los siguientes factores:

- Reducir la resistencia a tierra de la estructura para proteger a las personas contra tensiones de toque o de paso peligrosas que puedan establecerse por corrientes de dispersión o durante fallas a tierra de la línea.
- Proporcionar un camino fácil y seguro para las corrientes de dispersión que resulten de descargas a través de los aisladores como consecuencia de la contaminación ambiental, para evitar daños a la estructura.
- Para mejorar el comportamiento de la línea a descargas atmosféricas se especifica que el valor de la resistencia de puesta a tierra será de 15 ohm.

En base a lo expuesto, el sistema de puesta a tierra estará constituido por jabalinas, anillos equipotenciales, contrapesos simples y dobles, cuya utilización permite la reducción de la resistencia de puesta a tierra a valores aceptables en suelos de muy alta resistividad mediante la variación de sus longitudes, número de contrapesos o ubicaciones de ellos en suelos más favorables. Los materiales utilizados para la puesta a tierra son:

#### Cable de puesta a tierra

Se usará el conductor de Cooperweld N° 2 AWG-7 hilos

#### Varilla de puesta a tierra

Se usarán varillas de Cooperweld de 16 mm (5/8") x 2.44 mm (8').

El detalle de puesta a tierra de las estructuras se aprecia en el Plano N° LPC-06.

## **4.5 Accesorios**

Los elementos a ser utilizados para la fijación de las cadenas de aisladores a las estructuras, los accesorios de las estructuras, del conductor, del cable de guarda y el sistema de puesta a tierra, serán de un diseño apropiado a sus funciones mecánicas y eléctricas y adecuadas a las condiciones de servicio de la línea. Se utilizan los siguientes accesorios:

### **4.5.1 Accesorios del Conductor Activo**

- Grapas de suspensión
- Varillas de armar
- Grapas de anclaje
- Manguito de empalme
- Manguitos de reparación

- Amortiguadores

#### **4.5.2 Accesorios del Cable de Guarda**

- Grapas de suspensión
- Varillas de armar
- Grapas de anclaje
- Manguito de empalme
- Manguitos de reparación
- Amortiguadores

#### **4.5.3 Accesorios de la Estructura (Ver Plano N° LPC-02)**

- Placa de peligro
- Placa de numeración
- Placa de secuencia de fase
- Dispositivos de escalamiento
- Dispositivos de anti-escalamiento

#### **4.5.4 Accesorios de Puesta a tierra**

- Conductor desnudo de Copperweld N° 2 AWG
- Conector de dos vías
- Varilla de Copperweld 5/8" N x 8'
- Conector de Copperweld

En el Plano N° LPC-07 se muestra la instalación de amortiguadores y sujeción del cable de guarda.

## **CAPÍTULO V**

### **EVALUACIÓN ECONÓMICA-FINANCIERA**

#### **5.1 Introducción**

##### **5.1.1 Objetivo**

La evaluación económica-financiera se realiza en forma global para toda la inversión a realizar en la configuración eléctrica, es decir línea de transmisión y subestaciones que harán posible el suministro eléctrico al PSE Cora Cora, con la finalidad de evaluar en primer lugar sus bondades intrínsecas y seguidamente a través de la evaluación financiera, su viabilidad de acuerdo a una estructura de financiamiento adecuada.

##### **5.1.2 Evaluación**

Los Beneficios Netos Económicos y Financieros consideran los Ingresos por la venta de energía en el P.S.E. de Cora Cora, egresos por la compra de esta energía en 60 kV, y los costos de inversión en las líneas y subestaciones, así como los costos de operación y mantenimiento de dicho sistema.

##### **5.1.3 Premisas de Evaluación**

- El período de análisis abarca desde el año 1998 hasta el año 2016.
- En la presente evaluación se considera que las inversiones en el proyecto se realizan en 1998. El análisis económico y financiero se realiza a partir del año de 1998.
- La evaluación se realiza a precios de mercado.
- La tasa de descuento base utilizada es de 12 por ciento, haciéndose sensibilidad entre las tasas de 8 a 16 por ciento.
- La evaluación se hace a precios constantes.
- Se ha tomado como tasa de Impuesto a la Renta, 30% sobre las utilidades.

## **5.2 Evaluación Económica**

Tiene por finalidad cuantificar y evaluar las bondades intrínsecas del Sistema Eléctrico, es decir, el flujo real de bienes y servicios absorbidos y generados por éste, sin tener en cuenta el financiamiento de la inversión.

### **5.2.1 Inversión**

La inversión requerida para estas obras es de US\$4'611,263 (Cuatro millones, seiscientos once mil, doscientos sesenta y tres y 00/100 Dólares Americanos), incluido IGV para el año 1998. Ver Cuadro N° 5.1.

### **5.2.2 Costos de Operación y Mantenimiento**

Está constituido por los sueldos, salarios, materiales, repuestos y servicios en la etapa operativa del sistema eléctrico.

Los costos directos de operación y mantenimiento se han estimado en dos por ciento (2%) del costo directo de inversión al año.

### **5.2.3 Ingresos Anuales**

Para calcular los beneficios se han considerado los ingresos incrementales que tendría la empresa distribuidora Electro Sur Medio con la ejecución de esta línea, dichos beneficios se calculan en base a las ventas de potencia y energía que se muestran en el Cuadro N° 5.2.

#### Potencia y Energía compradas

El proyecto comprende la construcción de la línea de transmisión en 60 kV entre Puquio y Cora Cora que suministraría energía a las poblaciones que se detallan en el estudio de mercado, pero la empresa tendrá que comprar dicha energía en el sistema interconectado centro norte, por lo que se ha considerado el precio de compra de dicha energía.

#### Potencia y Energía vendidas

La venta de energía se realiza en Baja Tensión, por lo que se ha considerado un precio promedio, teniendo como base la tarifa BT-4 de la empresa Electro Sur Medio en Cora Cora.

### Tarifas

El cálculo de las Tarifas en Barra, tanto para la compra de potencia y energía, se ha efectuado de acuerdo a las Resoluciones de la Comisión de Tarifas Eléctricas; se han considerado asimismo para la venta, el pliego tarifario de la empresa distribuidora Electro Sur Medio. Las Tarifas resultantes se muestran en el Cuadro N° 5.3.

El cálculo de la compra y venta de energía así como el ingreso total se muestra en el Cuadro N° 5.4.

Los ingresos, son la diferencia entre la potencia y energía vendida, valorizada a su respectiva Tarifa de venta, y la potencia y energía comprada valorizada a la Tarifa de compra, afectada por las pérdidas totales desde la compra de energía hasta la venta de la misma.

#### **5.2.4 Evaluación Económica**

A partir del Flujo Económico que se muestra en el Cuadro N° 5.5 se han obtenido los siguientes indicadores económicos VANE, TIRE, B/C para la tasa de descuento base de 12%. Dichos resultados se muestran en el Cuadro N° 5.6.

##### **a) Valor Actual Neto Económico (VANE)**

Es el valor presente que resulta de descontar el flujo neto económico al costo de oportunidad del capital propio de la empresa (12%).

$$\text{VANE} = -2\,149\,713 \text{ US \$ Dólares}$$

##### **b) Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE)**

Representa la tasa de rendimiento económica del proyecto y se obtiene descontando el saldo neto de caja versus los recursos propios aplicados a la inversión.

$$\text{TIRE} = 2.99 \%$$

##### **c) Relación Beneficio - Costo Económico (B/C)**

Representa la relación entre los fondos económicos invertidos y generados. Se obtiene a partir del cociente del flujo de los ingresos y costos actualizados a la tasa de descuento (12%).

$$\text{B/C} = 0.44$$

### 5.2.5 Análisis de Sensibilidad

#### a) Tasa de Descuento

Se analizó la variación de la tasa de descuento, para los indicadores económicos VAN y B/C, entre 8 y 16 por ciento. Para todo el rango analizado los indicadores económicos negativos (Ver Cuadro N° 5.6).

#### b) Tarifa

Se analizó la variación de la tarifa de compra y venta entre 5% y 60 %, para los indicadores económicos VAN, TIR y B/C. (Ver Cuadro N° 5.7). Sin embargo el proyecto no es rentable en todo el rango analizado.

#### c) Inversión

Se analizó la variación de la inversión entre -30 y +30 por ciento, igualmente los indicadores económicos VAN, TIR y B/C son desfavorables. (Ver Cuadro N° 5.8)

## 5.3 Evaluación Financiera

El Análisis Financiero evalúa, si es que el Proyecto resulta rentable en las condiciones financieras propuestas.

### 5.3.1 Plan Financiero

El financiamiento del Proyecto se ha previsto a través de una línea de crédito preferencial por el 35% de la inversión; los intereses durante la construcción no se capitalizan. La estructura de financiamiento así como los aportes de capital por parte del Estado son los que a continuación se exponen.

Endeudamiento:

#### Crédito Preferencial

Se considera que se financia el 35 % del proyecto a las siguientes condiciones:

Tasa de Interés anual	3 %
Período de Gracia	1 año
Período de Repago	10 años

#### Recursos Propios

Se considera que la empresa distribuidora deberá aportar recursos propios del 5% del monto total de la inversión, además debe comprometerse a honrar el préstamo y a solventar los costos de operación y mantenimiento del proyecto.

#### Aporte de Capital

Para que el sistema eléctrico propuesto sea financieramente rentable para la empresa distribuidora es necesario que el Estado aporte un 60% de la inversión.

### 5.3.2 Análisis Financiero

Para el análisis se estableció un modelo de proyecciones financieras, que nos dé los indicadores financieros del proyecto.

Inicialmente se determinan los ingresos, costos y gastos financieros.

Seguidamente se elabora el Estado de Pérdidas y Ganancias, con el propósito de calcular el Impuesto a la Renta del Proyecto.

Para el cálculo del Impuesto a la Renta se utilizó la Tasa Impositiva de 30 % sobre las Utilidades.

Posteriormente se desarrolla el Flujo Financiero en el que se muestran los flujos de Ingresos y Egresos así como el Flujo Neto, esto se muestra en el Cuadro N° 5.9

El IGV desembolsado no se ha tomado en cuenta ya que es un crédito fiscal que será utilizado al afectar el IGV a la venta de energía.

### 5.3.3 Indicadores Financieros

A partir del flujo financiero con Impuesto a la Renta de 30 %, se han obtenido los indicadores financieros siguientes:

#### a) Valor Actual Neto Financiero (VANF)

Es el valor presente que resulta de descontar el flujo neto financiero al costo de oportunidad del capital propio de la empresa (12%).

$$\text{VANF} = 202,798 \text{ US\$ Dólares}$$

#### b) Tasa Interna de Retorno Financiera (TIRF)

Representa la tasa de rendimiento financiera del proyecto y se obtiene descontando el saldo neto de caja versus los recursos propios aplicados a la inversión.

$$\text{TIRF} = 15.41 \%$$

#### c) Relación Beneficio - Costo Financiero (B/C f)

Representa la relación entre los fondos financieros invertidos y generados. Se obtiene a partir del cociente del flujo de los ingresos y costos actualizados a la tasa de descuento (12%).

$$\text{B/C} = 1.04$$

### **5.3.4 Análisis De Sensibilidad**

#### **a) Tasa de Descuento**

Se analizó la variación de la tasa de descuento, para los indicadores financieros VAN y B/C, entre 8 y 16 por ciento. Los resultados se aprecian en el cuadro N° 5.10.

#### **b) Tarifa**

Se analizó la variación de la tarifa de compra y venta entre -20 y +20 por ciento, para los indicadores económicos VAN, TIR y B/C. Este análisis demuestra la no rentabilidad para una disminución de la tarifa en un 20% - Cuadro N° 5.11.

#### **c) Inversión**

Se analizó la variación de la inversión entre -30 y +30 por ciento, para los indicadores económicos VAN, TIR y B/C. Un aumento en la inversión a partir del 7.50% hace que el proyecto no sea rentable - Cuadro N° 5.12.

