

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**DISEÑO DE LA LÍNEA DE SUB TRANSMISIÓN DE
12 MW MONTALVO-ALTO ZAPATA**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR

EDGARD GUADALUPE GOÑAS

PROMOCION

1984-II

LIMA-PERU

2008

A mis padres, Fortunato y Felicia

III

INDICE

	Pág.
PROLOGO	01
CAPITULO 1	
INTRODUCCIÓN	04
1.1 Objetivo	05
1.2 Área de influencia del proyecto	05
1.3 Reconocimiento del área de influencia	10
1.4 Evaluación de la información disponible	10
CAPITULO 2	
ESTUDIO DE LA DEMANDA	14
2.1 Actividades económicas	15
2.2 Determinación de la demanda eléctrica	16
CAPITULO 3	
ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EXISTENTE Y ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN	31
3.1 Sistema Interconectado Nacional	31
3.2 Descripción del sistema eléctrico de Moquegua	32
3.3 Punto de alimentación	41
3.4 Alternativas de solución	42
3.5 Estimación económica de alternativas	53

IV

3.6	Comparación técnica económica de alternativas	55
-----	---	----

CAPITULO 4

	DISEÑO DE LA LÍNEA DE SUB-TRANSMISIÓN	56
--	--	-----------

4.1	Características eléctricas de la línea	56
4.2	Trazo de la línea	58
4.3	Características de los materiales	58
4.4	Condiciones de diseño	60
4.5	Cálculos eléctricos	61
4.6	Cálculo mecánico de conductores	75
4.7	Cálculo mecánico de estructuras, retenidas y cimentaciones	84

CAPITULO 5

	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES Y MONTAJE	100
--	--	------------

5.1	Especificaciones técnicas de materiales	100
5.2	Especificaciones técnicas de montaje	108

CAPITULO 6

	METRADO Y PRESUPUESTO	116
--	------------------------------	------------

6.1	Metrado y presupuesto de suministros de materiales	116
6.2	Metrado y presupuesto de montaje electromecánico	118
6.3	Resumen general	119

CAPITULO 7

IMPACTO AMBIENTAL	120
7.1 Línea Base Ambiental	122
7.2 Descripción de las actividades en operación	125
7.3 Descripción de impactos ambientales previsibles	126
7.4 Programa de manejo ambiental	128
7.5 Programa de control y/o mitigación	130
7.6 Programa de monitoreo	131
7.7 Plan de contingencia y plan de abandono	132
7.8 Conclusiones	135

CAPITULO 8

EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO	136
8.1 Inversiones	137
8.2 Análisis económico del proyecto	139
8.3 Conclusión	142

CONCLUSIONES	144
--------------	-----

BIBLIOGRAFÍA	146
--------------	-----

PLANOS

ANEXOS

PLANOS

LAMINAS

- LS-1 Armado de alineamiento vertical A1d
- LS-2 Armado de alineamiento vertical A1s
- LS-3 Armado de ángulo A2
- LS-4 Armado de ángulo A3
- LS-5 Armado de terminal + alineamiento A7
- LS-6 Armado de Seccionamiento de Línea SF
- LS-7 Materiales para armado SF
- LS-8 Detalle de aisladores
- LS -9 Accesorios de aisladores
- LS-10 Accesorios de aisladores
- LS-11 Elementos de retenidas
- LS-12 Ensamble de cadena de aisladores
- LS-13 Detalle de amarre
- LS-14 Accesorios para postes y crucetas
- LS-15 Elementos de retenidas
- LS-16 Esamble de cadenas de aisladores
- LS-17 Pozo de puesta a tierra
- LS-18 Retenida inclinada
- LS-19 Retenida vertical
- LS-20 Cimentación de poste de concreto de 13 m

VII

- LS-21 Poste de C.A.C. para armados A1d, A1s, A2
- LS-22 Poste de C.A.C. para armados A3, A7
- LS-23 Poste de C.A.C. para armado de seccionamiento de línea SF

PLANOS

- LST-1 Perfil y Planimetría – Doble terna 0 + 0.00 km a 1 + 166.14 km
- LST-2 Perfil y Planimetría – Doble Terna 1 + 166.14 km a 2 + 379.35 km
- LST-3 Perfil y Planimetría – Doble Terna 2 + 379.35 km a 2 + 589.66 km
- LST-4 Perfil y Planimetría – Simple Terna 0 + 0.00 km a 1 + 117.50 km
- LST-5 Perfil y Planimetría – Simple Terna 1 + 117.50 km a 2 + 37.00 km
- LST-6 Perfil y Planimetría – Simple Terna 2 + 37.00 km a 3 + 38.50 km
- LST-7 Perfil y Planimetría – Simple Terna 3 + 38.50 km a 3 + 738.50 km
- LST-8 Perfil y Planimetría 0 + 0.00 km a 6 + 320 km

PROLOGO

Electrosur S.A. en el año 2000 alimentaba a la ciudad de Moquegua a través de de la Subestación Botiflaca de propiedad de la empresa Southern Perú Cooper Corporation. Como consecuencia de ello, Southern priorizaba el uso de la energía eléctrica, restringiendo frecuentemente el servicio eléctrico a la ciudad de Moquegua, trayendo como consecuencia la baja calidad del servicio eléctrico, para esta población.

Asimismo, además del problema mencionado, también se suma el hecho de que la línea de transmisión que alimentaba a la ciudad de Moquegua pasaba por el área de concesión de la Southern; por lo que esta compañía solicito el retiro de la línea de transmisión.

Bajo esta problemática se ha creído conveniente desarrollar el proyecto de la Línea de Subtransmisión para conectar las subestaciones Montalvo-Alto Zapata, que es materia de la presente tesis, con lo cual se contribuirá a mejorar la calidad del servicio eléctrico de la ciudad de Moquegua.

Para una ordenada presentación de esta tesis, se ha creído conveniente, desarrollarlo en ocho capítulos.

En el **Capítulo I** se hace una descripción sucinta de los antecedentes y área de influencia del proyecto; asimismo se define el objetivo de la tesis.

En el **Capítulo II** se presenta el estudio de la demanda eléctrica para los años 2001-2020; para ello se ha tomado como referencia los registros de compra de energía y potencia por parte de Electrosur a EGASA, los proyectos de electrificación, el crecimiento de la población y el incremento del consumo de energía por abonado.

En el **Capítulo III** se describe el contexto del sistema eléctrico de Moquegua, a fin de mejorar la confiabilidad del sistema, también se plantea y se contrasta alternativas de solución, asimismo se determina la mejor alternativa técnica económica, y se define las características principales de la Línea de Subtransmisión Montalvo-Moquegua.

En el **Capítulo IV** se presenta el diseño de la línea de acuerdo con las normas especificadas en el Código Nacional de Electricidad (CNE) y por normas afines o complementarias de carácter internacional. Plantea la conveniencia de construir la línea en dos etapas, de modo que en una primera etapa la línea sólo sea construida parcialmente para atender el crecimiento inicial de la demanda, y en una segunda etapa finalizar su construcción para completar su capacidad de conducción.

El **Capítulo V** trata de las especificaciones técnicas de los materiales de la línea y las especificaciones técnicas de montaje de los mismos.

En el **Capítulo VI** se presenta el metrado y presupuesto del proyecto en su primera etapa sin mostrar los costos que implican las adecuaciones en las subestaciones de Montalvo y de Alto Zapata, y el costo del patio de llaves en Pampa San Antonio.

El **Capítulo VII** trata del estudio del impacto ambiental del proyecto; la evaluación económica y financiera del proyecto considerando la tasa de descuento definida por la Ley de Concesiones Eléctricas de 12%, se presenta en el Capítulo VIII.

Quiero dejar constancia de mi agradecimiento a los colegas y amigos los ingenieros *Alberto Inga Rengifo*, *Acel Huaman Ladera* y en especial a *Gilberto Becerra Arévalo*, por su valiosa colaboración y apoyo en la realización del siguiente trabajo.

CAPITULO 1

INTRODUCCION

La ciudad de Moquegua, capital del departamento de Moquegua, en el año 2,000 carecía de un servicio eléctrico confiable que pudiera garantizar su desarrollo socioeconómico; existía una mala calidad de servicio del Sistema Eléctrico de Moquegua. Esta característica del sistema eléctrico se debía a que Electrosur S.A., para servir a Moquegua, utilizaba la Sub Estación Botiflaca de propiedad de la empresa Southern Perú Cooper Corporation (SPL); la Southern priorizaba sus necesidades energéticas a las necesidades energéticas de Moquegua.

Otra situación inconveniente del sistema eléctrico, consistía a que la línea de transmisión atravesaba el área de concesión otorgada a la Southern, por lo que la Southern había solicitado el retiro de la línea eléctrica.

Esta problemática es materia de estudio de la presente tesis, en la que se desarrolla el proyecto de conectar a las subestaciones existentes Montalvo y Alto Zapata, con lo que se modificó el esquema de principio del sistema eléctrico y como consecuencia de ello se mejoró la calidad del servicio eléctrico de Moquegua.

1.1 OBJETIVO

El presente estudio tiene por objetivo el diseño de la Línea de Sub-Transmisión de 12 MW para interconectar las subestaciones Montalvo-Alto Zapata en la Ciudad de Moquegua, con el propósito de mejorar la calidad de energía para la ciudad de Moquegua.

1.2 ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

1.2.1 Ubicación

El área de influencia del proyecto, se encuentra en el departamento de Moquegua, a 1150 km de la ciudad de Lima, en la provincia de Mariscal Nieto, y comprende los distritos de Moquegua, Samegua y Torata. El área se ubica aproximadamente en las coordenadas que indica el Cuadro N° 1.1.

CUADRO N° 1.1

<i>Distrito</i>	<i>Categoría</i>	<i>Altitud (m.s.n.m.)</i>	<i>Latitud Sur</i>	<i>Latitud Oeste</i>
Moquegua	Ciudad	1410	17° 11' 27"	70° 55' 54"
Samegua	Pueblo	1570	17° 10' 34"	70° 53' 48"
Torata	Villa	2207	17° 04' 18"	70° 50' 58"

El Gráfico N° 1.1 muestra la Ubicación Geográfica del Proyecto.

1.2.2 Condiciones Climatológicas

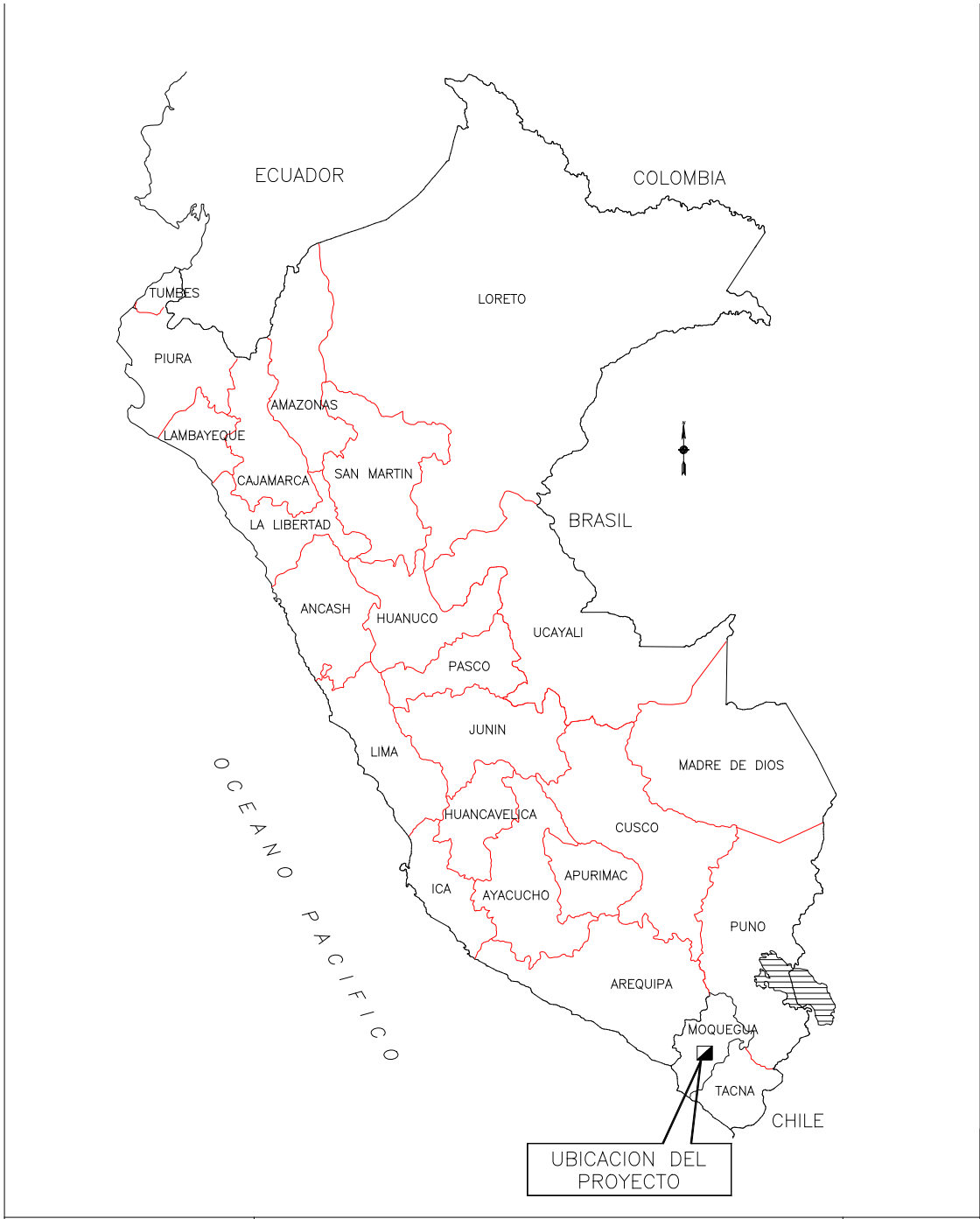
Según el SENHAMI, en el área del proyecto se manifiestan las siguientes temperaturas medias:

- Temperatura mínima : 7,4 °C
- Temperatura Media : 21 °C
- Temperatura Máxima : 28,2 °C

La velocidad media del viento en Moquegua varía entre 3 nudos (5,50 km/h) y 10 nudos (18,5 km/h), con dirección predominante Sur-Oeste. El registro máximo de velocidad de viento en Moquegua es de 26,1 nudos (40 km/h).

La precipitación pluvial en el distrito de Moquegua en el entorno de la subestación Montalvo, tiene un registro máximo de 22,4 mm al año.

La humedad relativa varía entre 42% y 76%; la contaminación ambiental es mínima y la frecuencia de tormentas eléctricas es de una cada tres años.



UNI FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	LINEA DE SUB TRANSMISION MONTALVO – MOQUEGUA	GRAFICO N° 1.1 Fecha: Oct. 00
---	---	-------------------------------------

Gráfico 1.1: Ubicación del Profyecto

1.2.3 Topografía y Suelo

El territorio del área de influencia del proyecto se caracteriza por una topografía accidentada y volcánica, aunque en el recorrido de la línea, es plano, árido y seco, con suaves elevaciones. Las altitudes por donde recorrerá la línea varían entre los 1410 y 1450 m.s.n.m.

1.2.4 Vías de Comunicación

Las principales vías de acceso con la que cuenta la zona del proyecto son las siguientes:

a) Vías Aéreas:

- Ruta Lima – Tacna.
- Ruta Lima – Arequipa.
- Moquegua cuenta con un aeropuerto inactivo.

b) Vías Terrestres:

- Carretera Principal (Panamericana Sur) Lima–Moquegua, 1150 km
- Carretera Principal (Panamericana Sur) Tacna–Moquegua, 153 km
- Carretera Principal Ilo–Moquegua–Desaguadero.

1.2.5 Población

De acuerdo al censo de 1993, la población censada en el área del proyecto fue de 49,895 habitantes, número que represento el 38% de la población

departamental tal como muestra el Cuadro N° 1.2. El Cuadro N° 1.3 muestra los últimos censos realizados en el departamento de Moquegua.

CUADRO N° 1.2: CENSO DE 1,993

<i>Distrito</i>	<i>Habitantes</i>
Moquegua	35,667
Samegua	6,321
Torata	7,897
Total	49,895

CUADRO N° 1.3: CENSOS DEL DEPARTAMENTO DE MOQUEGUA

	<i>Total Habitantes</i>	<i>Incremento Intercensal</i>	<i>Tasa de Crecimiento Promedio Anual</i>
09/06/1940	35709	-	-
02/07/1961	53260	17551	2
04/06/1972	78012	24752	4
12/07/1981	103283	25271	3
11/07/1993	130192	26809	2

1.3 RECONOCIMIENTO DEL ÁREA DE INFLUENCIA

Se efectuó el reconocimiento del área de influencia del proyecto con el propósito de identificar los proyectos en desarrollo, verificar las zonas de expansión urbana y estimar la proyección de la Máxima Demanda.

Los distritos que se beneficiarán con el proyecto son: Moquegua, Samegua y Torata, los cuales pertenecen a la Provincia Mariscal Nieto del Departamento de Moquegua.

El Gráfico N° 1.2 muestra el Área de Influencia del Proyecto.

1.4 EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE

La información requerida para la elaboración del presente estudio, fue suministrada por las siguientes entidades:

- Empresa de Transmisión Centro Norte (ETECEN)
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad (Electrosur S.A.)
- Dirección Ejecutiva de Proyectos del M.E.M.
- Empresa de Generación de Energía del Sur S.A. (ENERSUR)
- Red Eléctrica del Sur (REDESSUR)
- Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur (ETESUR)
- Southern Perú Cooper Corporation (SPC)

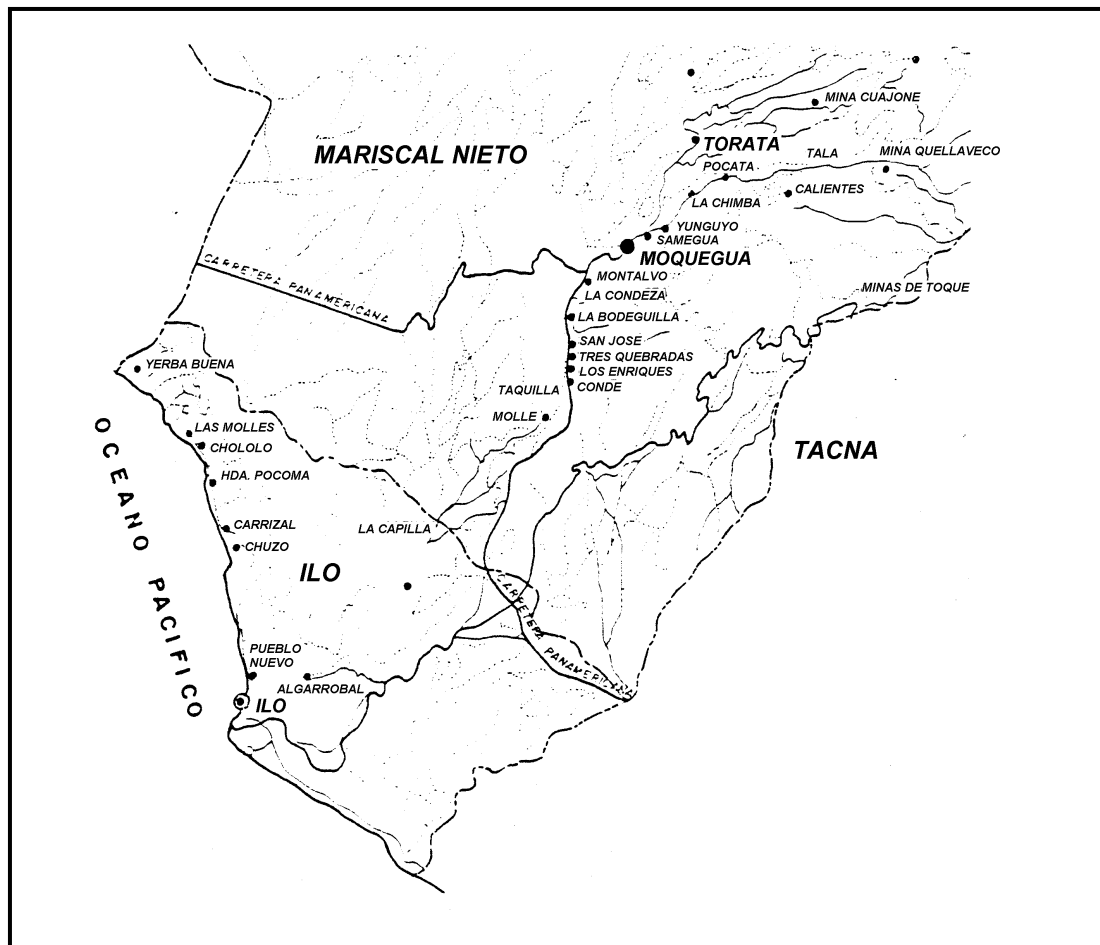


GRAFICO N° 1.2
 ÁREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

- Ministerio de Agricultura
- Municipalidad Provincial de Moquegua
- Instituto Nacional de Informática (INEI)
- Instituto Nacional de Cultura (INC)
- COFOPRI
- Instituto Geofísico Militar
- Empresas Proveedoras de Suministros de Equipos de Media Tensión

Se utilizaron los siguientes documentos:

- ANUARIO ESTADISTICO 1998 elaborado por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM)
- PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 1998 elaborado por la Oficina Técnica de Energía del MEM.
- Carta geográfica de Moquegua en escala 1:25000, Hoja 35 U-IV-SO, elaborado por la Oficina General de Catastro Rural del Ministerio de Agricultura – 1,976.
- Plano Básico de Distritos y Centros Poblados de Moquegua, elaborado por la Municipalidad de Moquegua.
- Plano de Zonificación Intermedia en escala 1/10,000, elaborado por el convenio UNI -Municipalidad Provincial Mariscal Nieto.
- Plano de Zonificación General en escala 1/25,000, elaborado por el convenio UNI Municipalidad Provincial Mariscal Nieto.
- Plano de Red de Distribución Primaria 10 kV – Moquegua, Diagrama Unifilar, elaborado por ELECTROSUR S.A., 1998.

- Plano de Replanteo de Red de Distribución Primaria 10 kV – Moquegua, escala 1/5,000, elaborado por ELECTROSUR S.A., 1998.
- Plano de Diagrama de Secuencias de Fases Esquema Trifásico – Sistema Interconectado Sur, elaborado por ENERSUR, 1999.
- Plano de la Subestación de Moquegua – Diagrama Unifilar, ENERSUR, 1998.

CAPITULO 2

ESTUDIO DE LA DEMANDA

Para el tiempo del estudio, el Sistema Eléctrico de Moquegua recibe la energía eléctrica del Sistema Interconectado Sur (SIS) a través de la Subestación Botiflaca, la cual es propiedad de la empresa Southern Perú Cooper Corporation (SPL). Esta circunstancia afecta la confiabilidad del Sistema Eléctrico de Moquegua, pues en los casos de inestabilidad del sistema eléctrico; la SPL desconecta de la Subestación Botiflaca al Sistema Eléctrico de Moquegua. Otro aspecto desfavorable de la situación existente, consiste en que la línea que alimenta a Moquegua en 13 kV, atraviesa el área de concesión minera cedida a la SPL, lo que a motivado la solicitud del retiro de la línea. Estas condiciones serán corregidas cuando se conecte el Sistema Eléctrico de Moquegua al SIS a través de la Subestación Montalvo. La SE Montalvo es propiedad de la empresa Electrosur S.A.

En el presente capítulo se determinará la proyección de la demanda eléctrica de los distritos Moquegua, Samegua y Torata para el periodo 2,001-2,020.

2.1 ACTIVIDADES ECONÓMICAS

2.1.1 Sector Agricultura y Ganadería

El área del proyecto es una zona principalmente agrícola donde predomina los cultivos de forraje, palta, papá, maíz, hortalizas y vid.

En ganadería predomina la crianza del ganado vacuno, porcino y el ovino; también existe la cría de aves de corral y de cuy.

2.1.2 Sector Minería

La actividad más importante en minería, desde 1977 es la explotación de cobre realizada en la mina Cuajone por Southern Perú Limited.

El yacimiento de Quellaveco, ubicado en el distrito de Torata, ha sido otorgado en concesión a la Empresa Mantos Blanco. Las reservas del yacimiento se estiman en 385 millones de TM de mineral, con 0.85 de ley en cobre.

En minería no metálica, hay producción de calizas, sílice, sal doméstica, arena y materiales de construcción.

2.1.3 Sector y Comercial Industrial

El Sector Industria es poco desarrollado, tiene pequeñas empresas dedicadas a la elaboración de quesos, vinos, productos metálicos, productos derivados de la madera y prendas de vestir.

En el Sector Comercio existen establecimientos pequeños y medianos que se dedican a la compra y venta bienes.

2.2 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.

La proyección de la Demanda Eléctrica, se basa en los registros de compra de energía y potencia por Electrosur a EGASA, y en los Proyectos de Electrificación en la zona del proyecto.

2.2.1 Planilla de Medición

Se recopiló información de los registros de compra de Energía y Potencia mensual desde el año 1,997 hasta Agosto del 2000 los cuales se muestran en los cuadros N° 2.1, N° 2.2, N° 2.3 y N° 2.4.

En estos registros, la energía total comprada anualmente, tiene una tendencia negativa con respecto al año anterior, debida a que a partir del año 1,995 Electrosur S.A. vino tomando medidas severas para disminuir las pérdidas comerciales.

Se observa también, incrementos en el consumo total acumulado de los seis primeros meses del año 2,000 con respecto al mismo periodo del año 1,999 del orden de 6.76% en Energía Total y de 3.9% en el valor medio de la Máxima Demanda.

