

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO PERUANO

INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL
DE INGENIERO ELECTRICISTA

JORGE JACINTO MÉNDEZ LÓPEZ

PROMOCIÓN 1978 - II

LIMA - PERÚ

2006

**EVOLUCIÓN DE COSTOS DE
TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA
ELECTRICO PERUANO**

A mi Alma Mater la Universidad Nacional de Ingeniería y a su plantel de excelentes catedráticos, por haber coadyuvado a culminar mi formación profesional.

SUMARIO

El coeficiente de electrificación nacional es actualmente de 75%, abarcando a 19 millones de peruanos, quedando aún 7 millones que carecen de este servicio, de los que 4.5 millones viven en zonas rurales. La electrificación en zonas rurales aisladas y de fronteras es necesaria, para contribuir al desarrollo socioeconómico, mejorar la calidad de vida, combatir la pobreza y restringir la migración del campo a la ciudad. Con el ánimo de aportar al estudio de esta problemática se presenta esta tesis, bajo el título de “Evolución de los Costos de Transmisión en el Sistema Eléctrico Peruano”, en cuyos capítulos se pretende analizar la evolución y problemática de los costos de transmisión con el transcurso de los años.

En efecto, en el Capítulo I y con el fin de ofrecer un marco teórico referencial, se detallan los Componentes Físicos de una Línea Transmisión. En el Capítulo II, se analizan los criterios para la determinación de los Costos de Transmisión, bajo el nuevo marco legal de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. En el Capítulo III se muestra la Evolución de los Costos de Transmisión, ocurrida en los últimos años, analizando los resultados obtenidos. En el Capítulo IV se menciona las fuentes de financiamiento utilizados en la construcción de las líneas transmisión.

Adicionalmente se cuenta con las Conclusiones del tema en mención, su Bibliografía y sus Anexos.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
---------------------------	---

CAPÍTULO I COMPONENTES FÍSICOS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

1.1	Generalidades.....	3
1.2	Justificación	3
1.3	Alcance	4
1.4	Ubicación de la Línea de Transmisión.....	4
1.5	Definición de Red o Sistema de Transmisión.....	7
1.6	Tipos de Líneas de Transmisión	7
1.7	Componentes de la Línea de Transmisión.....	8
1.7.1	Conductor.....	8
1.7.2	Soportes.....	8
1.7.3	Aislamiento.....	10
1.7.4	Fundaciones	11
1.7.5	Accesorios para Líneas	12

CAPÍTULO II CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN, DE ACUERDO A LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

2.1	Generalidades.....	13
2.2	Antecedentes.....	15
2.3	Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Peruano.....	16

2.4	Justificación de la Regulación	17
2.5	Criterios para la Determinación de los Costos de Transmisión de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas	18
2.6	Precios en Transmisión.....	22
2.6.1	Clasificación de los Sistemas.....	22
2.6.2	Características de los Sistemas	22
2.7	Costos del Sistema Principal de Transmisión.....	23
2.8	Precios en el Sistema Principal de Transmisión	25
2.8.1	Ingreso Tarifario	25
2.8.2	Peaje por Conexión.....	25
2.9	Precios en los Sistemas Secundarios de Transmisión.....	25

CAPÍTULO III EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN

3.1	Generalidades.....	26
3.2	Evolución del kilometraje de las Líneas de Transmisión	26
3.3	Evolución de los Costos de Transmisión.....	31
3.3.1	Evolución de los Costos Unitarios del Sistema Principal de Transmisión (SPT) del Sistema Interconectado Nacional (SEIN).....	31
3.3.2	Costos Unitarios de las Líneas de Transmisión de Luz del Sur.....	35
3.3.3	Otros Costos de Líneas de Transmisión.....	47
3.4	Evolución de los Costos de Operación y Mantenimiento (CO y M) del Sistema Principal de Transmisión.....	52
3.4.1	Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión por Sistemas Interconectados.....	52
3.4.2	Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión por Empresas Concesionarias	54

**CAPÍTULO IV
FINANCIAMIENTO UTILIZADO**

4.1	Generalidades.....	57
4.2	Inversiones hasta 1954.....	57
4.3	Inversiones de 1955 a 1969.....	58
4.4	Inversiones de 1962 a 1991.....	59
4.5	Inversiones de 1992 a la fecha.....	60
	CONCLUSIONES.....	62
	ANEXOS.....	64
	BIBLIOGRAFÍA.....	107

INTRODUCCIÓN

Con el transcurso de los años, la evolución de la demanda eléctrica, ha obligado a la construcción de muchas líneas transmisión, para poder transmitir las potencias requeridas por los usuarios, faltando cubrir la demanda insatisfecha de 7 millones de peruanos, de las cuales 4.5 millones se concentra en zonas rurales y alejadas de los centros de generación, siendo la inversión adicional más costosa, porque son pequeños pueblos con demandas de energía muy bajas.

El propósito del informe, es determinar la evolución de los costos de transmisión, debido a que el sector eléctrico ha pasado por diferentes etapas vinculadas a la forma de organización y a la estructura de propiedad imperante, queriendo demostrar que la mejor opción para la construcción de líneas de transmisión, en esta etapa de globalización y de escasos recursos, es con financiamiento privado, con el otorgamiento de concesiones exclusivas a 30 años, con personas jurídicas (nacionales o extranjeras) para la actividad de transmisión, para que los costos de transmisión bajen y se estabilicen, bajo el marco legal de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

El trabajo ha sido elaborado en forma escalonada, en función a la información que se iba obteniendo, la misma que ha sido limitada. La mayor parte de información ha sido recabada de Internet, de las siguientes entidades:

- Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte (ETECEN)
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG)
- Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas(DEP/MEM)

Merece especial agradecimiento el Ingeniero Asesor Moisés Flores Tinoco, por su apoyo permanente en la culminación del presente Informe de Suficiencia.

CAPÍTULO I

COMPONENTES FÍSICOS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

1.1 Generalidades

1.1.1 El objetivo principal es determinar la Evolución de los Costos de Transmisión en el Sistema Eléctrico Peruano, en los últimos años, de tal manera de verificar y sugerir medidas correctivas, para que el suministro de energía mediante dichas líneas de transmisión sea económica y eficiente, de tal manera que las inversiones sean óptimas.

1.1.2 Los objetivos secundarios son:

- a. Indicar en que forma los materiales que componen las líneas de transmisión, durante el transcurso de los últimos años, ha incidido en los costos de transmisión.
- b. Indicar en que forma la Ley de Concesiones, otorgando concesiones exclusivas para las actividades de transmisión, han afectado los costos de transmisión.

1.2 Justificación

El presente estudio tiene como motivación, por un lado, la creciente necesidad de información actualizada sobre los costos de líneas de transmisión y por otro lado que estos costos tengan un nivel aceptable de uniformidad en el Sector Eléctrico y que en la práctica dicha información sirva para una adecuada toma de decisiones en las inversiones que se desee efectuar.

1.3 Alcance

En cuanto al alcance del presente estudio, diremos que servirá de gran utilidad para profesionales y estudiantes de Ingeniería Eléctrica, en razón que el tema de líneas de transmisión es materia de estudio en las universidades. Así como para Empresas Concesionarias, para tenerlas como referencia, para la información que tengan que enviar a la Ex Comisión de Tarifas de Energía (hoy OSINERG), para efectos tarifarios.

1.4 Ubicación de la Línea de Transmisión

La Línea de Transmisión es parte de un Sistema de Energía Eléctrico. El Sistema de Energía Eléctrica, es el conjunto de todas las instalaciones y plantas cuya finalidad sea generar, transmitir y distribuir la electricidad. Esta compuesto de los siguientes Sistemas:

- Sistema de Generación
- Sistema de Transmisión
- Sistema de Distribución
- Sistema de Utilización

Véase la Figura N° 1.1: Esquema General del Sistema de Energía Eléctrica y la Figura N°1.2: Líneas Transmisión Eléctrica a Nivel Nacional.

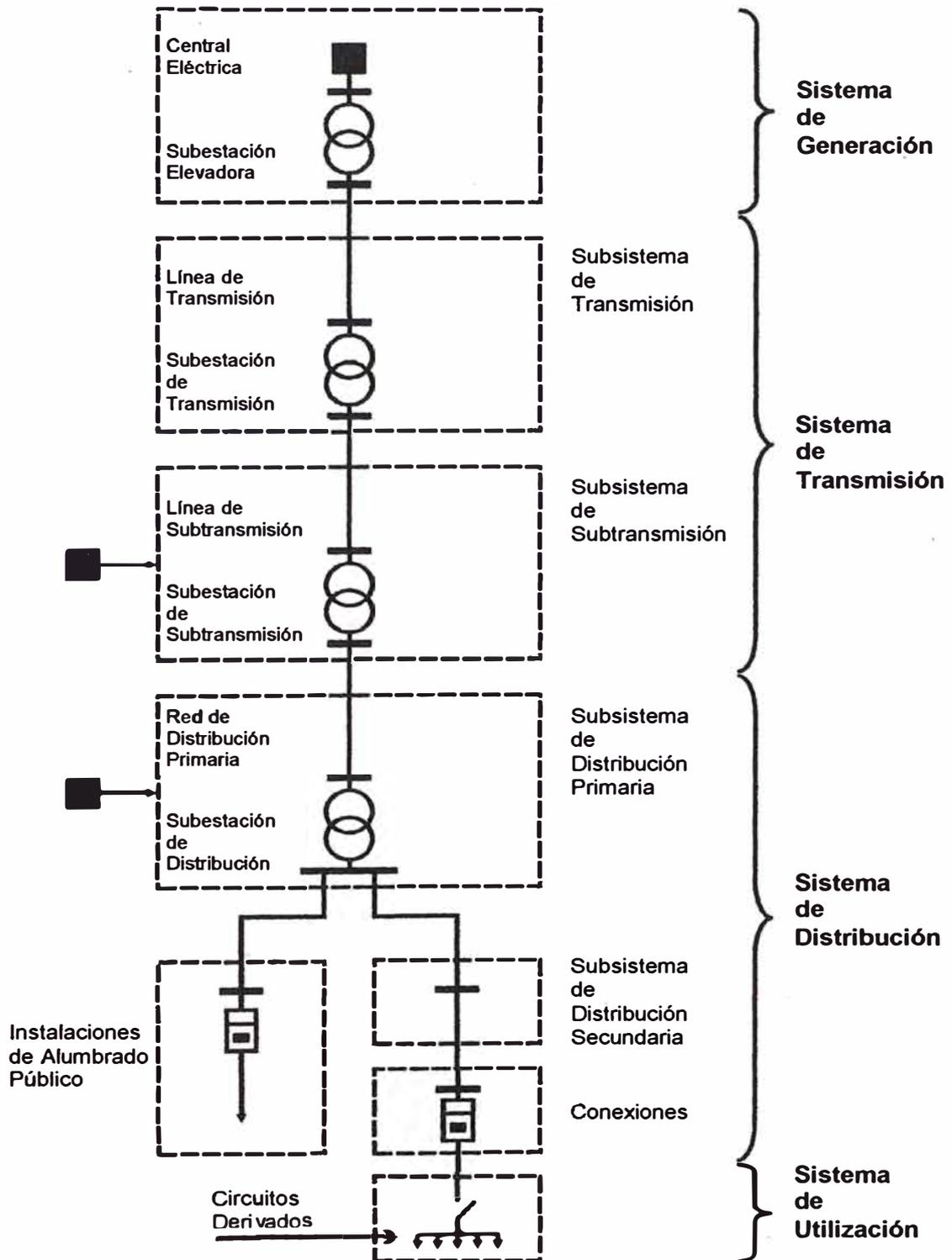


Figura N° 1.1: Esquema General de la Red o Sistema Eléctrico

PLANO 01

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL



DESCRIPCIÓN	LÍNEAS EXISTENTES	LÍNEAS PROYECTADAS
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 220 KV		
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138 KV		
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 33-50-60-66 KV		
SUBESTACIÓN		
CENTRAL HIDRÁULICA		
CENTRAL TÉRMICA		
CAPITAL DE DEPARTAMENTO		

1.5 Definición de Red o Sistema de Transmisión

La Red de Transmisión o Sistema de Transmisión, es el conjunto de instalaciones, destinadas al transporte de energía eléctrica, producido por el Sistema de Generación.

La Red o Sistema de Transmisión se divide en:

a. Subsistema de Transmisión:

Es aquel destinado a transportar la energía eléctrica suministrada a altas tensiones por un Sistema de Generación, generalmente a grandes distancias, hasta su entrega a un Subsistema de Subtransmisión, Sistema de Distribución y/o a uno o más usuarios, abarca tanto las redes como las subestaciones intermedias y/o finales de transformación.

b. Subsistema de Subtransmisión

Es aquel destinado a transportar la energía eléctrica suministrada por un Sistema de Generación, eventualmente un Subsistema de Transmisión a un Sistema de Distribución y/o a uno o más usuarios, abarca tanto las redes como las subestaciones intermedias y/o finales de transformación.

1.6 Tipos de Líneas de Transmisión

Las Líneas de Transmisión, se clasifican convencionalmente de la siguiente manera:

- Por su Ubicación: Aéreas, Subterráneas y Submarinas.
- Por el Tipo de Corriente: Corriente Continua o Corriente Alterna.
- Por su Función en un Sistema Eléctrico: Principal o Secundario.