#### **d) Tasa de Interés**

Se analizó la variación de la tasa de interés entre 3 y 9 por ciento, para los indicadores económicos VAN, TIR y B/C. Se aprecia que cuando la tasa de interés aumenta a más de 7% el proyecto no es rentable- Cuadro N° 5.13

CUADRO N° 5.1: COSTO DE CONSTRUCCION : DOLARES AMERICANOS

	DOIARES	Estructura(%)
LINEA DE TRANSMISION	1,909,432	48.86
S.E. CORA CORA	923,926	23.64
AMPLIACION S.E. PUQUIO	202,707	5.19
TELECOMUNICACIONES	90,215	2.31
GASTOS GENERALES	468,942	12.00
UTILIDAD	312,628	8.00
TOTAL COSTO SIN IMPUESTOS	3,907,850	100.00
IGV	703,413	
TOTAL COSTO CONSTRUCCION	4,611,263	

CUADRO N° 5.2: DEMANDA DE ENERGIA Y POTENCIA

ANO	ENERGIA GWh	POTENCIA KW
1998	0.000	0
1999	4.007	1,626
2000	4.507	1,821
2001	4.726	1,903
2002	4.956	1,989
2003	8.437	2,945
2004	8.644	3,018
2005	8.859	3,093
2006	9.083	3,170
2007	9.316	3,251
2008	10.160	3,593
2009	10.434	3,687
2010	10.718	3,785
2011	11.015	3,886
2012	11.325	3,991
2013	11.648	4,100
2014	11.984	4,213
2015	12.335	4,331
2016	12.701	4,453

CUADRO N° 5.3: PRECIOS POTENCIA Y ENERGIA TRANSFERIDA

TARIFA PROMEDIO PARA ENERGIA COMPRADA (US \$/Kwh)	0.050
PERDIDAS TECNICAS	0.030
PERDIDAS NO TECNICAS	0.000
TARIFA PROMEDIO PARA ENERGIA VENDIDA (US \$/Kwh)	0.085

FUENTE : EMPRESA REGIONAL DE DISTRIBUCION ELECTROSURMEDIO

**CUADRO N° 5.4: INGRESOS DEL PROYECTO (DÓLARES USA)**

AÑO	ENERGÍA: COMPRA Y VENTA				I N G R E S O S		INGRESO TOTAL
	EC	PT	PNT	EV	EC	EV	
	GWh	GWh	GWh	GWh	\$	\$	
1998	0.00	0.00	0.00	0.00	0	0	0
1999	4.13	0.12	0.00	4.01	206,371	341,454	135,083
2000	4.64	0.14	0.00	4.51	232,116	384,050	151,934
2001	4.87	0.14	0.00	4.73	243,394	402,711	159,317
2002	5.10	0.15	0.00	4.96	255,234	422,301	167,067
2003	8.69	0.25	0.00	8.44	434,506	718,917	284,411
2004	8.90	0.26	0.00	8.64	445,140	736,513	291,372
2005	9.12	0.27	0.00	8.86	456,213	754,833	298,620
2006	9.36	0.27	0.00	9.08	467,759	773,937	306,178
2007	9.60	0.28	0.00	9.32	479,795	793,850	314,056
2008	10.46	0.30	0.00	10.16	523,245	865,742	342,497
2009	10.75	0.31	0.00	10.43	537,325	889,039	351,713
2010	11.04	0.32	0.00	10.72	551,998	913,315	361,317
2011	11.35	0.33	0.00	11.02	567,293	938,622	371,329
2012	11.66	0.34	0.00	11.33	583,243	965,012	381,769
2013	12.00	0.35	0.00	11.65	599,867	992,518	392,651
2014	12.34	0.36	0.00	11.98	617,197	1,021,191	403,994
2015	12.71	0.37	0.00	12.34	635,268	1,051,091	415,823
2016	13.08	0.38	0.00	12.70	654,117	1,082,278	428,161

**CUADRO N° 5.5: FLUJO ECONÓMICO (DÓLARES USA)**

<b>AÑO</b>	<b>INGRESOS</b>	<b>INVERSION</b>	<b>O&amp;M</b>	<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>FLUJO ECONOMICO</b>
1998	0	3,907,850		3,907,850	-3,907,850
1999	135,083		78,157	78,157	56,926
2000	151,934		78,157	78,157	73,777
2001	159,317		78,157	78,157	81,160
2002	167,067		78,157	78,157	88,910
2003	284,411		78,157	78,157	206,254
2004	291,372		78,157	78,157	213,215
2005	298,620		78,157	78,157	220,463
2006	306,178		78,157	78,157	228,021
2007	314,056		78,157	78,157	235,899
2008	342,497		78,157	78,157	264,340
2009	351,713		78,157	78,157	273,556
2010	361,317		78,157	78,157	283,160
2011	371,329		78,157	78,157	293,172
2012	381,769		78,157	78,157	303,612
2013	392,651		78,157	78,157	314,494
2014	403,994		78,157	78,157	325,837
2015	415,823		78,157	78,157	337,666
2016	428,161	-1,563,140	78,157	-1,484,983	1,913,144

<b>EVALUACION ECONOMICA: ANALISIS DE SENSIBILIDAD</b>
---

**CUADRO N° 5.6: Variación del VAN y  
B/Ce VS TD**

TD	VANE	B/C e
8.00%	-1,564,709	0.60
9.00%	-1,748,807	0.55
10.00%	-1,904,965	0.51
11.00%	-2,037,417	0.47
12.00%	-2,149,713	0.44
13.00%	-2,244,826	0.41
14.00%	-2,325,262	0.38
15.00%	-2,393,131	0.35
16.00%	-2,450,218	0.33
<b>TIRE</b>		<b>2.99%</b>

**CUADRO N° 5.7: VARIACION DEL VAN, B/C VS TARIFAS**

TARIFAS	VANE	B/C e	TIRE
0.00%	-2,149,713	0.44	2.99%
5.00%	-2,066,520	0.46	3.41%
10.00%	-1,983,327	0.48	3.82%
15.00%	-1,900,135	0.50	4.23%
20.00%	-1,816,942	0.52	4.63%
25.00%	-1,733,750	0.55	5.02%
30.00%	-1,650,557	0.57	5.40%
35.00%	-1,567,364	0.59	5.78%
40.00%	-1,484,172	0.61	6.15%
45.00%	-1,400,979	0.63	6.52%
50.00%	-1,317,787	0.65	6.88%
55.00%	-1,234,594	0.68	7.23%
60.00%	-1,151,401	0.70	7.58%

**CUADRO N° 5.8: VARIACION DEL VAN Y EL B/C VS  
INVERSIÓN**

INV	VANE	B/C e	TIRE
-30.00%	-1,005,643	0.62	6.36%
-20.00%	-1,387,000	0.55	5.02%
-10.00%	-1,768,356	0.48	3.91%
0.00%	-2,149,713	0.44	2.99%
10.00%	-2,531,069	0.40	2.19%
20.00%	-2,912,425	0.36	1.51%
30.00%	-3,293,782	0.34	0.91%

**CUADRO N° 5.9: EVALUACIÓN FINANCIERA (DÓLARES USA)**

AÑO	I N G R E S O S				E G R E S O S						FLUJO FINANCIERO
	INGRESO NETO	PRESTAMO	APORTE CAPITAL	TOTAL	INV	COSTOS O&M	AMORT + INTERES	IDC + COMIS	IMP RENTA	TOTAL	
1998	0	1,376,610	2,359,903	3,736,514	3,933,172	0	0	20,649	0	3,953,822	-217,308
1999	135,083	0	0	135,083	0	78,157	161,381	0	0	239,538	-104,455
2000	151,934	0	0	151,934	0	78,157	161,381	0	0	239,538	-87,603
2001	159,317	0	0	159,317	0	78,157	161,381	0	0	239,538	-80,221
2002	167,067	0	0	167,067	0	78,157	161,381	0	0	239,538	-72,471
2003	284,411	0	0	284,411	0	78,157	161,381	0	14,930	254,467	29,944
2004	291,372	0	0	291,372	0	78,157	161,381	0	18,234	257,772	33,600
2005	298,620	0	0	298,620	0	78,157	161,381	0	21,662	261,199	37,421
2006	306,178	0	0	306,178	0	78,157	161,381	0	25,219	264,757	41,421
2007	314,056	0	0	314,056	0	78,157	161,381	0	28,912	268,450	45,606
2008	342,497	0	0	342,497	0	78,157	161,381	0	38,813	278,351	64,146
2009	351,713	0	0	351,713	0	78,157	0	0	42,988	121,145	230,568
2010	361,317	0	0	361,317	0	78,157	0	0	45,870	124,027	237,291
2011	371,329	0	0	371,329	0	78,157	0	0	48,873	127,030	244,299
2012	381,769	0	0	381,769	0	78,157	0	0	52,005	130,162	251,607
2013	392,651	0	0	392,651	0	78,157	0	0	55,270	133,427	259,224
2014	403,994	0	0	403,994	0	78,157	0	0	58,673	136,830	267,164
2015	415,823	0	0	415,823	0	78,157	0	0	62,221	140,378	275,445
2016	428,161	0	0	428,161	-1,563,140	78,157	0	0	65,923	-1,419,060	1,847,221

EVALUACION FINANCIERA-ANALISIS DE SENSIBILIDAD
--

CUADRO N° 5.10:VANF, B/Cf vs TASA DE DESCUENTO

TD	VANF	B/C f
8.00%	645,583	1.12
9.00%	505,588	1.10
10.00%	387,360	1.08
11.00%	287,399	1.06
12.00%	202,798	1.04
13.00%	131,137	1.03
14.00%	70,397	1.02
15.00%	18,891	1.00
16.00%	-24,793	0.99
TIRF		15.41%

CUADRO N° 5.11:VARIACION DEL VAN , B/Cf VS TARIFAS

TARIFAS	VAN	B/C f	TIRF
-20.00%	-54,648	0.99	11.13%
-10.00%	74,613	1.02	13.22%
0.00%	202,798	1.04	15.41%
10.00%	330,983	1.07	17.73%
20.00%	459,167	1.09	20.19%

CUADRO N°5.12:VARIACION DEL VANF,B/Cf INVERSION

% INVERSION	VANF	B/C f	TIRF
-7.50%	471,178	1.10	29.38%
-5.00%	381,718	1.08	21.41%
-2.50%	292,258	1.06	17.77%
0.00%	202,798	1.04	15.41%
2.50%	113,338	1.02	13.68%
5.00%	23,878	1.00	12.32%
7.50%	-65,582	0.99	11.20%

CUADRO N° 5.13:VARIACIÓN DEL VANF,B/Cf VS TASA DE INTERÉS

%	VANF	B/C f	TIRF
3.00	202,798	1.04	15.41%
4.00	158,941	1.03	14.58%
5.00	114,212	1.02	13.79%
6.00	68,631	1.01	13.04%
7.00	22,219	1.00	12.33%
8.00	-25,000	1.00	11.64%
9.00	-74,616	0.99	10.97%

## CONCLUSIONES

- 1.- La Línea de Transmisión asociada a la Subestación, ha tenido en cuenta el efecto que produce su inclusión dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN), puesto que será la continuación del sistema que llega hasta la ciudad de Puquio. Para ello, conforme se analizó en el capítulo III, el resultado del análisis de flujo de Potencia recomienda la instalación de capacitores de 1.5 Mvar en Barra Nazca en el año 7 de la Interconexión, también en la Barra Coracora 1 Mvar en el año 7 y 1 Mvar en el año 15 y finalmente 1.5 Mvar en la barra Puquio en el año 12 de la interconexión. Este equipamiento permitirá mantener tensiones adecuadas en las barras mediante la regulación de los TAPS de los transformadores de las subestaciones. Es conveniente observar que el análisis efectuado corresponde a ciertas premisas que tienen en cuenta entre otras variables, el crecimiento de la demanda de todo el sistema, equipamiento de la generación en rango de magnitudes y oportunidad de ingreso al sistema; por lo tanto la implementación exacta de la compensación reactiva en el futuro se hará con nuevas evaluaciones considerando por ejemplo, el ingreso de la Central Térmica a Gas Natural en Chilca.
- 2.- Referente al Costo Total de la Inversión, éste asciende a 3 907 850 Dolares americanos, representando la Transmisión el 49 % , la subestación Coracora 24 %, Ampliación Subestación Puquio 5% que hacen un total de 78% de la Inversión total. Esto significa un costo promedio de la línea de 36,129 Dólares por Km.
- 3.- Se deben mantener los criterios de normalización en cuanto a niveles de transmisión de energía, aislamiento y en las subestaciones; teniendo en cuenta la longitud de la línea y magnitud de la carga a alimentar. La Normalización permitirá mantener niveles mínimos de costos de operación, stock de repuestos así como personal de mantenimiento.

- 4.- En el trazo de la Ruta de la Línea de 53 Km, desde Puquio a Coracora se ha elegido la de menor número de vértices (09) y próxima a la carretera para su fácil mantenimiento.
- 5.- Por el Nivel de transmisión, no se producen pérdidas por efecto Corona.
- 6.- El Proyecto alternativo de instalar una Central Térmica equivalente en la ciudad de Coracora no es ventajoso, debido básicamente al uso de combustible Diesel, cuyo precio varía en función a los precios internacionales. La subida de precios incrementa los valores de la producción de energía que para estas zonas, donde el mercado predominante es el doméstico, resulta muy oneroso.
- 7.- El Estudio de Mercado Eléctrico ha determinado la necesidad de abastecer una demanda de 6 Mw en un horizonte de 20 años.
- 8.- El suministro eléctrico a través de la línea de transmisión desde el Sistema Interconectado Nacional (SIN), es confiable y garantizado; lo que permitirá elevar el nivel socioeconómico de la zona que ante la ausencia de electricidad había permanecido relegado.
- 9.- Los índices per cápita de consumo (kwh/habitante) se incrementarán durante este período del horizonte del proyecto, asimismo el grado de electrificación actual en un promedio del 15 % se incrementará hasta niveles de 85 %.
- 10.- En referencia a la rentabilidad, la línea no es económicamente rentable desde el punto de vista de la Evaluación Económica, debido a que la demanda es mínima y la estructura de consumo predominate es de tipo doméstico. Sin embargo en estas zonas correspondería efectuar una evaluación de tipo social (Precios Sombra) que permita cuantificar la sustitución de otros usos de energía como: leña, carbón, kerosene, velas en el servicio público y uso de petróleo como combustible en la pequeña industria al igual que los autoprodutores y Proyectos de Inversión que se puedan implementar en la zona y que necesariamente deben autogenerar para su producción.