CUADRO N° 2.1

PLANILLA DE MEDICIÓN 1997 - MOQUEGUA

<i>MES-AÑO</i>	<i>kWh</i>			<i>kW</i>
	<i>H. P.</i>	<i>F. H. P</i>	<i>TOTAL</i>	
Ene.-97	443623	923181	1366804	3595
Feb.-97	402225	861824	1264049	3880
Mar.-97	410227	841749	1251976	3485
Abr.-97	452039	903786	1355825	3643
May.-97	449750	916484	1366234	3502
Jun.-97	435357	880362	1315719	3527
Jul.-97	458382	916667	1375049	3550
Ago.-97	466238	901893	1368131	3592
Sep.-97	457730	908074	1365803	3655
Oct.-97	468515	909238	1377752	3669
Nov.-97	457508	900490	1357998	3721
Dic.-97	477423	958654	1436077	3910
TOTAL	5379016	10822402	16201418	

CUADRO N° 2.2

PLANILLA DE MEDICIÓN 1998 - MOQUEGUA

<i>MES-AÑO</i>	<i>kWh</i>			<i>kW</i>
	<i>H. P.</i>	<i>F. H. P</i>	<i>TOTAL</i>	
Ene.-98	464408	961061	1425469	3762
Feb.-98	417005	864175	1281180	3699
Mar.-98	475602	958623	1434226	3949
Abr.-98	474168	944249	1418417	3848
May.-98	491392	981697	1473088	3937
Jun.-98	470277	966933	1437210	3833
Jul.-98	476511	961242	1437753	3860
Ago.-98	461524	893423	1354947	3861
Sep.-98	480928	945202	1426130	3913
Oct.-98	462547	906412	1368959	3900
Nov.-98	444166	867623	1311789	3787
Dic.-98	455874	925057	1380931	3935
TOTAL	5574401	11175697	16750099	

CUADRO N° 2.3

PLANILLA DE MEDICIÓN 1999 - MOQUEGUA

<i>MES-AÑO</i>	<i>kWh</i>			<i>kW</i>
	<i>H. P.</i>	<i>F. H. P</i>	<i>TOTAL</i>	
Ene.-99	449531	926679	1376210	3575
Feb.-99	396335	776235	1172570	3539
Mar.-99	462287	923806	1439980	3676
Abr.-99	455389	900756	1356145	3715
May.-99	459627	916705	1376332	3670
Jun.-99	449479	887239	1336718	3582
Jul.-99	471938	731810	1203748	3794
Ago.-99	479539	931541	1411079	3714
Sep.-99	469907	923967	1393874	3549
Oct.-99	487272	967286	1454558	3782
Nov.-99	472683	926352	1399034	3638
Dic.-99	495313	987064	1482378	3681
TOTAL	5549298	10799441	16348739	

CUADRO N° 2.4

PLANILLA DE MEDICIÓN 2000 - MOQUEGUA

<i>MES-AÑO</i>	<i>kWh</i>			<i>kW</i>
	<i>H. P.</i>	<i>F. H. P</i>	<i>TOTAL</i>	
Ene.-00	477679	993790	1471469	3810
Feb.-00	453562	930258	1383821	3863
Mar.-00	493744	989935	1548969	3773
Abr.-00	461369	897782	1359151	3661
May.-00	485154	960329	1445483	3762
Jun.-00	467579	934565	1402144	3737
Jul.-00			-	
Ago.-00			-	
Sep.-00			-	
Oct.-00			-	
Nov.-00			-	
Dic.-00			-	
TOTAL	2839087	5706659	8545746	

2.2.2 Nuevos Proyectos de Electrificación

Electrosur S.A. ejecutará en Pampa San Antonio las siguientes obras:

- Subsistema de Distribución Primaria en 10 kV.
- Subsistema de Distribución Secundaria y Alumbrado Público.

Se alimentará a 3,641 viviendas y 21 cargas especiales, con una máxima demanda de 1,819 kW. Estas obras entran en operación el año 2,001.

Se estima que en el año 2,001 también se conectarán al Sistema Eléctrico de Moquegua 1,615 nuevos usuarios con una máxima demanda de 564.2 kW y con un consumo de energía de 2.076 GWh.

2.2.3 Grandes Cargas- Proyectos de Inversión

Las cargas son principalmente de los tipos residencial y alumbrado público; no se tiene registros de clientes libres y/o grandes cargas.

En el corto plazo, el yacimiento minero de Quellaveco entrará en explotación; éste proyecto no estará conectado al Sistema Eléctrico de Moquegua, pero estimulará el incremento de consumidores de energía eléctrica en Moquegua.

2.2.4 Proyección de la Población

En la proyección de la población se utilizó los datos del censo del año 1993 y la proyección efectuada por el I.N.E.I. para el año 2015. De estos dos valores se dedujo que la tasa de crecimiento para el referido período es 1.534%. En la

proyección de la población, se empleo la siguiente fórmula:

$$P_n = P_o (1 + T)^n \quad (2.1)$$

Donde:

- P_n = Población para el año n
 P_o = Población para el año 1993
 T = Tasa de crecimiento, 1.534%
 n = Número de años

El crecimiento de la población para el período 1,981–1,993 a nivel de distrito fue el siguiente:

CUADRO N° 2.5

<i>Nombre</i>	<i>Nivel</i>	<i>Crecimiento (%)</i>		
		<i>Urbano</i>	<i>Rural</i>	<i>Total</i>
Moquegua	Departamento	2.6	-0.4	2.0
Moquegua	Provincia	3.6	-0.5	2.7
Moquegua	Distrito	3.9	2.3	3.8
Samegua	Distrito	5.7	2.8	5.2
Torata	Distrito	0.7	-1.1	0.2

CUADRO N° 2.6

CENSOS DE POBLACIÓN A NIVEL DEL ÁREA DE
INFLUENCIA DEL PROYECTO

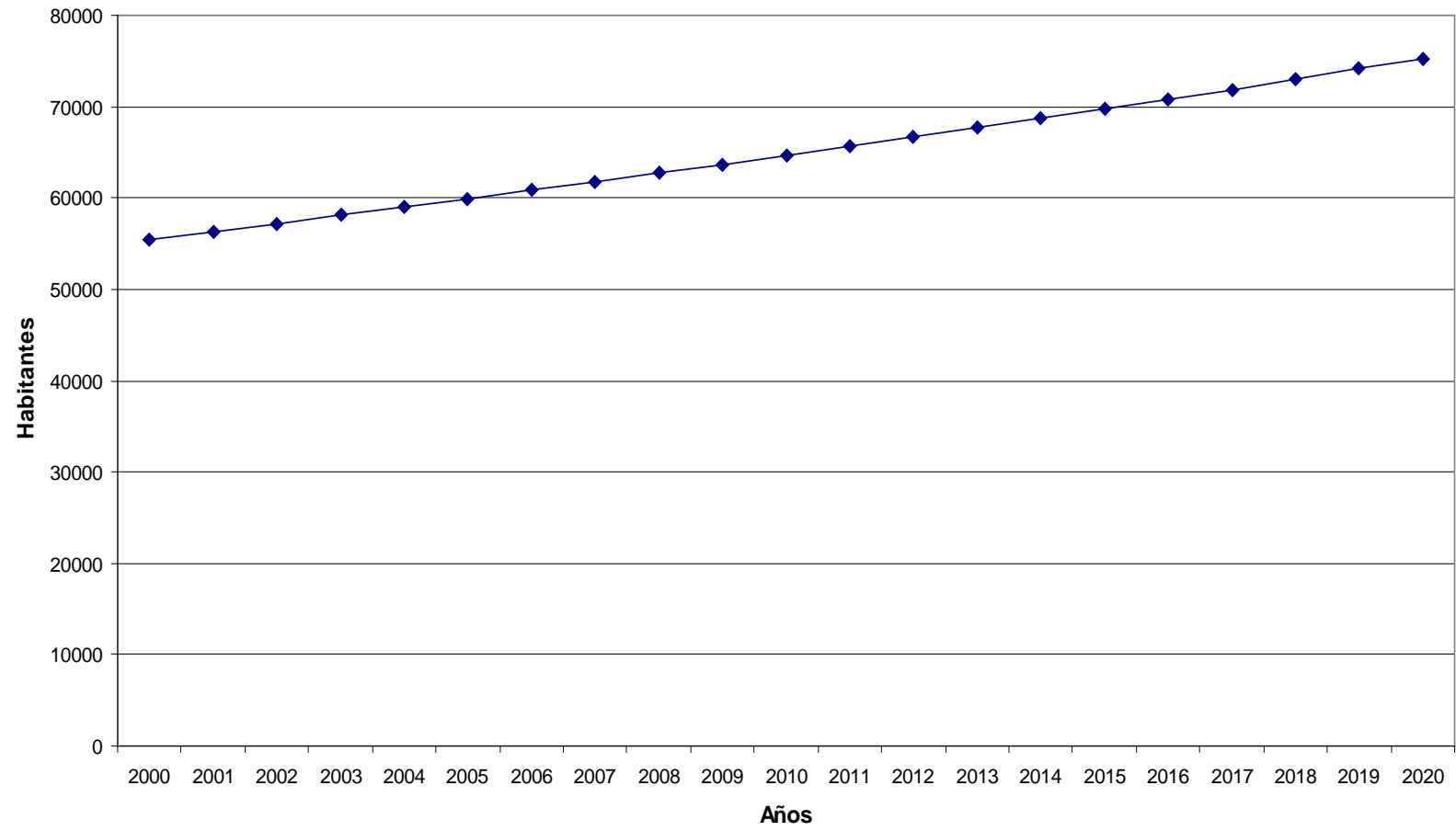
<i>Censos</i>	<i>Población</i>
1972	16844
1981	24412
1993	49895

CUADRO N° 2.7

POBLACIÓN TOTAL ESTIMADA EN EL ÁREA DEL PROYECTO

Año	1993	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Población	49895	51437	55505	59894	64630	69740	75255

GRAFICO Nº 2.1
PROYECCION DE LA POBLACION



2.2.5 Proyección del Número de Abonados

Del mismo modo, el número de abonados se proyectó teniendo como base los datos del siguiente cuadro:

CUADRO N° 2.8

<i>AÑO</i>	<i>Nº ABONADOS</i>
1995	9380
1997	9650
1999	10935
2000	11575
2001	12988

Según estos valores, se calculó que la tasa de crecimiento del número promedio de abonados en el periodo fue de 2.75 % anual. En la proyección del número de abonados se empleó la siguiente fórmula:

$$A_n = A_0 (1 + T)^n \quad (2.2)$$

Donde:

A_n = Abonados para el año n

A_0 = Abonados para el año 2001

T = Tasa de crecimiento, 2.75%

n = Número de años

2.2.6 Proyección de la Máxima Demanda

La Máxima Demanda se proyectó tomando como base los datos de los registros de la planilla de medición de compra de energía y potencia de

Electrosur S.A de los años 1999 y 2000, los que se muestran en los cuadros N° 2.3 y N° 2.4 Se estima que el consumo promedio anual por abonado obedece a la siguiente relación:

$$Y = A.X^B \quad (2.3)$$

Donde:

Y = Consumo anual por abonado

X = Número de abonados

A, B = Parámetros de la ecuación

En el cálculo de parámetros A y B de la ecuación se ha seguido la siguiente deducción:

	<u>1,999</u>	<u>2,000</u>
Valor pico mensual de compra de energía en el periodo enero-junio, kWh	1'439,980	1'548,969
Pérdidas de energía por distribución (11% de la compra de energía), kWh	158,398	170,387
Consumo promedio mensual, kWh	1'281,582	1'378,582
Número de abonados, (X)	10,935	11,575
Consumo promedio mensual por abonado, kWh	1,172	1,191
Consumo promedio anual por abonado (Y), kWh	1,406	1,429

Con estos valores de X e Y se obtienen: $A = 104.58$ y $B = 0.27945$,

con lo que:

$$Y = 104.58 X^{0.27945} \quad (2.4)$$

El producto del número de abonados por el correspondiente consumo

promedio anual por abonado viene a ser el consumo de energía anual. A este consumo de energía se le agregan las pérdidas de energía por distribución para obtener el total de energía requerida por el sistema. ElectroSur S.A. estima que las pérdidas de energía por distribución representan el 12% de la energía consumida. En la proyección de la demanda se incluye en el año 2,000 el ingreso al sistema eléctrico una carga adicional de 564 kW y 2,076 GWh.

Las máximas demandas para cada año se calculan considerando factores de carga de 0.51 en el periodo 2,000-2,012 y en los siguientes años valores que disminuyen linealmente hasta obtener 0.43 para el año 2,020. El Cuadro N° 2.9 muestra la proyección de la Máxima Demanda.

El Cuadro N° 2.10 muestra los consumos de energía en horas punta y en horas fuera de punta. La energía consumida en horas punta representa como valor medio el 33.5% del consumo total de energía

2.2.7 Conclusiones

- La proyección de la Máxima Demanda indica que para el año 2,020 el Sistema Eléctrico de Moquegua requerirá un suministro de 11.8 MW de potencia.
- El consumo de energía anual tiene un crecimiento promedio de 3,68 %, anual.

CUADRO N° 2.9-A

PROYECCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA

<i>AÑO</i>	<i>HABITANTES</i>	<i>ABONADOS</i>	<i>CONS. UNIT kWh-AÑO</i>	<i>CONSUMO GWh-AÑO</i>	<i>PERDIDAS GWh-AÑO</i>	<i>E. SUM. GWh-AÑO</i>	<i>FACTOR DE CARGA</i>	<i>M.D. MW</i>
2000	55505	11575	1428.9	16.5	2.0	18.5	0.51	4.15
2001	56356	12988	1475.6	19.2	2.3	21.5	0.51	4.80
2002	57220	13313	1485.8	19.8	2.4	22.2	0.51	4.96
2003	58098	13646	1496.1	20.4	2.4	22.9	0.51	5.12
2004	58989	13987	1506.5	21.1	2.5	23.6	0.51	5.28
2005	59894	14336	1516.9	21.7	2.6	24.4	0.51	5.45
2006	60812	14695	1527.4	22.4	2.7	25.1	0.51	5.63
2007	61745	15062	1538.0	23.2	2.8	25.9	0.51	5.81
2008	62692	15439	1548.7	23.9	2.9	26.8	0.51	5.99
2009	63653	15825	1559.4	24.7	3.0	27.6	0.51	6.19
2010	64630	16220	1570.2	25.5	3.1	28.5	0.51	6.38

CUADRO N° 2.9-B

PROYECCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA

<i>AÑO</i>	<i>HABITANTES</i>	<i>ABONADOS</i>	<i>CONS. UNIT kWh-AÑO</i>	<i>CONSUMO GWh-AÑO</i>	<i>PERDIDAS GWh-AÑO</i>	<i>E. SUM. GWh-AÑO</i>	<i>FACTOR DE CARGA</i>	<i>M.D. MW</i>
2011	65621	16788	1585.3	26.6	3.2	29.8	0.51	6.67
2012	66627	17376	1600.7	27.8	3.3	31.1	0.51	6.97
2013	67649	17984	1616.1	29.1	3.5	32.6	0.50	7.43
2014	68687	18613	1631.7	30.4	3.6	34.0	0.49	7.92
2015	69740	19265	1647.5	31.7	3.8	35.5	0.48	8.45
2016	70810	19939	1663.4	33.2	4.0	37.1	0.47	9.02
2017	71896	20637	1679.5	34.7	4.2	38.8	0.46	9.63
2018	72998	21359	1695.7	36.2	4.3	40.6	0.45	10.29
2019	74118	22107	1712.1	37.8	4.5	42.4	0.44	11.00
2020	75255	22880	1728.6	39.6	4.7	44.3	0.43	11.76

CUADRO N° 2.10

DEMANDA ELÉCTRICA DE MOQUEGUA

<i>AÑO</i>	<i>ENERGÍA</i>			<i>MÁXIMA DEMANDA kW</i>
	<i>HORAS PUNTA GWh-AÑO</i>	<i>FUERA PUNTA GWh-AÑO</i>	<i>TOTAL GWh-AÑO</i>	
2001	6.4	12.7	21.5	4.80
2002	6.6	13.2	22.2	4.96
2003	6.8	13.6	22.9	5.12
2004	7.1	14.0	23.6	5.28
2005	7.3	14.5	24.4	5.45
2006	7.5	14.9	25.1	5.63
2007	7.8	15.4	25.9	5.81
2008	8.0	15.9	26.8	5.99
2009	8.3	16.4	27.6	6.19
2010	8.5	16.9	28.5	6.38
2011	8.9	17.7	29.8	6.67
2012	9.3	18.5	31.1	6.97
2013	9.7	19.3	32.6	7.43
2014	10.2	20.2	34.0	7.92
2015	10.6	21.1	35.5	8.45
2016	11.1	22.1	37.1	9.02
2017	11.6	23.0	38.8	9.63
2018	12.1	24.1	40.6	10.29
2019	12.7	25.2	42.4	11.00
2020	13.2	26.3	44.3	11.76

GRAFICO N° 2.2
CONSUMO DE ENERGIA

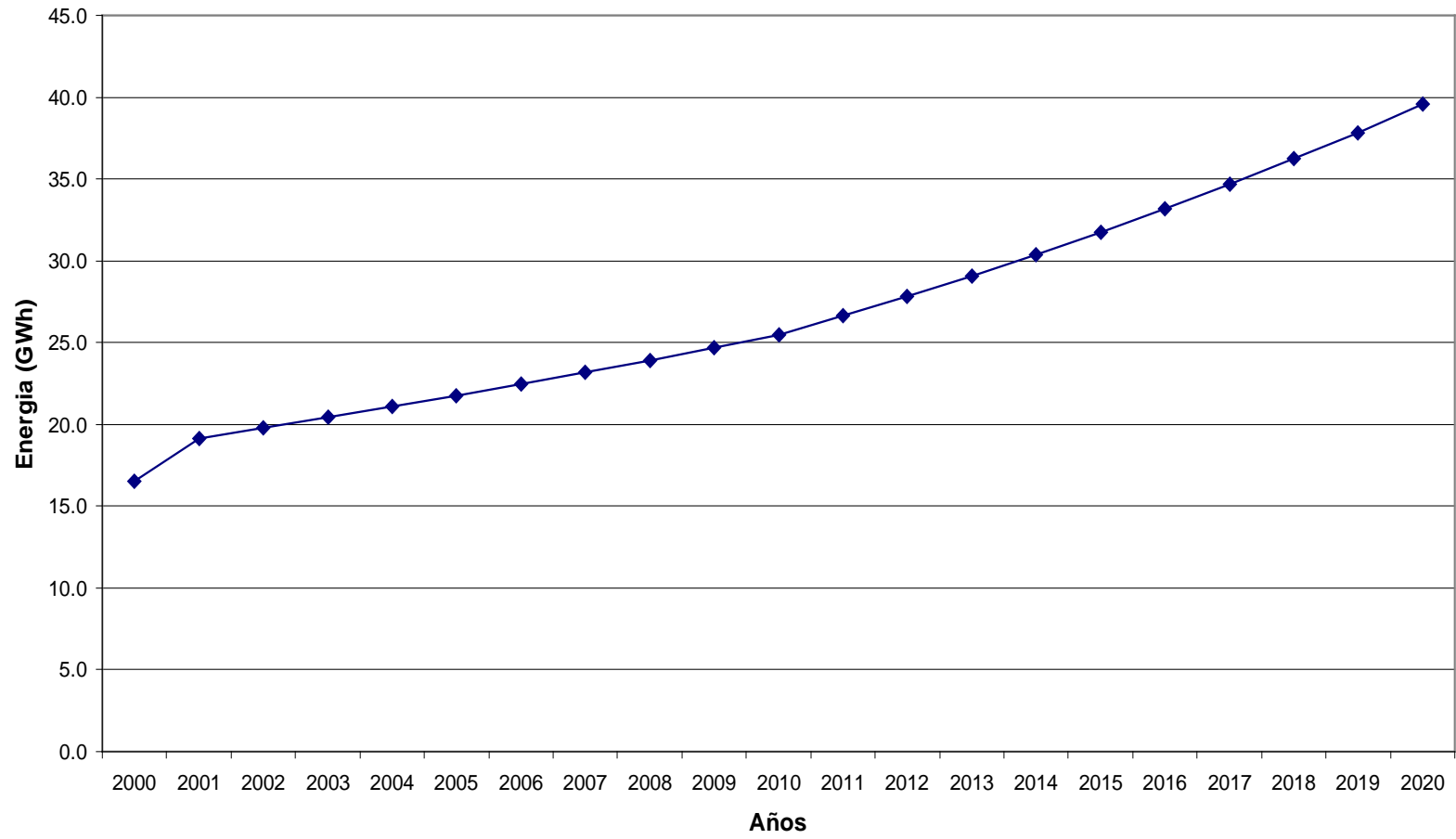
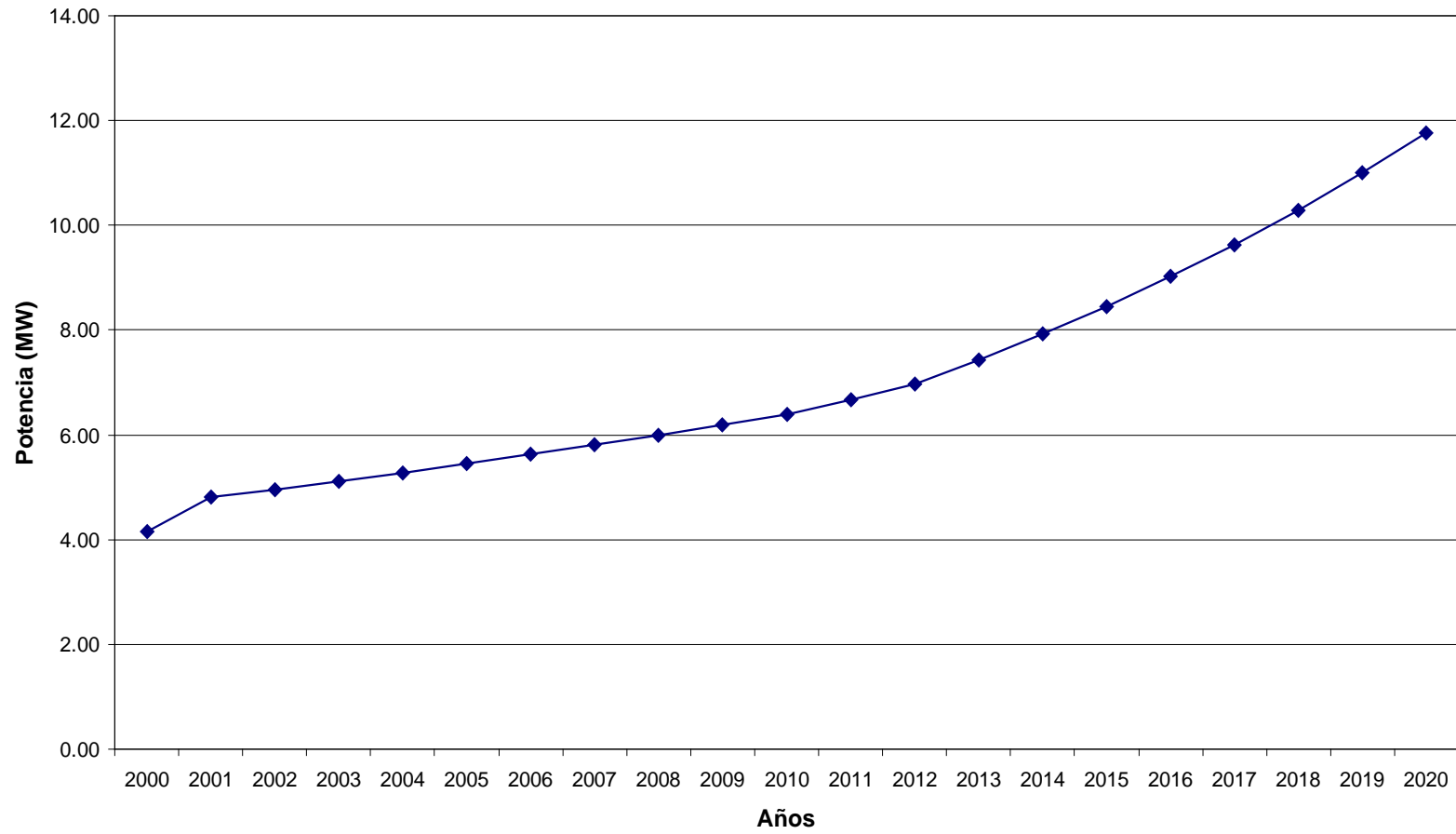


GRAFICO N° 2.3
MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA



CAPITULO 3

ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

El Sistema Eléctrico de Moquegua es parte del Sistema Eléctrico de Electrosur S.A., el cual es parte integrante del Sistema Interconectado Sur (SIS). El Sistema Interconectado Sur está conformado por la interconexión de tres sistemas eléctricos: El Sistema Sur Este (Cuzco y Puno), el Sistema Sur Oeste (Arequipa, Moquegua y Tacna); y el Sistema Eléctrico de Southern Perú Limited (SPL)

3.1 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

El Sistema Interconectado Nacional (SINAC) se forma con la integración del Sistema Interconectado Sur (SIS) al Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), mediante la puesta en servicio de la línea de transmisión Mantaro–Socabaya en 220 kV en Octubre del 2,000. Algunas referencias de los sistemas SIS y SICN son:

- *Sistema Interconectado Sur – SIS*

Está integrado por cinco empresas generadoras, que abastecen la demanda del sur del país: EGASA, EGEMSA, EGESUR, ENERSUR y SAN GABÁN. Las principales líneas de transmisión están en 220 kV (ENERSUR, REDESUR y

TRANSMANTARO) y en 138 kV (EGEMSA, ETESUR, SAN GABAN y ENERSUR)

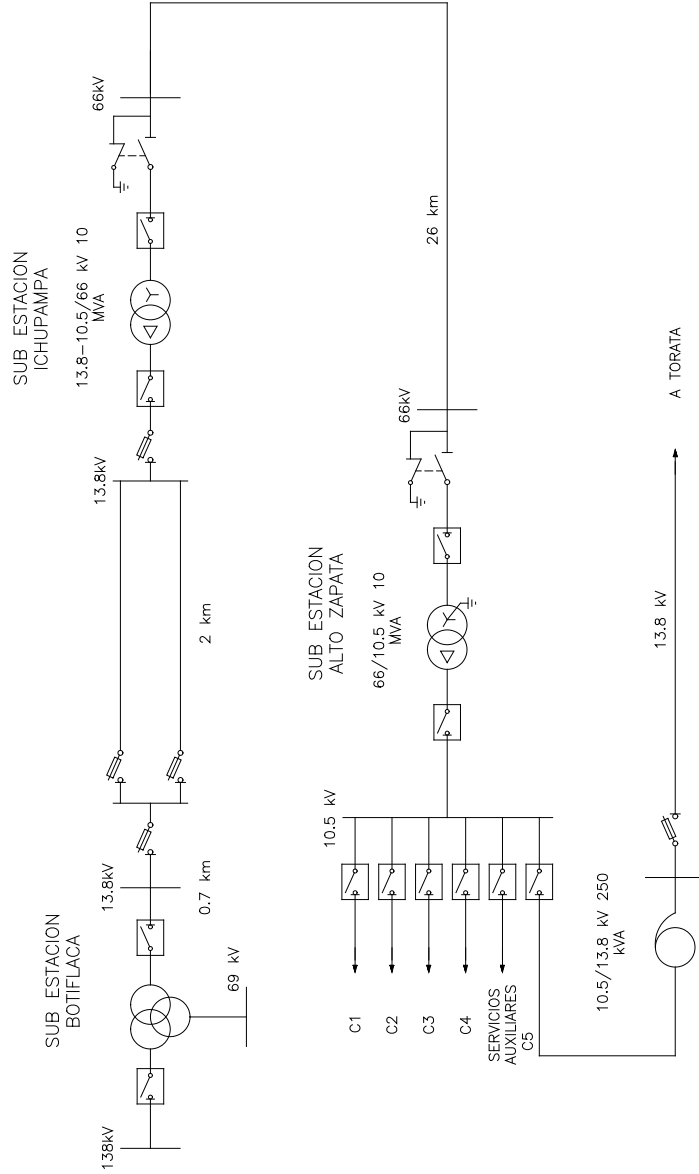
- *Sistema Interconectado Centro Norte - SICN*

Este sistema cuenta con la participación de quince empresas generadoras de energía eléctrica, que abastecen la demanda del Sistema Interconectado Centro Norte, desde Marcona en el Sur hasta Piura en el norte. En la línea de transmisión, a cargo de ETECEN, el sistema principal tiene una longitud de 1026 km y está en 220 kV; la línea tiene en total una longitud de 3,996.4 km, con una capacidad de transmisión de 5,695 MVA.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE MOQUEGUA

El área de influencia del proyecto, es concesión de la empresa distribuidora de energía eléctrica Electrosur S.A. El punto de suministro de energía al sistema de distribución de Moquegua se realiza en la subestación Botiflaca. La energía proviene de las centrales térmicas de Ilo, a través de la línea de transmisión en 138 kV Ilo–Cuajone.