- Por el Nivel de Tensión: La denominación usual de las líneas eléctricas según su tensión es:

		Líneas de Baja Tensión	<	1 kV
1 kV	<	Líneas de Media Tensión	<	30 kV
30 kV	<	Líneas de Alta Tensión	<	300 kV
300 kV	<	Líneas de Extra Alta Tensión	<	800 kV
		Líneas de Ultra Alta Tensión	>	800 kV

1.7 Componentes de la Línea de Transmisión

1.7.1 Conductor

Es el medio por el que pasa la corriente eléctrica; en alta tensión, generalmente es de aluminio desnudo y de diferentes calibres y configuraciones que determinan su comportamiento eléctrico (R) y mecánico (esfuerzo mecánico).

Los conductores más usados en las Líneas de Transmisión en el Sistema Interconectado Nacional, son el ACAR (Aluminio Aleación de Aluminio) y en menor porcentaje el AAAC (Aleación de Aluminio) y el ACSR (Aluminio con Refuerzo o Alma de Acero).

El conductor más usado en las Líneas de Transmisión de Luz del Sur es el AAAC (Aleación de Aluminio).

1.7.2 Soportes

Para soportar los conductores de las líneas de transmisión existen numerosos tipos de estructuras, a saber: Torres rígidas de acero, postes de acero rígidos, torres y castilletes de acero flexibles y semiflexibles, postes de madera, armazones de madera en H y postes de concreto.

El tipo adecuado depende de factores tales como el trazado de la línea, su importancia, la duración deseada, el capital disponible como inversión, los costos de mantenimiento y las disponibilidades de material.

1.7.2.1 Torres Rígidas de Acero

Generalmente a partir de 138 kV las líneas de alta tensión se construyen con torres rígidas de acero, a causa de las grandes separaciones necesarias entre conductores y para su aislamiento, de los elevados esfuerzos de tracción de los conductores e hilos de tierra, indispensables para que las flechas no exijan alturas de torres exageradas, de los largos vanos necesarios para cruzar barrancos en zonas montañosas y por la necesidad de tener la mayor seguridad y confianza en las líneas principales. Una línea construida con torres rígidas de acero es la más satisfactoria bajo todos los aspectos, porque requiere menor inspección y tiene mayor duración con gastos de conservación mínimos.

1.7.2.2 Postes de Madera

Los postes de madera se usan en gran escala en los lugares donde puede adquirirse fácilmente; las líneas de tensiones medias y bajas se construyen económicamente con postes provistos de cruceta de madera o de hierro. La vida o duración de los postes es la mitad, o menos de la mitad, de la vida de las torres de acero y sus extremos deben ser tratados para conseguir que su duración compense el costo de instalación. Las armazones de madera en H, formadas por dos postes unidos en su extremo con crucetas de madera o hierro, se han usado con éxito en algunas localidades para líneas de las más altas tensiones.

1.7.2.3 Postes de Concreto

Se fabrican en el país, del tipo centrifugado y vibrado. En otros países es mayormente empleado el tipo prensado. La limitación deviene de los pesos relativamente altos y las dificultades de su transporte.

1.7.3 Aislamiento

Es el medio de unión del conductor con el soporte. El funcionamiento de una línea de transmisión depende en gran escala de su aislamiento. Los aisladores no sólo deben tener resistencia mecánica suficiente para soportar con amplio margen las cargas debidas al hielo y al viento que pueden esperarse razonablemente, si no que deben ser construidos de manera que puedan resistir condiciones mecánicas muy severas, descargas atmosféricas y arcos alimentados por la corriente de servicio, sin dejar caer el conductor.

Los aisladores se construyen con vidrio y porcelana. Para líneas de transmisión los aisladores de vidrio sólo son recomendables si están fabricados con vidrio especial resistente al calor, tal como el pírex.

La porcelana es un producto cerámico obtenido por la vitrificación a altas temperaturas de una mezcla de arcilla, feldespato molido fino y sílice. La porcelana eléctrica de alta calidad, de composición química apropiada, libre de escamas o grietas, huecos y de esfuerzos interiores originados en el enfriamiento, es el dieléctrico apropiado para el aislamiento de líneas de alta tensión.

La buena porcelana eléctrica tiene un coeficiente de dilatación lineal de $0,03 \times 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}$. Su resistencia a la tracción es de 7 000 a 9 000 lb/in² y su resistencia a la compresión se eleva de 40 000 a 60 000 lb/in². La superficie de los aisladores se

recubre con una fina película de un producto vitrificante, barniz o esmalte especial coloreado.

Un aislador muy prensado o ajustado, de grano fino, o muy cocido, si bien puede ser eléctricamente satisfactorio, puede resultar quebradizo y resistir mal los cambios de temperatura. Un aislador basto, poco cocido, puede ser mecánicamente satisfactorio, pero puede resultar débil desde el punto de vista de su rigidez o resistencia a la perforación. De aquí se deduce que la porcelana más satisfactoria para aisladores será la que constituye un compromiso entre su resistencia a la perforación y a esfuerzos mecánicos y su actitud para soportar choques térmicos.

Las dos formas básicas de los aisladores en líneas de transmisión son:

- Aislador Tipo Suspensión
- Aislador Tipo Bastón

Los aisladores de suspensión son los más usuales y son fabricados en porcelana o vidrio templado, estos aisladores se usan casi exclusivamente en líneas de tensión superiores a 60 kV, en vanos largos y con conductores pesados. Las unidades o discos modernos de caperuza y vástago han dado resultados muy satisfactorios y se han adoptado progresivamente para hacer frente a las necesidades de las más altas tensiones y de la construcción más pesada con simplicidad y economía.

1.7.4 Fundaciones

Existen básicamente dos tipos de fundaciones para las estructuras:

- **Fundaciones de Tierra:** Los anclajes de acero colocados con revestimientos de protección son económicos y se han usado con éxito para torres de sustentación o alineación o torres de pequeño ángulo. El tipo más satisfactorio de anclaje de acero es el piramidal, bien sea triangular o cuadrado, construido con hierro ángulo y con

una caja bulonada en la cara inferior. Este tipo de anclaje resiste satisfactoriamente los esfuerzos de flexión y de cortadura.

- **Fundaciones de Hormigón:** Estas fundaciones se usan generalmente en torres de ángulo y de amarre o final de línea y para las estructuras especiales que requieren de gran resistencia como son las de cruce de ríos y torres en los extremos de vanos extraordinariamente largos.

1.7.5 Accesorios para Líneas

En las Líneas de Transmisión existen diversos tipos de accesorios. Los clasificaremos básicamente en:

- Accesorios de los Conductores
- Accesorios del cable de guarda
- Accesorios de los aisladores
- Accesorio de puesta a tierra

CAPÍTULO II

CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN, DE ACUERDO A LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

2.1 Generalidades

En este capítulo se trata de determinar los criterios tomados en cuenta en las tarifas de diferentes periodos, para determinar los VNR (Valores Nuevo de Reemplazo) del Sistema Principal de Transmisión (SPT), en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), que constituirían los Costos de las Líneas Transmisión, para determinar la evolución de sus costos, para su análisis respectivo.

De acuerdo a lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado con Decreto Ley N° 25844 del 19/11/92 y su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM del 25/02/93, las tarifas de electricidad representan el costo de abastecer el suministro de manera económica y eficiente. Se estructuran de acuerdo a los componentes que forman cada sistema eléctrico: generación, transmisión y distribución.

Los pliegos tarifarios a cliente final consideran las tarifas de generación, transmisión y distribución. En la siguiente Figura N° 2.1, se muestra la formación de precios de electricidad desde los precios en barra MAT hasta las tarifas aplicables a los clientes finales de media y baja tensión.

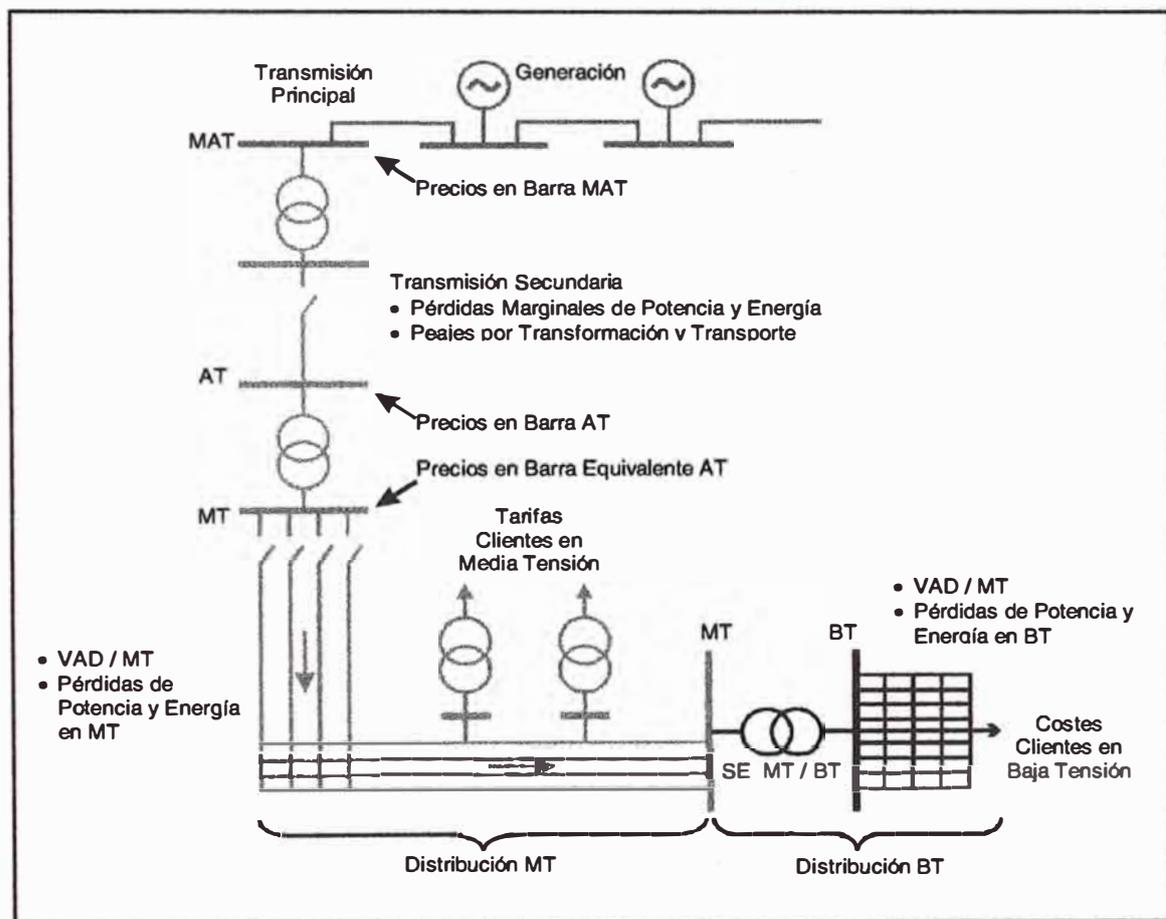


Figura N° 2.1 : Formación de Precios de Electricidad

La transmisión se divide en transmisión principal y secundaria. El costo de la transmisión principal se remunera a través del peaje de conexión al sistema principal, costo que es asumido por todos los usuarios del sistema.

$CT = @VNR + COyM$, donde:

CT Costo Total de Transmisión (anual).

@VNR: Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.

COyM: Costos Eficientes de Operación y Mantenimiento del STEA.

Los costos de Líneas Transmisión del Sistema Principal, serán los Valores Nuevos de Reemplazo del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado; asimismo los Costos de Operación y Mantenimiento de las Líneas de Transmisión del Sistema Principal, serán los señalados en la fórmula descrita líneas arriba.

2.2 Antecedentes

Desde sus inicios y hasta los primeros años de la década del 70, la industria de energía eléctrica del Perú fue desarrollada casi exclusivamente por iniciativa privada. En 1972, las empresas integrantes del sector eléctrico peruano fueron transferidas al sector estatal como parte de la política general del Gobierno de ese entonces. Es decir, operaba bajo una estructura verticalmente integrada entre las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Ese mismo año, el Gobierno peruano creó Electro Perú, como matriz de las empresas de electricidad.

En el Perú, desde el año 1993 el paradigma cambia hacia uno de desintegración vertical a través de la implementación de un conjunto de reformas estructurales que enfatizan la propiedad privada y el uso de mecanismos de mercado, mediante la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas. Ver Figura 2.2.