11.- En consecuencia, es necesaria la intervención del Estado en el financiamiento con un aporte de capital principal que como se ha apreciado en el presente estudio en la Evaluación Financiera se ha considerado el 60 % del costo de Inversión. Con este aporte y una adecuada estructura de financiamiento se obtienen indicadores de rentabilidad favorables que determinan la viabilidad para la ejecución de la obra en beneficio de estas localidades.

# **ANEXO A**

## Anexo N° 1.1

## METRADO Y PRESUPUESTO

## LINEA DE TRANSMISION 60 KV PUQUIO - CORACORA

## A.- SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS

PARTIDA N°	DESCRIPCION	METRADO		SUMINISTRO MATERIALES DEP/MEM	
		UN.	CANT.	P. UNIT. US \$	P. TOTAL US \$
1.0	TORRES METALICAS AUTOSOPORTADAS (Según especificaciones técnicas y planos del proyecto)				
1.1	ESTRUCTURA TIPO "S" : (SUSPENSION)				
	Torre Tipo S -6	U	33	1387.10	45774.30
	Torre Tipo S - 3	U	10	1607.10	16071.00
	Torre Tipo S + 0	U	14	1805.10	25271.40
	Torre Tipo S + 3	U	7	1984.40	13890.80
	Pata -1 m	U	59	77.20	4554.80
	Pata +0 m	U	89	100.30	8926.70
	Patr. +1 m	U	60	132.40	7944.00
	Pata +2 m	U	59	150.50	8879.50
	Pata +3 m	U	29	180.10	5222.90
	Parrillas metálicas	U	252	165.90	41806.80
	Stub de anclaje	U	44	60.00	2640.00
1.2	ESTRUCTURA TIPO "A" : (ANGULAR)				
	Torre Tipo A -6	U	15	2131.80	31977.00
	Torre Tipo A - 3	U	12	2258.30	27099.60
	Torre Tipo A + 0	U	12	2578.40	30940.80
	Torre Tipo A + 3	U	7	2876.50	20135.50
	Pata -1 m	U	55	97.70	5373.50
	Pata +0 m	U	37	118.20	4373.40
	Pata +1 m	U	46	154.30	7097.80
	Pata +2 m	U	28	205.70	5759.60
	Pata +3 m	U	18	230.10	4141.80
	Parrillas metálicas	U	164	235.30	38589.20
	Stub de anclaje	U	20	60.00	1200.00
1.3	ESTRUCTURA TIPO "T" : (ANGULAR - TERMINAL)				
	Torre Tipo T - 6	U	7	3526.60	24686.20
	Torre Tipo T - 3	U	0	3703.70	0.00
	Torre Tipo T + 0	U	0	4209.70	0.00
	Torre Tipo T + 3	U	1	4688.20	4688.20
	Pata -1 m	U	6	125.20	751.20
	Pata +0 m	U	16	140.10	2241.60
	Pata +1 m	U	4	182.60	730.40
	Pata +2 m	U	3	232.70	698.10
	Pata +3 m	U	3	280.00	840.00
	Parrillas metálicas	U	32	253.00	8096.00

## Anexo N° 1.2

METRADO Y PRESUPUESTO					
LINEA DE TRANSMISION 60 kV PUQUIO - CORACORA					
A.- SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS					
PARTIDA N°	DESCRIPCION	METRADO		SUMINISTRO DE MATERIALES DEP/MEM	
		UN.	CANT.	P. UNIT. US \$	P. TOTAL US \$
2.0	CONDUCTOR Y ACCESORIOS (Según especificaciones técnicas)				
2.1	Conductor de aleación de aluminio AAAC 120 mm2	km	167.5	881.4	147634.50
2.2	Manguito de empalme para cond. AAAC 120 mm2	U	50	11.1	555.00
2.3	Manguito de reparación para cond. AAAC 120 mm2	U	20	13.8	276.00
2.4	Amortiguador para conductor AAAC 120 mm2	U	1125	11.5	12937.50
3.0	CABLE DE GUARDA Y ACCESORIOS				
3.1	Cable de acero Tipo EHS - 38 mm2	km	55.8	445.3	24847.74
3.2	Manguito de empalme para cable acero 38 mm2	U	23	16.6	381.80
3.3	Manguito de reparación para cable acero 38 mm2	U	12	18.0	216.00
3.4	Amortiguador para cable de guarda 38 mm2	U	375	11.9	4462.50
4.0	AISLADORES				
4.1	Aislador de suspensión standard Clase ANSI 52-3 de 10"x 5 3/4" tipo casquillo - bola	U	3025	9.8	29645.00
5.0	ENSAMBLES DE CADENAS DE AISLADORES				
5.1	Ensamble de Suspensión compuesto por: - Un grillete recto - Un adaptador anillo-bola - Un adaptador casquillo - ojo - Una varilla de armar - Una grapa de suspensión	Jgo	216	31.4	6782.40
5.2	Ensamble de Anclaje Normal compuesto por: - Ur. grillete recto - Un adaptador anillo - bola - Un adaptador casquillo - horquilla - Una grapa de anclaje	Jgo	291	35.9	10446.90
5.3	Ensamble de Anclaje Invertido compuesto por: - Dos grilletes - Un adaptador ojo - bola - Un adaptador casquillo - ojo alargado - Una grapa de anclaje tipo compresión	Jgo	33	40.1	1323.30

## Anexo N° 1.3

METRADO Y PRESUPUESTO					
LINEA DE TRANSMISION 60 KV PUQUIO - CORACORA					
A.- SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS					
PARTIDA N°	DESCRIPCION	METRADO		SUMINISTRO DE MATERIALES DEP/MEM	
		UN	CANT.	P. UNIT. US \$	P. TOTAL US \$
6.0	ENSAMBLES DE SUJECION DEL CABLE DE GUARDA				
6.1	Ensamble de Suspensión compuesto por: - Un grillete recto - Un adaptador anillo - ojo - Una grapa de suspensión - Un conector de vías paralelas para cable - Un conector de cable a estructura	Jgo	72	45.90	3304.80
6.2	Ensamble de Anclaje compuesto por: - Dos grilletes rectos - Dos adaptadores anillo - ojo - Dos grapas de anclaje - Un conector de vías paralelas para cable - Un conector de cable a estructura	Jgo	54	70.70	3817.80
7.0	PUESTAS A TIERRA				
7.1	Conductor de copperweld N° 2 AWG	km	24	1295.10	31082.40
7.2	Jabalina de copperweld 5/8" x 8' long.	U	170	8.50	1445.00
7.3	Conectores de doble via	U	273	2.30	627.90
7.4	Conector de cond. copperweld N° 2 AWG a estructura	U	240	3.40	816.00
<b>TOTAL "A"</b>					<b>681,004.64</b>

## Anexo N° 1.4

METRADO Y PRESUPUESTO					
LINEA DE TRANSMISION 60 KV PUQUIO - CORACORA					
B.- TRANSPORTE DE MATERIALES Y EQUIPOS					
PARTIDA N°	DESCRIPCION	METRADO		TRANSPORTE ALMACEN - OBRA	
		UN.	CANT.	P. UNIT. US \$	P. TOTAL US \$
1.0	TORRES METALICAS AUTOSOPORTADAS				
1.1	ESTRUCTURA TIPO "S" : (SUSPENSION)				
	Torre Tipo S - 6	U	33	24.50	808.50
	Torre Tipo S - 3	U	10	28.39	283.90
	Torre Tipo S + 0	U	14	35.95	503.30
	Torre Tipo S + 3	U	7	42.06	294.42
	Pata -1 m	U	59	3.55	209.45
	Pata +0 m	U	89	3.93	349.77
	Pata +1 m	U	60	4.50	270.00
	Pata +2 m	U	59	5.15	303.85
	Pata +3 m	U	29	5.95	172.55
	Parrillas metálicas	U	252	5.15	1297.80
	Stub de anclaje	U	44	1.55	68.20
1.2	ESTRUCTURA TIPO "A" : (ANGULAR)				
	Torre Tipo A - 6	U	15	33.20	498.00
	Torre Tipo A - 3	U	12	37.88	454.56
	Torre Tipo A + 0	U	12	45.80	549.60
	Torre Tipo A + 3	U	7	56.60	396.20
	Pata -1 m	U	55	3.80	209.00
	Pata +0 m	U	37	4.60	170.20
	Pata +1 m	U	46	5.20	239.20
	Pata +2 m	U	28	5.92	165.76
	Pata +3 m	U	18	6.35	114.30
	Parrillas metálicas	U	164	5.15	844.60
	Stub de anclaje	U	20	1.55	31.00
1.3	ESTRUCTURA TIPO "T" : (ANGULAR - TERMINAL)				
	Torre Tipo T - 6	U	7	45.50	318.50
	Torre Tipo T - 3	U	0	58.07	0.00
	Torre Tipo T + 0	U	0		0.00
	Torre Tipo T + 3	U	1	66.80	66.80
	Pata -1 m	U	6	3.90	23.40
	Pata +0 m	U	16	4.10	65.60
	Pata +1 m	U	4	5.30	21.20
	Pata +2 m	U	3	6.10	18.30
	Pata +3 m	U	3	6.60	19.80
	Parrillas metálicas	U	32	5.50	176.00

## Anexo N° 1.5

<b>METRADO Y PRESUPUESTO</b>
LINEA DE TRANSMISION 60 KV PUQUIO - CORACORA
B.- TRANSPORTE DE MATERIALES Y EQUIPOS

PARTIDA N°	DESCRIPCION	METRADO		TRANSPORTE ALMACEN - OBRA	
		UN.	CANT.	P. UNIT. US \$	P. TOTAL US \$
2.0	CONDUCTOR Y ACCESORIOS (Según especificaciones técnicas)				
2.1	Conductor de aleación de aluminio AAAC 120 mm2	km	167.5	64.42	10790.35
2.2	Manguito de empalme para cond. AAAC 120 mm2	U	50	1.50	75.00
2.3	Manguito de reparación para cond. AAAC 120 mm2	U	20	1.50	30.00
2.4	Amortiguador para conductor AAAC 120 mm2	U	1125	1.80	2025.00
3.0	CABLE DE GUARDA Y ACCESORIOS				
3.1	Cable de acero de EHS - 38 mm2	km	55.8	38.15	2128.77
3.2	Manguito de empalme para cable acero 38 mm2	U	23	1.10	25.30
3.3	Manguito de reparación para cable acero 38 mm2	U	12	1.10	13.20
3.4	Amortiguador para cable de guarda 38 mm2	U	375	1.35	506.25
4.0	AISLADORES				
4.1	Aislador de suspensión standard Clase ANSI 52-3 de 10"x 5 3/4" tipo casquillo - bola	U	3025	1.03	3115.75
5.0	ENSAMBLES DE CADENAS DE AISLADORES				
5.1	Ensamble de Suspensión compuesto por: - Un grillete recto - Un adaptador anillo-bola - Un adaptador casquillo - ojo - Una varilla de armar - Ur a grapa de suspensión	Jgo	216	1.98	427.68
5.2	Ensamble de Anclaje Normal compuesto por: - Un grillete recto - Un adaptador anillo - bola - Un adaptador casquillo - horquilla - Una grapa de anclaje	Jgo	291	1.98	576.18
5.3	Ensamble de Anclaje Invertido compuesto por: - Dos grilletes - Un adaptador ojo - bola - Un adaptador casquillo - ojo alargado - Una grapa de anclaje tipo compresión	Jgo	33	1.98	65.34

Anexo N° 1.6

METRADO Y PRESUPUESTO					
LINEA DE TRANSMISION 60 KV PUQUIO - CORACORA					
B.- TRANSPORTE DE MATERIALES Y EQUIPOS					
PARTIDA N°	DESCRIPCION	METRADO		TRANSPORTE ALMACEN - OBRA	
		UN	CANT.	P. UNIT. US \$	P. TOTAL US \$
6.0	ENSAMBLES DE SUJECION DEL CABLE DE GUARDA				
6.1	Ensamble de Suspensión compuesto por: - Un grillete recto - Un adaptador anillo - ojo - Una grapa de suspensión - Un conector de vías paralelas para cable - Un conector de cable a estructura	Jgo	72	1.92	138.24
6.2	Ensamble de Anclaje compuesto por: - Dos grilletes rectos - Dos adaptadores anillo - ojo - Dos grapas de anclaje - Un conector de vías paralelas para cable - Un conector de cable a estructura	Jgo	54	1.92	103.68
7.0	PUESTAS A TIERRA				
7.1	Conductor de copperweld N° 2 AWG	km	24	25.68	616.32
7.2	Jabalina de copperweld 5/8" x 8' long.	U	170	0.85	144.50
7.3	Conectores de doble vía	U	273	0.85	232.05
7.4	Conector de cond. copperweld N° 2 AWG a estructura	U	240	0.85	204.00
<b>TOTAL "B"</b>					<b>30,161.37</b>