SISTEMA ELECTRICO DE MOQUEGUA



UNI FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	LINEA DE SUB TRANSMISION MONTALVO – MOQUEGUA		SISTEMA ELECTRICO – MOQUEGUA	N° 3.1
			Fecha: Oct. 00	Escala: S/E

El Diagrama N° 3.1 muestra el Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de Moquegua.

3.2.1 Sub Estación Botiflaca

Esta subestación, es propiedad de la empresa SPL, cuenta con un transformador de tres devanados de 138/69/13,8 kV y 58/33/33 MVA. Esta subestación alimenta a la ciudad de Moquegua desde la barra de 13,8 kV.

3.2.2 Línea de Sub Transmisión en 13.8 kV

Esta línea une la Subestación Botiflaca con la Subestación Ichupampa; está constituida por 700 m de cable subterráneo y 2 km de línea aérea. La sección de línea aérea es en doble terna, con conductores de aluminio de 85 mm² de sección y soportes de torres metálicas. La línea se extiende dentro de la zona de concesión de la SPL.

3.2.3 Sub Estación Ichupampa

La subestación es propiedad de Electrosur S.A.; sus principales equipos son:

- Un transformador de potencia, en baño de aceite, ventilación natural, instalación exterior, de 10 MVA, $\pm 4 \times 2.5$ %, 13.8-10.5/66 kV, Ynd5.
- Un interruptor de potencia, con cámara de extinción de arco en hexafluoruro de azufre (SF₆), instalación exterior, de 72.5 kV, 800 A.
- Un seccionador de línea tripolar con puesta a tierra de 800 A, 66 kV.
- Un seccionador de línea tripolar en el lado de 13,8 kV
- Un interruptor tripolar en el lado de 13,8 kV 800 A

- Pararrayos en el lado de 66 kV con contador de descargas
- Pararrayos en el lado de 13,8 kV

El Diagrama N° 3.2 muestra el Diagrama Unifilar de la S.E. Ichupampa.

3.2.4 Línea de Sub-Transmisión en 66 kV

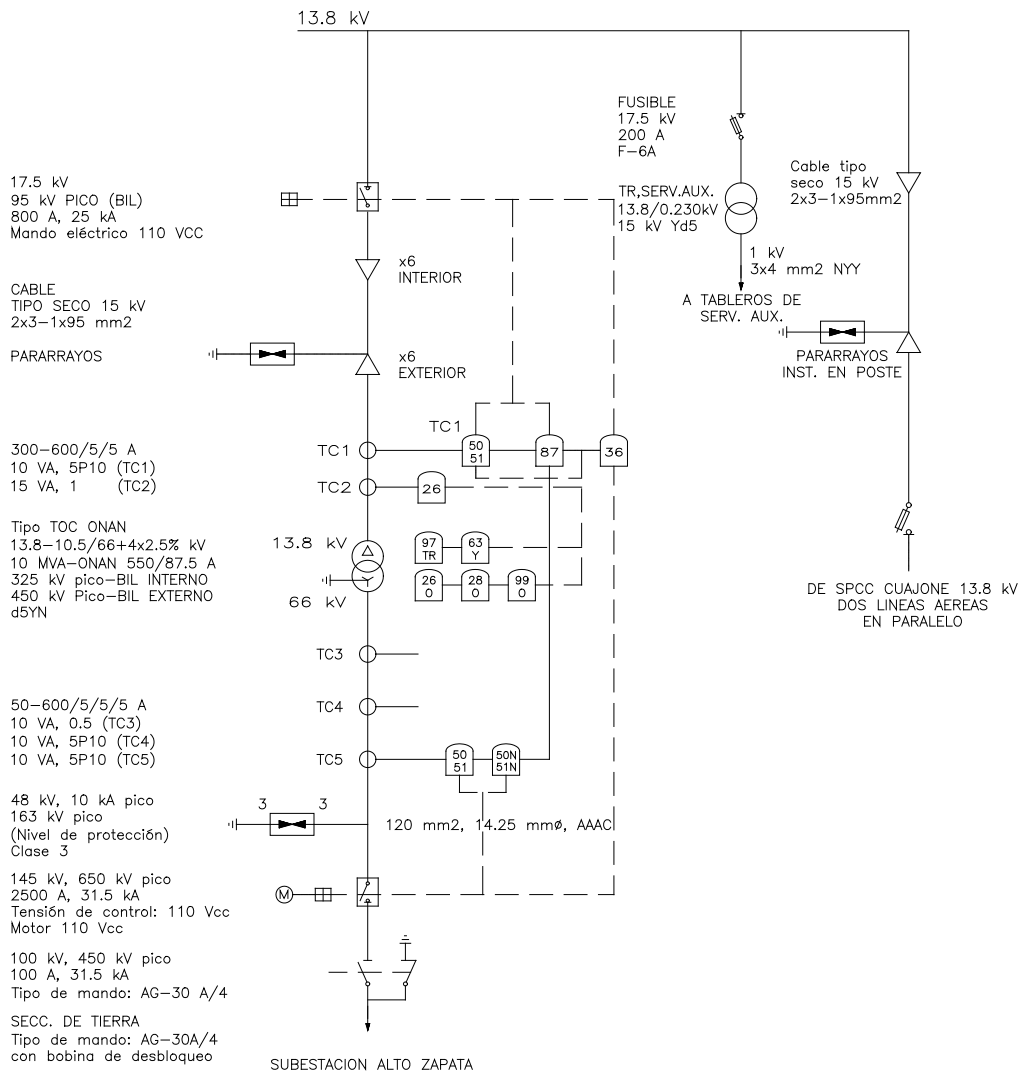
Es una línea de 26 km de extensión que une la subestación Ichupampa con la subestación Alto Zapata; es de una terna con conductores de 120 mm² de AAAC y soportes de postes de madera.

3.2.5 Sub Estación Alto Zapata

La subestación es propiedad de Electrosur S.A., y esta ubicada en la ciudad de Moquegua; los principales equipos con los que cuenta son:

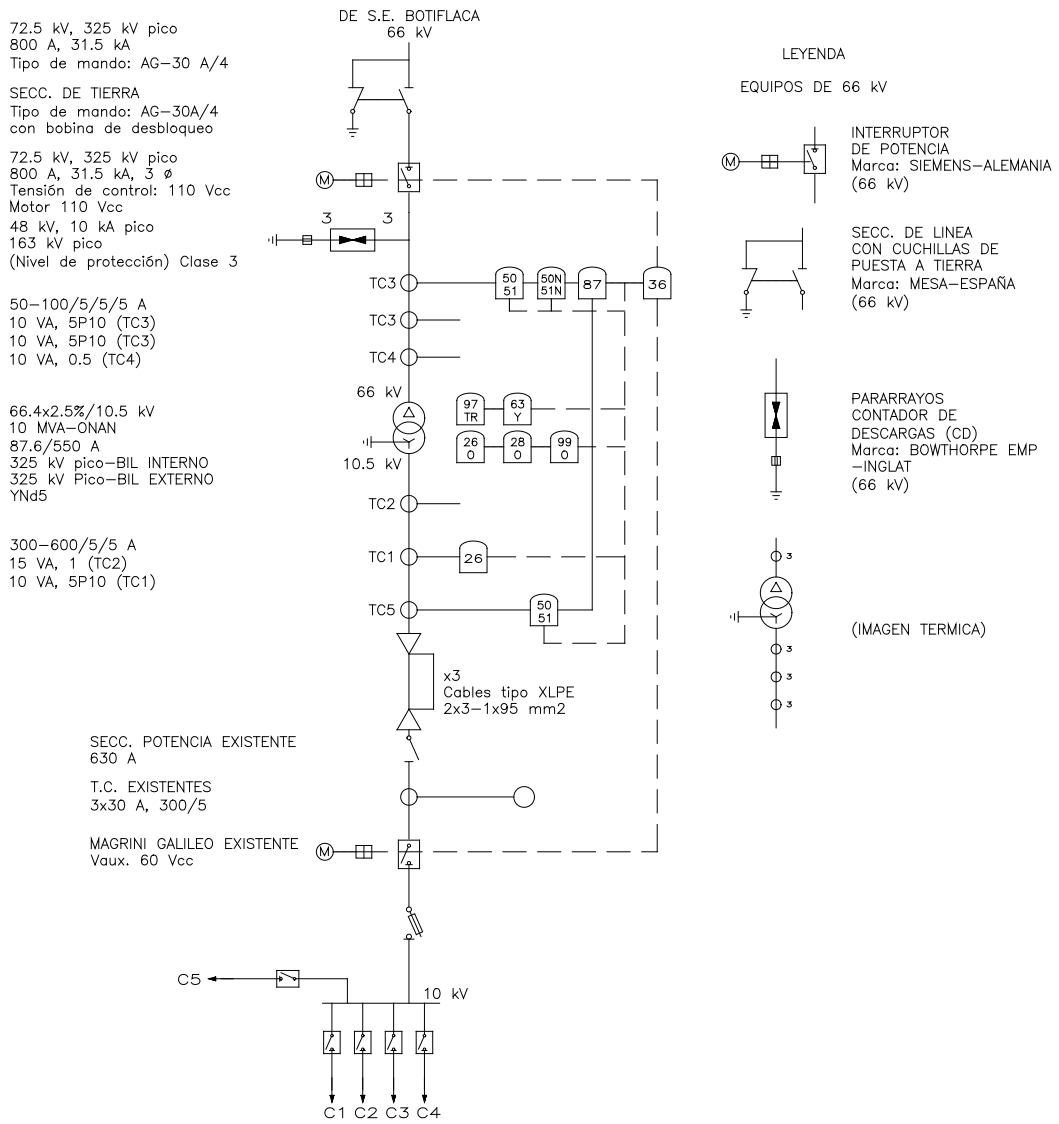
- Un transformador de potencia, en baño de aceite, ventilación natural, instalación exterior, de 10 MVA, $\pm 4 \times 2,5$ %, 66/10.5 kV, Ynd5.
- Un interruptor de potencia, con cámara de extinción de arco en hexafloruro de azufre (SF₆), instalación exterior, de 72.5 kV, 800 A.
- Un seccionador de línea tripolar, puesto a tierra, de 72,5 kV, 800 A.
- Un seccionador de línea tripolar en el lado de 10,5 kV
- Un interruptor tripolar en volumen de aceite 12 kV, 630 A
- Pararrayos con contador de descargas lado de 66 kV

SUBESTACION ICHUPAMPA



UNI FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	LINEA DE SUB TRANSMISION MONTALVO - MOQUEGUA	Nº 3.2
		Fecha: Oct. 00
DIAGRAMA UNIFILAR S.E. ICHUPAMPA		

SUBESTACION ALTO ZAPATA



UNI FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	LINEA DE SUB TRANSMISION MONTALVO - MOQUEGUA	N° 3.3
		Fecha: Oct. 00
DIAGRAMA UNIFILAR S.E. ALTO ZAPATA		

El Diagrama N° 3.3 muestra el Diagrama Unifilar de la S.E. Alto Zapata.

3.2.6 Redes de Distribución Primaria

Las redes de distribución primaria son en 10 kV de tensión nominal, y de 60 Hz de frecuencia. Las redes son aéreas, con conductores de cobre desnudo de 10, 16 y 25 mm², con postes de madera tratada, de concreto o fierro tubular. Las subestaciones de distribución son del tipo barbotante monopostes y bipostes con transformadores monofásicos y trifásicos de diferentes capacidades. La distribución de energía se realiza mediante los siguientes circuitos:

- Circuito C1: Distrito de Moquegua.
- Circuito C2: Distrito de Moquegua.
- Circuito C3: Distrito de Samegua.
- Circuito C4: Pampa San Antonio, Valle Moquegua.
- Circuito C5: Autotransformador de $v_{10,5/13,8}$ kV, 250 kVA y Distrito de Torata.

3.2.7 Red de Distribución Secundaria

La red de distribución secundaria es del tipo de instalación aérea; en su formación se emplea el sistema 380/220 V de 4 hilos, o el sistema 220 V de tres hilos. Los postes en su mayoría son de concreto y de fierro tubular. Los conductores son de cobre con aislamiento para intemperie, de secciones de 10 a 35 mm². El alumbrado público se efectúa con lámparas de vapor de sodio de 70, 150 y 250 W.

3.2.8 Sub Estación Montalvo

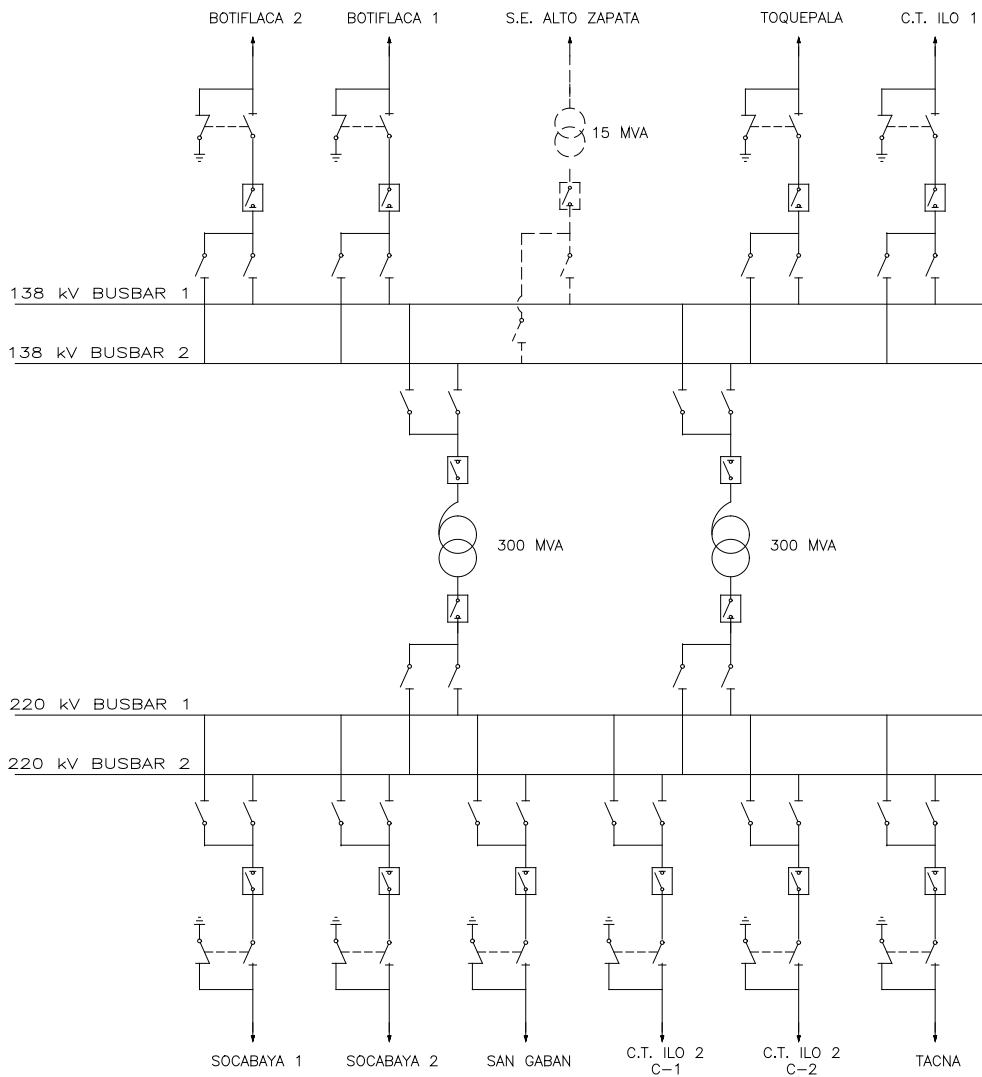
La S.E. Montalvo, se encuentra en concesión a ENERSUR S.A., esta ubicada en el Distrito de Moquegua. Es el punto de enlace de las centrales de San Gabán y las Centrales Térmicas a carbón de Ilo; es también el punto de interconexión de los Sistemas SICN y SIS. A esta S.E. convergen las siguientes líneas de transmisión:

<i>LÍNEA</i>	<i>TENSIÓN</i>	<i>EMPRESA</i>
Central Térmica Ilo 2–Montalvo	220 KV	ENERSUR
Central Térmica Ilo 1–Montalvo	138 KV	ENERSUR
Montalvo–Cuajone (doble terna)	138 KV	ENERSUR
Socabaya–Montalvo (doble terna)	220 kV	REDESUR
Montalvo-Puno	220 kV	REDESUR
Montalvo–Tacna	220 KV	REDESUR
Montalvo–Toquepala	138 KV	ETESUR

La S.E. cuenta con dos autotransformadores de 300 MVA, 220/138 kV.

El Diagrama N° 3.4 muestra el Diagrama Unifilar de la S.E Montalvo.

SUBESTACION MONTALVO



UNI FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	LINEA DE SUB TRANSMISION MONTALVO – MOQUEGUA	N° 3.4
		Fecha: Oct. 00
DIAGRAMA UNIFILAR S.E. MONTALVO		

3.2.9 Confiabilidad del Sistema Eléctrico S.E. Botiflaca–S.E Alto Zapata

El abastecimiento del Sistema Eléctrico de Moquegua está sujeto al control de la SPL en la Subestación Botiflaca. En situaciones de inestabilidad del sistema eléctrico interconectado, la SPL desconecta inmediatamente el Sistema Eléctrico de Moquegua de la S.E. Botiflaca; sin embargo, la conexión se realiza en un tiempo significativo debido a las operaciones que ella demanda.

En lo que respecta a la calidad del suministro eléctrico, las interrupciones en número y horas superan la tolerancia establecida en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

3.3 PUNTO DE ALIMENTACIÓN

ENERSUR ha asignado una bahía de 138 kV en la S.E. Montalvo para alimentar el presente proyecto.

Las distancias aproximadas del punto de alimentación a los centros de carga son los siguientes:

- S.E. Montalvo-Pampas San Antonio : 2.5 km
- S.E. Montalvo-Moquegua : 4.5 km
- S.E. Montalvo-S.E. Alto Zapata : 7.0 km
- S.E. Montalvo-Samegua : 8.5 km
- S.E. Montalvo-Torata : 22 km

3.4 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Dado que el proyecto se inscribe en un sistema eléctrico existente en el que los niveles de tensión están definidos, se plantean tres alternativas de solución en las que se consideran estos niveles de tensión. Luego se efectúa una evaluación técnico-económica de estas alternativas para determinar la mejor solución del problema.

En la S.E. Montalvo, existen dos sistemas de barras en 138 kV, desde donde se iniciara la línea. A su vez, la S.E. Alto Zapata está equipada con un transformador de 66/10.5 kV, 10 MVA.

3.4.1 Alternativa N° 1: Línea de Transmisión en 138 kV

S.E. Montalvo–S.E. Alto Zapata

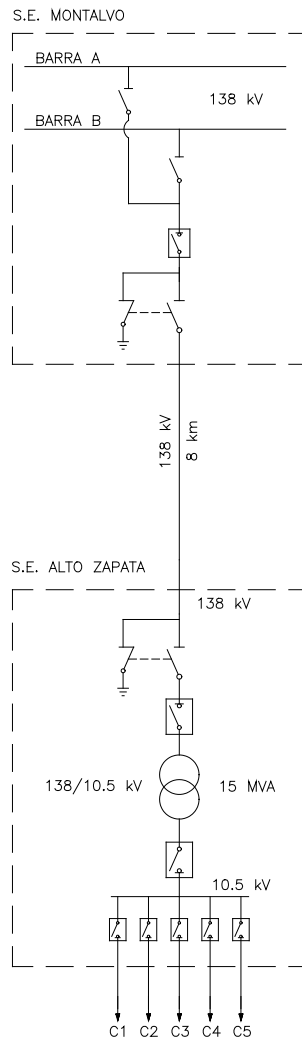
En esta alternativa se plantea la construcción de una línea de transmisión en 138 kV, simple terna, desde la S.E Montalvo hasta la S.E, Alto Zapata. El Diagrama N° 3.5 muestra el planteamiento de esta alternativa y el trazo de la línea se muestra en el Diagrama N° 3.6.

El equipamiento de la línea en 138 kV comprende la instalación siguiente:

- Equipamiento de Salida de Sub Estación Montalvo – Lado 138 kV
 - 02 Seccionadores tripolares
 - 01 Interruptor tripolar en SF6
 - 09 Transformadores de corriente para protección

ALTERNATIVA N° 1

LINEA DE TRANSMISION EN 138 kV
S.E. MONTALVO – S.E. ALTO ZAPATA



UNI FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	LINEA DE SUB TRANSMISION MONTALVO – MOQUEGUA	N° 3.5
		Fecha: Oct. 00
	DIAGRAMA UNIFILAR ALTERNATIVA N° 1	

- 03 Transformadores de corriente para medición
- 03 Transformadores de tensión monofásicos capacitivos, 138/0.11 kV
- 01 Transformador tripolar con cuchilla de puesta a tierra
- 03 Pararrayos de 10 kA
- Equipos de protección
- Equipos de sincronización
- Equipos de medición
- Obras civiles
- Línea de Transmisión en 138 kV
 - Potencia a transmitir : 12 MVA
 - Longitud : 8 km
 - Número de ternas : 1
 - Frecuencia : 60 Hz
 - Estructuras : Metálicas de acero galvanizado, tipo celosía
 - Conductor activo : AAAC, 50 mm²
 - Cable de guarda : Acero EHS, 50 mm²
- Subestación de Llegada Alto Zapata
 - 01 Transformador de potencia trifásico 138/10.5 kV, 15 MVA
 - 01 Seccionador tripolar con cuchilla de puesta a tierra, lado 138 kV
 - 01 Interruptor tripolar en SF₆, lado 138 kV
 - 06 Transformadores de corriente para protección, lado 138 kV

- 03 Transformadores de tensión monofásicos capacitivos, 138/0.11 kV
- Equipos de protección lado 138 kV
- Equipos de medición lado 138 kV
- 01 Interruptor tripolar en volumen de aceite, lado 10.5 kV
- 01 Seccionador tripolar lado 10,5 kV
- Equipos de protección lado 10.5 kV

3.4.2 Alternativa N° 2: Línea de Sub-Transmisión en 66 kV

S.E. Montalvo–S.E. Alto Zapata

En esta alternativa, se plantea el suministro de energía mediante la construcción de una línea de sub-transmisión de 66 kV, simple terna, entre las subestaciones Montalvo y Alto Zapata. En el Diagrama N° 3.7 se muestra el Diagrama Unifilar Alternativa N° 2. El trazo de la línea se muestra en el Diagrama N° 3.6.

El equipamiento comprende la instalación siguiente:

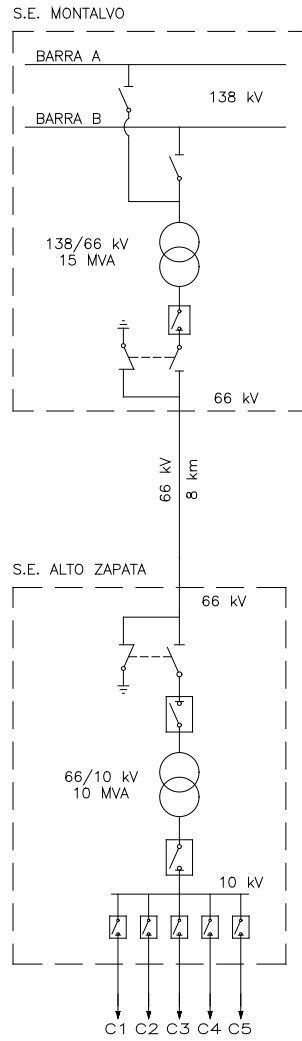
- Sub Estación Salida Montalvo
 - Lado de 138 kV*
 - 02 Seccionadores tripolares
 - 01 Interruptor tripolar en SF6
 - 09 Transformadores de corriente para protección
 - 03 Transformadores de corriente para medición

- 03 Transformadores de tensión monofásicos capacitivos, 138/0.11 kV
- Equipos de protección
- Equipos de sincronización
- Equipos de medición
- 03 Pararrayos, 10 kA
- 01 Transformador de potencia 138/66 kV, 15 MVA

Lado de 66 kV

- 01 Seccionador tripolar
- 01 Interruptor tripolar en SF6
- 06 Transformadores de corriente para protección
- 03 Transformadores de tensión monofásicos
- 01 Seccionador tripolar con cuchilla de puesta a tierra
- Equipos de protección
- 03 Pararrayos
- Línea de Sub-Transmisión en 66 kV
 - Potencia a transmitir : 12 MVA
 - Longitud : 8 km
 - Número de ternas : 1
 - Frecuencia : 60 Hz
 - Estructuras : Metálicas de acero galvanizado.
 - Conductor : AAAC, 50 mm²

ALTERNATIVA N° 2
 LINEA DE TRANSMISION EN 66 kV
 S.E. MONTALVO – S.E. ALTO ZAPATA



UNI FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	LINEA DE SUB TRANSMISION MONTALVO – MOQUEGUA	N° 3.7
		Fecha: Oct. 00
DIAGRAMA UNIFILAR ALTERNATIVA N° 2		

- Sub Estación de Llegada Alto Zapata

En la subestación se encuentra instalado un transformador de 66/10.5 kV, 10 MVA, por lo que no se considera equipamiento adicional.

3.4.3 Alternativa N° 3: Línea de Sub-Transmisión en 10.5 kV

S.E. Montalvo - S.E. Alto Zapata

Debido a que la carga más importante a ser alimentada por el proyecto es la demanda de energía del Distrito de Moquegua y esta se encuentra ubicada entre las subestaciones Montalvo y Alto Zapata, se plantea instalar una subestación de distribución en 10 kV en un punto intermedio de las dos subestaciones como en Pampa San Antonio, mediante la cual se alimente a los circuitos existentes que sirven al Distrito de Moquegua.

Esto también significa que para el año final del proyecto, año 2020 en el que se transmitirá 12 MW en 10 kV, la línea conducirá 770 amperios a un factor de potencia 0.9.

En la determinación de las características estructurales de la línea, influye de forma significativa el material del conductor. Para ello se comparó conductores de cobre con conductores de aleación de aluminio bajo los siguientes criterios:

- Costo y disponibilidad en el mercado.
- Incidencia en el costo de la línea.
- Secciones equivalentes de los conductores.