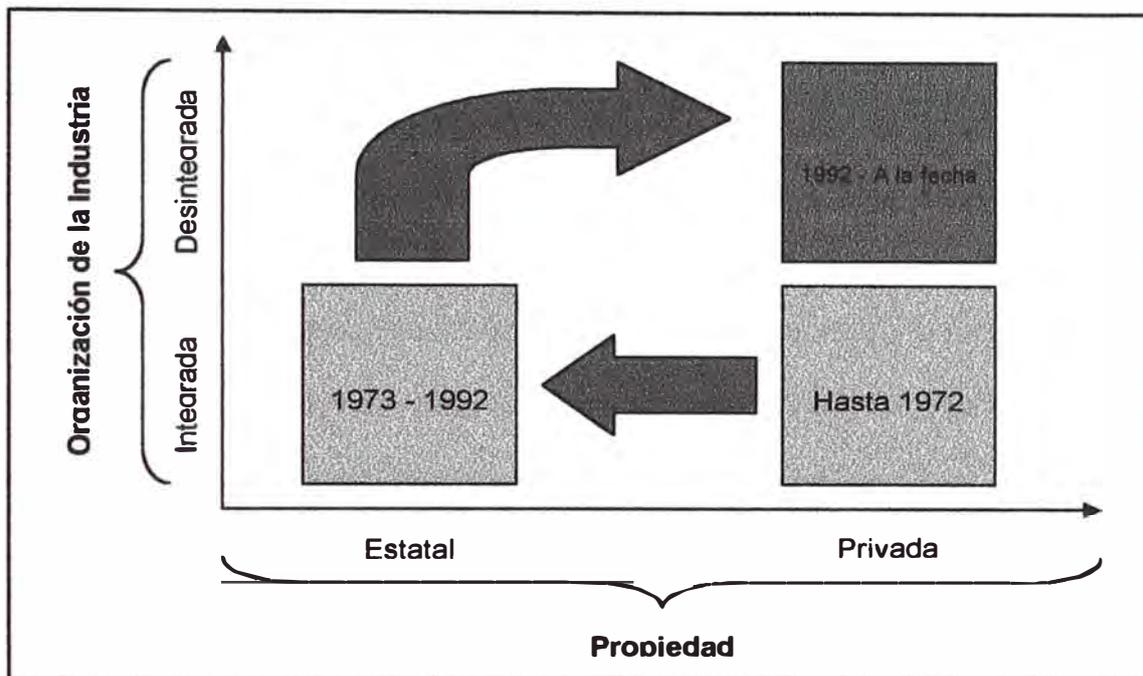


Figura 2.2: Estructura de Propiedad de la Industria Eléctrica

2.3 Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Peruano

En Noviembre de 1992, con el objetivo de establecer un marco regulatorio adecuado para el sector, se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas que estableció la nueva organización del sector, con diferentes mercados y regímenes de precio. Así se determina que las diferentes actividades pueden ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas (nacionales o extranjeros), el libre acceso a la actividad de generación y el otorgamiento de concesiones exclusivas para las actividades de transmisión y distribución.

Para un mejor funcionamiento del sistema se encargó el despacho centralizado y su administración al Comité de Operación Económica del Sistema (COES), integrado por las empresas de generación y transmisión del sistema interconectado.

2.4 Justificación de la Regulación

En general, las actividades eléctricas son comparables, en sus principios de funcionamiento, con otras actividades económicas y productivas. Estas son efectuadas por privados que las eligen como opción de inversión de la que esperan obtener una rentabilidad razonable.

Sin embargo se registran dos diferencias fundamentales. En primer lugar, la energía eléctrica es valorada por la sociedad en su conjunto como un servicio básico que se desea y se necesita recibir, esencial para el desenvolvimiento de la economía y otras actividades. En tal sentido, posee un carácter de servicio público.

Por tanto el desarrollo de las actividades eléctricas exige el establecimiento de una relación contractual entre la empresa y el Estado, en donde se normen y se regulen los derechos y obligaciones de la persona jurídica que tendría a su cargo la prestación de los servicios. Para este efecto se diseñan marcos regulatorios y se otorgan contratos de concesión.

La segunda característica peculiar es que las actividades de distribución y transmisión se desarrollan en condiciones de monopolio natural, lo cual se constituye en una falla de mercado que no permite el mejor aprovechamiento de recursos si no se le regula adecuadamente.

Esto significa que tales actividades tienen características técnicas y económicas que hacen aconsejable que cada una sea desarrollada por un único operador, ya que toda otra solución en la que exista más de un prestador compitiendo se reflejará en un mayor costo para los usuarios.

Este hecho de conceder la actividad bajo la figura de un monopolio obliga al Estado concedente a fijar los precios máximos que puede aplicar el prestador de dicho monopolio.

2.5 Criterios para la Determinación de los Costos de Transmisión de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas

El Marco Regulatorio fija precios y trata de establecer una Estructura de Incentivos que simule un ambiente competitivo. Ver Figura N° 2.3.

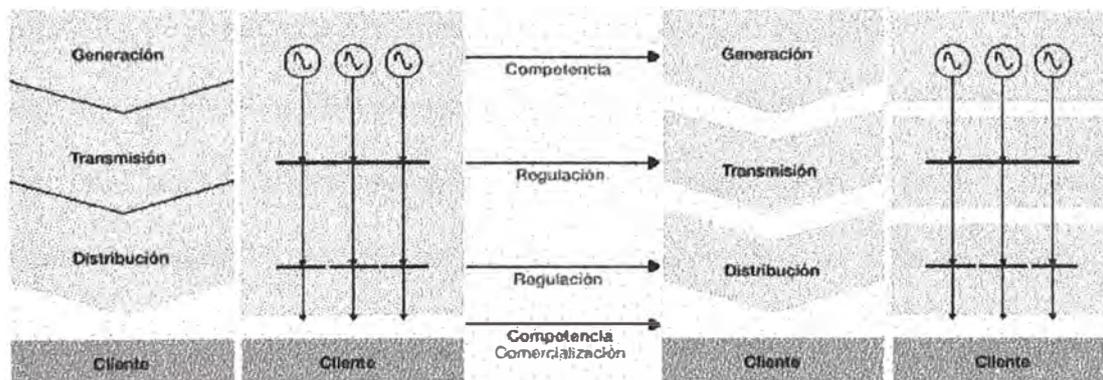


Figura 2.3: Desintegración de las Actividades del Sector

Dentro del sector se reconocen las actividades que se resumen a continuación: en primer lugar, se tiene a la actividad de generación que corresponde a la producción de energía y provisión de potencia al sistema, contando para ello con un conjunto de centrales hidráulicas y térmicas. En esta actividad existe libre acceso y mínimas barreras a la entrada, buscándose proveer al sistema al mínimo costo de generación.

Las siguientes actividades vienen a ser la transmisión y distribución, que son las encargadas de “transportar” la energía desde los centros de producción hasta los centros de consumo, correspondiendo a la primera los niveles de alta y muy alta tensión, y a la segunda los de mediana y baja tensión.

A pesar de las características de monopolio natural que poseen estas dos actividades, el marco regulatorio fija precios y trata de establecer una estructura de incentivos que simule un ambiente competitivo. En efecto, para la actividad de transmisión se busca que las decisiones de los privados sean las correctas, ya que la retribución de transmisión sólo reconoce las inversiones óptimas. Asimismo, se fomenta la inversión privada en la expansión de las líneas de transmisión cuando el sistema lo requiere, a través del concurso público en la licitación de obras bajo el esquema BOOT (construir-operar-transferir) entre diferentes postores.

Por su parte, en la actividad de distribución se establece una empresa de referencia con costos eficientes, con lo cual la empresa real debe competir (“yardstick competition”), lo que le genera incentivos para ser eficiente, ya que logrará una rentabilidad mayor si logra superar ciertos estándares en el periodo en que estos estén vigentes.

Por otro lado, con la finalidad de promover la competencia en el mercado de clientes finales se establece el principio de “Libre Acceso”(Open Access), es decir, cualquier operador, mediante el pago respectivo, puede usar las instalaciones de transmisión y distribución de los concesionarios, teniendo como única restricción su capacidad operativa.

Sin embargo la problemática del libre acceso tiene una serie de complicaciones, debido a los comportamientos estratégicos de los agentes. Si bien el marco

regulatorio promueve la competencia, es necesario indicar que, en el caso de la generación, esta no es directa; que cada generador pueda ofertar precios y cantidades, ya que ni el precio generador - distribuidor (precio en barra) es realmente producto de la competencia directa, sino más bien el resultado de la operación económica del sistema.

Por su parte, la actividad de transmisión enfrenta grandes retos cuando se quiere alcanzar el objetivo de una competencia efectiva, ya que es una actividad complementaria y esencial para llegar a los usuarios finales. Uno de los temas importantes es el de los derechos de transmisión, sobre el cual aún existe una gran discusión a nivel mundial, de cómo definir tales derechos a fin de que sean prácticos, tengan sentido real para todo el mundo y, especialmente, cómo asignarlos, a fin de darle legalidad al eventual contrato social que pudiera existir detrás de ellos.

Otro tema es el de la expansión del sistema de transmisión. Ésta requiere que primero exista la decisión de construir la instalación y los medios que garanticen su pago. Al margen de que se tome la decisión, si la garantía de pago requiere que se califique al sistema como “sistema principal de transmisión”, esto puede dar lugar a ineficiencias que no se aprecian en el corto plazo.

Debido a las características físicas de la energía eléctrica, específicamente la imposibilidad de almacenarla, es necesario el abastecimiento instantáneo de la demanda, es decir, la generación de energía en el momento en que los usuarios la necesitan. Este hecho origina una necesidad de organización a fin de lograr el despacho de energía con el menor costo posible. Esta labor ha sido encargada al Comité de Operación Económica del Sistema (COES). La coordinación de la

operación en tiempo real es efectuada por el representante de los titulares del sistema principal de transmisión en calidad de “coordinador” de la operación del sistema.

Un hecho a destacar es que la programación del despacho considera en todo momento el mínimo costo, lo cual es independiente de los contratos que puedan tener los generadores y que están obligados a cumplir. Este hecho genera que, en algunos casos, los generadores que no inyecten energía necesaria al sistema para cumplir con sus contratos, debido a sus costos, puedan comprar energía a otros generadores menos costosos. Ello origina un mercado intermedio (mercado spot) en donde las transferencias necesarias de potencia y energía entre generadores son determinadas por el COES, con la consecuente transferencia de recursos financieros. Sin embargo, los generadores que decidan vender en el mercado spot toda la energía que despachen asumen una serie de riesgos - como un fuerte ciclo hidrológico - que pueden reducir apreciablemente los costos de energía. En la Figura N° 2.4 se observan las diferentes transferencias entre los agentes económicos del sector.

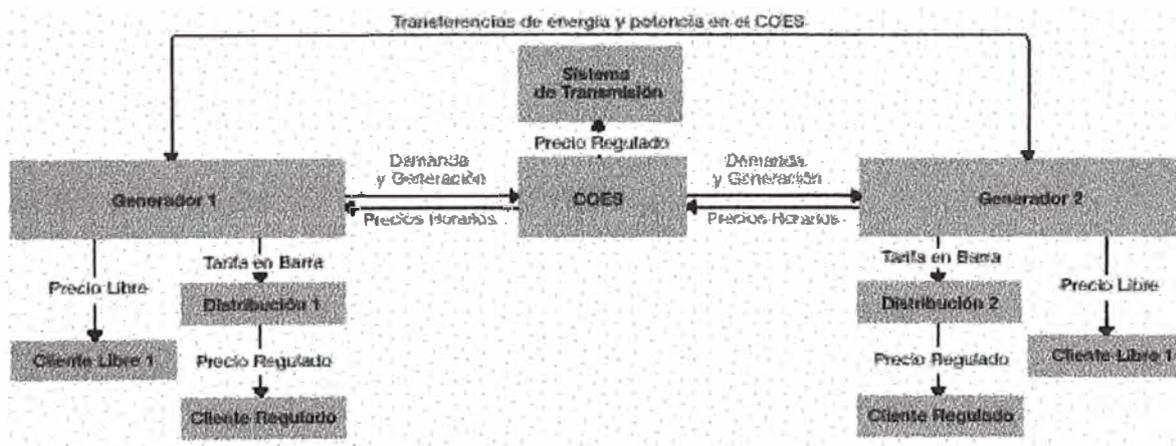


Figura 2.4: Transferencias entre los Diferentes Agentes del Sector Transferencia de Energía y Potencia en el COES

2.6 Precios en Transmisión

2.6.1 Clasificación de los Sistemas

Los Sistemas de Transmisión Eléctricos en el Perú, por su función y de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, están clasificados en dos tipos de redes:

❖ Sistema Principal (SP):

Parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

❖ Sistema Secundario (SS):

Parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde el Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.

2.6.2 Características de los Sistemas

➤ Sistema Principal (SP) :

- Deberá comprender instalaciones de alta o muy alta tensión.
- Deberá permitir el flujo bidireccional de energía.
- El régimen de uso.

➤ Sistemas Secundarios(SS):

- Es posible establecer la dirección predominante del flujo mayor al 90%.
- Es posible establecer responsabilidades específicas.
- Pueden ser atribuibles a la Generación, a la Demanda o a ambos.

En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas de Energía, definirá el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión, de acuerdo con las características mencionadas líneas arriba.

Desde 1994 hasta el 2000, han funcionado en forma independiente en el Perú, el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS).

A partir de la dación de la Resolución de Comisión de Tarifas de Energía N° 006-2001 P/CTE publicada el 12/04/2001, se considera un solo Sistema Interconectado Nacional (SEIN), el cual ha sido constituido por la unión de los Sistemas Interconectados Centro Norte y el Sistema Interconectado Sur, mediante la Línea Transmisión Mantaro Socabaya a 220 kV.

La interconexión de sistemas eléctricos ofrece las ventajas de dar seguridad y continuidad en el abastecimiento a las áreas servidas, reducir el volumen total de las inversiones, reducir el equipamiento de reserva y lograr una mejor utilización de los recursos energéticos.

2.7 Costos del Sistema Principal de Transmisión

El sistema remunera el costo total de transmisión:

$$CT = @VNR + CoyM \quad \dots (1)$$

CT Costo Total de Transmisión (anual).

@VNR: Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del STEA.

COyM: Costos eficientes de operación y mantenimiento del STEA.