## Anexo N° 1.7

## METRADO Y PRESUPUESTO

## LINEA DE TRANSMISION 60 KV PUQUIO - CORACORA

## C.- OBRAS CIVILES, MONTAJE ELECTROMECANICO, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

PARTIDA N°	DESCRIPCION	METRADO		OBRAS CIVILES, MONTAJE PRUEBAS Y PTA. EN SERVICIO	
		UN.	CANT.	P. UNIT. US \$	P. TOTAL US \$
1.0	TRABAJOS PRELIMINARES				
1.1	Replanteo topográfico de la ruta de la línea	km	51.9	383.03	19879.26
1.2	Variante topográfica de la Línea	km	2.5	472.58	1181.45
1.3	Estudio Geotécnico	Pto	9	753.43	6780.87
1.4	Gestión de servidumbre	Glb	1	5633.32	5633.32
1.5	Inspección y supervisión del INC	Glb	1	4446.24	4446.24
1.6	Limpieza de faja de servidumbre	Ha	12	1194.12	14329.44
2.0	OBRAS PROVISIONALES				
2.1	Campamentos y almacenes (uno)	Glb	1	31734.52	31734.52
	. Instalación				
	. Mantenimiento				
3.0	CAMINOS DE ACCESO				
3.1	Caminos de acceso en terreno plano				
	. En terreno normal	km	2.3	1180.22	2714.51
	. En terreno rocoso	km	2.8	1568.38	4391.46
3.2	Caminos de acceso en terreno ondulado				
	. En terreno normal	km	4.4	1376.91	6058.40
	. En terreno rocoso	km	5.3	1891.08	10022.72
3.3	Caminos de acceso en terreno accidentado				
	. En terreno normal	km	4.7	1580.44	7428.07
	. En terreno rocoso	km	5.8	2100.80	12184.64
3.4	Caminos de herradura				
	. En terreno normal	km	5.2	657.63	3419.68
	. En terreno rocoso	km	6.4	748.04	4787.46
4.0	EXCAVACIONES Y RELLENOS				
4.1	Excavación en suelo normal	m3	635	23.47	14903.45
4.2	Excavación en suelo con presencia de agua	m3	106	65.55	6948.30
4.3	Excavación en roca compacta	m3	1375	83.48	114785.00
4.4	Relleno con material propio compactado	m3	962	19.84	19086.08
4.5	Relleno con material de préstamo	m3	769	25.92	19932.48
5.0	CONCRETO				
5.1	Concreto F'c=210 kg/m² para fundaciones	m3	53.7	319.67	17166.28
6.0	MONTAJE DE ESTRUCTURAS				
6.1.1	Torre Tipo S - 6	U	33	658.91	21744.03
6.1.2	Torre Tipo S - 3	U	10	757.64	7576.40
6.1.3	Torre Tipo S + 0	U	14	847.81	11869.34
6.1.4	Torre Tipo S + 3	U	7	929.42	6505.94
6.1.5	Parrillas metálicas	U	252	84.43	21276.36
6.1.6	Stub de anclaje	U	44	54.09	2379.96
6.2.1	Torre Tipo A - 6	U	15	936.98	14054.70
6.2.2	Torre Tipo A - 3	U	12	976.77	11721.24
6.2.3	Torre Tipo A + 0	U	12	1106.74	13280.88
6.2.4	Torre Tipo A + 3	U	7	1226.13	8582.91

## Anexo N° 1.8

## METRADO Y PRESUPUESTO

## LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV PUQUIO - CORACORA

## C.- OBRAS CIVILES, MONTAJE ELECTROMECAÁNICO, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

PARTIDA N°	DESCRIPCION	METRADO		OBRAS CIVILES, MONTAJE PRUEBAS Y PTA. EN SERVICIO	
		UN.	CANT.	P. UNIT. US \$	P. TOTAL US \$
6.2.5	Parrillas metálicas	U	164	84.43	13846.52
6.2.6	Stub de anclaje	U	20	54.09	1081.80
6.3.1	Torre Tipo T- 6	U	7	1573.21	11012.47
6.3.2	Torre Tipo T - 3	U	0	1639.20	0.00
6.3.3	Torre Tipo T + 0	U	0	1845.24	0.00
6.3.4	Torre Tipo T + 3	U	1	2037.16	2037.16
6.3.5	Parrillas metálicas	U	32	84.43	2701.76
7.0	MONTAJE DE CADENAS DE AISLADORES				
7.1	Cadena de aisladores tipo suspensión	Jgo	216	27.24	5883.84
7.2	Cadena de aisladores tipo anclaje	Jgo	324	28.84	9344.16
8.0	MONTAJE DE CONDUCTOR Y CABLE DE GUARDA (Tendido y puesta en flecha-Proyeccion Horizontal)				
8.1	Conductor de Aleación de Aluminio de 120 mm <sup>2</sup> AAAC	km	155.6	1208.67	188069.05
8.2	Cable de guarda de A°G° de 38 mm <sup>2</sup>	km	51.9	924.54	47983.63
9.0	ENSAMBLES DE CABLE DE GUARDA				
9.1	Ensamble de suspensión	Jgo	72	18.41	1325.52
9.2	Ensamble de anclaje	Jgo	54	18.41	994.14
10.0	INSTALACIÓN DE AMORTIGUADORES				
10.1	Amortiguadores para Conductor AAAC 120 mm <sup>2</sup>	U	1125	12.95	14568.75
10.2	Amortiguador para Cable de Guarda 38 mm <sup>2</sup>	U	375	11.78	4417.50
11.0	PUESTA A TIERRA				
11.1	Instalación de jabalina de copperweld 5/8" long	U	170	11.32	1924.40
11.2	Instalación de conductor de copperweld 2 AWG (Incluye excavación y relleno compactado de zanja)				
	. En terreno normal		19.2	4558.40	87521.28
	. En terreno rocoso		4.8	6519.20	31292.16
11.3	Medición de resistividad y resistencia de puesta a tierra	U	118	25.17	2970.06
12.0	INGENIERÍA DE DETALLE	Glb	1	17587.87	17587.87
13.0	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	Glb	1	14939.42	14939.42
<b>TOTAL "C"</b>					<b>906,306.87</b>

Anexo N° 1.9

## METRADO Y PRESUPUESTO

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV PUQUIO - CORACORA

D.- SUMINISTRO DE MATERIALES ADICIONALES

PARTIDA N°	DESCRIPCION	METRADO		SUMINISTRO CIF PUESTO ALMACEN DE OBRA	
		UN.	CANT.	P. UNIT. US \$	P. TOTAL US \$
<b>1</b>	<b>ACCESORIOS DE CONTRAPESOS</b>				
1.1	Horquilla de contrapeso - Accesorios de instalación	U	27	56.35	1521.45
1.2	Varilla de enganche	U	27	47.20	1274.40
1.3	Pesas de 15 kg	U	36	75.30	2710.80
<b>2</b>	<b>HERRAMIENTAS PARA CONDUCTOR Y C. DE GUARDA</b>				
2.1	Equipos de compresión compuesto por : - Compresor Hidráulico - Bomba Hidráulica - Manguera de alta presión	Jgo.	1	14600.00	14600.00
2.2	Matriz de Empalme y Juego de dados para conductor de 120 mm2 AAAC	U	1	3200.00	3200.00
2.3	Matriz de Empalme y Juego de dados para cable de guarda 38 mm2	U	1	1800.00	1800.00
	<b>TOTAL "D"</b>				<b>25,106.65</b>

## LINEA DE TRANSMISION 60 KV PUQUIO - CORACORA

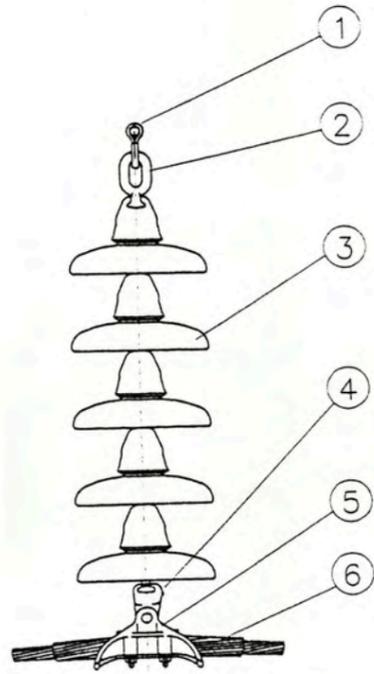
## RESUMEN PRESUPUESTO

Parte	DESCRIPCION	TOTAL US \$
1	<b>LINEA DE TRANSMISION 60 kV</b> Suministro de Materiales y Equipos Transporte de Materiales y Equipos Suministro de Materiales y Equipos Adicionales Obras Civiles, Montaje Electromecánico, Pruebas y Puesta en Servicio Parcial - Linea de Transmisión	681,004.64 30,161.37 25,106.65 906,306.87 <b>1,642,579.53</b>
2	<b>SUBESTACIONES</b>  <b><u>AMPLIACION S.E. PUQUIO /60 kV</u></b> Suministro de Materiales y Equipos Transporte de Equipos y Materiales Suministro de Equipos y Materiales Adicionales Montaje , Pruebas, Puesta en Servicio y Operación Experimental Obras Civiles Parcial Subestación	79,642.00 4,640.00 52,074.00 66,232.69 6,424.74 <b>209,013.43</b>
	<b><u>S.E. CORACORA 60/22.9 kV</u></b> Suministro de Materiales y Equipos entregados por la DEP/MEM Transporte de Equipos y Materiales entregados por la DEP/MEM Suministro de Equipos y Materiales a cargo del Contratista Montaje, Pruebas, Puesta en servicio y Operación Experimental Obras Civiles Parcial Subestación	499,750.00 37,011.00 175,794.00 123,711.39 87,659.52 <b>923,925.91</b>
3	<b>SISTEMA DE COMUNICACIONES</b> Suministro, Montaje, Pruebas y Puesta en Servicio Parcial Sistema de Comunicaciones	90,214.70 <b>90214.70</b>
	<b>TOTAL COSTO DIRECTO</b>	<b>2,865,733.57</b>
	Gastos Generales	429,860.04
	Utilidades	286,573.36
	<b>TOTAL PARCIAL</b>	<b>3,582,166.96</b>
	Impuesto General a las Ventas	644,790.05
	<b>TOTAL COSTO GENERAL (US \$)</b>	<b>4,226,957.01</b>