Los precios por metro utilizados para efectos de comparación son:

- Aleación de aluminio : 120 mm², \$/m:1.62
- Cobre temple duro : 70 mm², \$/m: 1.47

Debido a estos criterios, resulta conveniente el uso del conductor de cobre por que representa un ahorro de 3.3 % con respecto al uso del conductor de aluminio. En toda la extensión de la línea se utilizarán conductores de cobre de 70 mm² con soportes típicos de concreto armado centrifugado de 13 m.

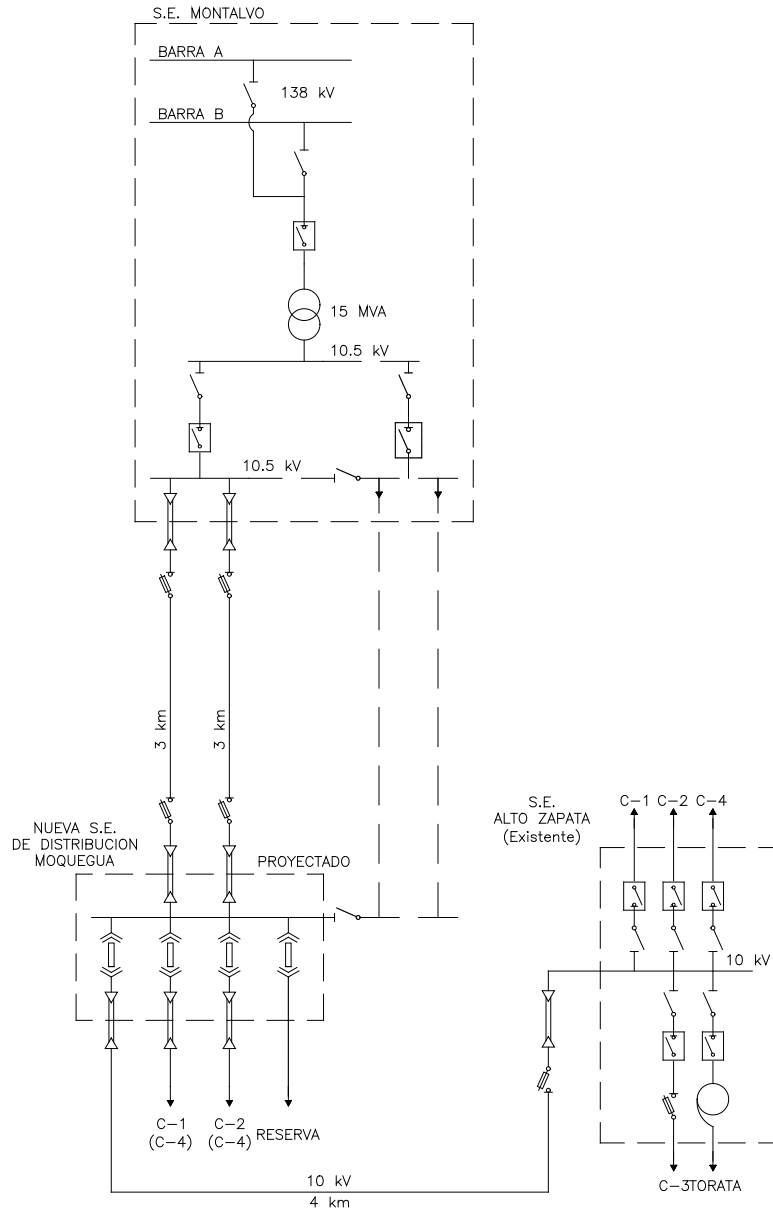
Dado que la sección máxima del conductor de cobre que admite el CNE en la Tabla 2-X del Tomo IV, es de 70 mm², con una capacidad de corriente admisible de 5 amperios/mm², lo que equivale una capacidad máxima de conducción de 350 amperios por conductor; significará que la línea de sub transmisión deberá estar constituida por dos o más ternas.

Según estas condiciones, se plantea construir la línea con cuatro ternas, en dos etapas. En una primera etapa la línea suministrara 6 MW de potencia mediante una estructura de doble terna, y en una segunda etapa la línea suministrara 12 MW con la implementación de una segunda estructura de doble terna a instalarse en el tramo Montalvo-Pampa San Antonio.

De acuerdo a este planteamiento, los elementos principales de la instalación consistirán en un transformador reductor de 138/10.5 kV, 15 MVA ubicado en la S.E. Montalvo, una línea de subtransmisión en 10.5 kV y una nueva Sub Estación de Distribución en Moquegua, ubicada en Pampas San Antonio.

ALTERNATIVA N° 3

LINEA DE TRANSMISION EN 10.5 kV
S.E. MONTALVO – S.E. ALTO ZAPATA



<p>UNI FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA</p>	<p>LINEA DE SUB TRANSMISION MONTALVO – MOQUEGUA</p>	<p>N° 3.8</p>
		<p>Fecha: Oct. 00</p>
	<p>DIAGRAMA UNIFILAR ALTERNATIVA N° 3</p>	

En cuanto a la agrupación de cargas, la nueva S.E. de Distribución en Pampas San Antonio alimentará las cargas de los circuitos actuales C1, C2 y C4 (Moquegua, Pampas San Antonio) y de la S.E. Alto Zapata alimentará a los circuitos C3 (Samegua) y C5 (Torata).

En Diagrama N° 3.8 muestra el Diagrama Unifilar Alternativa N° 3. El trazo de la línea se muestra en el Diagrama N° 3.9.

El equipamiento principal de la línea en 10.5 kV comprende la instalación siguiente:

- Sub Estación Salida Montalvo

Lado 138 kV

- 02 Seccionador tripolar
- 01 Interruptor tripolar en SF6
- 09 Transformadores de corriente para protección
- 03 Transformadores de corriente para medición
- 03 Transformadores de tensión monofásicos capacitivos, 138/0.11 kV
- Equipos de protección
- Equipos de sincronización
- Equipos de medición
- 01 Transformador de potencia 138/10.5 kV, 15 MVA

Lado 10.5 kV

- 01 Interruptor extraíble

- 06 Transformadores de corriente para protección
- Equipos de protección
- Línea de Sub-Transmisión en 10.5 kV
 - Tramo 1: S.E. Montalvo – Nueva S.E. Distribución*
 - Potencia a transmitir : 15 MVA
 - Longitud : 3 km
 - Número de ternas: : 4
 - Primera Etapa : 2
 - Segunda Etapa : 2
 - Frecuencia : 60 Hz
 - Estructura : Postes de c.a.c.
 - Conductor : 70 mm², Cu
- Nueva Sub Estación de Distribución Pampa San Antonio
 - Ubicación : Pampa San Antonio
 - Área proyectada : 1200 m²
 - Área equipamiento 1ra Etapa: 300 m²
 - Tres celdas de salida equipadas para 3.75 MVA cada uno
 - Una celda de reserva
- Línea de Enlace 10.5 kV
 - Tramo 2: Nueva S.E. Distribución – S.E. Alto Zapata*
 - Potencia a transmitir : 2.5 MVA
 - Longitud : 4 km
 - Número de terna : 1
 - Frecuencia : 60 Hz

- Estructura : Postes de c.a.c.
- Conductor : 70 mm², Cu

3.5 ESTIMACIÓN ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS

Los costos de inversión de las tres alternativas consideradas, incluyen suministro de equipos y materiales, transporte, montaje, puesta en servicio seguros y el impuesto general a las ventas 18 %. La evaluación de realizo en Octubre del 2,000, con tipo de cambio igual a S/. 3.5/US \$.

ALTERNATIVA N° 1

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 KV MONTALVO-ALTO ZAPATA

<i>Item</i>	<i>Descripción</i>	<i>Total US &</i>
1	Equipamiento salida S.E. Montalvo	513,370.00
2	Línea de Transmisión 138 kV, 8 km	552,603.00
3	S.E. llegada Alto Zapata	662,567.00
	Total Gastos Directos	1'728,540.00
	Gasto Generales, (25 %)	432,135.00
	Total sin impuestos	2'160,675.00
	IGV (18 %)	388,921.50
	Total	2'549,596.50

ALTERNATIVA N° 2

LÍNEA DE SUB-TRANSMISIÓN 66 KV MONTALVO-ALTO ZAPATA

<i>Item</i>	<i>Descripción</i>	<i>Total US &</i>
1	S.E. salida Montalvo 138/66 kV, 15 MVA	1'138,194.00
2	Línea de Sub-Transmisión 66 kV, 8 km	328,680.00
3	Acondicionamiento S.E. Alto Zapata	15,500.00
	Total Gastos Directos	1'482,374.00
	Gasto Generales, (25 %)	370,593.50
	Total sin impuesto	1'852,967.50
	IGV (18 %)	333,534.15
	Total	2'186,501.65

ALTERNATIVA N° 3

LÍNEA DE SUB-TRANSMISIÓN 10.5 KV MONTALVO-ALTO ZAPATA

<i>Item</i>	<i>Descripción</i>	<i>Total US &</i>
1	S.E. salida Montalvo 138/10.5 kV, 25 MVA	844,712.00
2	Línea de Sub-Transmisión 10.5 kV, tramo 1	99,390.00
3	Nueva S.E. Distribución (San Antonio)	217,900.00
4	Línea de Sub-Transmisión 10.5 kV, tramo 2	52,168.00
5	Acondicionamiento S.E. Alto Zapata	15,500.00
	Gasto Directos	1'229,670.00
	Gasto Generales, (25 %)	307,417.50
	Total sin impuesto	1'537,087.50
	IGV (18 %)	276,675.75
	Total	1'813,763.25

3.6 COMPARACION TECNICA ECONOMICA DE ALTERNATIVAS

Para la comparación técnica económica de las alternativas, se han considerado los siguientes criterios de evaluación:

- **Criterios de Operación Normal:**
Las variaciones de tensión en barras con carga no deben sobrepasar el rango comprendido entre el $\pm 5\%$ de la tensión nominal.
- **Criterio de Potencia Disponible y Reserva**
El proyecto formara parte del Sistema Interconectado Nacional (SINAC), por lo que contara con potencia disponible para atender la Máxima Demanda en cualquier periodo del año.
- **Criterio de Menor Costo de Inversión**
Desde el punto de vista técnico, las tres alternativas planteadas presentan ventajas similares. Sin embargo la alternativa N° 3 presenta mejores ventajas de seguridad y confiabilidad. Desde el punto de vista económico, la alternativa N° 3 es la que presenta menores costos de inversión.

Por tanto, basándose en los criterios de evaluación asumidos, se concluye que la alternativa más conveniente para el suministro eléctrico de Moquegua y zonas de expansión es la alternativa N° 3.

CAPITULO 4

DISEÑO DE LA LÍNEA DE SUB-TRANSMISIÓN

MONTALVO MOQUEGUA

La evaluación técnica económica de las alternativas, nos indica que es conveniente alimentar al Sistema Eléctrico de Moquegua a través de una línea en 10 kV. La construcción de la línea se realizara en dos etapas y estará formada por dos tramos. En la primera etapa se instalará en el primer tramo una línea de doble terna desde la Subestación Montalvo hasta la S.E. en Pampa San Antonio y en el segundo tramo de línea en simple terna desde la S.E. de Pampa San Antonio hasta la Subestación en Alto Zapata; la capacidad de la línea en esta etapa será de 6 MW. En una segunda etapa posterior se añadirá dos ternas al tramo S.E. Montalvo–S.E. Pampa San Antonio para completar la capacidad de la línea en 12 MW.

4.1 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LA LÍNEA

La Línea de Subtransmision en 10 kV Montalvo-Moquegua se subdivide en dos tramos. El primer tramo comprende desde la Subestación Montalvo hasta el patio de llaves que se instalará en Pampa San Antonio. El segundo tramo de la línea comprende desde el patio de llaves de Pampa San Antonio hasta la Subestación Alto Zapata.

Las principales características de la línea en su primera etapa son:

- Tramo N° 1 : S.E. Montalvo–Patio de Llaves Pampa San Antonio
 - Tensión : 10 kV
 - N° de Ternas : 02
 - Disposición de conductores : Vertical
 - Longitud : 3 km
 - Frecuencia : 60 Hz
 - Conductor : Cobre desnudo de 70 mm²
 - Estructuras : Postes de Concreto de 13 m.
 - Aisladores : Tipo Pin 56.2 y cadena 52.3

- Tramo N° 2 : Patio de Llaves Pampa San Antonio–S.E. Alto Zapata
 - Tensión : 10 kV
 - N° de Ternas : 01
 - Disposición de conductores : Vertical
 - Longitud : 4 km
 - Frecuencia : 60 Hz
 - Conductor : Cobre desnudo de 70 mm²
 - Estructuras : Postes de Concreto de 13 m.
 - Aisladores : Tipo Pin 56.2 y cadena 52.3

4.2 TRAZO DE LA LÍNEA

El trazo de la línea se ha determinado considerando su accesibilidad, evitando ángulos pronunciados a lo largo de su recorrido, minimizando el número de cruces con líneas existentes de 10 kV y respetando las distancias mínimas de seguridad.

La trayectoria de la línea describe la siguiente ruta: S.E. Montalvo - Carretera Binacional Ilo-Desaguadero – Av. Carlos Mariategui - Patio de Llaves en Pampa San Antonio – Av. San Antonio de Korte – Av. Marino Urquieta - Calle Siglo - S.E. Alto Zapata.

4.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES

4.3.1 Conductor

El conductor utilizado será de cobre desnudo de 70 mm² de sección en los dos tramos del proyecto.

4.3.2 Postes y Crucetas

Los postes serán de concreto armado centrifugado de 13 m de longitud, de 300 y 400 kg de esfuerzo en la punta, fabricados según la Norma ITINTEC N° 339.027-ET-35-36.

En el tramo Montalvo-San Antonio se utilizarán crucetas de concreto vibrado simétricas de 2.0 m de longitud nominal, las cuales irán montadas a los postes de 13 m. En el tramo San Antonio-S.E. Alto Zapata se utilizará ménsulas de concreto vibrado de 0.80 m de longitud.

4.3.3 Aislamiento

Se utilizarán aisladores tipo pin y suspensión de porcelana vidriada color marrón. Los aisladores tipo pin se instalarán en estructuras de alineación y en ángulos de desvío topográfico moderado, mientras que los aisladores tipo suspensión se instalarán en estructuras terminales, ángulos de desvío importantes y retención.

4.3.4 Ferretería y Retenidas

Todos los elementos de fierro y acero, como pernos, abrazaderas y accesorios de aisladores, serán galvanizados en caliente a fin de ser protegidos contra la corrosión. Las características mecánicas de estos elementos deberán admitir las cargas de trabajo.

Las retenidas y anclajes se instalarán en estructuras de ángulo, terminales y retención. Se utilizará cable de acero de ½" de diámetro.

4.3.5 Puestas a Tierra

Todas las estructuras de la línea serán puestas a tierra (PAT). La PAT estará compuesta por conductor de cobre desnudo temple blando de 25 mm² de sección, varilla de cobre de 16 mm de diámetro por 2.4 m de longitud y conector varilla–cable de bronce.

4.4 CONDICIONES DE DISEÑO

4.4.1 Datos de Cálculo

- Tensión de línea : 10 kV
- Altitud : 1,400 m.s.n.m
- Frecuencia : 60 Hz.
- Factor de potencia : 0.9
- Sistema : Trifásico
- Conductor : Cobre desnudo, temple duro
 - Sección nominal (mm²) : 70
 - Nº de hilos del conductor : 19
 - Diámetro exterior : 10.75 mm
 - Masa del conductor : 0.624 kg/m
 - Carga mínima de rotura : 3101 kg
 - Módulo de elasticidad final : 12650 kg/mm²
 - Coeficiente de dilatación térmica : $1.7 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
 - Coeficiente térmico de Resistencia (20 °C) : 0.00382 °C⁻¹
 - Resistencia eléctrica en c.c. : 0.273 Ohm/km a 20 °C
 - Montaje : Vertical trifásico
 - Distancia entre fases : 0.9 m
- Caída de tensión permisible : 5%

4.4.2 Consideraciones de Cálculo

- Cargas permanentes. Se consideran las cargas verticales debidas a los pesos

del poste, crucetas, conductores, aisladores y accesorios.

- Presión debida al viento. La presión del viento se calcula con:

$$P = K.V^2 \quad (4.1)$$

donde:

P = Presión del viento en kg/m^2 .

$K = 0.0042$, coeficiente para superficies cilíndricas.

$V = 90 \text{ km/h}$, velocidad del viento

- No se considera sobrecarga motivada por el hielo, porque la instalación se encuentra a menos de 3,000 m.s.n.m.
- El CNE especifica un factor de seguridad igual a 2 para dimensionar Postes de Concreto, Cables de Retenidas y Accesorios de Ferretería.

4.5 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

4.5.1 Distancias de Seguridad

Distancia entre conductores

La separación mínima a la mitad del vano para conductores de sección mayor a 35 mm² esta dada por:

$$D = 0.0076(U_N)F_H + 0.37\sqrt{f} \geq 0.40 \text{ m} \quad (4.2)$$

donde:

U_N = Tensión nominal de la línea, 10 kV

F_H = Factor de altitud

$$F_H = 1 + 1.25(H - 1,000) \times 10^{-4}, \quad H \geq 1,000 \text{ m}$$

$$H = 1,400 \text{ m}$$

$$F_H = 1.05$$

$$f = \text{Flecha máxima, } 2.25 \text{ m}$$

$$D = 0.64 \text{ m}$$

Distancia entre conductores y la estructura soportadora

La separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y sus estructuras soportadoras no será inferior a

$$D = 0.1 + U_N / 150, \quad D \geq 0.20 \text{ m} \quad (4.3)$$

donde:

U_N = Tensión nominal de la línea, 10 kV

$$D = 0.20 \text{ m}$$

Distancia a la superficie del terreno

Distancia mínima de los conductores a la superficie del terreno:

$$\text{Al cruce} \quad = 7 \text{ m}$$

$$\text{A lo largo} \quad = 6 \text{ m}$$

4.5.2 Cálculo de Parámetros Eléctricos

4.5.2.1 *Resistencia Eléctrica del Conductor*

$$R_{40^\circ\text{C}} = R_{20^\circ\text{C}} [1 + \alpha(T_2 - T_1)] \quad (4.4)$$

donde :

$R_{40^{\circ}\text{C}}$ = Resistencia del conductor a 40°C .

$R_{20^{\circ}\text{C}}$ = Resistencia del conductor a 20°C .

α = Coeficiente de corrección de temperatura $^{\circ}\text{C}^{-1}$: 0.00382

T_2 = Temperatura de trabajo del conductor en $^{\circ}\text{C}$.

T_1 = Temperatura inicial en $^{\circ}\text{C}$.

Fase simple:

$$R_{40^{\circ}\text{C}} = 0.277[1+0.0038(40-20)] = 0.2981 \text{ } \Omega/\text{km} \quad (4.5)$$

Fase dúplex:

$$R_{40^{\circ}\text{C}} = \frac{1}{2} [0.277[1+0.0038(40-20)]] = 0.1491 \text{ } \Omega/\text{km} \quad (4.6)$$

4.5.2.2 Reactancia Inductiva

Fase simple:

$$X = 377[0.5 + 4.6 \log\left(\frac{\text{DMG}}{\text{RMG}}\right)]10^{-4} \text{ } \Omega/\text{km} = 0.4223 \text{ } \Omega/\text{km} \quad (4.7)$$

Fase dúplex:

$$X = 377[0.25 + 4.6 \log\left(\frac{\text{DMG}}{\text{RMG}}\right)]10^{-4} \text{ } \Omega/\text{km} = 0.2219 \text{ } \Omega/\text{km} \quad (4.8)$$

donde :

DMG = Distancia media geométrica

RMG = Radio medio geométrico

Distancia media geométrica***Fases simples:***

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ab} \cdot d_{ac} \cdot d_{bc}} \quad (4.9)$$

$$DMG = \sqrt[3]{(0.9)(1.8)(0.9)}$$

$$DMG = 1.134 \text{ m}$$

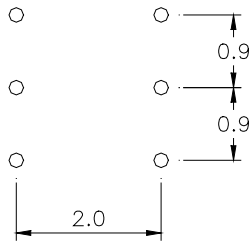
Fases dúplex:

$$DMG = \sqrt[3]{DMG_{AB} \cdot DMG_{AC} \cdot DMG_{BC}} \quad (4.10)$$

$$DMG_{AB} = \sqrt[4]{d_{ab} \cdot d_{ab'} \cdot d_{a'b} \cdot d_{a'b'}} \quad (4.11)$$

$$DMG_{AB} = \sqrt[4]{(0.9)(2.6907)(2.6907)(0.9)} = 1.4049 \text{ m}$$

$$DMG_{AC} = \sqrt[4]{d_{ac} \cdot d_{ac'} \cdot d_{a'c} \cdot d_{a'c'}} \quad (4.12)$$



$$DMG_{AC} = \sqrt[4]{(1.8)(2.6907)(2.6907)(0.9)} = 2.2008 \text{ m}$$

$$DMG_{BC} = DMG_{AB} = 1.4049 \text{ m}$$

$$DMG = \sqrt[3]{(1.4049)(2.2008)(1.4049)} = 1.6317 \text{ m}$$

Radio medio geométrico***Fases simples:***

$$RMG = 5.375 \times 10^{-3} \text{ m} \quad (4.13)$$

Fases dúplex:

$$\text{RMG} = \sqrt[4]{r_{a1} \cdot d_{a1.a2} \cdot r_{a2.a1} \cdot d_{a2.a1}} \quad (4.14)$$

$$\text{RMG} = \sqrt[4]{(5.375^{-3})(2)(5.375^{-3})(2)} = 0.09716 \text{ m}$$

4.5.2.3 Impedancia de la Línea

Fase simple:

$$z_L = R_L + j X_L \quad (4.15)$$

$$z_L = (0.2981 + j 0.4223) \Omega/\text{km} = 0.5169 \angle 54.78^\circ \Omega/\text{km}$$

Fase dúplex:

$$z_L = R_L + j X_L \quad (4.16)$$

$$z_L = (0.1491 + j 0.2219) \Omega/\text{km} = 0.2673 \angle 56.10^\circ \Omega/\text{km}$$

4.5.3 Caída de Tensión

Para el cálculo de la caída de tensión, se ha considerado como límite, 5% de la tensión nominal de 10.0 kV. Se han utilizado las siguientes relaciones:

$$\bar{V} = \bar{V}_0 + \bar{Z} \bar{I}_0 \quad (4.17)$$

$$\bar{I} = \bar{I}_0 \quad (4.18)$$

$$\bar{S} = 3 \bar{V} \bar{Z}^* \quad (4.19)$$

$$\bar{S}_0 = 3 \bar{V}_0 \bar{Z}_0^* \quad (4.20)$$

$$\bar{Z} = z_L L \quad (4.21)$$

donde, \bar{V} e \bar{I} son tensión de fase y corriente en el origen; \bar{V}_0 e \bar{I}_0 son tensión de fase y corriente en la recepción; \bar{S} e \bar{S}_0 son potencias de envío y

recepción; \bar{Z} impedancia de la línea; L longitud de la línea.

Datos en el tramo Montalvo-Pampa San Antonio:

$$\bar{V} = 10.5 \angle 0^\circ \text{ kV}$$

$$P_0 = 3,000 \text{ kW} , \text{ potencia activa en la recepción}$$

$$\text{Cos } \theta_0 = 0.9, \text{ factor de potencia en la recepción sin regulación}$$

$$\text{Cos } \theta_0 = 0.97, \text{ factor de potencia en la recepción con regulación}$$

$$\bar{Z} = 0.2673 \angle 56.10^\circ \Omega / \text{km} \cdot 3 \text{ km} = 0.8019 \angle 56.10^\circ \Omega$$

Datos en el tramo San Antonio-Alto Zapata:

$$\bar{V} = 10.04 \angle 0^\circ \text{ kV} , \text{ sin regulación}$$

$$\bar{V} = 10.13 \angle 0^\circ \text{ kV} , \text{ con regulación}$$

$$P_0 = 3,000 \text{ kW} , \text{ potencia activa en la recepción}$$

$$\text{Cos } \theta_0 = 0.9, \text{ factor de potencia en la recepción sin regulación}$$

$$\text{Cos } \theta_0 = 0.98, \text{ factor de potencia en la recepción con regulación}$$

$$\bar{Z} = 0.5169 \angle 54.78^\circ \Omega / \text{km} \cdot 4 \text{ km} = 2.0676 \angle 54.78^\circ \Omega$$

Con la finalidad de regular las tensiones y de reducir las pérdidas de potencia y energía, se ha considerado el empleo de bancos de condensadores. Un banco de 1,500 kVAR, para la transmisión de 6 MW será colocado en Pampa San Antonio, y otro banco de 900 kVAR, para la transmisión de 3 MW, será colocado en la S.E. Alto Zapata.

Los resultados de los cálculos se muestran en los Cuadros N° 4.1-A, N° 4.1-B, N° 4.2-A y en el Cuadro N° 4.2-B.

4.5.4 Tensión Crítica Disruptiva

Para el calculo de la tensión critica disruptiva se emplea la formula de Peek:

$$U_c = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \sqrt{3} m_c \delta m_t r \ln\left(\frac{D}{r}\right) \quad (4.22)$$

donde:

U_c = Tensión critica disruptiva de línea, tensión eficaz en kV.

m_c = Coeficiente de rugosidad del conductor, 0.85 para cables.

m_t = Coeficiente meteorológico, 0.8 para tiempo húmedo.

r = Radio del conductor, cm.

D = Distancia media geométrica entre fases, cm.

$$\delta = \text{Densidad del aire} = \delta = \frac{3,921h}{273+\theta} = 0.806$$

donde:

h = Presión barométrica en cm de columna de mercurio = 63.8 m

$$\log h = \log 76 - \frac{Y}{18,336}, \text{ Formula de Halley}$$

Y = Altitud, 1,400 m

θ = Temperatura correspondiente a la altitud considerada, = 40 °C.

$$U_c = \frac{29.8}{\sqrt{2}} \sqrt{3} 0.85 0.81 0.8 0.5375 \ln\left(\frac{163.17}{0.5375}\right) = 61.76 \text{ kV}$$

La tensión máxima de la línea no superara la tensión disruptiva, por lo que no se producirán pérdidas de energía.

4.5.5 Perdidas de Potencia y Energía

Las pérdidas de potencia son calculadas por:

$$\bar{S} - \bar{S}_0 \quad (4.23)$$

Las pérdidas anuales de energía son calculadas mediante:

$$\text{Pérdida de Energía} = \text{Pérdida de Potencia} \cdot 8,760 \text{ h} \cdot f_p \quad (4.24)$$

Donde f_p es el factor de pérdidas de energía, el cual es determinado por la relación empírica: $f_p = 0.3 f_c + 0.7 f_c^2$, en el que f_c representa el factor de carga de potencia; siendo f_c igual a 0.43 para potencia activa, e igual a 0.60 para potencia reactiva.