2.7.1 El Sistema Económicamente Adaptado (SEA)

El SEA es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio. Conviene resaltar que el reconocimiento de un SEA hace que los inversionistas siempre tomen las mejores decisiones de largo plazo al elegir el tamaño óptimo de su planta, ya que de no hacerlo, el modelo los penaliza al reconocerles sólo el dimensionamiento adecuado de sus instalaciones de transmisión. Por su parte, el establecimiento de los estándares de costos implica que el inversionista en transmisión toma todas las medidas necesarias para reducir su costo medio.

2.7.2 Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

Representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes.

Consideraciones para su Cálculo:

- Costos de inversión (obras, equipos y bienes físicos).
- Gastos financieros durante construcción (12% real anual).
- Gastos y compensaciones por pago de servidumbre.
- Gastos por concepto de estudios y supervisión.

Cada cuatro años la Comisión de Tarifas de Energía procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión con la información presentada por los concesionarios.

2.8 Precios en el Sistema Principal de Transmisión

El Consumidor Final paga el Costo de Transmisión a través de dos cargos:

$$CT = IT + \text{Peaje}$$

CT Costo Total de Transmisión (anual).

IT Ingreso Tarifario basado en Costos Marginales.

Peaje Cargo Complementario para cubrir el CT.

2.8.1 Ingreso Tarifario

$$IT = \text{IT por potencia} + \text{IT por energía}$$

$$IT = (Pr * Ppr - Pe * Ppe) + (Er * Per - Ee * Pee)$$

IT Ingreso Tarifario.

Pe, Pr Potencia de Entrega y Retiro.

Ee, Er Energía de Entrega y Retiro.

Ppe, Ppr: Precios de Potencia en Barras de Entrega y Retiro.

Pee, Per: Preciso de Energía en Barras de Entrega y Retiro.

2.8.2 Peaje por Conexión

$$\text{Peaje} = CT - IT$$

2.9 Precios en los Sistemas Secundarios de Transmisión

El sistema remunera el Costo Medio, que son los costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia. Los usuarios de la red que son servidos en exclusividad pagan una compensación al 100% del Costo Medio

Los Casos Excepcionales (CEX) son tratados sobre la base del beneficio económico que las instalaciones les proporcionan a los usuarios de la red.

CAPÍTULO III EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN

3.1 Generalidades

En el presente capítulo, se trata sobre la evolución de diversos parámetros relacionados con la transmisión, que son:

- ❖ Evolución del Kilometraje de las Líneas Transmisión.
- ❖ Evolución de Costos de Líneas Transmisión en Sistema Principal.
- ❖ Evolución Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión en el Sistema Interconectado Nacional.
- ❖ Evolución Costos Peaje del Sistema Principal de Transmisión.

El análisis de los parámetros relacionados con la transmisión, nos dará una idea global sobre la problemática existente a la fecha, para su posterior evaluación.

3.2 Evolución del kilometraje de las Líneas de Transmisión

En el Cuadro N° 3.1 se puede observar que lo más saltante es el incremento del kilometraje de las Líneas de Transmisión en 220 kV en 6 015,00%; de 79,30 km en 1968 a 4 849 km en 1999. Se debe destacar que dicho incremento se empezó con la privatización en el sector eléctrico en 1 992. Sin embargo el coeficiente de electrificación a la fecha es de 75%, por lo que se requiere inversión adicional para cubrir el 25% faltante. Ver Cuadro N° 3.1.

Año	L.T. 220 kV			L.T. 138 kV			L.T. 69-60 kV
	Principal	Secund.	Total	Principal	Secund.	Total	Secundario
1968			79,30			656,40	
1979			1 312,90			904,40	875,00
1980			1 732,90			994,40	
1997	1 133,03	3 116,51	4 249,54	305,60	2 212,08	2 517,68	1 977,06
1998	1 133,00	3 508,90	4 641,90	420,30	1 954,30	2 374,60	3 182,50
1999	1 277,00	3 572,00	4 849,00	295,00	2 727,00	3 022,00	3 964,00

Cuadro N° 3.1: Evolución del kilometraje de las Líneas de Transmisión

Fuente: El Gran Desafío de Azi Wolfenson (1968 y 1980).
 Estadísticas Electro Perú (1979).
 Anuario Estadístico de DGE / MEM (1997;1998 y 1999).

Algunos comentarios a Diciembre 1999, sobre el Cuadro N° 3.1:

- Longitud de Líneas de Transmisión en 220 kV de SICN, SIS y Sistemas Aislados fue de 4 849 km: - 97,97% correspondieron al SICN.
 - 26,34% considerados como SPT.
- Longitud de Líneas de Transmisión en 138 kV de SICN, SIS y Sistemas Aislados fue de 3 022 km: - 39,42% correspondieron al SICN.
 - 9,8% considerados como SPT.
- Cabe recordar que a 1999, las transmisoras ETECEN y ETESUR son las que poseían Líneas de Transmisión en 220 kV.

Ver Gráficos N° 3.1; 3.2 y 3.3 de Evolución km Líneas de Transmisión.

GRÁFICO N° 3.1: EVOLUCIÓN DEL KILOMETRAJE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 220 kV

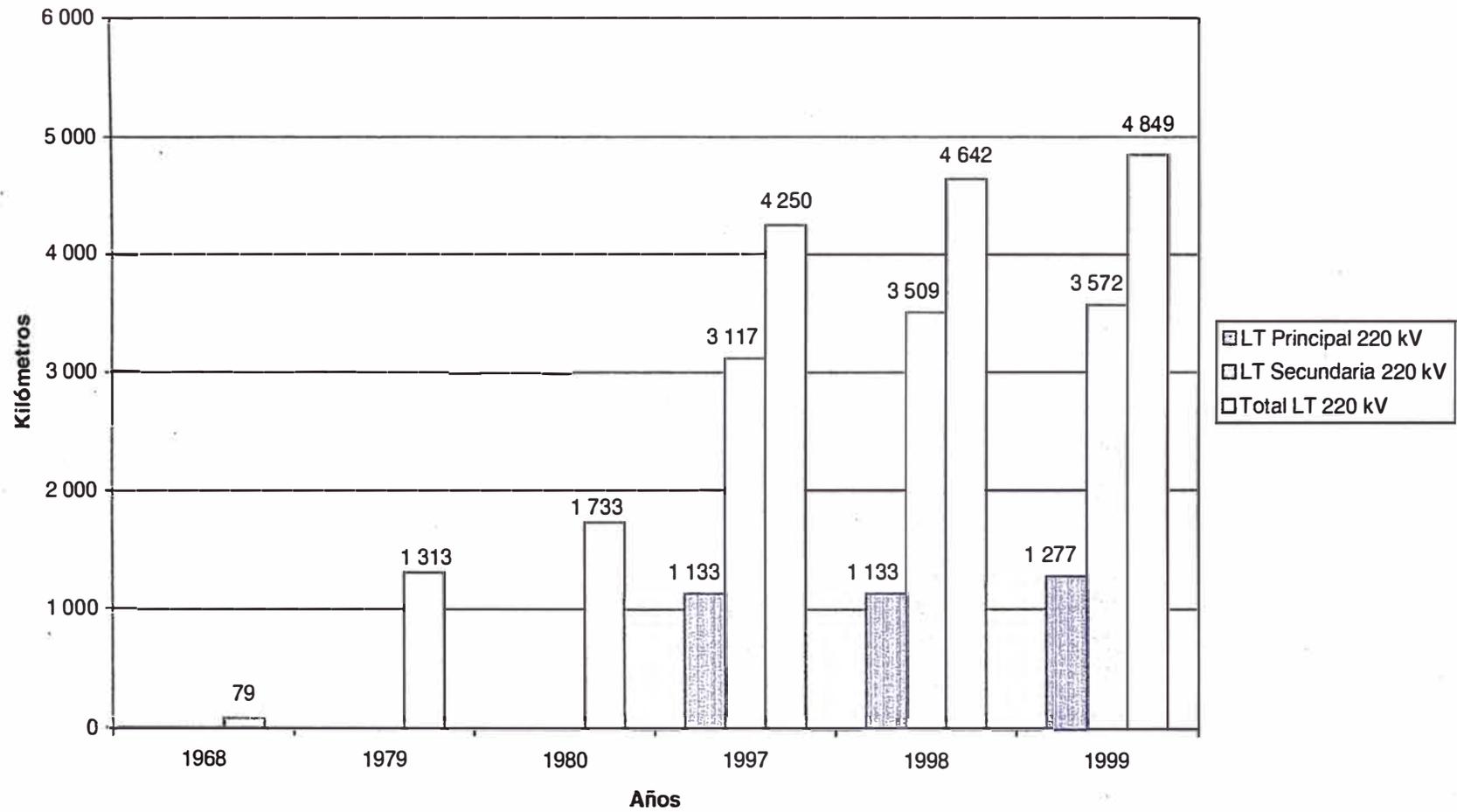


GRÁFICO N° 3.2: EVOLUCIÓN DEL KILOMETRAJE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 138 kV

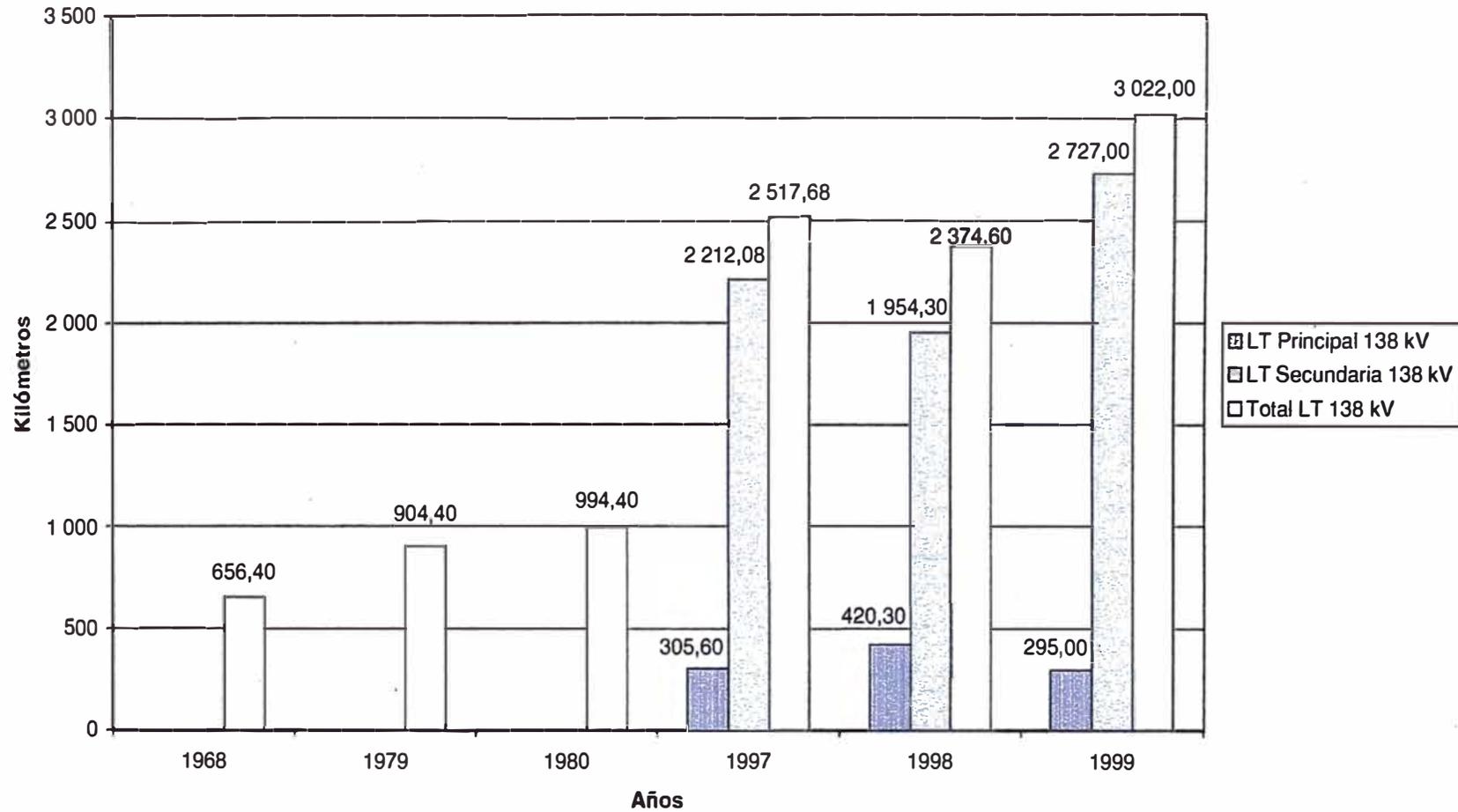
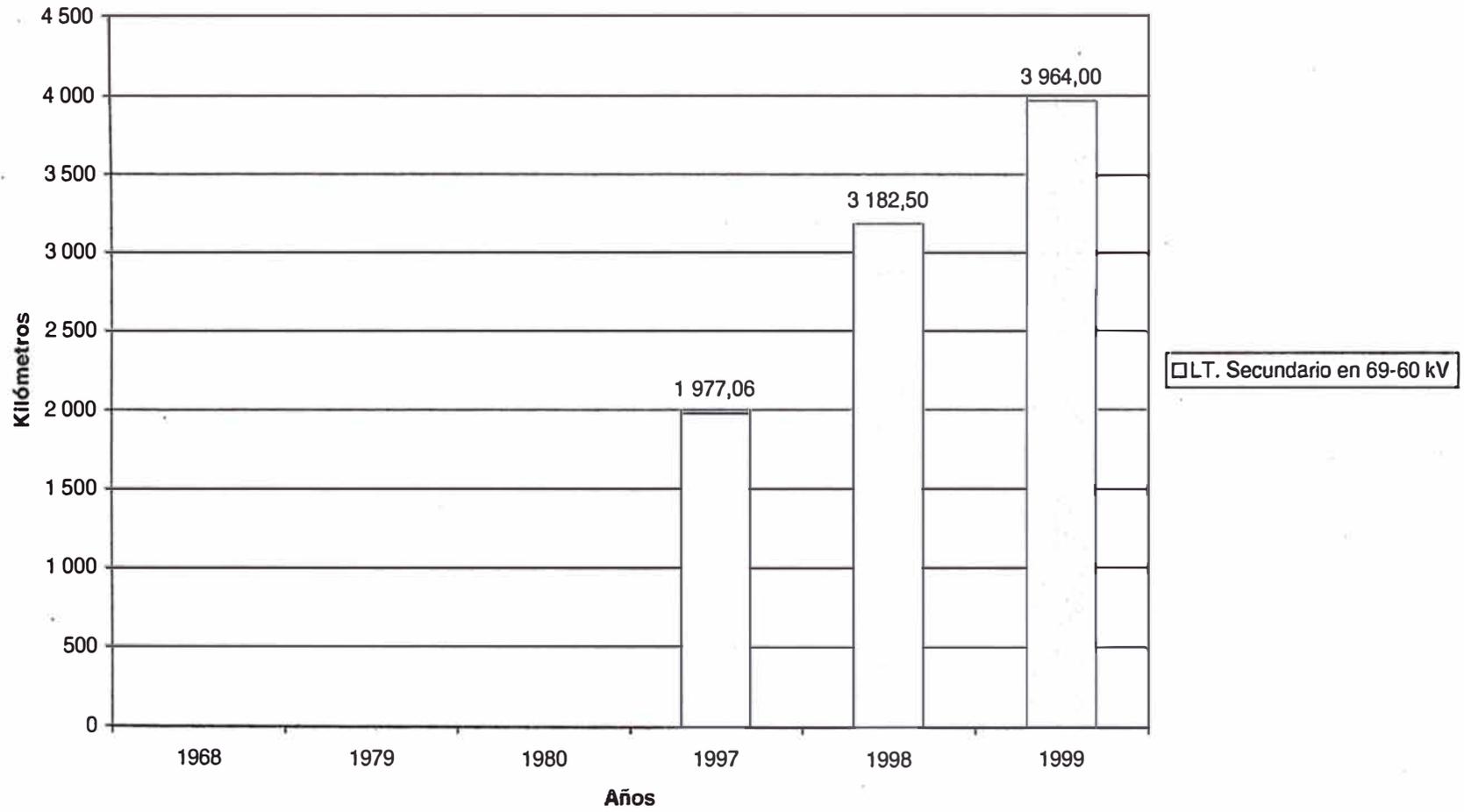