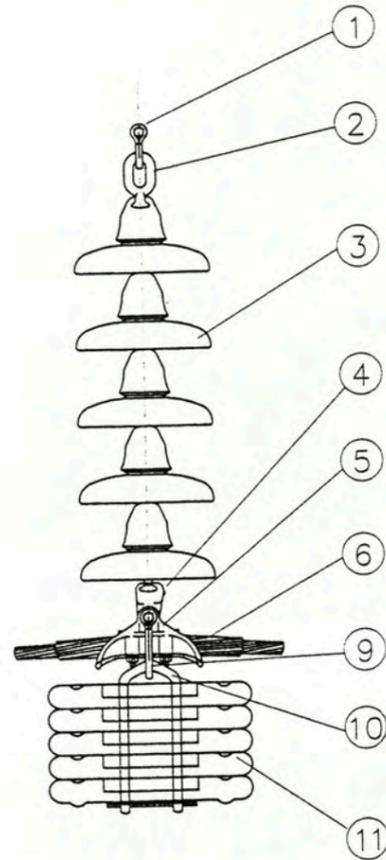
# **ANEXO B**

## CADENAS DE SUSPENSION

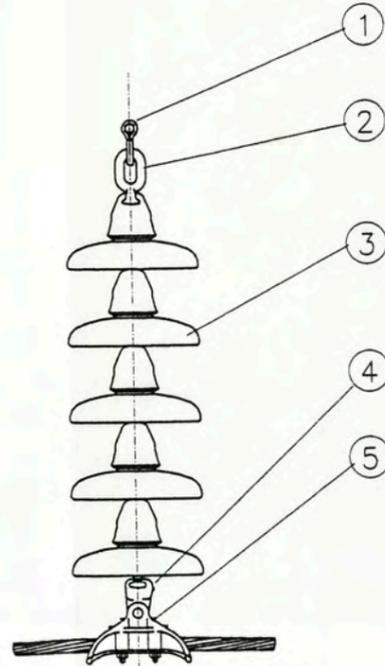
NORMAL



CON CONTRAPESO

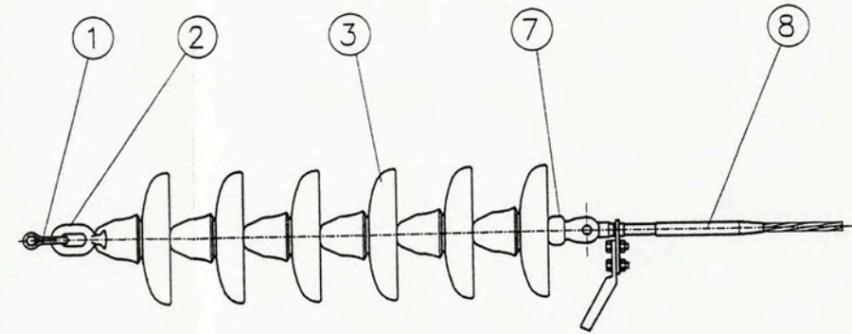


PARA CUELLO MUERTO

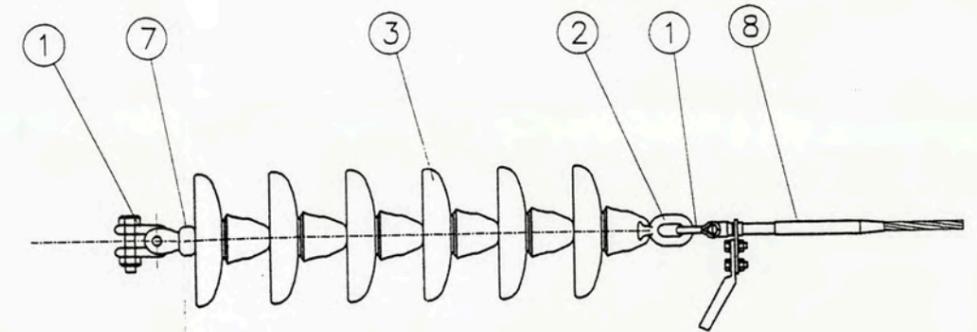


## CADENAS DE ANCLAJE

NORMAL

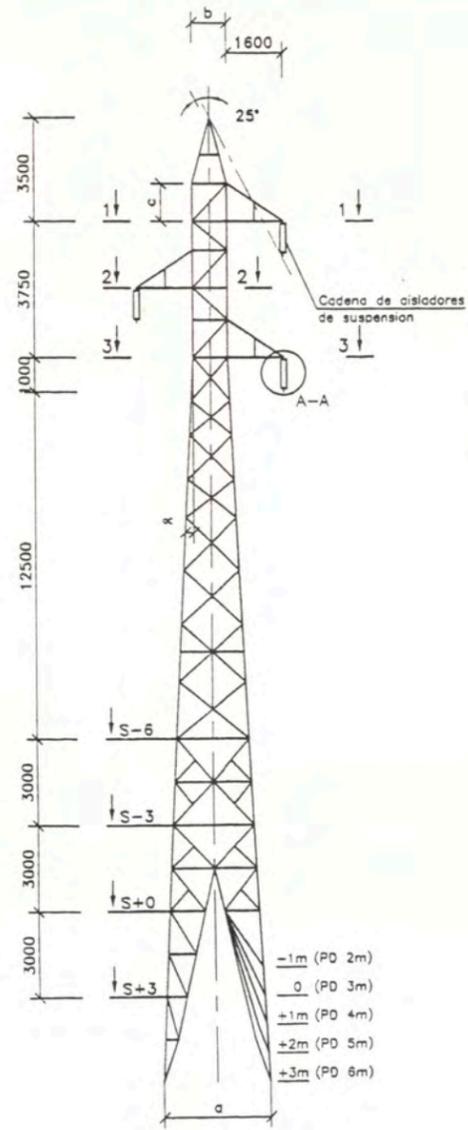


INVERTIDA



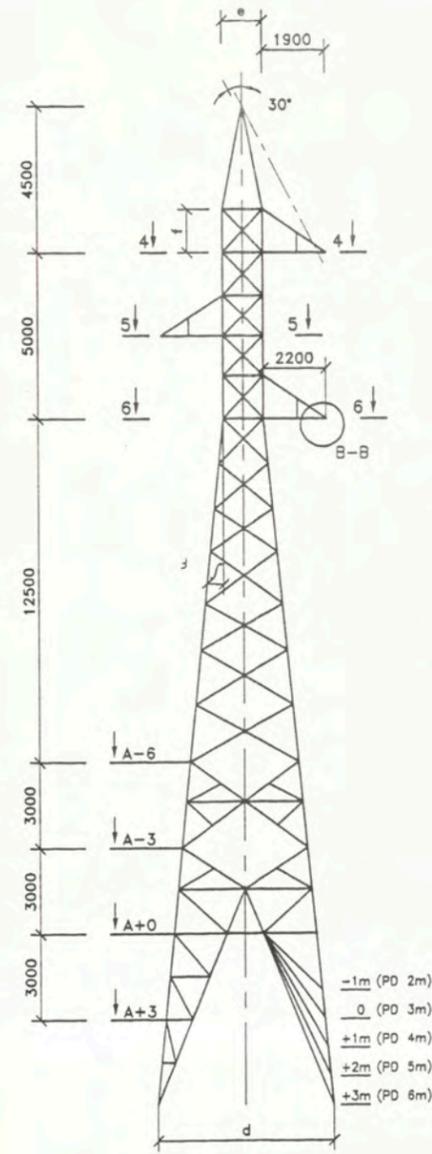
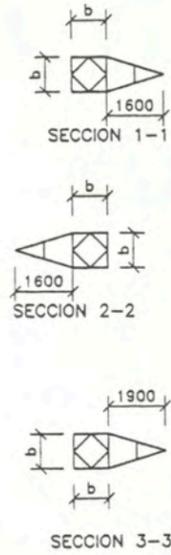
N°	DESCRIPCION	CADENA DE SUSPENSION			CADENA DE ANCLAJE	
		NORMAL	CONTRA PESO	CUELLO MUERTO	NORMAL	INVERTIDA
1	GRILLETE RECTO	1	1	1	1	2
2	ADAPTADOR ANILLO-BOLA	1	1	1	1	1
3	AISLADOR STANDARD 52-3	5	5	5	6	6
4	ADAPTADOR CASQUILLO-OJO	1	1	1	-	-
5	GRAPA DE SUSPENSION	1	1	1	-	-
6	VARILLA DE ARMAR	1	1	-	-	-
7	CASQUILLO-HORQUILLA	-	-	-	1	1
8	GRAPA DE ANCLAJE	-	-	-	1	1
9	GRILLETE PARA CONTRAPESO	-	1	-	-	-
10	SOPORTE EN U	-	1	-	-	-
11	PESAS DE (15 Kg)	-	VARIABLE	-	-	-

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		
ESTUDIO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV: PUQUIO-CORACORA		
CADENA DE AISLADORES		
BACHILLER: BERNARDINO A. CUADROS SALAS	DEPARTAMENTO: AYACUCHO PROVINCIA: LUCANAS/PARINACOCHAS/PAUCAR	
ASESOR: ING. JUAN BAUTISTA RIOS	ESCALA : S/E FECHA: AGOSTO 2005	PLANO N° : LPC - 01



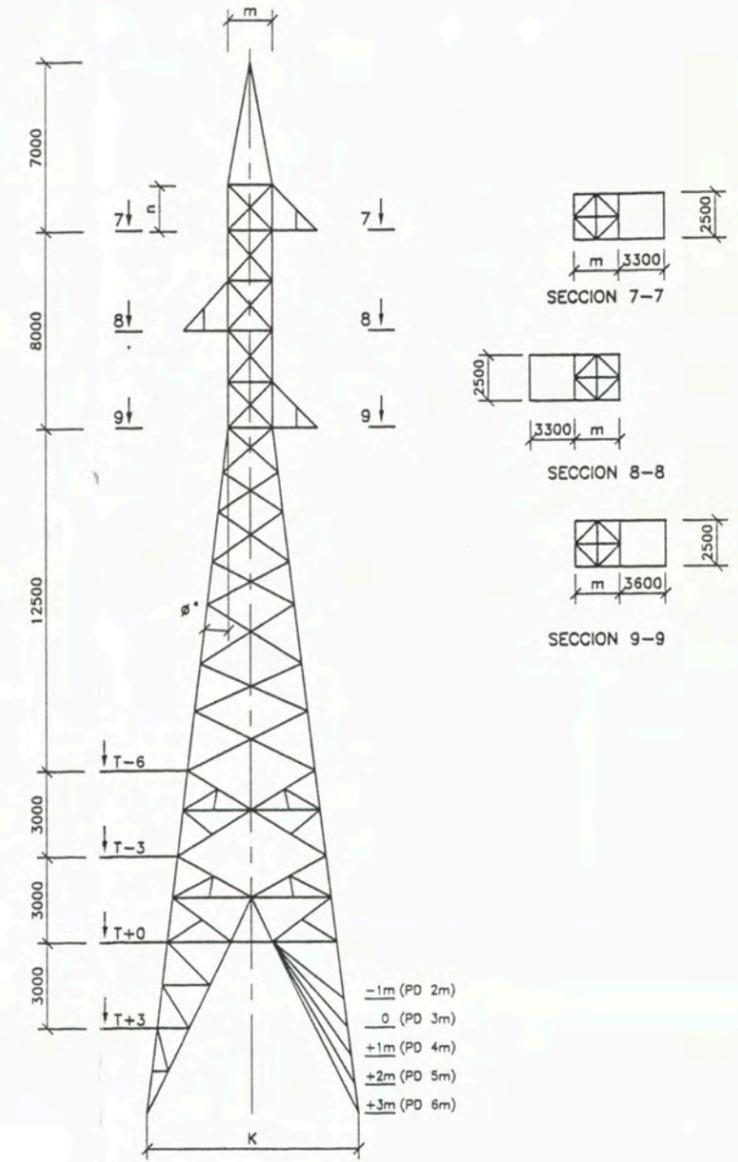
TIPO " S "

NOTA :  
a, b, c,  $\alpha$  SERAN OPTIMIZADOS POR EL FABRICANTE DE ESTRUCTURAS



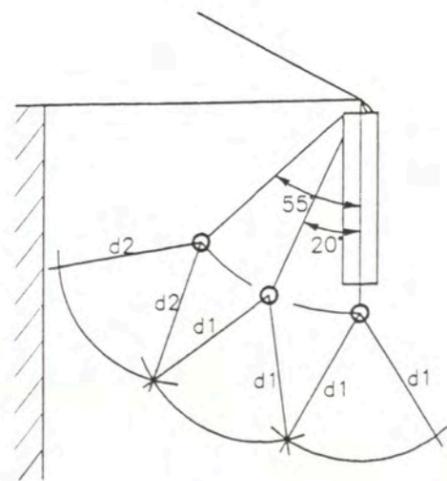
TIPO " A "

NOTA :  
d, e, f,  $\beta$  SERAN OPTIMIZADOS POR EL FABRICANTE DE ESTRUCTURAS



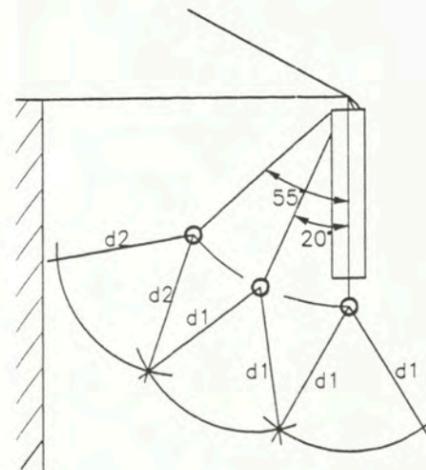
TIPO " T "

NOTA :  
k, m, n,  $\phi$  SERAN OPTIMIZADOS POR EL FABRICANTE DE ESTRUCTURAS



DET. A-A

d1 = 0.90  
d2 = 0.57



DET. B-B

d1 = 0.90  
d2 = 0.57

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA		
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		
ESTUDIO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV: PUQUIO-CORACORA		
ESTRUCTURAS TÍPICAS		
BACHILLER: BERNARDINO A. CUADROS SALAS	DEPARTAMENTO: AYACUCHO PROVINCIA: LUCANAS/PARINACOCNAS/PAUCAR	
ASESOR: ING. JUAN BAUTISTA RIOS	ESCALA : S/E FECHA: AGOSTO 2005	PLANO N° : LPC-03