Los resultados de los cálculos se muestran en los Cuadros N° 4.1-A, N° 4.1-B, N° 4.2-A y en el Cuadro N° 4.2-B.

CUADRO N° 4.1-A

CALCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN Y PERDIDAS

TRAMO S.E. MONTALVO- PAMPA SAN ANTONIO

DATOS DE BARRA								
BARRA	TENSIÓN BARRA		ANGULO GRADOS	CARGA		GENERACIÓN		
	P.U.	KV		kW	kVAR	kW	kVAR	kVAR
S.E. MONTALVO	1.000	10.5	0.00	0	0	6.167	1.752	
SAN ANTONIO	0.965	10.13	-1.79	6.000	2.906	0	0	1.402
TOTAL SISTEMA				6.000	2.906	6.167	1.752	1.402
REPORTAJE DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA Factor de Carga Activa (p.u.) = 0.43 Factor de Pedidas = $0.3 (0.43) + 0.7 (0.43)^2 = 0.2584$ Factor de Carga Reactivo (p.u.) = 0.60 Factor de Perdidas = $0.3 (0.60) + 0.7 (0.60)^2 = 0.432$ Periodo = 8760 horas								
POTENCIA				ENERGÍA ANUAL				
ACTIVA		REACTIVA						
KW	%	KVA.	%	MWh	%	MVARh	%	
167	2.70	248	14.20	378.1	1.60	938.5	10.2	

CUADRO N° 4.1-B

CALCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN Y PERDIDAS
TRAMO S.E. MONTALVO- PAMPA SAN ANTONIO

DATOS DE BARRA								
BARRA	TENSIÓN BARRA		ANGULO GRADOS	CARGA		GENERACIÓN		
	P.U.	KV		kW	kVAR	kW	kVAR	kVAR
S.E. MONTALVO	1.000	10.5	0.00	0	0	6.197	3.200	
SAN ANTONIO	0.956	10.04	-1.465	6.000	2.906	0	0	0
TOTAL SISTEMA				6.000	2.906	6.197	3.200	0
<p>REPORTAJE DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA</p> <p style="text-align: center;">Factor de Carga Activa (p.u.) = 0.43</p> <p style="text-align: center;">Factor de Pedidas = $0.3 (0.43) + 0.7 (0.43)^2 = 0.2584$</p> <p style="text-align: center;">Factor de Carga Reactivo (p.u.) = 0.60</p> <p style="text-align: center;">Factor de Perdidas = $0.3 (0.60) + 0.7 (0.60)^2 = 0.432$</p> <p style="text-align: center;">Periodo = 8760 horas</p>								
POTENCIA				ENERGÍA ANUAL				
ACTIVA		REACTIVA						
KW	%	KVA.	%	MWh	%	MVARh	%	
197	3.18	294	9.19	445.98	1.91	1,112.6	6.62	

CUADRO N° 4.2-A

**CALCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN Y PERDIDAS
TRAMO PAMPA SAN ANTONIO-S.E. ALTO ZAPATA**

DATOS DE BARRA								
BARRA	TENSIÓN BARRA		ANGULO GRADOS	CARGA		GENERACIÓN		
	P.U.	KV		kW	kVAR	kW	kVAR	kVAR
PAMPA SAN ANTONIO	0.965	10.13	0.00	0	0	3.120	779	
S.E. ALTO ZAPATA	0.919	9.65	-2.55	3.000	1.452	0	0	843
TOTAL SISTEMA				3.000	1.452	3.120	779	843
REPORTAJE DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA								
<p>Factor de Carga Activa (p.u.) = 0.43</p> <p>Factor de Pedidas = $0.3 (0.43) + 0.7 (0.43)^2 = 0.2584$</p> <p>Factor de Carga Reactivo (p.u.) = 0.60</p> <p>Factor de Perdidas = $0.3 (0.60) + 0.7 (0.60)^2 = 0.432$</p> <p>Periodo = 8760 horas</p>								
POTENCIA				ENERGÍA ANUAL				
ACTIVA		REACTIVA						
KW	%	KVA.	%	MWh	%	MVARh	%	
120	3.85	170	21.8	271.7	2.31	643.3	15.71	

CUADRO N° 4.2-B

CALCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN Y PERDIDAS
TRAMO PAMPA SAN ANTONIO-S.E. ALTO ZAPATA

DATOS DE BARRA								
BARRA	TENSIÓN BARRA		ANGULO GRADOS	CARGA		GENERACIÓN		
	P.U.	KV		kW	kVAR	kW	kVAR	kVAR
PAMPA SAN ANTONIO	0.956	10.04	0.00	0	0	3.150	1.666	
S.E. ALTO ZAPATA	0.894	9.39	-2.03	3.000	1.452	0	0	0
TOTAL SISTEMA				3.000	1.452	3.150	1.666	0
<p>REPORTAJE DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA</p> <p>Factor de Carga Activa (p.u.) = 0.43</p> <p>Factor de Pedidas = $0.3 (0.43) + 0.7 (0.43)^2 = 0.2584$</p> <p>Factor de Carga Reactivo (p.u.) = 0.60</p> <p>Factor de Perdidas = $0.3 (0.60) + 0.7 (0.60)^2 = 0.432$</p> <p>Periodo = 8760 horas</p>								
POTENCIA				ENERGÍA ANUAL				
ACTIVA		REACTIVA						
KW	%	KVA.	%	MWh	%	MVARh	%	
150	4.76	214	12.84	339.6	2.86	809.8	9.25	

4.5.6 Selección de Aisladores

Según el CNE la tensión disruptiva de un aislador bajo lluvia a 1400 m de altitud en un ambiente con temperatura media inferior a 40°C no debe ser inferior a:

$$U_C = 2.1 (U \cdot F_H + 5) \quad (4.25)$$

donde:

U = Tensión nominal de servicio en kV.

U_C = Tensión disruptivas bajo lluvia a la frecuencia de servicio, kV.

F_H = Factor de altitud = 1.05

$$U_C = 2.1 (10 \times 1.05 + 5) = 32.6 \text{ kV}$$

Según la CEI, el aislamiento para la tensión de 10 kV, deberá soportar bajo lluvia durante un minuto y con una onda de impulso de 1.2/50 μ S, 75 kV cresta de tensión de ensayo al choque, y 28 kV rms de tensión de ensayo a frecuencia industrial.

También el nivel de aislamiento se define a la relación entre la longitud de la línea de fuga de un aislador y la tensión entre líneas de la línea eléctrica. El nivel de aislamiento recomendado para una zona forestal y agrícola es 2 cm/kV. La longitud de la línea de fuga requerida es:

$$L = 2\text{cm/kV} \times 10.5 \text{ kV} = 21 \text{ cm} = 8.3 \text{ pulgadas.} \quad (4.26)$$

De acuerdo estos criterios, las características de los aisladores requeridos son:

<i>Datos de Aisladores</i>	<i>Amarre</i>	<i>Suspensión</i>
Tipo	EEI NEMA 56-2	EEI NEMA 52-3
Material	Porcelana	Porcelana
Longitud de la línea de fuga, mm	432	292
Carga de rotura mecánica, kg	1,364	6,818
Tensión disruptiva en seco, kV	110	80
Tensión disruptiva bajo lluvia, kV	70	50
Tensión disruptiva con onda normalizada de 1/50 μ S	+175, -225	+125, -130
Tensión de perforación, kV	145	110

4.5.7 Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra

La resistencia de dispersión de la puesta a tierra de los postes no será superior a 25 Ohmios; por ello se considera utilizar electrodos con las siguientes características de instalación:

- Tipo de electrodo = Varilla
- Profundidad de enterramiento = 0.20 m
- Instalación de electrodo = Vertical
- Longitud (L) = 2.40 m
- Diámetro de electrodo (a) = 0.0159 m (5/8")

El valor de la resistencia de puesta a tierra para electrodos de este tipo se calcula por:

$$R = \frac{\rho}{2 \pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) \quad (4.27)$$

donde:

ρ = Resistividad del terreno, 100 Ω -m para terrenos arcillosos.

$$R = 11.81 \Omega$$

4.6 CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

4.6.1 Criterios de Cálculo

Los fabricantes recomiendan considerar en la hipótesis de esfuerzos diarios o condición de templado, esfuerzos del conductor entre 10% y 25% del esfuerzo de rotura, por esta razón se ha considerado como esfuerzo de trabajo el 18% del esfuerzo de rotura.

Mediante la hipótesis de esfuerzo máximo se determinan los esfuerzos en las estructuras, y mediante la hipótesis de flecha máxima se define la longitud de los postes.

4.6.2 Hipótesis de Cálculo

De acuerdo al CNE, para el cálculo mecánico de los conductores se deben considerar las siguientes hipótesis de estado:

- Hipótesis I : Condición de Templado
 - Temperatura : 25 °C

- Velocidad de viento : 0 kg/m²
- EDS : 18 %
- Hipótesis IIA : Condición de Máximo Esfuerzo
 - Temperatura : 10 °C
 - Velocidad del viento : 90 km/h
 - Con hielo (mm) : 0
 - Factor de seguridad : 2.5
- Hipótesis IIB : Condición de Máximo Esfuerzo
 - Temperatura : 5 °C
 - Velocidad del viento : 0 km/h
 - Con hielo : 0 mm
 - Factor de seguridad : 2.5
- Hipótesis III : Condición de Flecha Máxima
 - Temperatura : 40 °C
 - Velocidad del viento : 0 km/h

4.6.3 Cálculo de Esfuerzos en el Conductor

Esfuerzo máximo admisible. Según el CNE, para conductores del tipo duro cableado, el esfuerzo de trabajo del conductor no debe ser superior a 16.8 kg/mm².

Esfuerzos en las Hipótesis II y III. Los esfuerzos en las Hipótesis II y III se consideran como esfuerzos finales debido al cambio de estado de las condiciones iniciales determinadas en la condición de templado. Los esfuerzos finales son calculados con la siguiente Ecuación de Cambio de

Estado:

$$\sigma_f^3 - \left[\sigma_i - \frac{d^2 E p_i^2}{24 S^2 \sigma_i^2} - \alpha E (t_f - t_i) \right] \sigma_f^2 = \frac{d^2 E p_f^2}{24 S^2} \quad (4.28)$$

donde:

$\sigma_i =$ Esfuerzo inicial en el conductor en el punto mas bajo, en N/mm².

$\sigma_f =$ Esfuerzo final en el conductor en el punto mas bajo, en N/mm².

D = Vano en m

E = Modulo de elasticidad del conductor, en Kg/mm²

S = Sección del conductor, en mm²

$p_i =$ Carga inicial del conductor, en kg/mm²

$p_f =$ Carga final del conductor, en kg/mm²

$t_i =$ Temperatura inicial, en °C

$t_f =$ Temperatura final, en °C

$\alpha =$ Coeficiente de dilatación (1/°C)

Carga del conductor. La carga del conductor p esta dado por:

$$p = \sqrt{w + P} \quad (4.29)$$

donde:

w = peso propio del conductor igual a 0.624 kg/m

P = presión del viento, en $\text{kg/m} = K V^2 D_e$, siendo:

K = Coeficiente para superficies cilíndricas, igual a 0.0042

V = Velocidad del viento, igual a 90 km/h

D_e = Diámetro exterior del conductor, igual a 0.01075 m

4.6.4 Tiro Máximo

El tiro máximo T en los conductores se produce en los amarres y está dado por la relación:

$$T = T_0 + w f \quad (4.30)$$

4.6.5 Calculo de la Flecha

La flecha está dada por las siguientes relaciones:

$$f = \frac{d^2 p}{8 \sigma S} \quad (4.31)$$

$$f = \frac{d^2 p}{8 T_0} \quad (4.32)$$

$$f_2 = \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^2 f_1 \quad (4.33)$$

donde:

f = Flecha, en m

S = Sección, en mm^2

d_1 = Vano de regulación, en m

d_2 = Vano cualquiera, en m

f_1 = Flecha para el vano de regulación, en m

f_2 = Flecha para el vano cualquiera, en m

p = Carga en el conductor, en kg/m

σ = Esfuerzo del conductor, en Kg/mm²

T_0 = Tensión en el conductor en el punto de flecha máxima, en kg

4.6.5.1 *Cálculo del Vano Básico*

Para determinar el valor de la componente horizontal del esfuerzo que sea común a todos los vanos de un tramo, se hace uso de un vano ficticio denominado Vano Básico, que para apoyos al mismo nivel es determinado por:

$$d = \sqrt{\frac{\sum d_i^3}{\sum d_i}} \quad (4.34)$$

En nuestro caso:

$$d = \sqrt{\frac{20^3 + 30^3 + \dots + 110^3 + 120^3}{20 + 30 + \dots + 110 + 120}} = 88.9 \text{ m}$$

Se asume como vano básico a $d = 90$ m

4.6.5.2 *Regulación*

En los Cuadros N° 4.3-A y N° 4.3-B se muestran los valores de las flechas de templado para la Hipótesis I y las flechas máximas para la hipótesis III. El

Gráfico N° 4.1 muestra las curvas de templado para diferentes temperaturas.

4.6.6 Replanteo de Apoyos

El replanteo de apoyos, se efectúa con el empleo de la Plantilla de Distribución de Apoyos. La plantilla contiene el dibujo de la curva de flechas máximas con el objeto de comprobar sobre el dibujo del perfil del terreno, que la distancia entre los conductores y el terreno no debe ser menor que la distancia de seguridad establecida por las normas.

La curva de flechas máximas es una catenaria que tiene por ecuación:

$$y = \frac{\sigma S}{p} \left[\text{Ch} \left(\frac{x}{\sigma S/p} \right) - 1 \right] \quad (4.35)$$

donde:

y = Catenaria máxima

x = Abscisa o semi-vano

σS = Tiro del conductor en la Hipótesis III, igual a 475.7 kg

p = Carga en el conductor, igual a 0.624 kg/m

CUADRO N° 4.3-A
CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES

Conductor:	Cu-70	Diámetro exterior (mm):	1,075E-02
Sección (mm ²):	70,0	Módulo de elasticidad (kg/mm ²):	12650
Peso Unitario (kg/m):	0,624	Coefficiente de dilatación térmica (17°C):	1,70E-05
Tiro de Rotura (kg):	3101,0	Resistencia eléctrica en cc a 20°C (Ohm/km):	0,273
EDS (% Truoptura):	18,0		

		Vel viento (km/hr)	Presión V. (kg/m ²)	Temp. °C	Wi (kg/m)	t1 (kg/m ²)
Hipotesis I	Templado	0,0	0,0	25	0,624	7,974
Hipotesis IIA	Máximo Esfuerzo c/v	90,0	34,0	10	0,723	
Hipotesis IIB	Máximo Esfuerzo s/v	0,0	0,0	5	0,624	
Hipotesis III	Flecha Máxima	0,0	0,0	40	0,624	

Vano [m]	Desnivel [m]	Temp. (°C)	Hip. I 25°C	Hip. IIA	Hip. IIB	Hip. III	HIP. I 10°C	HIP. I 20°C	HIP. I 30°C	HIP. I 40°C
20	0	Flecha (m)	0,06	0,05	0,04	0,09	0,04	0,05	0,06	0,09
		Tiro T ₀ (kg)	558,2	778,3	848,8	358,6	775,1	629,5	488,5	358,6
		Tiro Max. (kg)	558,2	778,3	848,8	358,7	775,1	629,5	488,5	358,7
30	0	Flecha (m)	0,13	0,11	0,08	0,18	0,09	0,11	0,14	0,18
		Tiro T ₀ (kg)	558,2	771,7	836,2	380,3	764,6	625,0	494,3	380,3
		Tiro Max. (kg)	558,3	771,8	836,3	380,4	764,7	625,1	494,4	380,4
40	0	Flecha (m)	0,22	0,19	0,15	0,31	0,17	0,20	0,25	0,31
		Tiro T ₀ (kg)	558,2	763,2	819,7	401,3	751,0	619,6	500,8	401,3
		Tiro Max. (kg)	558,3	763,3	819,8	401,5	751,1	619,7	501,0	401,5

**CUADRO N° 4.3-B
CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES**

Vano [m]	Desnivel [m]	Temp. (°C)	Hip. I 25°C	Hip. IIA	Hip. IIB	Hip. III	HIP. I 10°C	HIP. I 20°C	HIP. I 30°C	HIP. I 40°C
50	0	Flecha (m)	0,35	0,30	0,24	0,46	0,27	0,32	0,38	0,46
		Tiro T ₀ (kg)	558,2	753,7	800,1	420,4	735,2	613,6	507,2	420,4
		Tiro Max. (kg)	558,4	753,9	800,3	420,7	735,4	613,8	507,5	420,7
60	0	Flecha (m)	0,50	0,44	0,36	0,64	0,39	0,46	0,55	0,64
		Tiro T ₀ (kg)	558,2	743,6	778,6	437,1	718,2	607,6	513,2	437,1
		Tiro Max. (kg)	558,5	743,9	778,8	437,5	718,4	607,9	513,5	437,5
70	0	Flecha (m)	0,68	0,60	0,51	0,85	0,55	0,64	0,74	0,85
		Tiro T ₀ (kg)	558,2	733,7	756,4	451,6	701,2	601,8	518,7	451,6
		Tiro Max. (kg)	558,6	734,1	756,7	452,1	701,5	602,2	519,2	452,1
80	0	Flecha (m)	0,89	0,80	0,68	1,08	0,73	0,84	0,95	1,08
		Tiro T ₀ (kg)	558,2	724,3	734,5	464,1	684,9	596,6	523,4	464,1
		Tiro Max. (kg)	558,7	724,8	734,9	464,8	685,4	597,1	524,0	464,8
90	0	Flecha (m)	1,13	1,02	0,88	1,33	0,94	1,07	1,20	1,33
		Tiro T ₀ (kg)	558,2	715,7	714,0	474,9	669,8	592,0	527,5	474,9
		Tiro Max. (kg)	558,9	716,3	714,6	475,7	670,4	592,7	528,2	475,7
100	0	Flecha (m)	1,40	1,28	1,12	1,61	1,19	1,33	1,47	1,61
		Tiro T ₀ (kg)	558,2	708,0	695,3	484,2	656,4	587,9	531,1	484,2
		Tiro Max. (kg)	559,1	708,8	696,0	485,2	657,1	588,7	532,0	485,2
110	0	Flecha (m)	1,69	1,56	1,39	1,92	1,46	1,61	1,77	1,92
		Tiro T ₀ (kg)	558,2	701,1	678,7	492,1	644,5	584,4	534,2	492,1
		Tiro Max. (kg)	559,2	702,1	679,6	493,3	645,4	585,4	535,3	493,3
120	0	Flecha (m)	2,01	1,98	1,69	2,25	1,77	1,93	2,09	2,25
		Tiro T ₀ (kg)	558,2	658,5	664,2	499,0	634,3	581,4	536,8	499,0
		Tiro Max. (kg)	559,4	659,7	665,3	500,4	635,4	582,6	538,1	500,4

siendo para nuestro caso:
$$y = 762.34 \left[\text{Ch} \left(\frac{x}{762.34} \right) - 1 \right] \quad (4.36)$$

X (m)	0	10	20	30	40	50	60
Y (m)	0	0.07	0.26	0.59	1.05	1.64	2.36

La Plantilla de Distribución de Apoyos muestra además las curvas de Distancia Mínima al Terreno y de Pie de Apoyos, las cuales se determinan según:

$$\begin{aligned} \text{Flecha máxima para el vano básico } f_{\max} &= 1.33 \text{ m} \\ \text{Altura mínima del soporte del conductor} &= 10 \text{ m} \\ \text{Altura sobre el suelo} &= 8.67 \text{ m} \\ \text{Distancia mínima al terreno} &= Y - 8.67 \\ \text{Pie de apoyos} &= (Y - 8.67) - 1.33 \end{aligned}$$

El Gráfico N° 4.2 muestra las Plantillas de Distribución de Apoyos.

4.7 CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS, RETENIDAS Y CIMENTACIONES

4.7.1 Cálculo de Soportes

- *Altura del poste*

Los postes de alineación, cambio de dirección, anclaje y postes de fin de línea serán postes de concreto. En el cálculo de su longitud L, se han considerado las siguientes dimensiones:

Altura libre	:	0.1 m
Distancia de separación entre el conductor y la cruceta	:	0.2 m
Distancia entre conductores	:	0.9 m
Flecha máxima	:	1.33 m
Distancia del conductor al suelo	:	7.0 m
Longitud de empotramiento H_e	:	1.30 m

$$H \geq 0.10 + 0.20 + 0.90 + 0.90 + 1.33 + 7 + 1.3 = 12.33 \text{ m} \quad (4.37)$$

Los postes tendrán una longitud de 13 metros.

- *Fuerza del viento sobre el poste (F_{vp}):*

$$F_{vp} = \frac{d_v + d}{2} h \cdot P_v \quad (4.38)$$

donde:

d_v = Diámetro del poste en la punta

h = Altura del poste expuesta al viento

P_v = Presión del viento: 34.02 Kg/m²

d = Diámetro de empotramiento

$$d = \frac{d_b - d_v}{H} h + d_v$$

donde:

d_b = Diámetro del poste en la base

H = Longitud del poste

- ***Aplicación de la fuerza del viento sobre el poste (Z):***

$$Z = \frac{h}{3} \cdot \frac{d + 2d_v}{d + d_v} \quad (4.39)$$

- ***Momento de la fuerza del viento sobre el poste (M_{vp}):***

$$M_{vp} = F_{vp} \cdot Z \quad (4.40)$$

- ***Tracción de los conductores (T_c):***

Se calcula para postes de cambio de dirección y en poste de anclaje, mediante

la siguiente expresión:

$$T_c = 2 \cdot T \cdot \text{Sen}\left(\frac{\phi}{2}\right) \quad (4.41)$$

donde :

T = Máximo tiro de trabajo (kg)

$$T = \frac{T_r}{C_s}$$

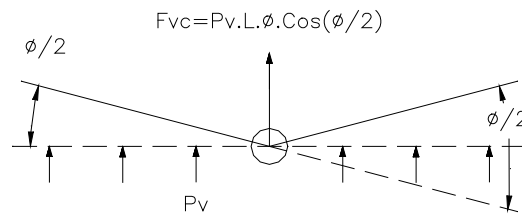
donde:

T_r = Tiro de ruptura del conductor (kg)

C_s = Coeficiente de seguridad

ϕ = Angulo de desvío de la línea

- **Fuerza debido al viento sobre el conductor (F_{vc}):**



$$F_{vc} = \frac{L \cdot \phi_e \cdot P_v \cdot \text{Cos}(\phi/2)}{1000} \quad (4.42)$$

donde :

F_{vc} = Fuerza del viento sobre el conductor, kg

L = Vano básico, m

ϕ_e = Diámetro exterior del conductor, mm

- **Fuerza total del conductor sobre el poste:**

$$F = F_{vc} + T_c \quad (4.43)$$

- **Momento por tracción de los conductores (M_{tr}):**

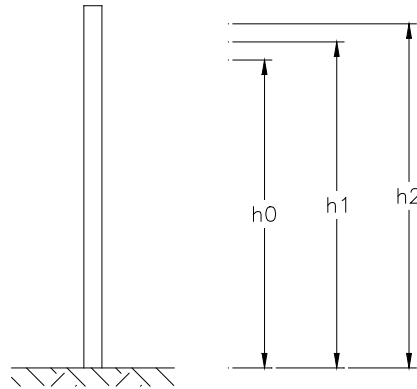
$$M_{tr} = T_c (2 h_0 + 2 h_1 + 2 h_2) \quad (4.44)$$

- **Momento debido a la fuerza del viento sobre los conductores (M_{vc}):**

$$M_{vc} = F_{vc} (2 h_0 + 2 h_1 + 2 h_2) \quad (4.45)$$

- **Momento flector resultante (M):**

$$M = M_{vp} + M_{tr} + M_{vc} \quad (4.46)$$



- ***Fuerza equivalente a 10 cm de la punta:***

$$F_p = \frac{M}{h - 0.1} \quad (4.47)$$

- ***Factor de seguridad (F_s):***

$$F_s = \frac{C_r}{F_p} \quad (4.48)$$

donde:

C_r = Carga de rotura del poste

Los resultados de los cálculos de los postes para los armados A1s, A1-d, A77s y A7 se muestran en los Cuadros N° 4.4, N° 4.5, N° 4.6 y N° 4.7

4.7.2 Cálculo de Retenidas

La inclinación del cable de las retenidas será de 20 grados en los postes con cambio de dirección y de 37 grados en los postes de anclaje. Las retenidas tendrán las siguientes características:

Material	:	Acero galvanizado
N° de hilos	:	7
Carga de rotura	:	5,488 Kg.

Coeficiente de seguridad	:	2
Diámetro	:	12.7 mm
Masa (kg./km.)	:	767.12

4.7.2.1 Cálculo de Retenida Simple

$$T_t = \frac{T_r}{C_s} = \frac{H_e \cdot F_p}{H_t \cdot \text{Sen}\theta} \quad (4.49)$$

donde :

T_r = Tiro de rotura de la retenida (kg.)

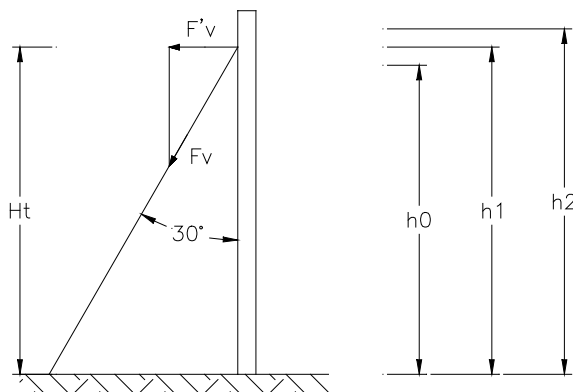
T_t = Tiro de trabajo (kg.)

H_e = Altura equivalente (m.)

H_t = Altura de aplicación de la retenida (m.)

F_p = Fuerza en punta del poste (kg.)

C_s = Coeficiente de seguridad.



Los resultados de los cálculos de las retenidas para los armados A1s, A1-d,

A77s y A7 se muestran en los Cuadros N° 4.4, N° 4.5, N° 4.6 y N° 4.7.