GRÁFICO N° 3.3: EVOLUCIÓN DEL KILOMETRAJE DE LINEAS DE TRANSMISIÓN EN 69 - 60 kV



3.3 Evolución de los Costos de Transmisión

Dentro de la Evolución de Costos de Transmisión, se considera lo siguiente:

3.3.1 Evolución de Costos Unitarios del Sistema Principal de Transmisión (SPT) del Sistema Interconectado Nacional (SEIN)

Para fines del presente informe se ha tomado información de la Comisión de Tarifas de Energía, en lo concerniente a los Procedimientos y Cálculos de la Tarifa en Barra, correspondiente a la regulación tarifaria del mes de Mayo de los años 1998 y 2001, a fin de recabar los datos de los VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) de las diferentes Líneas del Sistema Principal de Transmisión de los Sistemas Interconectados, en 220 kV y 138 kV, que constituyen los Costos Totales de las Líneas del Sistema Principal de Transmisión, que dividido entre el kilometraje de las líneas en mención, nos darán los Costos Unitarios US\$ / km para los años 1998 y 2001.

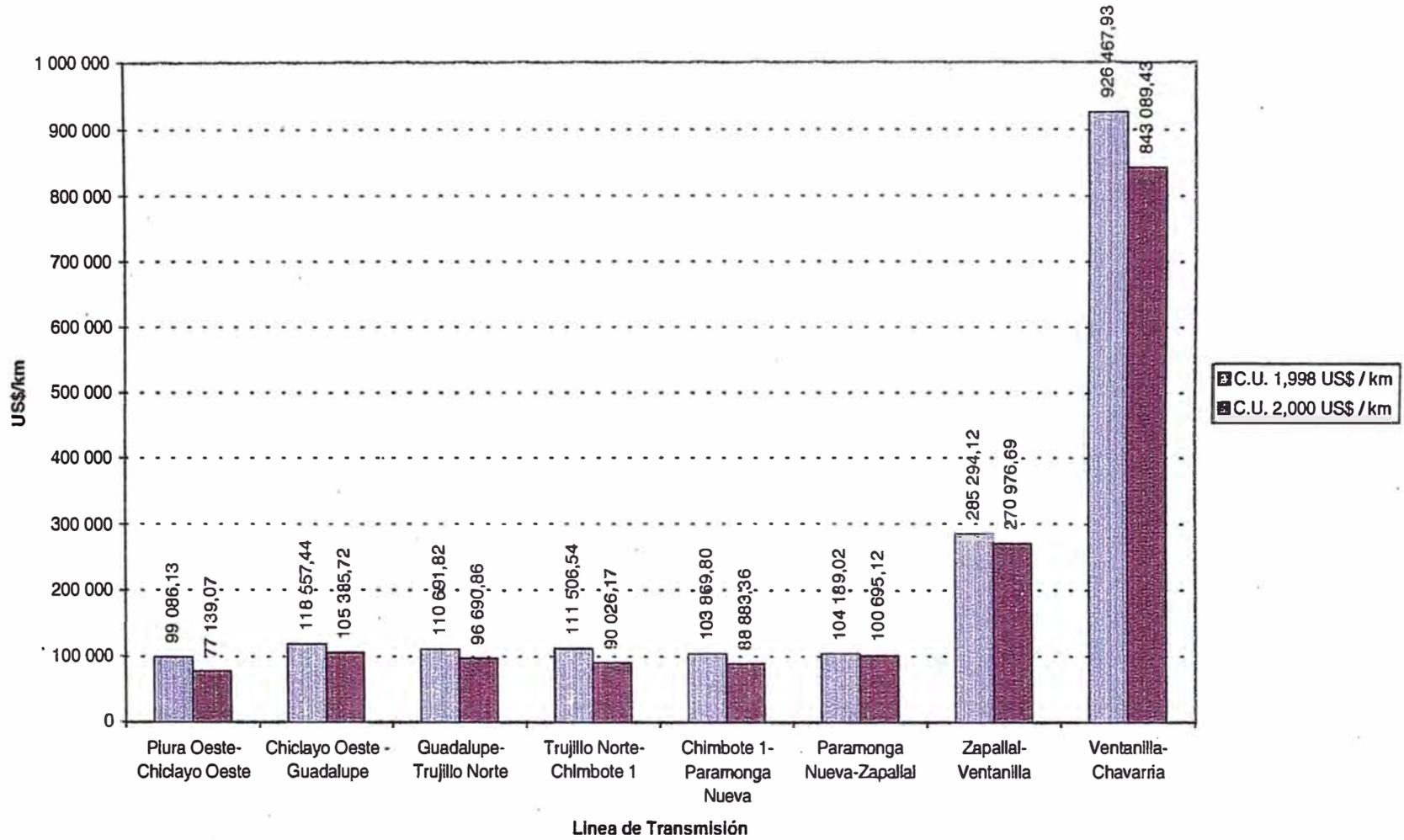
Ver Cuadro N° 3.2: Evolución de Costos (US\$/km) y Características Técnicas del Sistema Principal de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional y el Gráfico N° 3.4: Evolución Costos Unitarios del Sistema Principal de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

CUADRO N° 3.2.: EVOLUCIÓN DE COSTOS (US\$/km) Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

CODIGO	LINEA DE TRANSMISION	TITULAR	TENSION kV	LONGITUD km	TERNAS	CONDUCTOR		ESTRUCTURAS			COSTO TOTAL 1999 (US \$)	COSTO TOTAL 2000 (US \$)	COSTO TOTAL 2001 (US \$)	COSTO UNITARIO 1999 (US \$) / km	COSTO UNITARIO 2000 (US \$) / km	COSTO UNITARIO 2001 (US \$) / km	VARIACION 2000/1999 %	VARIACION 2001/1999 %
						TIPO	SECC (mm2)	METAL	MAD.	P.MET.								
L-248	Talara - Piura Oeste	Electopenú	220	104.00	1.00						12 748 000.00		10 812 000.00	122 578.92		103 981.54		- 15.19
L-238	Piura Oeste-Chiclayo Oeste	Etecen	220	211.19	1.00	ACAR	400	310	262		20 926 000.00	16 291 000.00		99 086.13	77 139.07		- 22.15	
L-238	Chiclayo Oeste - Guadalupe	Etecen	220	83.74	1.00	ACAR	400	194	-		9 828 000.00	8 825 000.00	8 825 000.00	118 557.44	105 385.72	105 385.72	- 11.11	- 11.11
L-234	Guadalupe - Trujillo Norte	Etecen	220	103.35	1.00	ACAR	400	241	-		11 440 000.00	9 993 000.00	9 993 000.00	110 891.82	96 890.86	96 890.86	- 12.85	- 12.85
L-232	Trujillo Norte-Chimbote I	Etecen	220	133.75	1.00	ACAR	498	4	498		14 914 000.00	12 041 000.00		111 508.54	90 028.17		- 19.26	
L-215	Chimbote I - Paramonga Nueva	Etecen	220	221.20	1.00	ACAR	400	378	208		22 976 000.00	19 661 000.00	19 661 000.00	103 869.80	88 883.36	88 883.36	- 14.43	- 14.43
L-213	Paramonga Nueva - Zapallar	Etecen	220	184.00	1.00	ACAR	400	131			17 087 000.00	16 514 000.00	16 514 000.00	104 189.02	100 695.12	100 695.12	- 3.35	- 3.35
L-242/243	Zapallar-Ventania	Etecen	220	18.02	2.00	ACAR	442.7	50			5 141 000.00	4 883 000.00		285 294.12	270 976.89		- 5.02	
L-246	Ventania-Chavarría	Etecen	220	11.07	1.00	ACAR	400	19		25	10 258 000.00	9 333 000.00		928 467.93	843 089.43		- 9.00	
L-207	San Juan-Independencia	Etecen	220	215.50	1.00	ACAR/AAAC	442.7 / 442.7	454	68		23 366 000.00			108 426.91				
L-209	Independencia-Ica	Etecen	220	55.19	1.00	AAAC	442.7	135			7 018 000.00			127 160.72				
L-211	Ica-Mareña	Etecen	220	155.00	1.00	ACAR	442.7	366			15 516 000.00			100 103.23				
L-121	Huanuco - Tingo María	Etecen	138	88.16	1.00	AAAL	203	155					6 758 000.00			78 633.39		
L-1019	Cerro Verde - Molendo	Elesur	138	90.10	1.00								6 004 000.00			68 637.07		
L-1008A	Tintaya - Azangaro	Elesur	138	124.90	1.00								8 513 000.00			68 158.53		
L-1005A	Dolorespatá - Quencoro	Egema	138	8.30	1.00								1 748 000.00			210 602.41		
L-253	Vizcarra - Paramonga Nueva	Aguyúla	220	145.30	1.00								18 612 000.00			114 328.97		
L-2025 L-2026	Socabaya - Moñalvo	Redesur	220	106.74	2.00	AAAC	520	230					17 769 000.00			166 857.30		
L-2029	Moñalvo - Tacna	Redesur	220	124.39	1.00	ACSR	518.84	293					18 118 000.00			145 654.80		
L-2030	Moñalvo - Puno	Redesur	220	198.83	1.00	ACSR	507.6-726.19	438					33 834 000.00			172 089.37		
L-2053 L-2054	Maniaco Socabaya	Transmataro	220	609.00	2.00	ACSR-AAAC	302.5-502-398	1243					179 179 000.00			294 218.39		

GRÁFICO N° 3.4: EVOLUCIÓN DE COSTOS UNITARIOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN AÉREO 220 kV DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



Comentarios sobre la Reducción de Costos de Líneas de Transmisión

Los costos de Líneas de Transmisión se han ido reduciendo en forma paulatina: en los últimos años, de 1998 al 2000, han DISMINUÍDO en un 12,12% por los siguientes motivos:

❖ Los datos de valorización de las líneas de transmisión de 1998 al 2000, han sido tomados de las tarifas en barra, elaboradas por la ex Comisión Técnica de Energía (hoy OSINERG), que han utilizado módulos eficientes para las instalaciones de transmisión. La valorización en base de los módulos estándares, representan el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la **tecnología y precios vigentes (VNR)**, motivo por el cual los precios tienden a disminuir.

❖ Asimismo, podemos comentar que se ha podido observar la disminución del precio del acero a nivel mundial. En el año 1980 el precio FOB del acero promedio era US\$ 2,5 por kilo, en la actualidad el precio FOB oscila entre US\$ 0,60 y 0,80 por kilo; una de las causas es la disminución del arancel para el acero, que ha pasado de 25% (1980) a 11% (1990). Las estructuras de acero de celosía, tienen una incidencia porcentual importante del orden del 60% en el presupuesto de las Líneas de Transmisión.