PLACA DE NUMERACION



PLACA DE SEGURIDAD



SECUENCIA DE FASES



SECUENCIA DE FASES

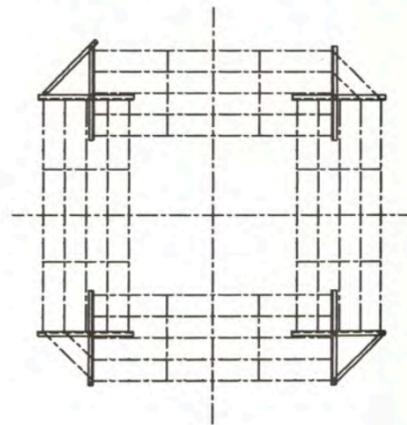


SECUENCIA DE FASES

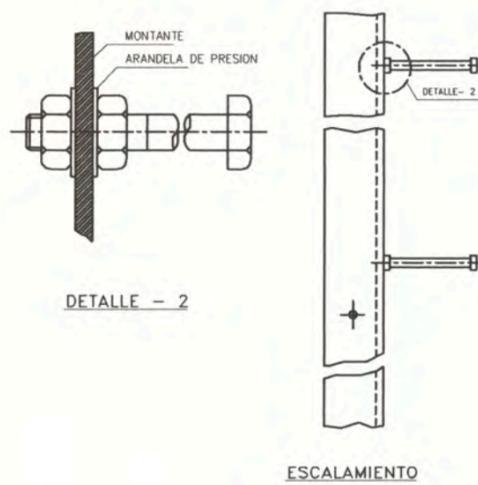


NUMERO DE CIRCUITO

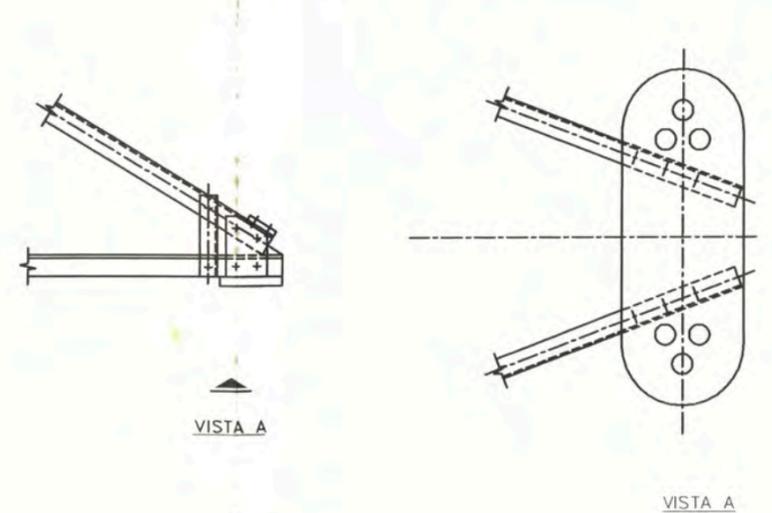
DISPOSITIVO DE ANTI-ESCALAMIENTO



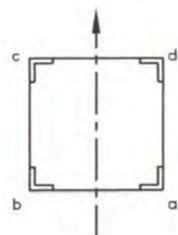
DISPOSITIVO DE ESCALAMIENTO



ESTRIBO PARA CADENA DE AISLADORES EN ANCLAJE

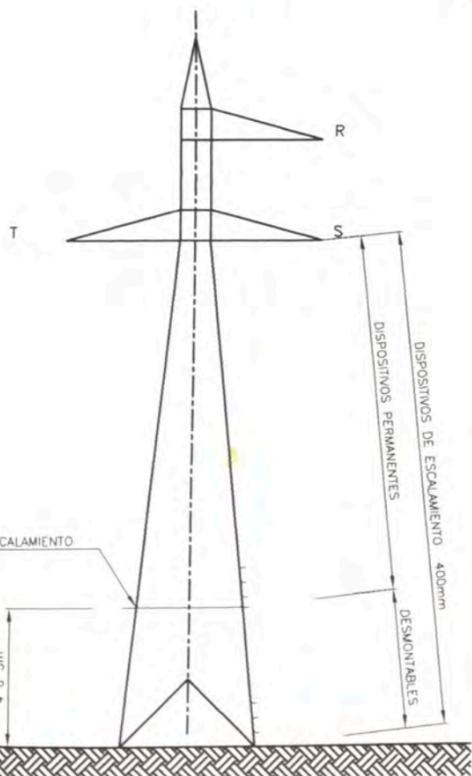


CORACORA



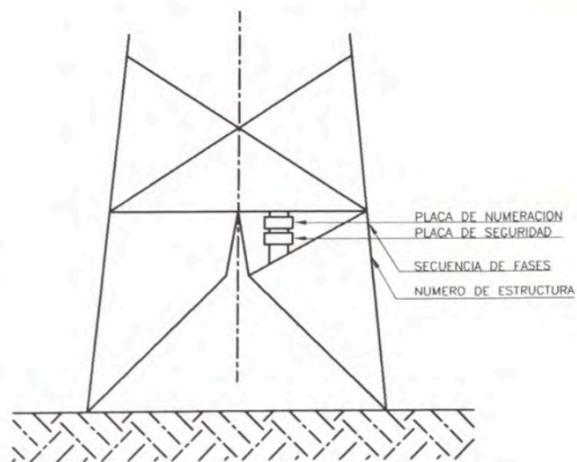
PUQUIO

DISPOSICION



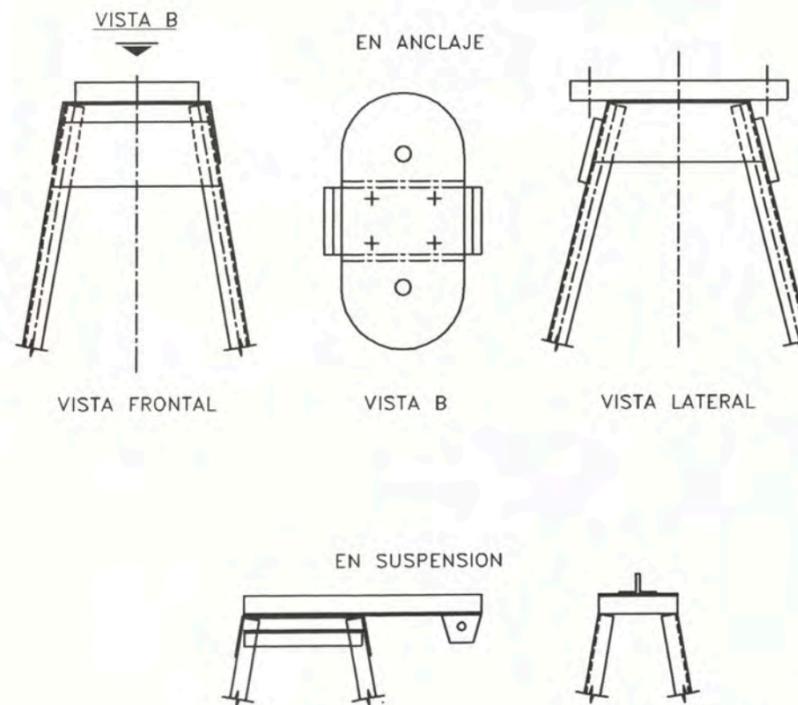
VISTA FRONTAL

UBICACION DE SEÑALES

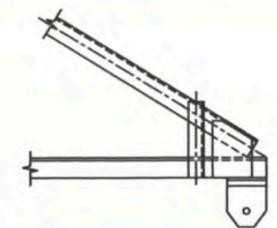


ESTRUCTURAS - ORIENTACION

ESTRIBOS PARA CABLE DE GUARDA

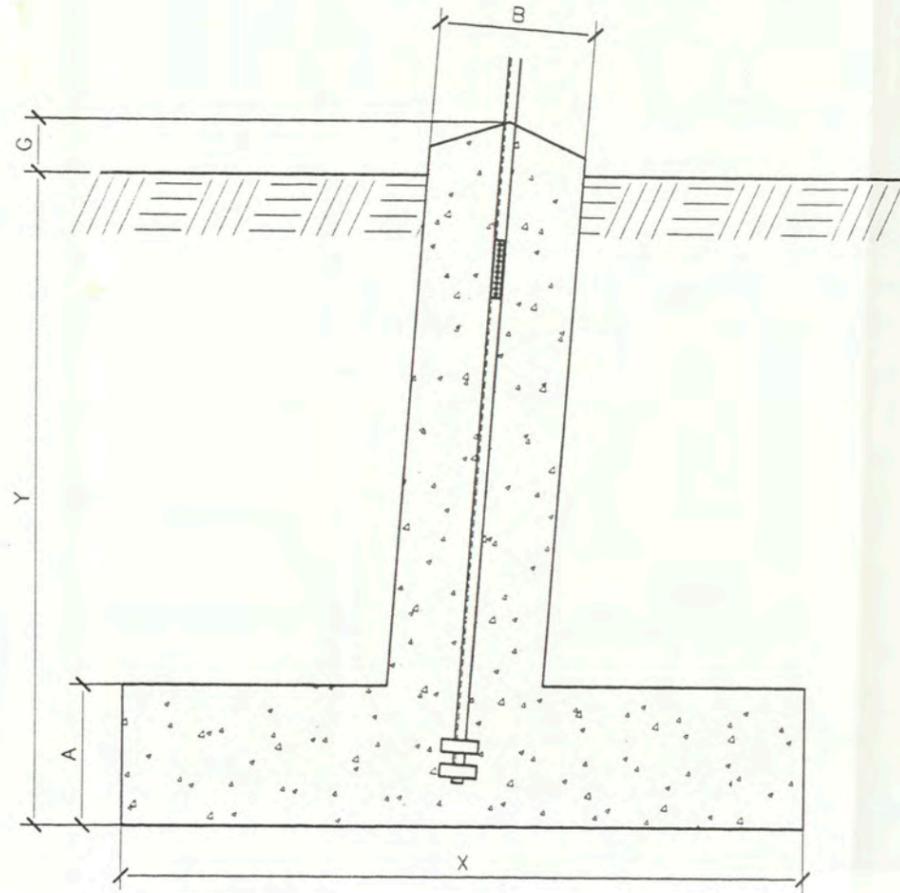


ESTRIBO PARA CADENA DE AISLADORES EN SUSPENSION



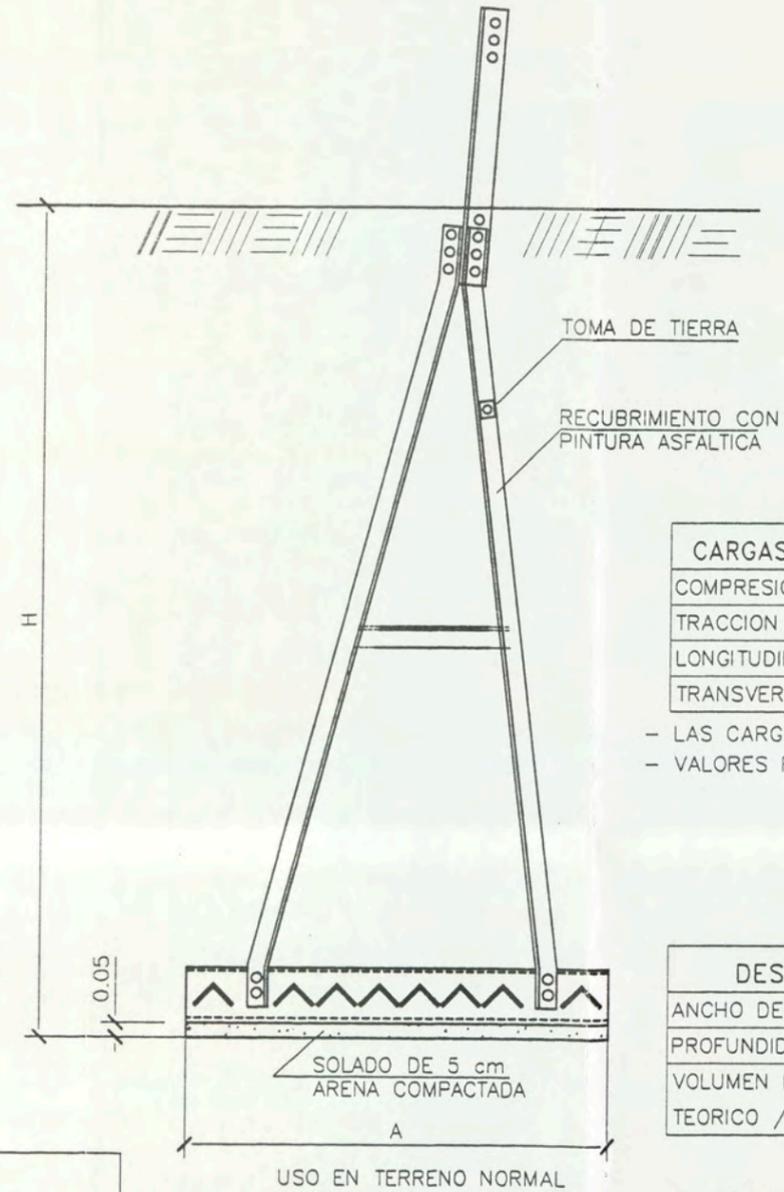
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA		
ESTUDIO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV: PUQUIO-CORACORA		
DETALLE DE ESTRUCTURAS Y ACCESORIOS		
BACHILLER: BERNARDINO A. CUADROS SALAS	DEPARTAMENTO: AYACUCHO PROVINCIA: LUCANAS/PARINACOCNAS/PAUCAR	
ASESOR: ING. JUAN BAUTISTA RIOS	ESCALA : S/E FECHA: AGOSTO 2005	PLANO N°: LPC-04

### FUNDACION TIPO ZAPATA (Z)



USO EN TERRENOS AGRESIVOS O CON AGUA

### FUNDACION TIPO PARRILLA (P)



#### CARGAS A NIVEL DE FUNDACION

CARGAS ESTIMADAS (kg)	S	A	T
COMPRESION MAXIMA	6650	10740	17650
TRACCION MAXIMA	5510	9110	15010
LONGITUDINAL	-	-	-
TRANSVERSAL	1525	2750	3880