4.7.3 Cálculo de Rotura de uno de los Conductores en la Mensula

- Momento torsor por rotura de conductor (M_t):

$$M_t = 0.5 T_r B_c \quad (4.50)$$

donde:

B_c = Brazo de torsión de cruceta

- Momento flector por rotura de conductor

(M_{frc}):

$$M_{frc} = 0.5 T_r h_0 \text{Cos}(\phi/2) \quad (4.51)$$

donde:

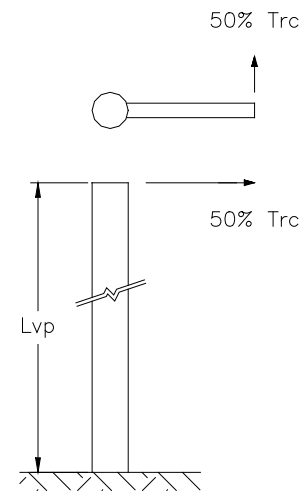
h_0 = Altura de aplicación del conductor roto

- Momento flector resultante (M_f):

$$M_f = \sqrt{M_{frc}^2 + (M + M_{frc} T g(\phi/2))^2} \quad (4.52)$$

- Momento equivalente (M_e):

$$M_e = \frac{M_f}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{M_f^2 + M_t^2} \quad (4.53)$$



4.7.4 Cálculo de Cimentación

Momento actuante de la fuerza F: $M = F(h + t)$ (4.54)

Estabilidad total de la cimentación: $\frac{P}{2} \left(a - \frac{4P}{3b\sigma} \right)$ (4.55)

Momento resultante de la acción del terreno: Cbt^3 (4.56)

Existe equilibrio cuando:

$$F(h+t) \leq \frac{P}{2} \left(a - \frac{4P}{3b\sigma} \right) + Cbt^3 \quad (4.57)$$

en estas relaciones:

σ = Presión máxima admisible en el fondo de la base del macizo, 1.5 kg/cm² en tierra húmeda

C = Coeficiente de compresibilidad del terreno, 960 kg/m³

a, b, t = Dimensiones de la cimentación, 1 m, 1 m, 1.40 m respectivamente

P = Carga permanente vertical + Peso de cimentación

$$\begin{aligned} \text{Carga permanente vertical} = & W_{tc} + W_{ta} + W_o + W_p + W_k + \\ & W_x + W_v \end{aligned}$$

W_{tc} = Peso del conductor (70 mm²)

W_{ta} = Peso de la cadena de aisladores

W_o = Peso del personal

W_p = Peso del poste

W_k = Peso total de las ménsulas

W_x = Carga extra

W_v = Componente vertical del viento

$$\text{Carga permanente vertical} = 1,123.5 \text{ kg}$$

Peso de cimentación = γv

γ = Peso específico del concreto, 2,200 kg/m³

v = Volumen del macizo

$$\text{Volumen del macizo} = a.b.t - \frac{t_1}{3} [A_1 + A_2 + \sqrt{A_1 \cdot A_2}] = 1.28 \text{ m}^3$$

$$A_1 = \frac{\pi 0.355^2}{4} = 0.09898 \text{ m}^2$$

$$A_2 = \frac{\pi 0.3375^2}{4} = 0.08946 \text{ m}^2$$

t_1 = Profundidad enterrada del poste = 1.3 m

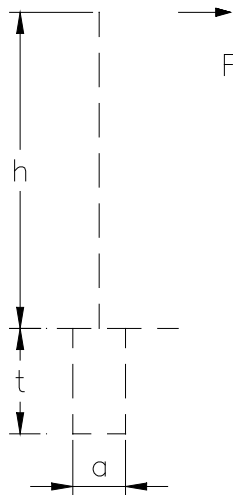
Peso de cimentación = 2,811 kg

Momento actuante = 300 kg (11.7 m + 1.3 m) = 3,900 kg

Momento resistente = 1,123.5 kg + 2,811 kg = 3,913 kg

Se verifica que:

$$3,900 \text{ kg} < 3,913 \text{ kg}$$



CUADRO N° 4.4A

CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS

TIPO DE ESTRUCTURA : ARMADO DE ALINEAMIENTO "A1s"
Especificación : 0° - 3°

DATOS DE LA ESTRUCTURA:

Longitud de Poste	H	m	13
Longitud de Empotramiento	He	m	1.3
Altura útil del Poste	h	m	11.7
Diámetro en la Punta	dv	mm	180.0
Diámetro en la Base	db	mm	355.0
Diámetro de Empotramiento	d	mm	337.5
Factor Seguridad Mínimo	Fs		2
Carga de Trabajo	Ct	kg	300
Carga de Rotura	Cr	kg	600
Brazo de Torsión en Cruceta	Bc	m	0.75

DATOS DE LOS CONDUCTORES

N° conductor			1	2	3
Material			Cu	Cu	Cu
Sección	s	mm ²	70	70	70
Diámetro	Øe	mm	10.75	10.75	10.75
Peso Unitario	Wc	kg/m	0.624	0.624	0.624
Vano Viento	L	m	90	90	90
Vano Peso	L	m	90	90	90
Tensión Horizontal	T	kg	716.0	716.0	716.0
Altura Aplicación de Fuerzas	hi	m	11.8	10.9	10.0
Longitud del Aislador	La	mm	178.0	178.0	178.0
Diámetro del Aislador	Da	mm	230.0	230.0	230.0
Peso de los Aisladores	Wa	kg	5.0	5.0	5.0

CARGAS TRANSVERSALES

Velocidad del Viento	V	km/hr	90.0		
Presión del Viento	P	kg/m ²	34.02		
Superficie del Poste expuesta	W	m ²	3.0		
Fuerza del Viento sobre el Poste	Fvp	kg	103.0		
Altura de Aplicación	Z	m	5.26		
Fza. del Viento sobre el Aislador	Fva	kg	1.4	1.4	1.4

CARGAS VERTICALES

Peso total de Conductores	Wtc	kg	168.5		
Peso total de Aisladores	Wta	kg	15.0		
Peso del Poste	Wp	kg	800		
Peso de la(s) Cruceta(s)	Wk	kg	40		
Peso del Operario	Wo	kg	80		
Peso Extra	Wx	kg	20		
Carga Vertical sin Retenida	Cvt	kg	1123.5		

CUADRO N° 4.4B

CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS

TIPO DE ESTRUCTURA

: ARMADO DE ALINEAMIENTO "A1s"

Especificación

: 0° - 3°

CALCULO DEL POSTE

Hipótesis 1:

Angulo		°	0	2	3	5
M Tracción de Cond. por ángulo	Mtr	kg-m	0.0	817.2	1225.8	2042.5
Fza. del Viento sobre el Cond. 1	Fvc1	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 2	Fvc2	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 3	Fvc3	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 4	Fv4	kg	0.0	0.0	0.0	0.0
Fza. del Viento sobre el Cond. 5	Fv5	kg	0.0	0.0	0.0	0.0
Fza. del Viento sobre el Cond. 6	Fv6	kg	0.0	0.0	0.0	0.0
M Viento sobre el Conductor	Mvc	kg-m	1076.3	1076.1	1075.9	1075.3
M Viento sobre el Poste y Aislador	Mvp	kg-m	586.9	586.9	586.9	586.9
Momento Vuelco (Tracción y Viento)	M	kg-m	1663.2	2480.3	2888.6	3704.7
Fuerza equiv. 10 cm de la Punta	Fp	kg	143.4	213.8	249.0	319.4
Factor de Seguridad (Carga de Rotura)	Fs s/ret.		4.2	2.8	2.4	1.9
Requiere Retenida (Si/No) ?			No	No	No	Si
Deseas colocar Retenida (Si/No) ?			No	No	Si	Si
Comp Vertical por Retenida(s)	Fvr	kg	0.0	370.3	431.3	553.2

Hipótesis 2 :

Angulo		°	0	2	3	5
M Tracción de Cond. balanceados	Mtr	kg-m	0.0	567.3	850.9	1417.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 1	Fvc1	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 2	Fvc2	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 3	Fvc3	kg	16.5	16.5	16.5	16.4
Fza. del Viento sobre el Cond. 4	Fv4	kg	0.0	0.0	0.0	0.0
Fza. del Viento sobre el Cond. 5	Fv5	kg	0.0	0.0	0.0	0.0
Fza. del Viento sobre el Cond. 6	Fv6	kg	0.0	0.0	0.0	0.0
M Viento sobre el Conductor	Mvc	kg-m	911.7	911.6	911.4	910.9
M Viento sobre el Poste y Aislador	Mvp	kg-m	586.9	586.9	586.9	586.9
M Vuelco (Tracción, Viento)	M	kg-m	1498.6	2065.8	2349.3	2915.7

Sin Retenida

Mx flector por Rotura de Conductor	Mfrc	kg-m	3580.0	3579.5	3578.8	3576.6
Mf Momento flector resultante	Mf	kg-m	3881.0	4164.4	4333.1	4714.7
Mt Torsor (Rotura de Cond. en Cruceta)	Mt	kg-m	268.5	268.5	268.4	268.2
Momento Equivalente	Me	kg-m	3885.7	4168.7	4337.2	4718.5
Fuerza a 10 cm de la Punta	Fp	kg	335.0	359.4	373.9	406.8
Factor de Seguridad (Carga de Rotura)	Fs s/ret.		1.8	1.7	1.60	No cumple

Con Retenida

Momento Equivalente	Me	kg-m	3585.0	3584.5	3583.8	3581.6
Fuerza a 10 cm de la Punta	Fp	kg	309.1	309.0	308.9	308.9
Factor de Seguridad (Carga de Rotura)	Fs		1.9	1.9	1.9	1.9

CALCULO DE RETENIDAS

Angulo		°	0	2	3	5
N° de Retenidas			0	0	1	1
N° Cimentaciones para Retenidas			0	0	1	1
Altura de Instalación de Retenida 1	Hr1	m	0.0	0.0	11.2	11.2
Altura de Instalación de Retenida 2	Hr2	m	0.0	0.0	0.0	0.0
Angulo de la Retenida 1	1	°			30	30
Angulo de la Retenida 2	2	°			0	0
Factor de Seguridad Mínimo	Fs		2.0			
Carga de Rotura	Carg.Rot.	kg	5488.0			
Carga de Trabajo Máximo	Carg.Trab.	kg	2744.0			
Fuerza Máx. Punta con 1 Retenida	Fp	kg				
Fuerza Máx. Punta con 2 Retenida	Fp	kg				
Fuerza de la Retenida	Fr	kg			498.0	638.7
Factor de Seguridad	Fs Reten.				11.0	8.6

CUADRO N° 4.5A

CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS

TIPO DE ESTRUCTURA : ARMADO DE ALINEAMIENTO "A1-d"
 Especificación : 0° - 4°

DATOS DE LA ESTRUCTURA:

Longitud de Poste	H	m	13
Longitud de Empotramiento	He	m	1.3
Altura útil del Poste	h	m	11.7
Diámetro en la Punta	dv	mm	180
Diámetro en la Base	db	mm	375
Diámetro de Empotramiento	d	mm	355.5
Factor Seguridad Mínimo	Fs		2
Carga de Trabajo	Ct	kg	400
Carga de Rotura	Cr	kg	800
Brazo de Torsión en Cruceta	Bc	m	0.75

DATOS DE LOS CONDUCTORES

N° Conductor			1	2	3	4	5	6
Material			Cu	Cu	Cu	Cu	Cu	Cu
Sección	s	mm ²	70	70	70	70	70	70
Diámetro	øe	mm	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
Peso Unitario	Wc	kg/m	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Vano Viento	L	m	90	90	90	90	90	90
Vano Peso	L	m	90	90	90	90	90	90
Tensión Horizontal	T	kg	716	716	716	716	716	716
Altura Aplicación de Fuerza:	hi	m	11.6	10.7	9.8	11.6	10.7	9.8
Longitud del Aislador	La	mm	178	178	178	178	178	178
Diámetro del Aislador	Da	mm	230	230	230	230	230	230
Peso de los Aisladores	Wa	kg	5	5	5	5	5	5

CARGAS TRANSVERSALES

Velocidad del Viento	V	km/hr	90					
Presión del Viento	P	kg/m ²	34.0					
Superficie del Poste expues	W	m ²	3.1					
Fuerza del Viento sobre el F	Fvp	kg	106.6					
Altura de Aplicación	Z	m	5.21					
Fza. del Viento sobre el Aisl	Fva	kg	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4

CARGAS VERTICALES

Peso total de Conductores	Wtc	kg	393.1
Peso total de Aisladores	Wta	kg	30
Peso del Poste	Wp	kg	980
Peso de la(s) Cruceta(s)	Wk	kg	40
Peso del Operario	Wo	kg	80
Peso Extra	Wx	kg	20
Carga Vertical sin Retenida	Cvt	kg	1543.12

CUADRO N° 4.5B
CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS
: ARMADO DE ALINEAMIENTO "A1-d"
 : 0° - 4°

TIPO DE ESTRUCTURA

Especificación

CALCULO DEL POSTE**Hipótesis 1**

Angulo		°	0.0000001	2	3	4
M Tracción de Cond. por ángulo	Mtr	kg-m	5.461E-05	1092.1	1638.1	2184.0
Fza. del Viento sobre el Cond. 1	Fvc1	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 2	Fvc2	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 3	Fvc3	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 4	Fvc4	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 5	Fvc5	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 6	Fvc6	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
M Viento sobre el Conductor	Mvc	kg-m	2113.1	2112.9	2112.6	2112.2
M Viento sobre el Poste y Aislador	Mvp	kg-m	644.8	644.8	644.8	644.8
Momento Vuelco (Tracción y Viento)	M	kg-m	2757.9	3849.8	4395.5	4940.9
Fuerza equiv. 10 cm de la Punta	Fp	kg	237.7	331.9	378.9	425.9
Factor de Seguridad (Carga de Rotura	Fs s/ret.		3.4	2.4	2.1	1.9
Requiere Retenida (Si/No) ?			No	No	No	Si
Deseas colocar Retenida (Si/No) ?			No	No	No	Si
Comp Vertical por Retenida(s)	Fvr	kg	0	574.8	656.3	737.8

Hipótesis 2

Angulo		°	0.0000001	2	3	4
M Tracción de Cond. balanceados	Mtr	kg-m	4.2363E-05	847.22	1270.75	1694.19
Fza. del Viento sobre el Cond. 1	Fvc1	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 2	Fvc2	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 3	Fvc3	kg	16.5	16.5	16.5	16.4
Fza. del Viento sobre el Cond. 4	Fvc4	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 5	Fvc5	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 6	Fvc6	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
M Viento sobre el Conductor	Mvc	kg-m	1951.8	1951.5	1951.2	1950.6
M Viento sobre el Poste y Aislador	Mvp	kg-m	644.8	644.8	644.8	644.8
M Vuelco (Tracción, Viento)	M	kg-m	2596.6	3443.5	3866.7	4289.6

Sin Retenida

Mx flector por Rotura de Conductor	Mfrc	kg-m	3508.4	3507.9	3507.2	3506.3
M resultante	Mf	kg-m	4364.8	4958.7	5288.7	5635.6
M Torsor (Rotura de Cond. en Cruceta	Mt	kg-m	268.5	268.5	268.4	268.3
Momento Equivalente	Me	kg-m	4368.9	4962.3	5292.1	5638.8
Fuerza a 10 cm de la Punta	Fp	kg	376.6	427.8	456.2	486.1
Factor de Seguridad (Carga de Rotura	Fs s/ret.		2.1	1.9	1.8	1.6

Con Retenida

Momento Equivalente	Me	kg-m	3513.5	3513.0	3512.3	3511.4
Fuerza a 10 cm de la Punta	Fp	kg	302.9	302.8	302.8	302.8
Factor de Seguridad (Carga de Rotura	FS		2.6	2.6	2.6	2.6

CALCULO DE RETENIDAS

Angulo		°	0.0000001	2	3	4
N° de Retenidas			0	0	0	1
N° Cimentaciones para Retenidas			0	0	0	1
Altura de Instalación de Retenida 1	Hr1	m	9.9	9.9	9.9	9.9
Altura de Instalación de Retenida 2	Hr2	m	0	0	0	0
Angulo de la Retenida 1	1	°	30	30	30	30
Angulo de la Retenida 2	2	°			30	30
Factor de Seguridad Mínimo	Fs		2			
Carga de Rotura	Carg.Rot.	kg	4241			
Carga de Trabajo Máximo	Carg.Trab.	kg	2120.5			
Fuerza Máx. Punta con 1 Retenida	Fp	kg	920.74			
Fuerza Máx. Punta con 2 Retenida	Fp	kg	920.74			
Fuerza de la Retenida	Fr	kg				851.89
Factor de Seguridad	Fs Reten.					4.98

CUADRO N° 4.6A

CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS**TIPO DE ESTRUCTURA : ARMADO DE ANCLAJE "A77s"**

Especificación : 0°

DATOS DE LA ESTRUCTURA:

Longitud de Poste	H	m	13.0
Longitud de Empotramiento	He	m	1.3
Altura útil del Poste	h	m	11.7
Diámetro en la Punta	dv	mm	180
Diámetro de la Base	db	mm	375
Diámetro de Empotramiento	d	mm	355.5
Factor Seguridad Mínimo	Fs		2.0
Carga de Trabajo	Ct	kg	400.0
Carga de Rotura	Cr	kg	800
Brazo de Torsión en Cruceta	Bc	m	0.75

DATOS DE LOS CONDUCTORES

Material			Cu	Cu	Cu
Sección	s	mm ²	70	70	70
Diámetro	∅e	mm	10.75	10.75	10.75
Peso Unitario	Wc	kg/m	0.624	0.624	0.624
Vano Viento	L	m	90	90	90
Vano Peso	L	m	90	90	90
Tensión Horizontal	T	kg	716.0	716.0	716.0
Altura Aplicación de Fuerzas	hi	m	11.8	10.9	10.0
Longitud del Aislador	La	mm	178.0	178.0	178.0
Diámetro del Aislador	Da	mm	230.0	230.0	230.0
Peso de los Aisladores	Wa	kg	5.0	5.0	5.0

CARGAS TRANSVERSALES

Velocidad del Viento	V	km/hr	90		
Presión del Viento	P	kg/m ²	34.0		
Superficie del Poste expuesta	W	m ²	3.1		
Fuerza del Viento sobre el Poste	Fvp	kg	106.6		
Altura de Aplicación	Z	m	5.2		
Fza. del Viento sobre el Aislador	Fva	kg	1.4	1.4	1.4

CARGAS VERTICALES

Peso total de Conductores	Wtc	kg	168.5		
Peso total de Aisladores	Wta	kg	15		
Peso del Poste	Wp	kg	980		
Peso de la(s) Cruceta(s)	Wk	kg	40		
Peso del Operario	Wo	kg	80		
Peso Extra	Wx	kg	30		
Carga Vertical sin Retenida	Cvt	kg	1313.5		

CUADRO N° 4.6B
CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS

TIPO DE ESTRUCTURA

: ARMADO DE ANCLAJE "A77s"

Especificación

: 0°

CALCULO DEL POSTE**Hipótesis 1**

Angulo		°	0	2	4	6
M por desequilibrio de tiros	Mtr	kg-m	0.0	817.2	1634.2	2450.7
Fza. del Viento sobre el Cond. 1	Fvc1	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 2	Fvc2	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 3	Fvc3	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
M Viento sobre el Conductor	Mvc	kg-m	1076.3	1076.1	1075.6	1074.8
M Viento sobre el Poste y Aislador	Mvp	kg-m	600.9	600.9	600.9	600.9
Momento Vuelco (Tracción y Viento)	M	kg-m	1677.2	2494.3	3310.8	4126.4
Fuerza equiv. 10 cm de la Punta	Fp	kg	144.6	215.0	285.4	355.7
Factor de Seguridad (Carga de Rotura)	Fs s/ret.		5.5	3.7	2.8	2.2
Requiere Retenida (Si/No) ?			No	No	No	No
Deseas colocar Retenida (Si/No) ?			Si	Si	Si	Si
Comp Vertical por Retenida(s)	Fvr	kg	250.4	372.4	494.3	616.1

Hipótesis 2

Angulo		°	0	2	4	6
M Tracción de Conductor	Mtr	kg-m	7160.0	7160.0	7160.0	7160.0
Fza. del Viento sobre el Cond. 1	Fvc1	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 2	Fvc2	kg	32.9	32.9	32.9	32.9
Fza. del Viento sobre el Cond. 3	Fvc3	kg	16.5	16.5	16.4	16.4
M Viento sobre el Conductor	Mvc	kg-m	911.7	911.6	911.2	910.5
M Viento sobre el Poste y Aislador	Mvp	kg-m	600.9	600.9	600.9	600.9
My Vuelco (Tracción, Viento)	M	kg-m	8672.6	8672.5	8672.1	8671.4

SIN RETENIDA

M resultante	Mf	kg-m	9382.47	9439.92	9496.74	9552.93
Momento Equivalente	Me	kg-m	9384.39	9441.82	9498.63	9554.81
Fuerza a 30 cm de la Punta	Fpta	kg	809.00	813.95	818.85	823.69
Factor de Seguridad (Carga de Rotura)	FS s/ret.		No cumple	No cumple	No cumple	No cumple

Con Retenida

Mx flector por Rotura de Conductor	Mfrc	kg-m	3580.0	3579.5	3577.8	3575.1
M Torsor (Rotura de Cond. en Cruceta)	Mt	kg-m	268.5	268.5	268.3	268.1
Momento Equivalente	Me	kg-m	3585.0	3584.5	3582.8	3580.1
Fuerza a 10 cm de la Punta	Fp	kg	309.1	309.0	308.9	308.6
Factor de Seguridad (Carga de Rotura)	Fs		2.6	2.6	2.6	2.6

CALCULO DE RETENIDAS

Angulo		°	0	2	4	6
N° de Retenidas			1	1	1	1
N° Cimentaciones para Retenidas			1	1	1	1
Altura de Instalación de Retenida 1	Hr1	m	9.7	9.7	9.7	9.7
Altura de Instalación de Retenida 2	Hr2	m	9.0	9.0	9.0	9.0
Angulo de la Retenida 1	1	°	30.0	30.0	30.0	30.0
Angulo de la Retenida 2	2	°				
Factor de Seguridad Mínimo	Fs		2.0			
Carga de Rotura (1/2" dia.)	Carg.Rot.	kg	5488.0			
Carga de Trabajo Máximo	Carg.Trab.	kg	2744.0			
Fuerza Máx. Punta con 1 Retenida	Fp	kg	1147.3	1147.3	1147.3	1147.3
Fuerza Máx. Punta con 2 Retenida	Fp	kg				
Fuerza de la Retenida	Fr	kg	289.2	430.0	570.8	711.5
Factor de Seguridad	Fs Reten.		19.0	12.8	9.6	7.7

CUADRO N° 4.7A

CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS

TIPO DE ESTRUCTURA : ARMADO DE TERMINAL "A7"
 Especificación : 0°

DATOS DE LA ESTRUCTURA:

Longitud de Poste	H	m	13
Longitud de Empotramiento	He	m	1.3
Altura útil del Poste	h	m	11.7
Diámetro en la Punta	dv	mm	180
Diámetro de la Base	db	mm	375
Diámetro de Empotramiento	d	mm	355.5
Factor Seguridad Mínimo	Fs		2
Carga de Trabajo	Ct	kg	400
Carga de Rotura	Cr	kg	800
Brazo de Torsión en Cruceta	Bc	m	0.75

DATOS DE LOS CONDUCTORES

Material			Cu	Cu	Cu
Sección	s	mm ²	70	70	70
Diámetro	øe	mm	10.75	10.75	10.75
Peso Unitario	Wc	kg/m	0.624	0.624	0.624
Vano Viento	L	m	90	90	90
Vano Peso	L	m	90	90	90
Tensión Horizontal	T	kg	716	716	716
Altura Aplicación de Fuerzas	hi	m	11.8	10.9	10
Longitud del Aislador	La	mm	146	146	146
Diámetro del Aislador	Da	mm	254	254	254
Peso de los Aisladores	Wa	kg	10	10	10

CARGAS TRANSVERSALES

Velocidad del Viento	V	km/hr	90		
Presión del Viento	P	kg/m ²	34.02		
Superficie del Poste expuesta	W	m ²	3.13		
Fuerza del Viento sobre el Poste	Fvp	kg	106.573604		
Altura de Aplicación	Z	m	5.21		
Fza. del Viento sobre el Aislador	Fva	kg	1.26	1.26	1.26

CARGAS VERTICALES

Peso total de Conductores	Wtc	kg	168.48
Peso total de Aisladores	Wta	kg	30
Peso del Poste	Wp	kg	980
Peso de la(s) Cruceta(s)	Wk	kg	40
Peso del Operario	Wo	kg	80
Peso Extra	Wx	kg	30
Carga Vertical sin Retenida	Cvt	kg	1328.48

CUADRO N° 4.7B

CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS

Tipo de Estructura: : ARMADO DE TERMINAL "A7"
Especificación : 0°

CALCULO DEL POSTE

Hipótesis 1

Angulo		°	0
M Tracción de Cond. por ángulo	Mtr	kg-m	23413.2
Fza. del Viento sobre el Cond. 1	Fvc1	kg	32.91
Fza. del Viento sobre el Cond. 2	Fvc2	kg	32.91
Fza. del Viento sobre el Cond. 3	Fvc3	kg	32.91
M Viento sobre el Conductor	Mvc	kg-m	1076.30
M Viento sobre el Poste y Aislador	Mvp	kg-m	596.60
Momento Vuelco (Tracción y Viento)	M	kg-m	25086.1
Fuerza equiv. 10 cm de la Punta	Fp	kg	2162.59
Factor de Seguridad (Carga de Rotura)	Fs s/ret.		0.37
Requiere Retenida (Si/No) ?			Si
Deseas colocar Retenida (Si/No) ?			Si
Comp Vertical por Retenida(s)	Fvr	kg	3745.72

Hipótesis 2

Angulo		°	0
M Tracción de Conductor	Mtr	kg-m	0
Fza. del Viento sobre el Cond. 1	Fvc1	kg	32.91
Fza. del Viento sobre el Cond. 2	Fvc2	kg	32.91
Fza. del Viento sobre el Cond. 3	Fvc3	kg	16.46
M Viento sobre el Conductor	Mvc	kg-m	911.73
M Viento sobre el Poste y Aislador	Mvp	kg-m	596.60
M Vuelco (Tracción, Viento)	M	kg-m	1508.33

Con Retenida

Momento Torsor	Mt	kg-m	537.00
Momento Equivalente	Me	kg-m	1554.70
Fuerza a 10 cm de la Punta	Fp	kg	134.03
Factor de Seguridad (Carga de Rotura)	Fs		5.97

CALCULO DE RETENIDAS

Angulo		°	0
N° de Retenidas			2
N° Cimentaciones para Retenidas			2
Altura de Instalación de Retenida 1	Hr1	m	11.2
Altura de Instalación de Retenida 2	Hr2	m	10.4
Angulo de la Retenida 1	1	°	30
Angulo de la Retenida 2	2	°	30
Factor de Seguridad Mínimo	Fs		2
Carga de Rotura (1/2" dia.)	Carg.Rot.	kg	5488
Carga de Trabajo Máximo	Carg.Trab.	kg	2744
Fuerza Máx. Punta con 1 Retenida	Fp	kg	1324.69
Fuerza Máx. Punta con 2 Retenida	Fp	kg	2554.76
Fuerza de la Retenida	Fr	kg	2162.59
Factor de Seguridad	Fs Reten.		2.54

CAPITULO 5
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MATERIALES
Y MONTAJE