❖ También se ha podido observar en los últimos años el ingreso masivo de conductores de Aluminio y Aleación de Aluminio del país de Venezuela, con precios menores a los productos nacionales, copando casi el 95% del mercado nacional, debido a que a partir de 1980, en el marco del Pacto Andino, los aranceles para los conductores mencionados han bajado a 0%.

❖ En el transcurso de los últimos años, el coeficiente de seguridad ha bajado del 2,0% al 1,5%.

❖ Ingreso de Empresas Contratistas que, debido a que en la normatividad vigente no existían límites inferiores presupuestales, las ofertas de dichas empresas en las Licitaciones Públicas eran inferiores al 70%.

Comentarios sobre los Costos Unitarios (US\$ / km) del Sistema Principal de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional

En el Cuadro N° 3.2 se puede observar que los Costos Unitarios (US\$ / km) del Sistema Principal de Transmisión del SEIN en 220 kV son variables de acuerdo a los materiales que lo componen:

Costo Línea Aérea de Transmisión 220 kV de ETECEN (Año 2000)

- Piura Oeste – Chiclayo Oeste: US\$ 77 139,07 / km (310 estructuras de metal y 262 postes de madera, conductor 400 mm² ACAR, una terna).
- Ventanilla – Chavarría: US\$ 843 089,43 / km (19 estructuras de metal y 25 postes metálicos, conductor 400 mm² ACAR, una terna).

Costo Línea Aérea de Transmisión 138 kV (Año 2001)

- Cerro Verde – Mollendo: US\$ 66 637,07 / km de ETESUR.
- Dolorespata – Quencoro: US\$ 210 602,41 / km de EGEMSA.

3.3.2 Costos Unitarios de las Líneas de Transmisión de Luz del Sur

La información del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las Líneas de Transmisión de Luz del Sur ha sido tomada del Informe del Primer Grupo de Líneas Aéreas (220 kV y 60 kV) y el Informe del Segundo Grupo de Líneas (60 kV) elaborada por S&Z Consultores Asociados, que constituye el Costo Total de las

Líneas de Transmisión de Luz del Sur, que dividido entre el kilometraje de cada Línea de Transmisión, nos dará los Costos Unitarios de cada Línea de Transmisión (US\$ / km).

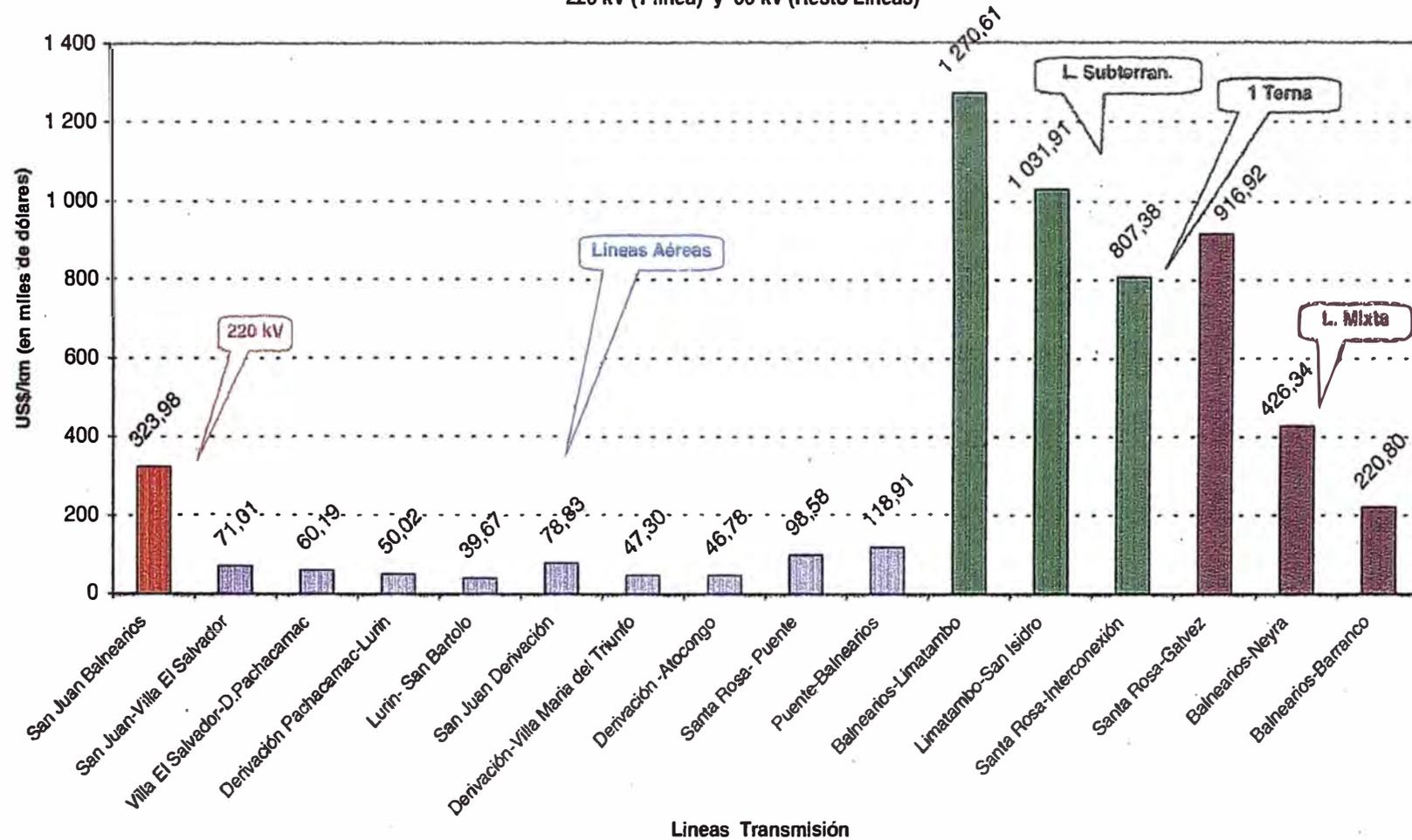
Ver Cuadro N° 3.3: Costos Unitarios (US\$ / km) y Características Técnicas de Líneas de Transmisión de Luz del Sur y Gráfico N° 3.5: Costos Unitarios de las Líneas de Transmisión de Luz del Sur.

CUADRO N° 3.3 : COSTOS UNITARIOS (US\$/Km) y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
220 kV y 60 kV - LUZ DEL SUR

CÓDIGO	LÍNEA DE TRANSMISIÓN(1)	TITULAR	TENSION kV	LONGITUD km	TERNAS	CONDUCTOR		ESTRUCTURAS				COSTO TOTAL 1996 (1) (US \$)	COSTO UNITARIO 1996 (US \$ /km)
						TIPO	SECC (mm ²)	TORRES	ACERO	MADERA	CONCRETO ARMADO		
L-2012 L-2013	San Juan Bañeros	Luz del Sur	220	9.688	2.00	AAAC	491	1	61			3 138 726.00	323 980.80
619-620	San Juan - Villa El Salvador	Luz del Sur	60	6.775	2.00	AAAC	304		4	34		481 101.00	71 011.22
619-620	Villa El Salvador-D. Pachacamac	Luz del Sur	60	3.931	2.00	AAAC	304			22		236 605.00	60 189.52
619-620	Derivación Pachacamac-Lurin	Luz del Sur	60	7.113	2.00	AAAC	304-125			25	9	355 760.00	50 015.46
619-620	Lurin- San Bartolo	Luz del Sur	60	18.445	2.00	AAAC	125			72	6	731 679.00	39 668.15
643-644	San Juan-Derivación	Luz del Sur	60	4.434	2.00	AAAC	304		1	31		349 535.00	78 830.63
643-644	Derivación-Villa María del Triunfo	Luz del Sur	60	3.143	2.00	AAAC	125			13		148 672.00	47 302.58
643-644	Derivación-Atocongo	Luz del Sur	60	6.610	2.00	AAAC	125			31		309 185.00	46 775.34
LA(609-610)	Santa Rosa-Puente	Luz del Sur	60	6.900	2.00	AAAC	304	23		17		680 219.00	98 582.46
LA(609-610)	Puente-Bañeros	Luz del Sur	60	6.800	2.00	AAAC	304	20	11			808 614.00	118 913.82
LS(629-630)	Bañeros-Limatambo	Luz del Sur	60	4.706	2.00	Cu(aceite)	425					5 979 474.40	1 270 606.54
LS(633-634)	Limatambo-San Isidro	Luz del Sur	60	3.010	2.00	Cu(aceite)	175-225					3 106 062.01	1 031 914.29
LS(702)	Santa Rosa- Interconexión	Luz del Sur	60	0.300	1.00	Cu(Seco)	304					242 215.16	807 383.87
LM(627-628)	Santa Rosa-Galvez	Luz del Sur	60	4.600	2.00	AAAC-CU	304-300	3				4 217 813.00	916 915.87
LM(631-632)	Bañeros-Neyra	Luz del Sur	60	3.430	2.00	AAAC-CU	304-325		17		8	1 462 345.00	426 339.65
LM(637-638)	Bañeros-Barranco	Luz del Sur	60	5.98	2.00	AAAC-CU	304-177		35		13	1 320 407.00	220 693.13

NOTA: (1) No incluye costo de Servidumbre

GRÁFICO N° 3.5: COSTOS UNITARIOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 2 TERNAS DE LUZ DEL SUR
220 kV (1 línea) y 60 kV (Resto Líneas)



Comentarios sobre los Costos Unitarios (US\$ / km) de las Líneas de Transmisión de Luz del Sur

Se puede observar en el Cuadro N° 3.3 que los Costos Unitarios (US\$ / km) de las Líneas de Transmisión de Luz del Sur son variables, de acuerdo al tipo de línea y a los materiales que lo componen:

Costos de Línea de Transmisión 220 kV:

San Juan - Balnearios: US\$ 323 980,80 / km.

Costos de Línea Transmisión 60 kV:

Aéreas:

- Lurín - San Bartolo: US\$ 39 668,15 / km (72 postes madera y 6 postes de CA, conductor 125 mm² AAAC, doble terna).
- Puente - Balnearios: US\$ 118 913,82 / km (20 torres acero y 11 postes acero, conductor 304 mm² AAAC, doble terna).

Subterráneas:

- Santa Rosa - Interconexión: US\$ 807 383,87 / km (Conductor 304 mm² Cu - cable seco, una terna).
- Balnearios - Limatambo: US\$ 1 270 606,54 / km (Conductor 425 mm² Cu - cables en aceite, dos ternas).

Mixtas:

- Balnearios - Barranco: US\$ 220 693,13 / km (35 postes acero, 13 postes C.A.; 5,943 km conductor 304 mm² AAAC y 0,34 km cable 177 mm² Cu - seco, doble terna).

- Santa Rosa - Gálvez: US\$ 916 915,87 / km (3 Torres acero; 0,38 km conductor 304 mm² AAAC y 4,32 km Cable 300 mm² Cu - aceite, dos ternas).

De lo mostrado, podemos concluir que es más recomendable la construcción de Líneas de Transmisión tipo aérea y con postes de madera, por ser más baratos.

3.3.2.1 Distribución Porcentual de Costos de Línea de Transmisión Aérea 220 kV San Juan - Balnearios de Luz del Sur

Las características principales de la Línea de Transmisión Aérea 220 kV San Juan- Balnearios son las siguientes:

Tensión	220 kV
Numero de Ternas	2
Conductor	AAAC 491 mm ²
Estructuras (1)	Postes Acero 100' y 115'(61) y Torre celosía
Longitud	9,688 km

El Costo Unitario de la Línea de Transmisión Aérea 220 kV San Juan - Balnearios, al 30-04-96, es de US\$ 323 980,80 / km.

Se puede observar en el Cuadro N° 3.4: Distribución Porcentual de Costos de la Línea de Transmisión Aérea en 220 kV San Juan -Balnearios, al 30-04-96, que la incidencia de los costos de las partidas en forma descendente es la siguiente:

- Estructuras de metal: 53,27% del costo total.
- Obras civiles: 10,53% del costo total.
- Conductores con un 7,08% del costo total.