- LAS CARGAS INCLUYEN EL FACTOR DE SEGURIDAD = 1,8
- VALORES FINALES SERAN DETERMINADOS POR EL FABRICANTE DE TORRES

#### FUNDACION TIPO PARRILLA

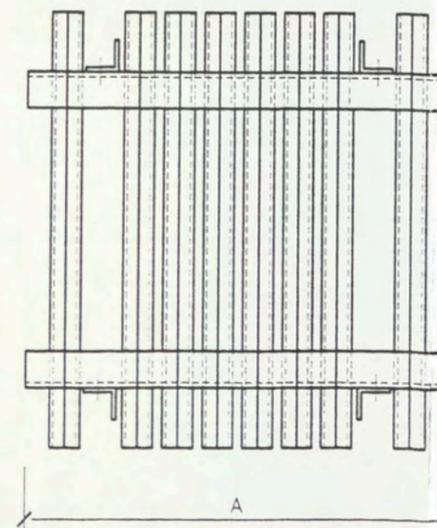
DESCRIPCION	S	A	T
ANCHO DE PARRILLA (A)	1.10 m	1.40 m	1.60 m
PROFUNDIDAD (H)	1.80 m	1.80 m	2.00 m
VOLUMEN DE EXCAVACION TEORICO / PATA (m <sup>3</sup> )	3.13 m	4.74 m	6.64 m

- TIPO DE SUELO :  
 PRESION ADMISIBLE = 2.0 kg/cm<sup>2</sup>  
 PESO DEL TERRENO = 1600 kg/m<sup>3</sup>  
 ANGULO DE ARRANQUE = 25°

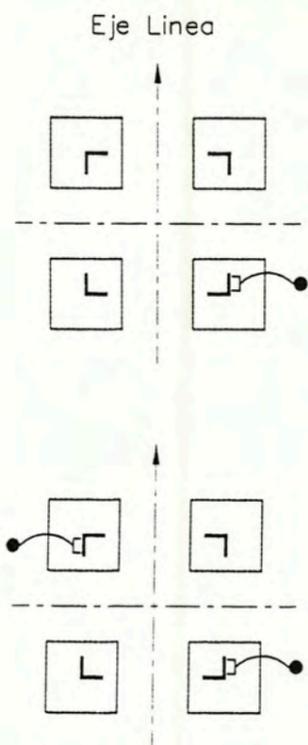
#### FUNDACION TIPO ZAPATA

TIPO DE SUELO	EN AGUA			SUELO NORMAL			SUELO ROCOSO		
	S	A	T	S	A	T	S	A	T
PRESION ADMISIBLE = 1.0 kg/cm <sup>2</sup>				PRESION ADMISIBLE = 2.0 kg/cm <sup>2</sup>			PRESION ADMISIBLE = 4.0 kg/cm <sup>2</sup>		
PESO DE TERRENO = 1000 kg/m <sup>3</sup>				PESO DE TERRENO = 1600 kg/m <sup>3</sup>			PESO DE TERRENO = 1600 kg/m <sup>3</sup>		
ANGULO DE ARRANQUE = 20°				ANGULO DE ARRANQUE = 25°			ANGULO DE ARRANQUE = 35°		
<b>DIMENSIONES (m)</b>									
TORRE									
A	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
B	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
G	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
X	1.20	1.60	2.00	1.00	1.30	1.30	0.80	1.10	1.20
Y	1.80	1.80	2.00	1.80	1.80	2.00	1.80	1.80	2.00
VOL./CONCRETO/PATA	0.72	1.10	1.52	0.60	0.80	0.83	0.35	0.53	0.61
VOL./EXCAV./PATA	3.53	5.90	9.70	2.60	4.10	4.50	1.80	3.05	3.92

VOLUMENES EN (m<sup>3</sup>)

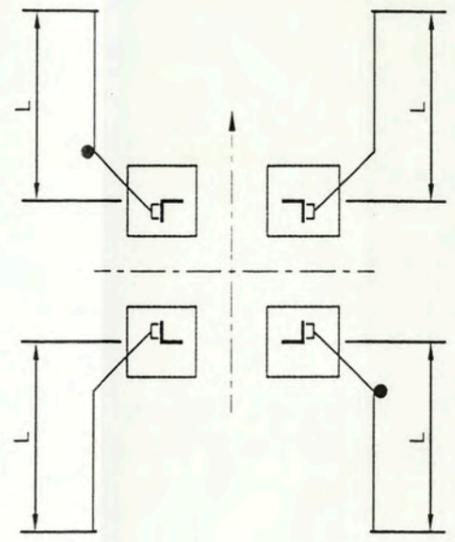


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA		
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
ESTUDIO DE LA LINEA DE TRANSMISION 60 KV: PUQUIO-CORACORA		
FUNDACIONES TIPICAS DE ESTRUCTURAS		
BACHILLER: BERNARDINO A. CUADROS SALAS	DEPARTAMENTO: AYACUCHO	PROVINCIA: LUCANAS/PARINACOCNAS/PAUCAR
ASESOR: ING. JUAN BAUTISTA RIOS	ESCALA : S/E	PLANO N° : LPC-05
	FECHA: AGOSTO 2005	



**TIPO J1**  
UNA JABALINA  
 $\rho \leq 33 \text{ ohm-m}$

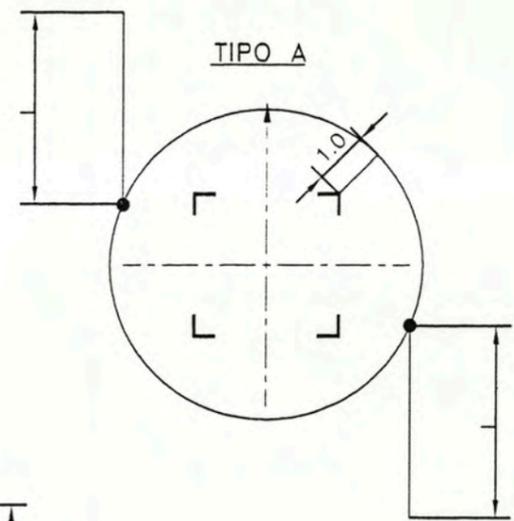
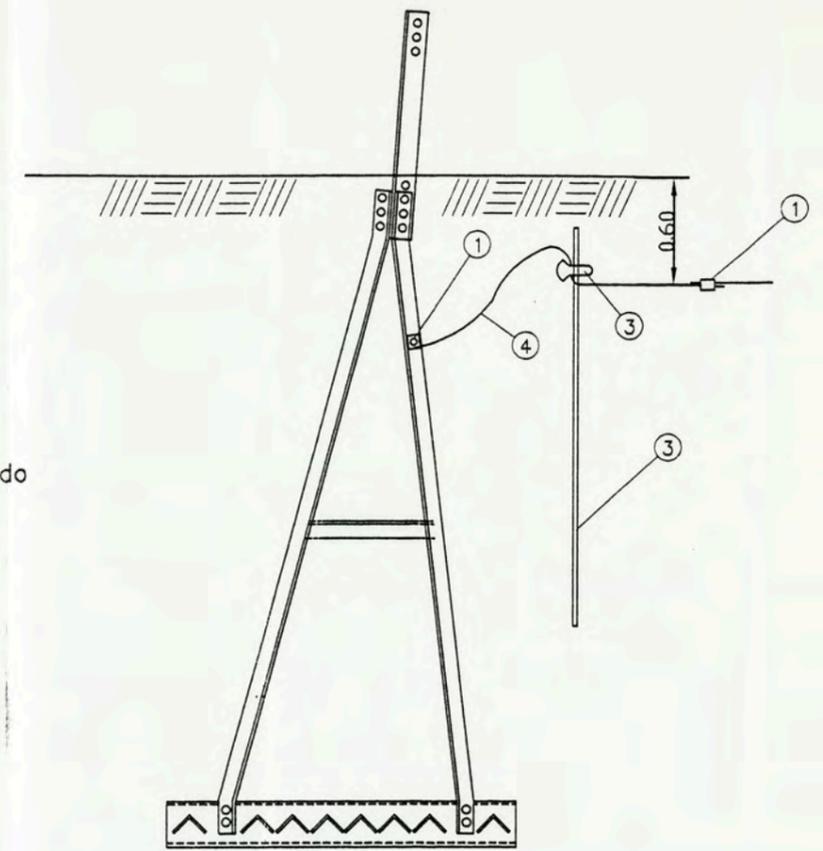
**TIPO J2**  
DOS JABALINAS  
 $33 < \rho \leq 74 \text{ ohm-m}$



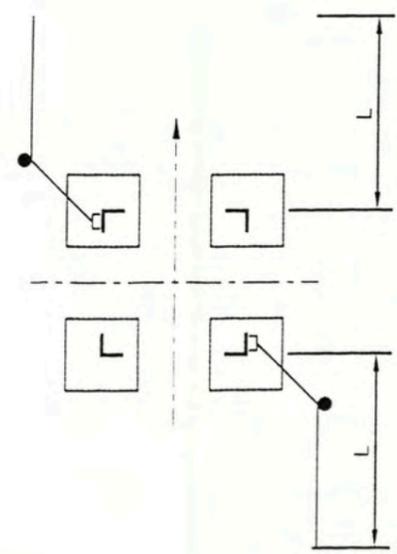
**TIPO CD**  
CONTRAPESO DOBLE  
 $\rho > 2000 \text{ ohm-m}$

**NOTA.-**

- Longitud "L" en función de la resistividad del terreno
- Usar jabalinas solo en casos que la torre se ubique en zona de circulación frecuente. (En este caso se denomina CD-J2)
- Usar este sistema cuando físicamente no pueda ejecutarse el tipo CS



APLICACIONES DE LA PUESTA A TIERRA		
ZONA	DESCRIPCION	RESISTENCIA MAXIMA (OHM)
I	ZONAS NO TRANSITABLES - ZONAS DE CULTIVO - ZONAS PARALELAS A CARRETERAS (DISTANCIA MAYOR A 20m.) - TODA ZONA DONDE EL TRANSITO DE PERSONAS ES POCO FRECUENTE.	15
II	ZONAS TRANSITABLES - ZONAS URBANAS Y RURALES - ZONAS PARALELAS A CARRETERAS (DISTANCIA MENOR A 20m.) - TODA ZONA DONDE ES POSIBLE EL TRANSITO DE PERSONAS.	15

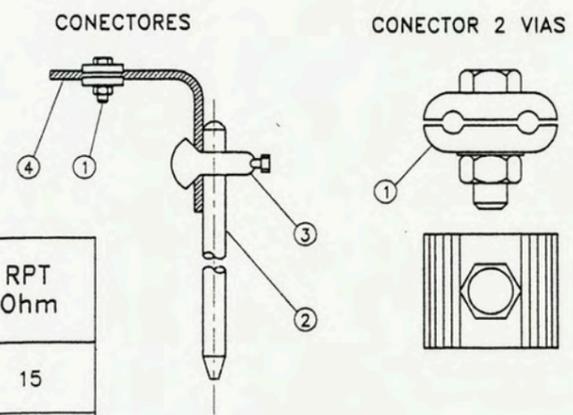


**TIPO CS**  
CONTRAPESO SIMPLE  
 $74 < r < 2000 \text{ ohm-m}$

**NOTA.-**

- Longitud "L" en función de la resistividad del terreno
- Usar jabalinas solo en casos que la torre se ubique en zona de circulación frecuente. (En este caso se denomina CS-J2)

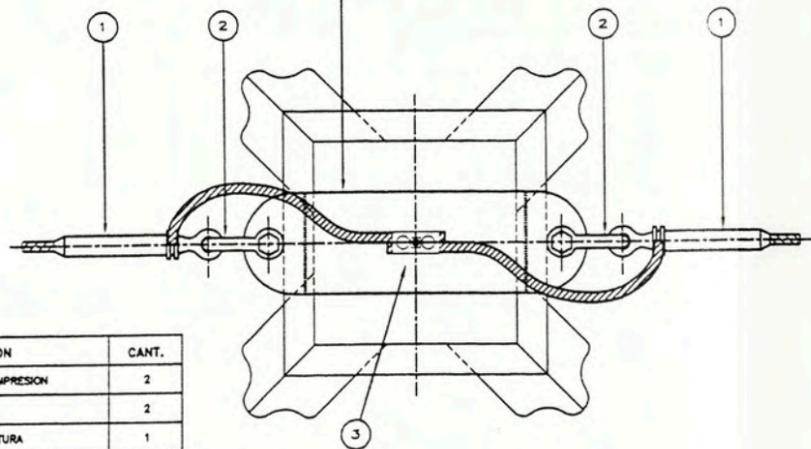
ZONA	TIPO DE PUESTA A TIERRA	RESISTIVIDAD DEL SUELO $\rho_0$ ( $\Omega - m$ )	VARILLAS	LONGITUD L (m)	RPT Ohm
1	J1	0 - 33	1	-	15
	J2	30 - 74	2	-	
	CS	74 - 2000	2	3 - 160	15
	CD	> 2000	2	100 - 200	20
2	A+CS	74 - 1000	2	3 - 160	15