5.1 ESPECIFICACIONES DE MATERIALES

5.1.1 Postes, Ménsulas y Crucetas de Concreto Armado

Los postes serán de concreto armado centrifugado, de forma troncocónica, de secciones transversales circulares anulares. Cumplirán las normas ITINTEC 339-027 y DGE 015-PD-1. Sus características principales serán:

- Longitud (m)	:	13	13
- Carga de trabajo a 0.10 m de la cabeza (Kg)	:	300	400
- Diámetro en la cabeza (mm)	:	180	180
- Diámetro en la base (mm)	:	355	375
- Coeficiente de seguridad	:	2	

Las ménsulas y crucetas serán de concreto armado vibrado (C.A.V) para embonar a poste de C.A.C 13 m. Sus características principales serán:

<u>Descripción</u>	<u>Ménsulas</u>	<u>Crucetas</u>
- Tiro Horizontal	250 Kg.	400 Kg.
- Tiro vertical	150 Kg.	150 Kg.
- Tiro Transversal	150 Kg.	300 Kg.
- Coeficiente de Seguridad	2.5	2.5
- Longitud Nominal	0.80 m	2.00 m

5.1.2 Aisladores Tipo PIN

Los aisladores tipo PIN serán de porcelana, de superficie exterior vidriada. Cumplirán las normas ANSI C29.1 y ANSI C29.6. Sus características principales serán:

- Clase ANSI	:	56-2
- Diámetro	:	229 mm
- Altura	:	165 mm
- Diámetro del agujero de acoplamiento	:	35 mm
- Longitud de línea de fuga	:	432 mm
- Resistencia en voladizo	:	13 kN
- Tensión disruptiva a baja frecuencia		
En seco	:	110 kV
Bajo lluvia	:	70 kV
- Tensión disruptiva crítica al impulso		
Positiva	:	175 kVp
Negativa	:	225 kVp
- Tensión de perforación	:	145 kV

- Prueba de tensión eficaz a Tierra : 22 kV
- Tensión máxima de radio interferencia a 100 kHz,
aislador tratado con barniz semiconductor : 100 uV

5.1.3 Aisladores Tipo Suspensión

Serán de porcelana de superficie exterior vidriada. Cumplirán las normas ANSI C29.1 y ANSI C29.2. Sus características principales serán:

- Clase ANSI : 52-3
- Material dieléctrico : porcelana
- Material metálico : Hierro maleable
- Material del pasador : Bronce fosforoso
- Conexión : bola – casquillo
- Dimensiones
 - Diámetro máximo : 273 mm
 - Espaciamiento (altura) : 146 mm
 - Longitud de línea de fuga : 292 mm
 - Tipo de acoplamiento : ANSI tipo B
- Resistencia electromecánica combinada : 67 kN
- Resistencia mecánica impacto : 55 N.m
- Resistencia a una carga continua : 44 kN
- Tensión disruptiva a baja frecuencia:
 - En seco : 80 kV
 - Bajo lluvia : 50 kVp
- Tensión disruptiva crítica al impulso

Positiva	:	125 kVp
Negativa	:	130 kVp
- Tensión de perforación	:	110 kv.
- Tensión eficaz de prueba a tierra, en baja frecuencia	:	10 kv.
- Máxima tensión de Radio interferencia	:	50 uV

5.1.4 Conductor

El conductor será de cobre electrolítico, temple duro, cableado concéntrico y desnudo con sección nominal de 70 mm². Cumplirá las normas ITINTEC 370.223, ITINTEC 370.042-043 y ITINTEC 370.037.81. Sus características principales serán:

- Sección Nominal (mm ²)	:	70
- N° de hilos	:	19
- Diámetro exterior (mm)	:	10.75
- Tiro de Rotura (Kg.)	:	3101
- Peso propio (Kg./m)	:	0.624
- Coeficiente de dilatación	:	0.000017
- Resist. a c.c. a 20°C (Ohm/Km.)	:	0.277
- Conductividad (%IACS)	:	96.16
- Norma de Fabricación	:	ASTM B-8
- Tensión de aguante al impulso por rayo (KV)	:	230

5.1.5 Espigas Para Aisladores Tipo PIN

Serán para aislador ANSI 56-2, de hierro maleable o dúctil, o acero forjado, de una sola pieza, galvanizadas en caliente, con resistencia a 10° de deflexión de 9.81 kN. El roscado será de aleación de plomo. Cumplirán las normas ANSI C135.17, ANSI C135.22 y ASTM A153.

5.1.6 Accesorios para la Cadena de Aisladores

Los adaptadores anillo-bola y casquillo-ojo alargado, y grilletes serán galvanizados en caliente, y fabricados de acero forjado o hierro maleable. Tendrán una resistencia mínima a la rotura de 70 kN. Cumplirán las normas UNE 21-158-90 y ASTM A 153.

5.1.7 Accesorios del Conductor

Todos los accesorios serán de hierro forjado galvanizado en caliente o de acero inoxidable. Deberán cumplir las normas UNE 21-159 y ASTM 153.

Los accesorios tendrán las siguientes características principales:

- La Grapa de Anclaje Tipo Pistola será para conductor de cobre de 70 mm², de 60 kN de carga de rotura mínima.
- La Grapa de Angulo se utilizará para sujeción de conductores en estructuras con ángulos de desviación desde 45° hasta 90°. Tendrá una carga mínima de rotura de 32 KN.
- El Conector de Doble Vía será de cobre. La resistencia eléctrica del conjunto grapa-conductor no será superior al 75% de la resistencia del conductor.

- El Manguito de empalme será de cobre, tipo compresión, con resistencia a la tracción no menor que el 95% de la de los conductores.
- El Manguito de Reparación será de cobre, del tipo compresión, apropiado para reforzar los conductores con alambres dañados.
- La Pasta para Aplicación de Empalmes será una sustancia químicamente inerte, de alta eficiencia eléctrica e inhibidor de la oxidación.
- El Alambre de Amarre será de cobre temple blando de 16 mm².

5.1.8 Cable de Acero Grado Siemens Martin para Retenidas

El cable para las retenidas será de acero galvanizado de grado SIEMENS-MARTIN, de 12.70 mm de diámetro nominal, de resistencia a la rotura mínima 5488 kg. Deberá cumplir las normas ASTM A475 y ASTM A90.

5.1.9 Accesorios Metálicos para Postes y Crucetas

Los accesorios de metálicos para postes y crucetas cumplirán las características siguientes:

- La Varilla Roscada será de acero al carbono, galvanizado en caliente de 85 micrones mínimo según norma ASTM A-153-80, de 16 mm de diámetro, 253 mm de longitud y 5350 kg de carga mínima de rotura.
- El Perno–Ojo será de acero forjado, galvanizado en caliente, 254 mm de longitud, 16 mm de diámetro y 55.29 kN de resistencia a la rotura.
- La Tuerca–Ojo será de acero forjado o hierro maleable galvanizado en caliente, para perno de 16 mm y carga mínima de rotura de 55.29 kN.
- El Perno con Horquilla será de acero galvanizado en caliente, fabricada por

el proceso de forjado, carga de rotura mínima de 55.59 kN.

5.1.10 Accesorios Metálicos para Retenidas

Los accesorios metálicos para retenidas serán de acero galvanizado en caliente.

Los accesorios cumplirán las siguientes características principales:

- La Varilla de Anclaje será de 2.40 m de longitud, 16 mm de diámetro y 71 kN de carga de rotura mínima.
- La Arandela Cuadrada para Anclaje será de 100 mm de lado por 6.35 mm de espesor; deberá soportar los esfuerzos de corte por presión de la tuerca de 71 kN.
- La Mordaza Preformada será para cable de acero grado SIEMENS-MARTIN de alta resistencia, de 12.70 mm de diámetro.
- El Perno Angular con Ojal Guardacabo será de acero forjado de 254 mm de longitud, 16 mm de diámetro, para cable de acero de 12.70 mm de diámetro, de carga de rotura mínima de 60 kN.
- El Ojal Guardacabo Angular será de acero forjado para perno de 16 mm de diámetro, ranura del ojal para cable de acero de 12.70 mm de diámetro. La mínima carga de rotura será de 60 kN.
- El Bloque de Anclaje será de concreto armado de 0.50 x 0.50 x 0.20 m fabricado con malla de acero corrugado de 13 mm de diámetro.
- La Arandela Curvada será 55 kN de carga mínima de rotura al esfuerzo cortante.
- La Contrapunta será de acero galvanizado de 50 mm de diámetro y 6 mm de espesor.

- El Aislador Tipo Tracción será ANSI CLASE 54-3, de porcelana vidriada de alta densidad y aislamiento.

5.1.11 Material para Puesta a Tierra

Los materiales cumplirán las normas ITINTEC 370.042 y ANSI C 135.14. Las características principales de los accesorios serán:

- El Conductor para unir las partes sin tensión eléctrica de las estructuras con tierra, será de cobre desnudo, cableado y recocido, de 25 mm² de sección, 6.42 mm de diámetro exterior, de 0.74 ohm/km en c.c. a 20 °C de resistencia eléctrica máxima.
- Los Electrodo de Puesta Tierra serán varillas de cobre de 16 mm diámetro, 2400 mm de longitud.
- La Plancha Cobre será de bronce o cobre; permitirá la sujeción del cable de puesta a tierra a la parte metálica de los aisladores.
- Los Conectores Cable de Tierra–Varilla y Cable–Cable, serán de bronce del tipo AB, con accesorios que permitan una sujeción entre el cable de tierra (Cu desnudo de 25 mm²) y la varilla puesta a tierra. La conductibilidad eléctrica y la capacidad de corriente de la conexión no serán menores a los del electrodo, en la misma longitud.
- Para conectar conductores de tierra entre sí, se utilizará conectores tipo perno partido (SPLIT-BOLT)

5.1.12 Seccionador Fusible Tipo Expulsión

El seccionador fusible tipo expulsión, cumplirán con las prescripciones de la

Norma ANSI C – 37.42

El seccionador fusible tipo expulsión (Cut-Out) será unipolar, de instalación exterior en crucetas de fierro galvanizado, de montaje vertical y para accionamiento mediante pértigas. Sus características eléctricas principales serán:

- Tensión de servicio de la red : 10 kV
- Tensión máxima de servicio : 12 kV
- Tensión nominal del equipo : 15 kV
- Nivel de aislamiento
- Tensión de sostenimiento
a la onda de impulso (BIL) : 125 kV. Pico
- Tensión de sostenimiento
a la frecuencia industrial : 70 kV.
- Corriente nominal : 200 A
- Altura de instalación : 1500 m.s.n.m.

5.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MONTAJE

5.2.1 Excavaciones

Las excavaciones deben realizarse sin alterar la cohesión natural del terreno, minimizando el volumen de extracción, con taludes que aseguren la estabilidad de las paredes, y con fondo plano y firmemente compactado.

5.2.2 Izado de Postes

En ningún caso los postes serán sometidos a esfuerzos excesivos. Los postes serán izados mediante grúas, trípodes o cabrías.

El Relleno estará libre de sustancias orgánicas, basura y escombros. Se utilizará el material proveniente de las excavaciones si su cohesión es adecuada, de lo contrario deberá adecuarse agregándole material de préstamo menudo o piedras de hasta 10 cm de diámetro. El relleno se efectuará en capas sucesivas de 30 cm y compactadas por medios mecánicos. En caso de que sea necesaria cimentación de concreto, esta cumplirá con las prescripciones del Reglamento Nacional de Construcciones.

5.2.3 Armado de Estructuras

Cualquiera sea el método de montaje, es imprescindible evitar esfuerzos excesivos en los elementos de la estructura.

Luego de concluida la instalación de las estructuras, los postes deben quedar verticales y las crucetas horizontales y perpendiculares al eje de trazo de la ruta, o en la dirección de la bisectriz del ángulo de desvío en estructuras de ángulo.

Las tolerancias máximas de montaje serán las siguientes:

- Verticalidad del poste 0.5 cm/m
- Alineamiento +/- 5 cm
- Orientación 0.5°
- Desviación de crucetas 1/200 Le

Le = Distancia del eje de la estructura al extremo de la cruceta.

5.2.4 Montaje de Retenidas y Anclajes

Luego de ejecutada la excavación, se fijará, en el fondo del agujero, la varilla de anclaje con el bloque de concreto correspondiente. El relleno se ejecutará después de haber alineado y orientado adecuadamente la varilla de anclaje. Al concluirse el relleno y la compactación, la varilla de anclaje debe sobresalir 0.20 cm del nivel del terreno.

Los cables de retenidas se instalarán antes de efectuarse el tendido de los conductores. Los cables de retenidas deben ser tensados de tal manera que los postes se mantengan en posición vertical, después que los conductores hayan sido puestos en flecha y engrapados.

La varilla de anclaje y el correspondiente cable de acero deben quedar alineados y con el ángulo de inclinación que señalen los planos del proyecto.

5.2.5 Instalación de Puesta a Tierra

Todas las estructuras de la línea serán puestas a tierra mediante conductores conectados a electrodos de cobre. Se pondrán a tierra las siguientes partes de las estructuras:

- Las espigas de los aisladores tipo PIN, instaladas en soportes de concreto.
- Los pernos de sujeción de las cadenas de suspensión angular y de anclaje instalados en soportes de concreto.
- Los soportes metálicos de los seccionadores - fusibles

- El borne pertinente de los pararrayos.

Se deberá medir la resistividad del terreno antes de la construcción de los pozos de tierra. La resistencia de la puesta a tierra será no mayor a 25 ohms.

5.2.6 Instalación de Aisladores y Accesorios

Los aisladores de suspensión y el tipo PIN serán montados de acuerdo con los detalles mostrados en los planos del proyecto.

5.2.7 Tendido y Puesta en Flecha de los Conductores

- ***Método de Montaje y Equipos***

El desarrollo, el tendido y la puesta en flecha de los conductores será llevada a cabo con métodos y equipos que no produzcan esfuerzos excesivos ni daños en los conductores, estructuras, aisladores y demás componentes de la línea.

- ***Manipulación de los Conductores***

Los conductores serán continuamente mantenidos separados del terreno, árboles, vegetación, zanjas, estructuras y otros obstáculos durante todas las operaciones de desarrollo y tendido.

Los conductores serán desenrollados y tensados de tal manera que se eviten retorcimientos y torsiones, y no serán levantados por medio de herramientas que dañen el material.

Las grapas y mordazas empleadas en el montaje no deberán producir movimiento relativo de los alambres. Las mordazas serán del tipo de

mandíbulas paralelas. Su largo será tal que permita el tendido del conductor sin doblarlo ni dañarlo.

Para las operaciones de desarrollo y tendido del conductor se utilizarán poleas provistas de cojinetes. Tendrán un diámetro al fondo de la ranura igual o mayor a 30 veces el diámetro del conductor.

- ***Empalmes de los Conductores***

Las juntas no estarán a menos de 15 m del punto de fijación del conductor más cercano. No se emplearán empalmes en los siguientes casos:

- Separadas por menos de dos vanos.
- En vanos que crucen líneas de energía eléctrica o de telecomunicaciones, carreteras importantes y ríos.

En los empalmes, los extremos de los conductores serán cortados mediante cizallas que aseguren un corte transversal que no dañe los alambres del conductor.

Los empalmes del tipo a compresión para conductores serán ajustados en los conductores de acuerdo con las prescripciones del fabricante de manera que presenten los valores máximos de las características mecánicas y eléctricas. Se emplearán compresores hidráulicos. Una vez terminada la compresión de las juntas o de las grapas de anclaje, se medirá la resistencia eléctrica de la pieza. El valor que se obtenga no debe superar la resistencia correspondiente al conductor de igual longitud.

- ***Puesta en Flecha***

La puesta en flecha de los conductores se llevará a cabo según las tensiones y flechas indicadas en la tabla de tensado.

La puesta en flecha se llevará a cabo separadamente por secciones delimitadas por estructuras de anclaje.

Se dejará pasar el tiempo suficiente después del tendido y antes de puesta en flecha para que el conductor se estabilice. Se aplicará las tensiones de regulación tomando en cuenta los asentamientos (CREEP) durante este período. La flecha y la tensión de los conductores serán controladas por lo menos en dos vanos suficientemente alejados uno del otro por cada sección de tendido, para permitir una verificación correcta de la uniformidad de la tensión.

Se empleará teodolitos, miras topográficas, taquímetros y demás aparatos necesarios para un apropiado control de las flechas. El uso de dinamómetros solo será aceptado en el tramo comprendido entre la Subestación y la primera o última estructura.

En cualquier vano, se admitirán las siguientes tolerancias del tendido respecto a las flechas de la tabla de tensado:

- Flecha de cada conductor : 1%
- Suma de las flechas de los tres conductores de fase: 0.5 %

Durante el tendido y puesta en flecha, los conductores estarán permanentemente puestos a tierra para evitar accidentes causados por descargas atmosféricas, inducción electrostática o electromagnética.

5.2.8 **Inspección y Pruebas**

- ***Inspección de Obra Terminada***

Después de concluida la Obra, deberá verificarse lo siguiente:

- El cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad establecidas
- La limpieza de los aisladores
- La magnitud de las flechas de los conductores debe estar de acuerdo con lo establecido en la tabla de tensado.
- Los residuos de embalajes y otros desperdicios deben haberse retirado.
- La limpieza de la franja de servidumbre debe estar de acuerdo con los requerimientos del proyecto y a la Norma de servidumbres.

- ***Inspección de cada estructura***

En cada estructura se verificará que se hayan realizado los siguientes trabajos:

- Rellenado, compactado y nivelado de las cimentaciones, dispersión de la tierra sobrante y resane de veredas.
- Montaje de las estructuras dentro de las tolerancias permisibles y su conformidad con los planos aprobados.
- Ajuste de pernos y tuercas.
- Montaje, limpieza e inspección del estado físico de los aisladores.
- Instalación de los accesorios del conductor.
- Ajuste de las grapas de ángulo y de anclaje.
- Montaje de pasadores de seguridad de los aisladores y accesorios en ubicación correcta.

- ***Pruebas de Puesta en Servicio***

Las pruebas de puesta en servicio deberá abarcar:

- Determinación de la secuencia de fases.
- Medición de la resistencia eléctrica de los conductores de fase.
- Medida de aislamiento fase a tierra, y entre fases.
- Medida de la impedancia directa.
- Medición de la impedancia homo polar.
- Prueba de cortocircuito.
- Medición de corriente, tensión, potencia activa y reactiva, con la línea con tensión y en vacío.
- ***Pruebas de Funcionamiento***

Consistirá en la verificación de funcionamiento y operación de los elementos de control y protección del sistema.

CAPITULO 6

METRADO Y PRESUPUESTO

6.1 METRADO Y PRESUPUESTO DE SUMINISTRO DE MATERIALES

CUADRO N° 6.1

FECHA : OCTUBRE 2000

A. SUMINISTRO DE MATERIALES						
	Descripción	Und.	Cant.	Costo	Parcial	Total
I.	Postes y Crucetas					
	Poste de C.A.C. 13/300	u	35	560	19,600	
	Poste de C.A.C. 13/400	u	77	613	47,163	
	Mensula de CAV 0.80/250	u	153	42	6,426	
	Cruceta de C.A.V. 2.0/500	u	63	56	3,528	76,717
II.	Aisladores					
	Aisl. porc. PIN Clase 56-2	u	273	170	46,342	
	Aisl. porc. Susp. Clase 52-3	u	504	77	38,808	85,150
III.	Accesorios de Aisladores					
	Adaptador Casquillo-Ojo	u	252			
	Adaptador Horquilla-bola	u	252			
	Espiga de A°G° para vértice de poste Pin Clase 56-2	u	273	16	4,242	4,242
IV.	Conductores y accesorios					
	Conductor Cu sólido 70 mm ²	km	32	5,145	163,097	
	Manquitos y empalmes	u	121	20	2,385	
	Grapa de anclaje tipo pistola	u	198	34	6,653	
	Grapa de Angulo	u	54	39	2,079	
	Alambre de amarre	m	117	1	144	174,357
V.	Ferretería de Postes y Crucetas					
	Perno ojo 16 mm dia x 254 mm C/T y CT y arandela,	u	240	12	2,760	
	Varilla roscada 16 mm dia. x 254 mm C/T y CT,	u	216	5	983	
	Arandela cuadrada curvada,	u	432	1	531	
	Tuerca ojo 16 mm día.	u	12	6	78	4,352

CUADRO N° 6.1

FECHA : OCTUBRE 2000

A. SUMINISTRO DE MATERIALES						
	Descripción	Und.	Cant.	Costo	Parcial	Total
VI.	Puesta a tierra 1 Varilla Copperweld de 16 mm dia. x 2.40 m longitud, 15m conductor de cobre desnudo de 25 mm ² , 1 conector tipo AB, 1 conector bimetalico doble via, 1 conector de cobre perno partido, 50 kg sal industrial, 50 kg carbon vegetal	Cjto	112	200	22,400	22,400
VII.	Retenida 1 Varilla de anclaje de A°G°, 2.40 m long., 3/4" día., 1 aislador de tracción 54-3, 1 abrazadera partida con 3 pernos para poste, 4 grapas paralela de A°G°, doble vía, 2 guardacabos para cable 3/8", 1 arandea cuadrada plana de A°G° 57x57x5 mm, 1 bloque de anclaje de concreto armado 500x500, 15 m cable A°G° grado SM 1/2" dis., 6 m de alambre G° n° 12 AWG					
VIII.	Equipamiento de Protección Seccionador Fusible Cut Out	u	3	350	1,050	1,050
TOTAL SUMINISTROS					\$	368,268

6.2 METRADO Y PRESUPUESTO DE MONTAJE ELECTROMECHANICO

CUADRO N° 6.2

FECHA : OCTUBRE 2000

B. MONTAJE ELECTROMECHANICO						
	Descripción	Und.	Cant.	P.U.	Parcial	Total
I.	Obras Preliminares					
	Trazo y replanteo topográfico	km	10	441	4,434	
	Transporte de poste	u	112	63	7,036	
	Excavación e Instalación de Poste de C.A.C. 13m 300 kg	u	35	207	7,252	
	Excavación e Instalación de Poste de C.A.C. 13m 400 kg	u	77	217	16,684	35,406
II.	Armados					
	Armado tipo "A1d"	u	20	138	2,751	
	Armado tipo "A1s"	u	35	82	2,880	
	Armado tipo "A2"	u	18	56	1,013	
	Armado tipo "A3"	u	22	82	1,810	
	Armado tipo "A77d"	u	1	178	178	
	Armado tipo "A7"	u	14	71	998	
	Armado tipo "A77s"	u	2	97	195	
	Armado tipo "SF"	u	3	53	160	9,986
III.	Conductores					
	Tendido y puesta en flecha Conductor 70 mm ² Cu	km	32	765	24,247	24,247
IV.	Puesta a tierra					
	Según especificaciones correspondientes					
	Excavación e Instalación de Puesta a Tierra (con varilla)	u	112	142	15,945	15,945
V.	Retenidas					
	Ver detalle según lámina respectiva					
	Excavación e Instalación retenida	u	164	160	26,233	26,233
VI.	Equipamiento de Protección					
	Montaje de pararrayos	Jgo	3	136	408	
VII.	Puesta en Servicio					
	Pruebas y Puesta en Servicio de línea 10.5 Kv.	Glb	1	1,285	1,285	1,285
	TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO					\$113,102

6.3 RESUMEN GENERAL**CUADRO N° 6.3**

FECHA : OCTUBRE 2000

RESUMEN GENERAL	
I. SUMINISTROS DE MATERIALES	368,268
II. MONTAJE ELECTROMECHANICO	113,102
III. TRANSPORTE (5 % de I)	18,413
IV. SUB - TOTAL 1	499,783
V. GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (25 % de IV)	124,946
VI. SUB - TOTAL 2	624,729
VII IMPUESTO GENERAL A LAS VENTAS . (18 % de VI)	112,451
VIII. TOTAL	\$ 737,180

CAPITULO 7

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

La Evaluación del Impacto Ambiental, o EIA es un estudio para predecir las consecuencias ambientales de proyectos en desarrollo. Examina los impactos del proyecto sobre la población, sus medios de vida, o sobre sus proyectos aledaños. Identifica las medidas para minimizar los problemas y sugiere como adaptar el proyecto al ambiente propuesto. Y presenta estas condiciones y opciones a quienes toman decisiones.

El presente capítulo es el EIA corresponde a la Línea de Sub-Transmisión 10 kV S.E. Montalvo-S.E. Alto Zapata, la cual se extiende 7 km a través de áreas rústicas y urbanas del distrito de Moquegua.

La finalidad de este estudio es la de describir el medio ambiente en que se encuentra el electroducto, determinar los impactos que la línea produce en el medio ambiente y formular programas cuyas aplicaciones permitirán adaptar el proyecto al medio mediante.

Los programas que plantea el EIA son: Programa de Manejo Ambiental, Programa

de Control y/o Mitigación, Programa de Monitoreo, Plan de Contingencia y Plan de Abandono.

Marco Político Legal

El Estudio de Impacto Ambiental se encuadra dentro de los lineamientos que establecen las siguientes normas:

- La Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, Decreto Legislativo N° 757.
- Ley de Evaluación de impacto Ambiental para obras y Actividades, Ley N° 26776.
- El Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales, Decreto Legislativo N° 613.
- El Decreto Legislativo N° 25744 de Noviembre de 1992, Ley de Concesiones Eléctricas.
- El Decreto Supremo N° 009-93-EM, del 19 de Febrero de 1993, por el que se aprobó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- El Reglamento de Protección Ambiental para las actividades eléctricas, aprobadas por Decreto Supremo N° 029-94-EM.
- Título XIII del Código Penal – Delitos contra la Ecología.
- Ley General de Salud, Ley N° 26742.
- Decreto Ley N° 25962, Ley Orgánica del Sector Energía y Minas
- "Guía de Estudios de Impacto Ambiental para las Actividades Eléctricas", elaborado por el Ministerio de Energía y Minas

- "Guía para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental de Líneas de Transmisión y Subestaciones" elaborado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

7.1 LINEA BASE AMBIENTAL

7.1.1 Generalidades

El estudio de Línea-Base Ambiental comprende la descripción de los aspectos físicos, biológicos y sociales que definen la situación ambiental en el área de influencia del proyecto. Este estudio estará asociado a un Monitoreo Ambiental posterior, durante la operación de la línea y, si se justifica, después del período de vida útil del proyecto.

Ubicación

El proyecto se desarrolla en el distrito de Moquegua de la provincia de Mariscal Nieto del departamento de Moquegua.

Metodología

El EIA conceptúa al ambiente como un sistema complejo dispuesto en el espacio y el tiempo constituido por elementos y procesos de orden natural, social, económico y cultural. Sobre la base de este sistema, el ambiente natural ha sido concebido como una zona ecológica, el cual puede definirse como el conjunto de todos los seres vivos y su correspondiente ambiente físico.

Material Cartográfico

Carta geográfica de Moquegua en escala 1:100000, Hoja 35 u, levantado por el Instituto Geográfico Nacional – 1,970.