ITEM	PARTIDAS	COSTO (US\$)	DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE COSTOS (%)
1	SUMINISTROS	2 081 520,00	66,32
1.1	Estructuras	1 672 030,40	53,27
1.2	Aisladores	167 988,74	5,35
1.3	Ferretería	15 407,50	0,49
1.4	Puesta a Tierra	3 217,66	0,10
1.5	Retenida	726,30	0,02
1.6	Conductor	222 149,40	7,08
2	OBRAS CIVILES	330 571,00	10,53
3	OBRAS ELECTROMECÁNICAS	153 640,00	4,89
4	GASTOS DE ALMACENAMIENTO	36 990,00	1,18
5	SUPERV. OBRAS E ING. DETALLE	141 372,00	4,50
6	GASTOS GENERALES	249 740,00	7,96
7	INTERESES INTERCALARIOS	144 893,00	4,62
	TOTAL	US\$ 3 138 726,00	100,00

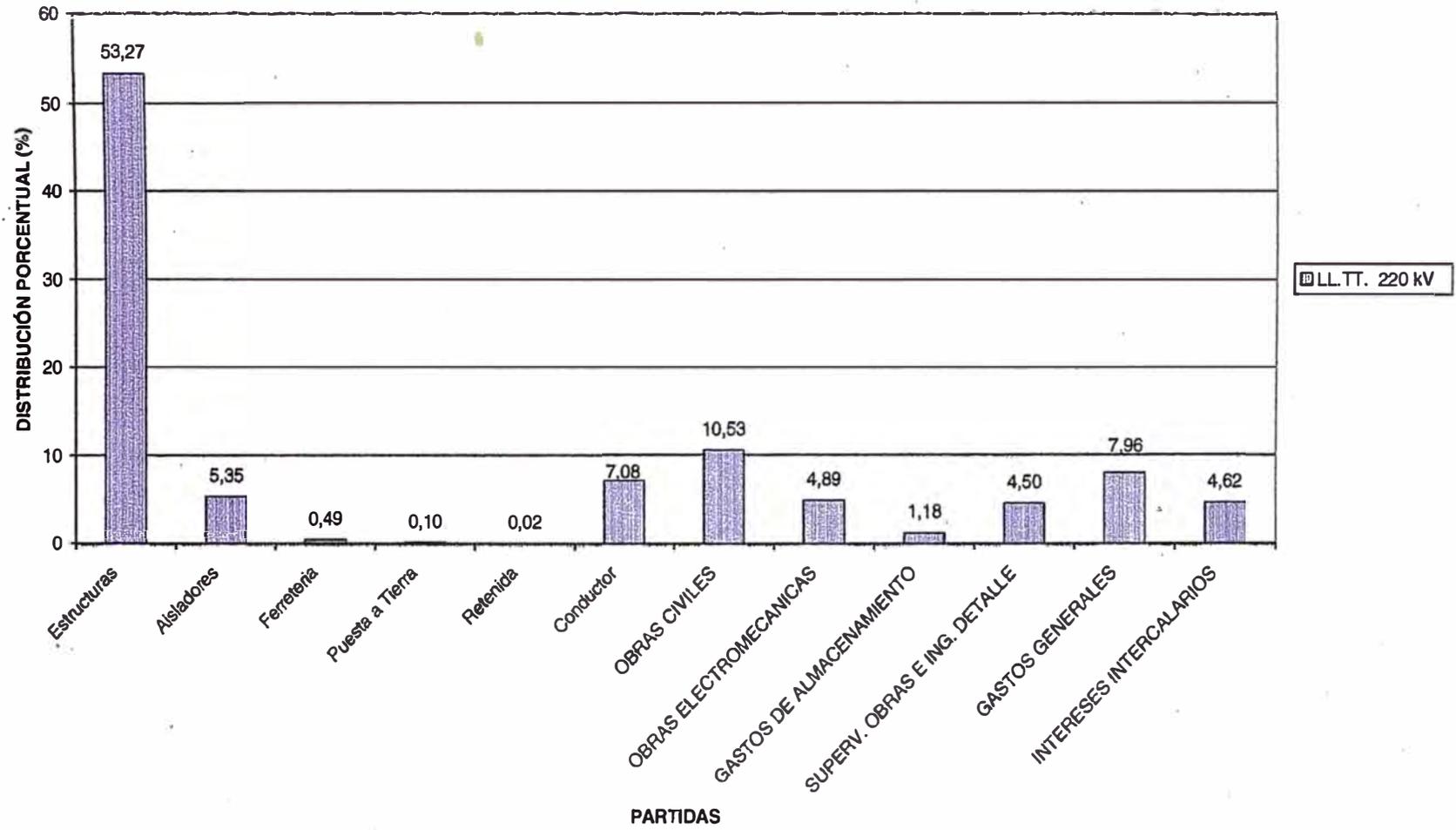
Cuadro N° 3.4: Distribución Porcentual de Costos de Línea de Transmisión Aérea 220 kV San Juan - Balnearios - Luz del Sur

Ver Gráfico N° 3.6: Distribución Porcentual de Costos Línea de Transmisión Aérea 220 kV San Juan - Balnearios de Luz del Sur.

Se adjunta en Anexo 1 lo siguiente:

Información Técnica y Análisis de Costos Unitarios de la Línea de Transmisión Aérea 220 kV San Juan - Balnearios.

GRÁFICO N° 3.6: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE COSTOS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 kV / SAN JUAN - BALNEARIOS (LUZ DEL SUR)



3.3.2.2 Distribución Porcentual de Costos de Línea de Transmisión Aérea 60 kV

Derivación Pachacamac - Lurín de Luz del Sur

Las características principales de la Línea de Transmisión Aérea 60 kV

Derivación Pachacamac - Lurín son las siguientes:

Tensión	:	60 kV
Numero de Ternas	:	2
Conductor	:	304 AAAC mm ² ; 0,71 km 125 AAAC mm ² ; 6,403 km
Longitud	:	7,113 km
Postes	:	Poste de CA de 21 m(9), madera 70'(25)

El Costo Unitario de la Línea de Transmisión Aérea 60 kV Derivación Pachacamac - Lurín, al 30-04-96, es de US\$ 50 015,46 por km.

Se puede observar en el Cuadro N° 3.5: Distribución Porcentual de Costos de Línea de Transmisión Aérea 60 kV Derivación Pachacamac - Lurín, que la incidencia del costo de partidas en forma descendente es la siguiente:

- Obras electromecánicas: 19,81% del costo total.
- Conductores: 15,21% del costo total.
- Gastos Generales: 14,76% del costo total.

ITEM	PARTIDAS	COSTO (US\$)	DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE COSTOS (%)
1	SUMINISTROS	164 337,00	46,19
1.1	Postes de maderas y crucetas	30 646,55	8,61
1.2	Postes de concreto	10 670,00	3,00
1.3	Aisladores	23 719,92	6,67
1.4	Ferretería	19 264,18	5,41
1.5	Puesta a Tierra	9 360,89	2,63
1.6	Retenida	16 561,92	4,66
1.7	Conductor	54 113,54	15,21
2	OBRAS CIVILES	22 454,00	6,31
3	OBRAS ELECTROMECANICAS	70 473,00	19,81
4	GASTOS DE ALMACENAMIENTO	14 330,00	4,03
5	SUPERV. OBRAS E ING. DETALLE	23 080,00	6,49
6	GASTOS GENERALES	52 511,00	14,76
7	INTERESES INTERCALARIOS	8 575,00	2,41
	TOTAL	US\$ 355 760,00	100,00

Cuadro 3.5: Distribución Porcentual de Costos de Línea de Transmisión Aérea 60 kV Derivación Pachacamac - Lurín (Luz del Sur)

3.3.2.3 Distribución Porcentual de Costos de Línea de Transmisión Subterránea 60 kV Santa Rosa - Interconexión de Luz del Sur

Las características principales de la Línea de Transmisión Subterránea en 60 kV Santa Rosa - Interconexión son las siguientes:

Tensión	:	60 kV
Número de Ternas	:	1
Conductor	:	340 mm ² de Cu, Cable Seco
Longitud	:	0,300 km

El Costo Unitario de la Línea de Transmisión Subterránea 60 kV Santa Rosa - Interconexión, al 30-04-96, es de US\$ 807 383,87 / km.

Se puede observar en el Cuadro N° 3.6: Distribución Porcentual de Línea de Transmisión Subterránea en 60 kV Santa Rosa - Interconexión, que la incidencia de costo de partidas en forma descendente, es la siguiente:

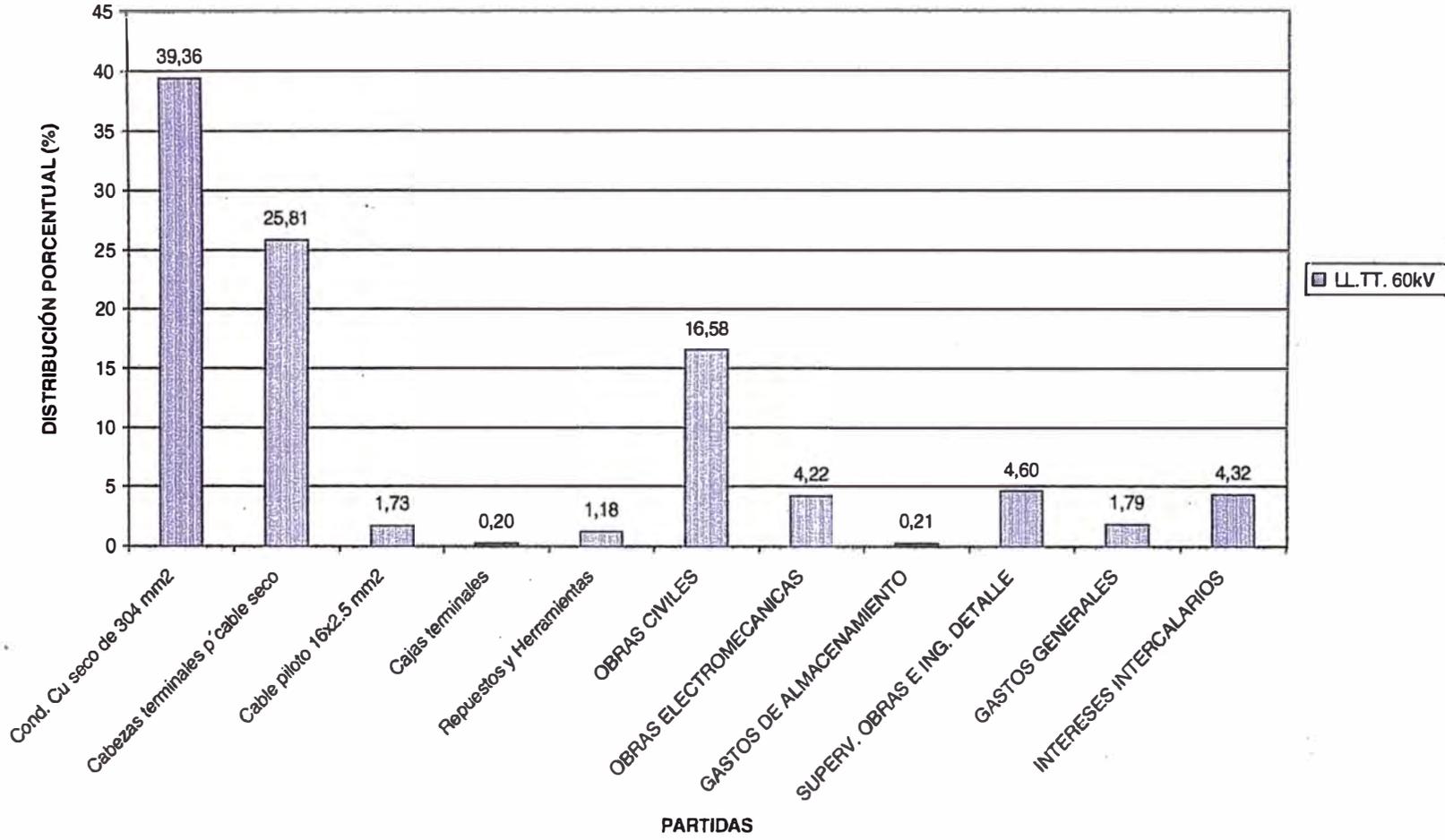
- Conductores de Cu Seco: 39,36% del costo total.
- Cabezas Terminales para cable seco: 25,81% del costo total.
- Las Obras Civiles: 16,58% del costo total.

ITEM	PARTIDAS	COSTO (US\$)	DISTRIBUCION PORCENTUAL DE COSTOS (%)
1	SUMINISTROS	165 382,82	68,28
1.1	Cond. Cu seco de 304 mm2	95 330,40	39,36
1.2	Cabezas terminales p´ cable seco	62 521,80	25,81
1.3	Cable piloto 16x2.5 mm2	4 190,67	1,73
1.4	Cajas terminales	479,55	0,20
1.5	Repuestos y Herramientas	2 860,40	1,18
2	OBRAS CIVILES	40 155,81	16,58
3	OBRAS ELECTROMECAÑICAS	10 229,25	4,22
4	GASTOS DE ALMACENAMIENTO	512,69	0,21
5	SUPERV. OBRAS E ING. DETALLE	11 138,39	4,60
6	GASTOS GENERALES	4 343,70	1,79
7	INTERESES INTERCALARIOS	10 452,50	4,32
	TOTAL	US\$ 242 215,16	100,00

Cuadro 3.6: Distribución Porcentual de Costos de Línea de Transmisión Subterránea 60 kV Santa Rosa - Interconexión (Luz del Sur)

Ver Gráfico N° 3.7: Distribución Porcentual de Costos de Línea de Transmisión Subterránea 60 kV Santa Rosa - Interconexión de Luz del Sur.

GRÁFICO N° 3.7: DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE COSTOS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEA EN 60 kV / SANTA ROSA - INTERCONEXIÓN (LUZ DEL SUR)



Se adjunta en Anexo N° 2 lo siguiente:

Información Técnica y Análisis de Costos Unitarios de Línea de Transmisión Subterránea en 60 kV Santa Rosa - Interconexión.

3.3.3 Otros Costos de Líneas de Transmisión

En el Cuadro N° 3.7 se muestran los Costos de Líneas de Transmisión en 138 kV, en Sierra y Costa, información que fue tomada de las copias de las clases de Titulación Extraordinaria del Ing. Juan Bautista Ríos.