N°	DESCRIPCION	TIPO			
		J1	J2	CS	CD
1	CONECTOR DE 2 VIAS	1	2	2	4
2	VARILLA COPPERWELD 5/8"x8'	1	2	-(2)	-(2)
3	CONECTOR DE COPPERWELD	1	2	-(2)	-(2)
4	CONDUCTOR COPPERWELD 2 AWG	L/Rq	L/Rq	L/Rq	L/Rq

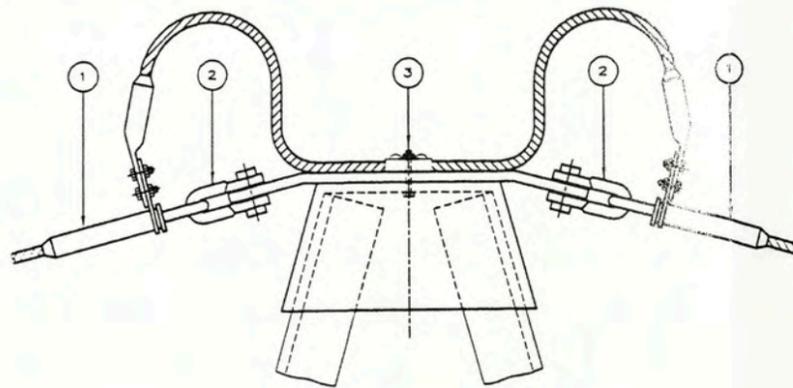
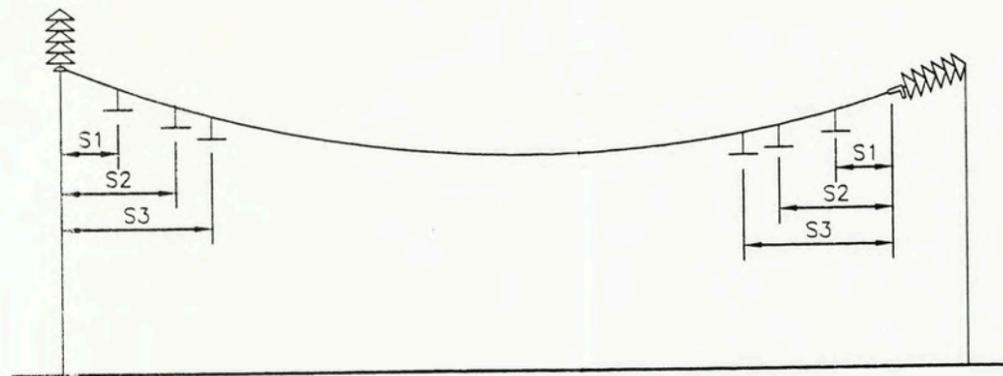
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
ESTUDIO DE LA LINEA DE TRANSMISION 60 KV: PUQUIO-CORACORA		
PUESTA A TIERRA DE ESTRUCTURAS		
BACHILLER: BERNARDINO A. CUADROS SALAS	DEPARTAMENTO: AYACUCHO PROVINCIA: LUCANAS/PARINACOCNAS/PAUCAR	
ASESOR: ING. JUAN BAUTISTA RIOS	ESCALA : S/E FECHA: AGOSTO 2005	PLANO N° : LPC-06

PLANCHA A SER SUMINISTRADA  
POR EL FABRICANTE DE TORRES



POS	DESCRIPCION	CANT.
1	GRAPA DE ANCLAJE TIPO COMPRESION	2
2	ORILLETE	2
3	CONECTOR CABLE - ESTRUCTURA	1

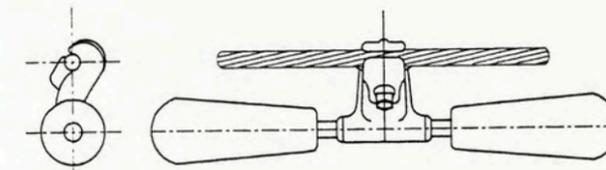
## DISPOSICION DE AMORTIGUADORES



FIJACION DEL CABLE DE GUARDA A LA  
ESTRUCTURA DE ANCLAJE

## APLICACION DE AMORTIGUADORES

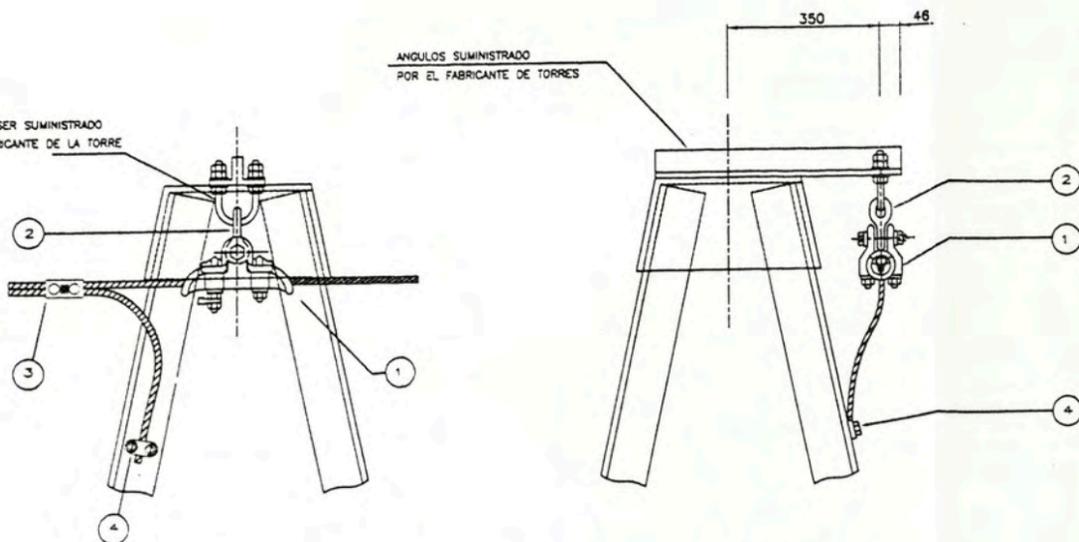
RANGO DE VANOS (m)	Amort/vano
0 - 400	2
401 - 670	4
> 670	6



## DISTANCIAS DE AMARRE

	CONDUCTOR	CABLE DE GUARDA
S1 (m)	0.63	0.37
S2 (m)	1.33	0.79
S3 (m)	1.96	1.16

ESTRIBO A SER SUMINISTRADO  
POR EL FABRICANTE DE LA TORRE



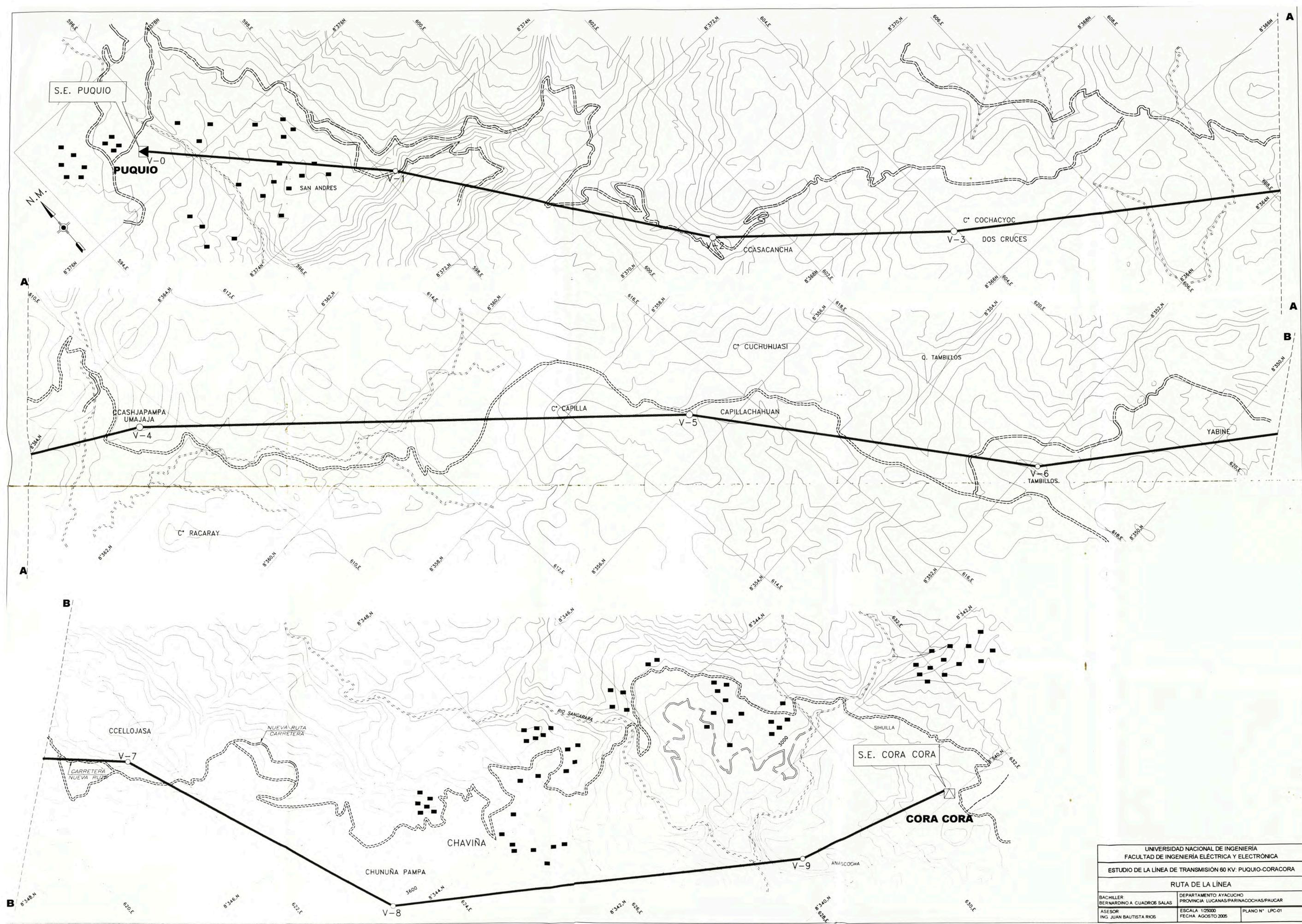
FIJACION DEL CABLE DE GUARDA A LA ESTRUCTURA DE SUSPENSION

POS	DESCRIPCION	CANT.
1	GRAPA DE SUSPENSION	1
2	ADAPTADOR ANILLO-OJO GIRADO	1
3	CONECTOR DE DOBLE VA	1
4	CONECTOR CABLE - ESTRUCTURA	1

## NOTAS-

- 1- LAS SEPARACIONES DEL AMORTIGUADOR SE MIDEN DE LA BOCA DE LA GRAPA DE SUSPENSION O DEL EXTREMO DE LA GRAPA DE ANCLAJE.
- 2- EN LAS CADENAS DE SUSPENSION LOS AMORTIGUADORES SE INSTALAN EN AMBOS LADOS DE LA MISMA.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA	
ESTUDIO DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN 60 KV: PUQUIO-CORACORA	
SUJECIÓN DE CABLE DE GUARDA Y AMORTIGUADORES	
PACHILLER: BERNARDINO A. CUADROS SALAS	DEPARTAMENTO: AYACUCHO PROVINCIA: LUCANAS/PARINACOCNAS/PAUCAR
ASESOR:	ESCALA : S/E FECHA: ABRIL 2006
PIANO N°: LPC-07	



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA		
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
ESTUDIO DE LA LINEA DE TRANSMISION 60 KV: PUQUIO-CORACORA		
RUTA DE LA LINEA		
BACHILLER BERNARDINO A. CUADROS SALAS	DEPARTAMENTO AYACUCHO PROVINCIA LUCANAS/PARINACOCCHAS/PAUCAR	
ASESOR ING. JUAN BAUTISTA RIOS	ESCALA 1:25000 FECHA AGOSTO 2005	PLANO N° LPC-01

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Luis María Checa, “Líneas de Transporte de Energía”, Marcombo, S.A. – España, 1979
2. Pablo Díaz, “Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos”, McGRAW-HILL – México, 2001
3. Justo Yanque, “Alta Tensión y Técnicas de Pruebas de Laboratorio”, Notas de Curso, 2004
4. Anthony Tarquin y Leland Blank, “Ingeniería Económica”, McGRAW-HILL – Colombia, 1978
5. George Taylor, “Ingeniería Económica”, Editorial Limusa, S.A. – México, 1978
6. Francisco Carvajal, “Elementos de Proyectos de Inversión”, Editorial Hozlo – Perú, 1981
7. Ministerio de Energía y Minas, “Código Nacional de Electricidad”, 1978
8. Ministerio de Energía y Minas, “Código Nacional de Electricidad Suministro 2001”, 2001
9. Código Americano NESC, IEEE, 1981
10. Norma VDE-0210/12.85, GMBH, 1985
11. Norma IEC-815, “Guía Selección de Aisladores”