7.1.2 Ambiente Físico

a) *Clima*

En Moquegua y alrededores de la Costa Sur, la bio temperatura media anual máxima es de 27.2 °C y la media mínima de 7.4 °C. El promedio máximo de precipitación pluvial en el distrito de Moquegua tiene un registro máximo de 22,4 mm al año.

El viento en Moquegua se caracteriza por una velocidad media que varía entre 5,50 km/h y 17,5 km/h con dirección predominantemente Sur–Oeste, y de 40 km/h de velocidad máxima. La humedad relativa varía entre 42 y 76 %, la contaminación ambiental es mínima y el nivel isocerámico en el área del proyecto es de 1/3.

b) *Relieve y Suelos*

El relieve del suelo en el recorrido de la línea, es plano, con elevaciones moderadas, el suelo es árido y seco. La altitud por donde recorrerá la línea, varía entre los 1410 y 1450 m.s.n.m.

c) *Hidrología*

La línea en su extensión no interceptará algún elemento hidrológico,

pero los ríos Tumulaca y Moquegua discurren relativamente cerca de la ruta proyectada.

7.1.3 Ambiente Biológico

El electroducto recorre desde la S.E. Montalvo hasta la S.E. Alto Zapata por terrenos rústicos y urbanizados que carecen de un hábitat favorable para el desarrollo de la flora y fauna silvestre.

7.1.4 Medio Socio - Económico

a) *Demografía*

De acuerdo al censo de 1993, el departamento de Moquegua contó con 130,192 habitantes, una tasa de crecimiento anual de 2%. La población en los distritos de Moquegua, Samegua y Torata fue de 49,795 habitantes, número que significó el 37% de la población departamental.

b) *Actividades Económicas*

En el Sector Agricultura y Ganadería, el área del proyecto es una zona principalmente agrícola, caracterizada por el cultivo de forraje, palta, papá, maíz, hortalizas y vid. En ganadería existe la crianza del ganado vacuno, porcino, ovino, aves del corral y del cuy.

En el Sector Minería, desde 1977 el área se caracteriza por la explotación del cobre que efectúa Southern Perú Limited en la mina

Cuajone. En minería no metálica existe la producción de calizas, sílice, sal doméstica, arena y material de construcción. La empresa Mantos Blancos realiza estudios de explotación del yacimiento de Quellaveco los cuales se encuentran en etapa de aprobación.

El Sector Industria cuenta con pequeñas empresas dedicadas a la producción de vinos, quesos, productos metálicos, productos de madera y prendas del vestir.

En el Sector Comercio existen establecimientos medianos y pequeños que se dedican a la compra y venta productos.

7.1.5 Ambiente de Interés Humano

a) *Recursos Culturales, Arquitectónicos, Científicos y Educativos*

En la ciudad de Moquegua existe una zona intangible declarada como zona monumental por el INC.

b) *Paisajes Naturales*

En la ruta de la línea no existen lugares turísticos de importancia.

7.2 DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES EN OPERACION

7.2.1 Del Equipamiento

La Línea de Sub-Transmisión Montalvo-Moquegua en 10 kV, 60 hz. Se construirá en dos tramos. El primer tramo de 3 km comprende desde la S.E.

Montalvo hasta el Patio de Llaves que se instalará en Pampas San Antonio; se emplearán postes de concreto de 13 m y conductores de cobre de 70 mm² en doble terna. El segundo tramo de 4 km comprende desde el Patio de Llaves en Pampas San Antonio hasta la S.E. Alto Zapata; igualmente se usarán postes de concreto y conductores de cobre de 70 mm² en simple terna. Las principales características de la línea se indican en el ítem 4.2.

7.2.2 Actividades Económicas

Durante el periodo de construcción de la línea se inducirá un movimiento migratorio a la zona de influencia del proyecto lo que demandara un incremento en los servicios y en las actividades de la construcción.

7.2.3 Mantenimiento

Las labores de mantenimiento del electroducto implicará la eliminación de desechos de postes, aisladores, conductores de cobre y de aceite dieléctrico. Los desechos sólidos serán almacenados en los depósitos que para este fin tiene empresa eléctrica concesionaria en Moquegua, para su posterior reutilización, venta o almacenamiento definitivo.

7.3 DESCRIPCION DE IMPACTOS AMBIENTALES PREVISIBLES

7.3.1 En el Ambiente Físico

- Impacto ambiental negativo: la remoción de suelo y roca para la instalación de los postes de concreto.
- Impacto ambiental positivo: la puesta en servicio del electroducto

reemplazara a fuentes de energía de origen térmico que contaminan el medio ambiente con gases y ruidos.

7.3.2 En el Ambiente Biológico

La ruta del electroducto atravesara en su recorrido una zona desértica libre de vegetación y de fauna, y otra zona compuesta por calles y avenidas de la ciudad de Moquegua por lo que no habrá algún impacto de la línea sobre un ambiente biológico.

7.3.3 En el Ambiente Socio- Económico

- Activara la economía de los distritos de Moquegua, Samegua y Torata.
- Mejorará el servicio de energía eléctrica con lo que estimulará el crecimiento poblacional y la migración de la población de otros lugares a la zona del proyecto.
- Incrementará la actividad comercial por el mayor número personas con mayor capacidad adquisitiva.

7.3.4 En el Ambiente de Interés Humano

- Impactos Ambientales Estéticos
 - La presencia de la línea alterara de manera irreversible la belleza natural del paisaje.
- Sobre los Servicios e Infraestructura
 - Facilitará la difusión a través de la radio y la televisión, de

campañas tendientes al control de las enfermedades infecciosas.

- El aumento de la población y de la industria demandara un incremento de los servicios de agua y desagüe.
- Impactos Ambientales Sobre la Salud
 - En el entorno del electroducto se incrementara la probabilidad de accidentes personales y aumentara los riesgos de electrocución.
 - Estudios realizados por la comunidad científica internacional, reportan efectos de campos electromagnéticos sobre seres vivos que habitan en las vecindades de las líneas de transmisión de alta tensión mayores a 220 kV. En el caso de una línea de 10 kV, estos efectos no han sido hallados significativos.

7.4 PROGRAMA DE MANEJO AMBIENTAL

Los objetivos del plan de manejo ambiental están orientados a mejorar o mantener la calidad ambiental del área de influencia del electroducto, la economía de recursos, una política de conservación de recursos naturales de la zona, mayor participación de las instituciones involucradas, además de garantizar la calidad ambiental de la zona.

7.4.1 Estrategia del Programa

El programa de manejo ambiental busca la conservación del medio ambiente permitiendo el desarrollo socio económico.

7.4.2 Acciones del Programa

Las acciones que se indican en el Programa de Manejo Ambiental tienen la finalidad de minimizar los impactos negativos y de maximizar los efectos positivos del proyecto.

- *Minimización de Impactos Negativos*
 - Saneamiento de la Servidumbre del Electroducto.
 - Mantenimiento del electroducto.
 - Señalización de Estructuras y Subestaciones.
 - Difusión en las poblaciones beneficiadas de información relativa a los peligros potenciales referidas al electroducto.
 - Manejo adecuado de desechos sólidos y líquidos producto de la operación y mantenimiento del electroducto.
- *Maximización de Impactos Positivos*
 - Difusión en las poblaciones beneficiadas de la importancia de la protección ambiental con la finalidad de crear conciencia ambiental.
 - Difusión de las acciones que la empresa desarrolla en pro del medio ambiente.
 - Difusión de las ventajas del servicio eléctrico que se brinda y del uso racional y eficiente de la energía.

7.4.3 Responsable del Programa de Manejo Ambiental

El responsable del desarrollo de este programa será el Auditor Ambiental Interno de Empresa Eléctrica Concesionaria.

7.5 PROGRAMA DE CONTROL Y/O MITIGACIÓN

Con el propósito de evitar, limitar y controlar los impactos negativos en el medio ambiente, se propone realizar las siguientes acciones:

7.5.1 En el Medio Físico

Coordinar con el Ministerio de Agricultura la educación a los pobladores, vecinos al entorno del área de servidumbre, en protección y manejo de suelos.

7.5.2 En el Medio Biológico

El área de servidumbre de la línea carece de vegetación y fauna.

7.5.3 En el Ambiente Socio – Económico

Como parte del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental la empresa publicará boletines, trípticos y otros tipos de impresos orientados a educar a la población en conservación del medio ambiente.

7.5.4 En el Ambiente de Interés Humano

- En los Servicios e Infraestructura
 - Las empresas de servicios de agua, desagüe, transportes, tratamiento de aguas servidas, relleno sanitario y otros deberán planificar sus servicios de acuerdo al crecimiento poblacional del área de influencia del electroducto.
- En el Ambiente de la Salud
 - Se deberá normar el nivel de ruido de las pequeñas industrias.

- Se preverá la existencia de un botiquín de primeros auxilios durante el mantenimiento del electroducto.
- Se ejecutará un programa de señalización y difusión en la población de los peligros que la presencia del electroducto ocasiona.

7.6 PROGRAMA DE MONITOREO

El Plan de Monitoreo ambiental consiste en el monitoreo y/o control de los impactos que pueden presentarse a consecuencia de la operación del electroducto. El sistema deberá ser inspeccionado periódicamente para verificar:

- Verificar la aplicación de las medidas de mitigación propuestas.
- Prevenir el aumento de la actividad humana y construcciones en el corredor preferencial.
- Realizar coordinaciones con los constructores de las vías públicas a efecto de proteger las fundaciones y puestas a tierra del electroducto.
- Coordinar con las municipalidades que las actividades de desarrollo urbano dentro de la faja de servidumbre se realicen con seguridad y bienestar de las personas.
- Verificar que el estado de los elementos del electroducto se encuentren de acuerdo a las normas técnicas establecidas.
- Verificar la señalización de postes y subestaciones.
- Verificar el manejo adecuado de los desechos sólidos y líquidos producto del mantenimiento del electroducto.

7.7 PLAN DE CONTINGENCIA Y PLAN DE ABANDONO

7.7.1 Plan de contingencia

El Plan de Contingencia tiene por objeto establecer las acciones que se deben ejecutar para prevenir y/o controlar riesgos ambientales, accidentes y desastres que se puedan producir en el sistema eléctrico y su área de influencia.

- Procedimientos de notificación del incidente
 - Toda contingencia deberá ser informada por el Supervisor del Área a la Jefatura del servicio correspondiente, a la Gerencia de Distribución y al Auditor Ambiental Interno de ETECEN S.A. Asimismo se comunicará al IPSS o centros asistenciales autorizados y a la autoridad policial y municipal correspondiente.
 - La Gerencia de Distribución comunicará la emergencia a la Dirección General de Electricidad del MEM y si se trata de la salud de trabajadores, se reportará al Ministerio de Trabajo y Promoción Social.
 - La Empresa coordinará con autoridades, locales, regionales, nacionales y con Defensa Civil los planes de contingencia para atender posibles desastres.
 - Se comunicará el peligro a los pobladores del área afectada a fin que eviten transitar por el área de emergencia.
- Equipos a ser utilizados para hacer frente a las emergencias
 - Equipos e Instrumentos de primeros auxilios y de socorro. La Brigada de Salvataje definirá la lista de estos equipos; básicamente serán:

medicamentos de primeros auxilios, cuerdas, cables, camillas, equipo de radio adicional, megáfonos, vendajes y tablillas.

- Las brigadas contra incendios estarán provistas de trajes para aproximación al fuego, cascos, botas, guantes, hachas, picos y palas.
- Procedimiento para el entrenamiento del personal en técnicas de emergencia y respuesta.
 - La oficina de seguridad e higiene ocupacional de la empresa establecerá según la clase de peligro brigadas especializadas en cada servicio.
 - La capacitación y organización de las brigadas estará a cargo de la oficina de seguridad e higiene ocupacional en coordinación con el médico y el auditor ambiental interno de la empresa.
 - Se efectuarán simulacros de emergencia en forma periódica como mínimo dos veces al año.
 - El auditor ambiental interno de la empresa es el responsable de la supervisión del plan de contingencia.
- Contratistas que forman parte de la organización de respuesta
 - La oficina de seguridad e higiene ocupacional solicitará a los contratistas que prestan servicios de operación y mantenimiento para la empresa, sus propias provisiones de seguridad; así como, exigirá las coberturas de pólizas de seguros contra accidentes y el conocimiento de la clínica y/o clínicas con que trabajan.
 - La oficina de seguridad e higiene ocupacional alcanzará a los contratistas las instrucciones a seguir en caso de emergencia,

precisando la responsabilidad que los asiste en la organización de la respuesta.

- Procedimiento de respuesta en caso de contingencia
 - Tipos de contingencia relacionados con el sistema

El sistema se paraliza por falla de los elementos y equipos que constituyen el sistema de transmisión o por algún acto vandálico premeditado, que afecte físicamente la integridad de las estructuras.
 - Organización del equipo de respuesta

El Servicio de Mantenimiento de Redes será el encargado de disponer que el equipo de respuesta actúe a la brevedad posible para superar la contingencia. Deberá cumplirse los siguientes pasos:
 - Comunicación de la contingencia a los niveles administrativos superiores, ingenieros y técnicos de la Empresa, y a la Policía Nacional.
 - Inspección por parte de los Ingenieros y Técnicos en el sitio de la contingencia, con el fin de evaluar su magnitud y disponer el uso de personal, equipo, herramientas y materiales necesarios para proceder a reparar los daños.
 - Apoyo logístico con que cuenta el equipo de respuesta
 - El Personal estará formado por ingenieros, técnicos y trabajadores de la Empresa, que se encuentren en capacidad de atender cualquier contingencia en cada zonal o sistema aislado.
 - El Equipo estará constituido por vehículos equipados con equipo de radio transmisión y equipos de radios portátiles.

- Los Materiales se encontraran disponibles en los almacenes de la Empresa para atender prontamente cualquier tipo de contingencia.

7.7.2 Plan de abandono

El Plan de Abandono y Rehabilitación de la zona, establece acciones de mitigación de los impactos ambientales que causa el abandono o cierre de las operaciones de distribución eléctrica. El procedimiento será:

- Para el cierre de operaciones total y parcial del sistema de transmisión, se comunicará a las autoridades locales y la Dirección General de Electricidad, a fin de coordinar las modificaciones o terminación de la operación del sistema, y las medidas que se tomarán y ejecutarán para el abandono del área.
- El Ministerio de Energía y Minas nombrará un interventor y/o una entidad consultora que verifique los procedimientos.
- Los postes serán desmantelados y retirados del área.
- Los conductores serán recogidos y almacenados.
- Los desechos se echarán en botaderos previamente establecidos, tapándolos con una capa de tierra y revegetándola según sea la zona.

7.8 CONCLUSIONES

El electroducto causa impactos negativos mínimos al medio ambiente, en cambio la mejora del servicio de energía en los distritos de Moquegua, Samegua y Torata es un impacto socio-económico muy positivo por lo que el balance del Impacto Ambiental del electroducto es positivo.

CAPITULO 8

EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL PROYECTO

El presente capítulo tiene por objetivo evaluar económica y financieramente, el proyecto de la Línea de Sub-Transmisión Montalvo–Moquegua.

El Análisis Económico determina el beneficio económico del flujo real de bienes y servicios absorbidos y generados por el proyecto, sin tener en cuenta los aspectos financieros.

No se efectuará el Análisis Financiero por que el proyecto será financiado con recursos propios.

Se han considerado las siguientes premisas:

- El periodo de análisis abarca desde el año 2001 hasta el año 2020.
- Se considera que el año 2001 es el año de puesta en operación.
- La evaluación se realiza a precios de mercado.
- La tasa de descuento base utilizada es de 12 %.

- El tipo de cambio utilizado es de 3.5 Nuevos Soles por Dólar Americano.

8.1 INVERSIONES

Las inversiones, son los montos de recursos monetarios que demanda el proyecto para la adquisición de activos que se requieren en el proyecto.

8.1.1 Costos de Construcción

La inversión requerida para la construcción de la Línea de Sub-transmisión Montalvo–Moquegua se ejecutará en dos etapas: en la primera etapa, la inversión asciende a \$ 1'813,763 Dólares Americanos y en la segunda etapa a \$ 144,390 de Dólares.

Los Costos de Construcción de la primera y segunda etapa se muestran en los cuadros N° 8.1 y N° 8.2.

CUADRO N° 8.1

COSTO DE CONSTRUCCIÓN PRIMERA ETAPA

	<i>US \$</i>
Total Costos Directos	1'229,670.00
Gasto Generales y Utilidad	307,417.50
Total Costo de Construcción sin impuestos	1'537,087.50
IGV (18%)	276,675.75
Total Costo de Construcción	1'813,763.25

CUADRO N° 8.2

COSTO DE CONSTRUCCIÓN SEGUNDA ETAPA

	<i>US \$</i>
Total Costos Directos	97891.52
Gasto Generales y Utilidad	24472.88
Total Costo de Construcción sin impuestos	122364.40
IGV (18%)	22025.60
Total Costo de Construcción	144,390.00

8.1.2 Costo de Operación y Mantenimiento

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

8.2 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

8.2.1 Demanda Eléctrica de Moquegua

En el cuadro N° 8.3 se muestra la Demanda de Potencia y Energía para el área de influencia del proyecto, desde el año 2001 hasta el año 2020.

CUADRO N° 8.3

DEMANDA ELECTRICA DE MOQUEGUA

AÑO	COMPRA				VENTA
	HORAS PUNTA GWh-AÑO	FUERA PUUNTA GWh-AÑO	TOTAL GWh-AÑO	M. DEMANDA MW	GWh-AÑO
2001	7,19	14,28	21,47	4,80	19,17
2002	7,42	14,73	22,15	4,96	19,78
2003	7,66	15,21	22,87	5,12	20,42
2004	7,91	15,69	23,6	5,28	21,07
2005	8,16	16,20	24,36	5,45	21,75
2006	8,42	16,72	25,14	5,63	22,45
2007	8,69	17,26	25,95	5,81	23,17
2008	8,97	17,81	26,78	5,99	23,91
2009	9,26	18,38	27,64	6,19	24,68
2010	9,55	18,97	28,52	6,38	25,46
2011	9,99	19,82	29,81	6,67	26,62
2012	10,44	20,71	31,15	6,97	27,81
2013	10,90	21,65	32,55	7,43	29,06
2014	11,40	22,62	34,02	7,92	30,38
2015	11,91	23,64	35,55	8,45	31,74
2016	12,45	24,70	37,15	9,02	33,17
2017	13,00	25,82	38,82	9,63	34,66
2018	13,59	26,97	40,56	10,29	36,21
2019	14,20	28,19	42,39	11,00	37,85
2020	14,84	29,46	44,30	11,76	39,55

8.2.2 Precios de Potencia y Energía

Se ha solicitado a Electrosur S.A. los precios de compra de potencia y energía en barra de 138 kV en la S.E. Toquepala.

CUADRO N° 8.4

PRECIOS DE POTENCIA Y ENERGÍA

<i>TARIFA BARRA 138 kV S.E. TOQUEPALA</i>		
POTENCIA	US \$/kW-AÑO	86.16
ENERGÍA HORAS DE PUNTA	US \$/kWh	0.04197
ENERGÍA FUERA HORAS DE PUNTA	US \$/kWh	0.03080
<i>TARIFA AL CLIENTE FINAL: MOQUEGUA</i>		
ENERGÍA ACTIVA	US \$/kWh	0.10654

Fuente: Datos suministrados por Electrosur S.A.

Tipo de cambio: 3.5 Nuevos Soles por Dólar Americano

8.2.3 Evaluación Económica**8.2.3.1 *Beneficios***

Como beneficios se han considerado los ingresos por venta de energía al cliente final a los precios que se muestran en el Cuadro N° 8.4, se proyectan los ingresos por venta de acuerdo a la demanda, ver Cuadro N° 8.5.

8.2.3.2 *Gastos Totales*

Los Gastos Totales de proyecto, comprende los gastos de construcción y gastos de operación y mantenimiento.

8.2.3.3 *Flujo Económico Neto*

Están comprendidos por los beneficios anuales, menos los gastos totales anuales. Este flujo en términos descontados al año 2020 asciende a US \$ 6'952,136.97 Dólares Americanos.

8.2.3.4 Flujo Económico Descontado

Comprende los montos anuales del flujo económico neto actualizados al año cero 2000 a la tasa de descuento de 12 % tal como especifica la Ley de Concesiones Eléctricas.

El flujo económico neto descontado y acumulado al año 2020 asciende a US \$ 857,822.40 Dólares Americanos. A partir del flujo económico que se muestra en el cuadro N° 8.5, se han obtenido los siguientes indicadores económicos:

- **Valor Actual Neto**

El Valor Actual Neto (VANE) es el valor presente del flujo económico neto, al costo de oportunidad del capital propio de la empresa; para el proyecto el costo está determinado en 12% por Ley de Concesiones Eléctricas.

$$\text{VANE} = \text{US } \$ 857,822.40 \text{ Dólares Americanos}$$

- **Tasa Interna de Retorno Económico**

La Tasa Interna de Retorno (TIRE), es la tasa de rendimiento económica máxima que puede pagar el proyecto, por la inversión realizada de modo que los beneficios sean iguales a los costos.

$$\text{TIRE} = 17.74 \%$$

- **Relación Costo – Beneficio**

La Relación Costo–Beneficio (B/C) es la relación entre los beneficios económicos netos obtenidos y los gastos generados en el proyecto. Esto es: $B/C = 1.13$

8.3 CONCLUSIÓN

El indicador B/C, expresa que los beneficios superan a los costos del proyecto, esto indica que el Proyecto de Línea de Sub-Transmisión Montalvo - Moquegua, resulta rentable en términos económicos.

CUADRO N° 8.5
FLUJO ECONÓMICO Y FLUJO ECONÓMICO DESCONTADO
 (Expresado en Dólares Americanos)

AÑO	INVERSIÓN	GASTOS DE COMPRA	GASTOS OPER. Y MANT.	GASTO TOTAL	INGRESOS VENTA	FLUJO ECON. NETO	FL. ECON. NETO DESCONTADO
2000	1813763.25			1813763.25	0.00	-1813763.25	-1813763.25
2001		1098703.82	656283.96	1754987.79	2041893.09	286905.31	256,165.45
2002		1179225.22	666114.86	1845340.08	2107432.39	262092.31	208,938.38
2003		1217075.19	676261.30	1893336.48	2175075.31	281738.83	200,536.13
2004		1256140.04	686733.41	1942873.45	2244889.40	302015.95	191,936.60
2005		1296458.76	697541.65	1994000.41	2316944.33	322943.91	183,247.05
2006		1338071.61	708696.80	2046768.42	2391312.03	344543.61	174,556.51
2007		1381020.12	796168.01	2177188.13	2468066.73	290878.60	131,578.71
2008		1425347.17	805674.21	2231021.37	2547285.05	316263.68	127,733.60
2009		1471096.99	815485.53	2286582.52	2629046.07	342463.55	123,495.79
2010		1518315.26	825611.77	2343927.02	2713431.40	369504.38	118,970.52
2011	144390.00	1579760.15	840263.62	2564413.78	2835530.20	271116.42	77,939.49
2012		1650846.09	855574.78	2506420.87	2963123.19	456702.32	117,224.11
2013		1725130.75	871574.91	2596705.66	3096457.60	499751.94	114,530.25
2014		1815313.50	888295.01	2703608.51	3235791.79	532183.27	108,895.24
2015		1910654.79	905767.49	2816422.27	3381395.72	564973.45	103,218.54
2016		2011495.32	924026.18	2935521.50	3533551.53	598030.03	97,551.65
2017		2118203.38	943106.48	3061309.87	3692554.04	631244.17	91,937.14
2018		2231177.64	963045.36	3194223.00	3858711.33	664488.33	86,409.79
2019		2350850.33	983881.44	3334731.77	4032345.36	697613.59	80,997.67
2020		2477690.87	1005655.11	3483345.98	4213792.56	730446.58	75,723.03
				51526492.14	58478629.11	6952136.97	857,822.40

(*) tipo de cambio USS = S/ 3.5

CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL
 PROYECTO:

VAN = 857,822

TIR = 17.74

B/C = 1.13

CONCLUSIONES

1. El estudio de la demanda para el área de influencia, indica que la ciudad de Moquegua tiene un crecimiento anual en consumo de energía de 3.68%, con una proyección de la Máxima Demanda para el año 2020 de 11.8 MW.
2. Debido a la distribución de las cargas eléctricas con relación a las ubicaciones de las subestaciones, Montalvo y Alto Zapata, a las que se conectara la línea de sub transmisión, se propuso crear un patio de llaves en un lugar intermedio entre las dos subestaciones, como es Pampa San Antonio, dado que a través del patio de llaves se podrá derivar parte de la carga.
3. Como las alternativas de solución planteadas son condicionadas a las características de la instalación existente del sistema eléctrico, se demuestra que construir la Línea de Subtransmision en 10 kV en dos etapas tiene mayores ventajas que las otras alternativas planteadas, en cuanto a mejor confiabilidad, menor inversión inicial y menor costo total.
4. Considerando una tasa de descuento de 12%, el proyecto tiene una relación costo beneficio de 1.13. Esto indica que el proyecto es económicamente rentable.

5. Al ser la tensión nominal de la línea igual a 10 kV y no una tensión mayor, la línea no tiene efectos nocivos para el ser humano (no existen estudios que hayan demostrado efectos perjudiciales sobre seres vivos).
6. La construcción de la Línea de Sub-Transmisión Montalvo-Alto Zapata resolvió no solo los problemas de disponibilidad de energía eléctrica y confiabilidad del sistema eléctrico en la ciudad de Moquegua, sino que contribuyó a incentivar el desarrollo socio económico de la zona.



BIBLIOGRAFIA

1. Luís María Checa: “Líneas de Transporte de Energía”. Editorial Alfaomega Grupo Editor, S.A. – Colombia. Año 2000.
2. José Aguirre Rodríguez: “Instalaciones Eléctricas II”, Lima. Año 1981.
3. Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas del Perú: “Código Nacional de Electricidad – Suministro 2001”, Lima. Año 2001.
4. ELECTROPERU S.A. Gerencia Técnica: “Sistema de Transmisión de P.S.E. Chumbivilcas – Estudio Definitivo”, Lima – Perú. Año 1992.
5. ELECTROCENTRO S.A. División de Estudios de Proyectos: “L.T. 60 kV C.T.V. Yarinacocha – S.E. Parque Industrial”, Ucayali. Año 1992.
6. Honorato Manrique Manrique: “Diseño de la Subestación Montalvo 138/10 kV para garantizar el Suministro de Energía Eléctrica, Ciudad de Moquegua, UNI. Año 1991.
7. Carlos Fernando Añorga Vigo: “Estudio Definitivo de la Línea de Sub-Transmisión 60 kV entre la Subestación Trujillo Norte Poste Oeste de la Ciudad de Trujillo”. Año 1989.
8. Cesar Gago Arenas: “Proyecto Definitivo de la Línea de Sub-Transmisión en 34.5 kV Paijan Malabrigo y Redes de Distribución Primaria para la Localidad de Malabrigo (La Libertad-Ascope)”, UNI. Año 1990.