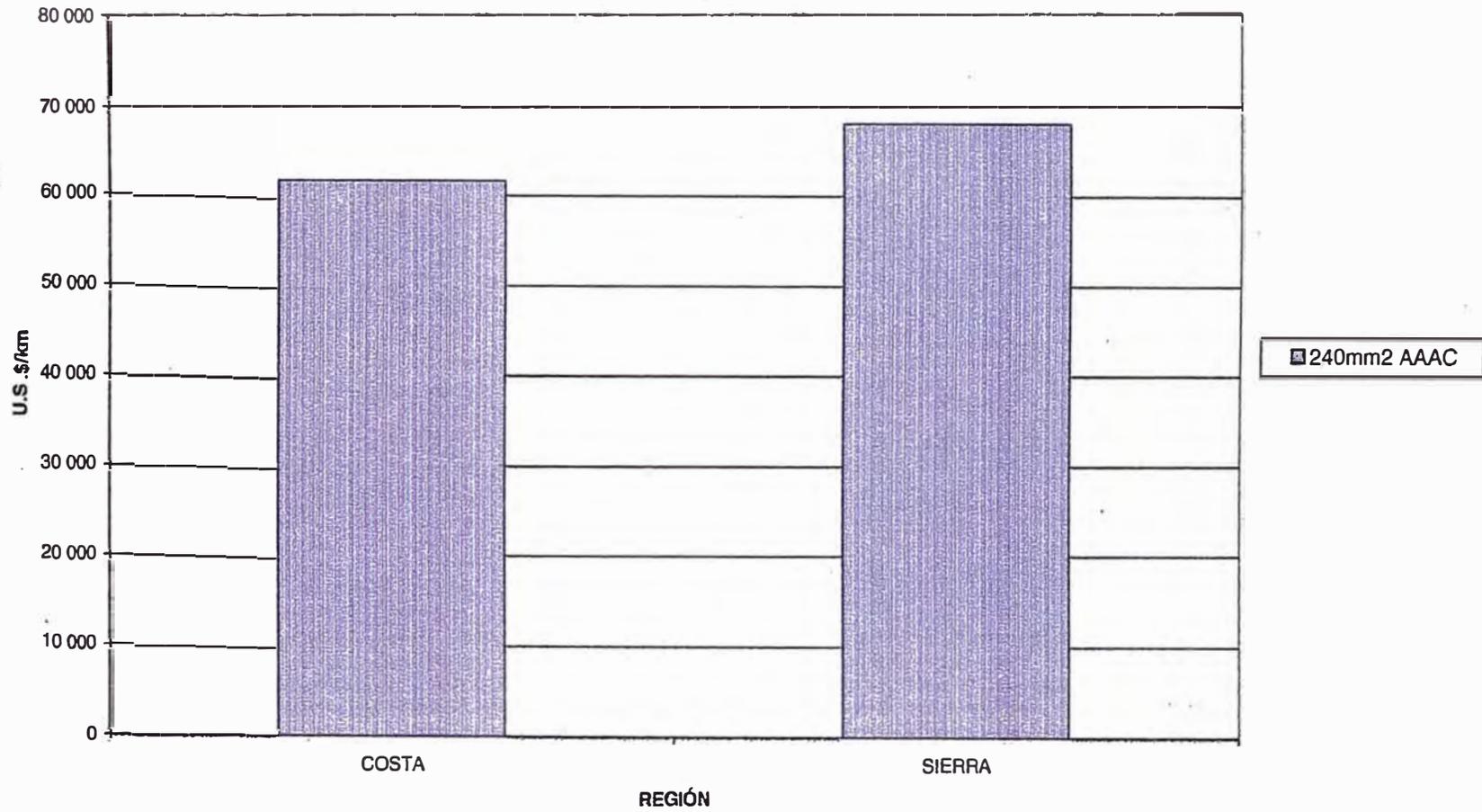
El Costo de Líneas de Transmisión 138 kV, con estructuras de acero y con conductores de 240 mm² AAAC, es de:

- Sierra: US\$ 68 081,70 / km (incluido IGV).
- Costa: US\$ 61 681,36 / km (incluido IGV).

De lo que se concluye que el costo de un kilómetro de Línea de Transmisión 138 kV en la Sierra, es más caro que en la Costa, en un 9,4% debido a la presencia del cable de guarda en las instalaciones de la Sierra, que obliga a que las estructuras sean más altas, las distancias entre fases sean mayores, se requiera más aislamiento, etc.

Ver Gráfico N° 3.8: Costos Unitarios (US\$ / km) de Líneas de Transmisión 138 kV en Costa y Sierra.

**GRÁFICO N° 3.8: COSTOS UNITARIOS (US\$ / KM)
LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 kV (COSTA Y SIERRA)**



ITEM	DESCRIPCIÓN	EST MADERA	EST ACERO	
		120 mm ²	240 mm ² AAAC	
		SIERRA US\$/KM	COSTA US\$/KM	SIERRA US\$/KM
A	SUMINISTROS			
	ESTRUCTURA DE ACERO/MADERA	10209,7	10 879,00	11 891,00
	CADENAS DE AISLADORES	2 214	3 145,31	3 145,31
	CONDUCTORES	4675	5 672,70	6 855,20
	RETENIDAS	1220,4	0,00	821,33
	PUESTAS A TIERRA	947,5	451,00	451,00
	TOTAL SUMINISTROS	19 266,60	20 148,01	23 163,84
B	MONTAJE Y SUMINISTROS	15523,64	23 432,40	25 013,19
	COSTO DIRECTO	34 790,24	43 580,41	48 177,03
	I.G.V. 18%	6 262,24	7 844,47	8 671,87
	COSTO TOTAL EJECUCIÓN	41 052,48	51 424,88	56 848,90
	SERVIDUMBRES est	1 000,00	1 000,00	1 000,00
	IMPREVISTOS 10%	4 105,25	5 142,49	5 684,89
	SUPERVISIÓN Y ADMINISTRACIÓN 8%	3 284,20	4 113,99	4 547,91
	COSTO TOTAL GENERAL	49 441,93	61 681,36	68 081,70

Cuadro 3.7: Costos de Línea de Transmisión 138 kV-Estructura. Simple Terna

En el Cuadro N° 3.8, se muestran los Costos de Líneas de Transmisión en 60-66 kV en Sierra y Costa; información que fue tomada de las copias de las clases de Titulación Extraordinaria del Ing. Juan Bautista Ríos.

Se puede observar que el Costo de Líneas de Transmisión 60-66 kV con estructuras de madera en H y con conductores de 240 mm² AAAC, es de:

- Sierra: US\$ 56 760,19 / km (incluido IGV).
- Costa: US\$ 47 340,39 / km (incluido IGV).

Similarmente, el Costo de Líneas de Transmisión 60-66 kV con estructuras de madera en H y con conductores de 120 mm² AAAC es de:

- Sierra: US\$ 49 441,93 / km (incluido IGV).
- Costa: US\$ 42 348,40 / km (incluido IGV).

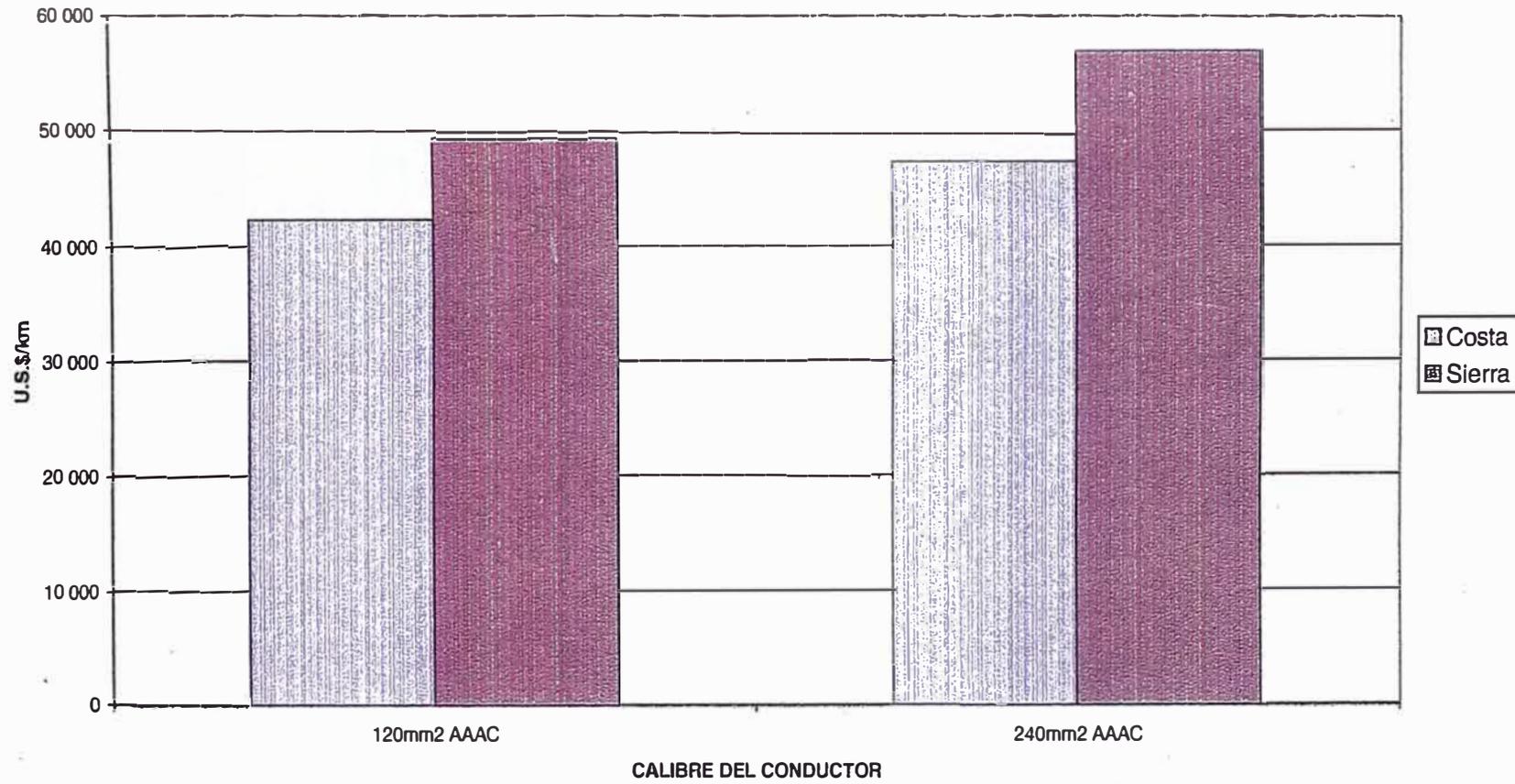
De lo que se concluye que el costo de un km de Línea de Transmisión 60-66 kV en la Sierra es más cara que la Costa.

ITEM	DESCRIPCIÓN	E.FIERRO	EST DE CONCRETO		ESTRUCTURA DE MADERA EN H			
		120 mm2	120 mm2	240 mm2	120 mm2 AAAC		240 mm2 AAAC	
		AAAC	AAAC	AAAC	COSTA	SIERRA	COSTA	SIERRA
		US\$/KM	US\$/KM	US\$/KM	US\$/KM	US\$/KM	US\$/KM	US\$/KM
A	SUMINISTROS							
	ESTR. FIERRO/MAD/CONC	9 500,00	4 950,00	6 480,00	9 083,11	10 209,70	9 083,11	10 209,70
	CADENAS DE AISLADORES	2 108,57	1 845,00	2 220,00	1 969,70	2 214,00	2 221,91	2 214,00
	CONDUCTORES	3 872,00	2 970,00	5 656,20	2 970,00	4 675,00	5 656,20	7 328,20
	RETENIDAS	1 046,06	871,72	871,72	1 220,40	1 220,40	1 046,06	1 220,40
	PUESTAS A TIERRA	954,76	789,58	842,22	842,95	947,50	842,95	947,50
	TOTAL SUMINISTROS	17 481,39	11 426,30	16 070,14	16 086,16	19 266,60	18 850,23	21 919,80
B	MONTAJE Y SUMINISTROS		15 708,10	17 080,61	13 609,62	15 523,64	14 430,72	18 126,30
	COSTO DIRECTO	17 481,39	27 134,40	33 150,75	29 695,78	34 790,24	33 280,95	40 046,10
	I.G.V . (18%)	3 146,65	4 884,19	5 967,14	5 345,24	6 262,24	5 990,57	7 208,30
C	COSTO TOTAL EJECUCIÓN	20 628,04	32 018,59	39 117,89	35 041,02	41 052,48	39 271,52	47 254,40
	SERVIDUMBRES (est)	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00	1 000,00
	IMPREVISTOS (10%)	2 062,80	3 201,86	3 911,79	3 504,10	4 105,25	3 927,15	4 725,44
	SUPERV.Y ADMIN.(8%)	1 650,24	2 561,49	3 129,43	2 803,28	3 284,20	3 141,72	3 780,35
D	COSTO TOTAL GENERAL	25 341,09	38 781,94	47 159,10	42 348,40	49 441,93	47 340,39	56 760,19

Cuadro 3.8: Costos de Línea de Transmisión 60-66 kV - Estructura. Simple Terna

Ver Gráfico N° 3.9: Costos Unitarios de Línea de Transmisión 60 kV - Costa y Sierra.

**GRÁFICO N° 3.9: COSTOS UNITARIOS (US\$ / KM)
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 60 KV (COSTA Y SIERRA)**



3.4 Evolución de los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM) del Sistema Principal de Transmisión

Es preciso señalar que, para la revisión del Costo de Operación y Mantenimiento de una instalación determinada, se requiere contar con información histórica detallada de los costos de operación y mantenimiento de por lo menos 5 años, que permita a la ex C.T.E. (hoy OSINERG) estandarizar los costos en forma eficiente.

3.4.1 Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión por Sistemas Interconectados

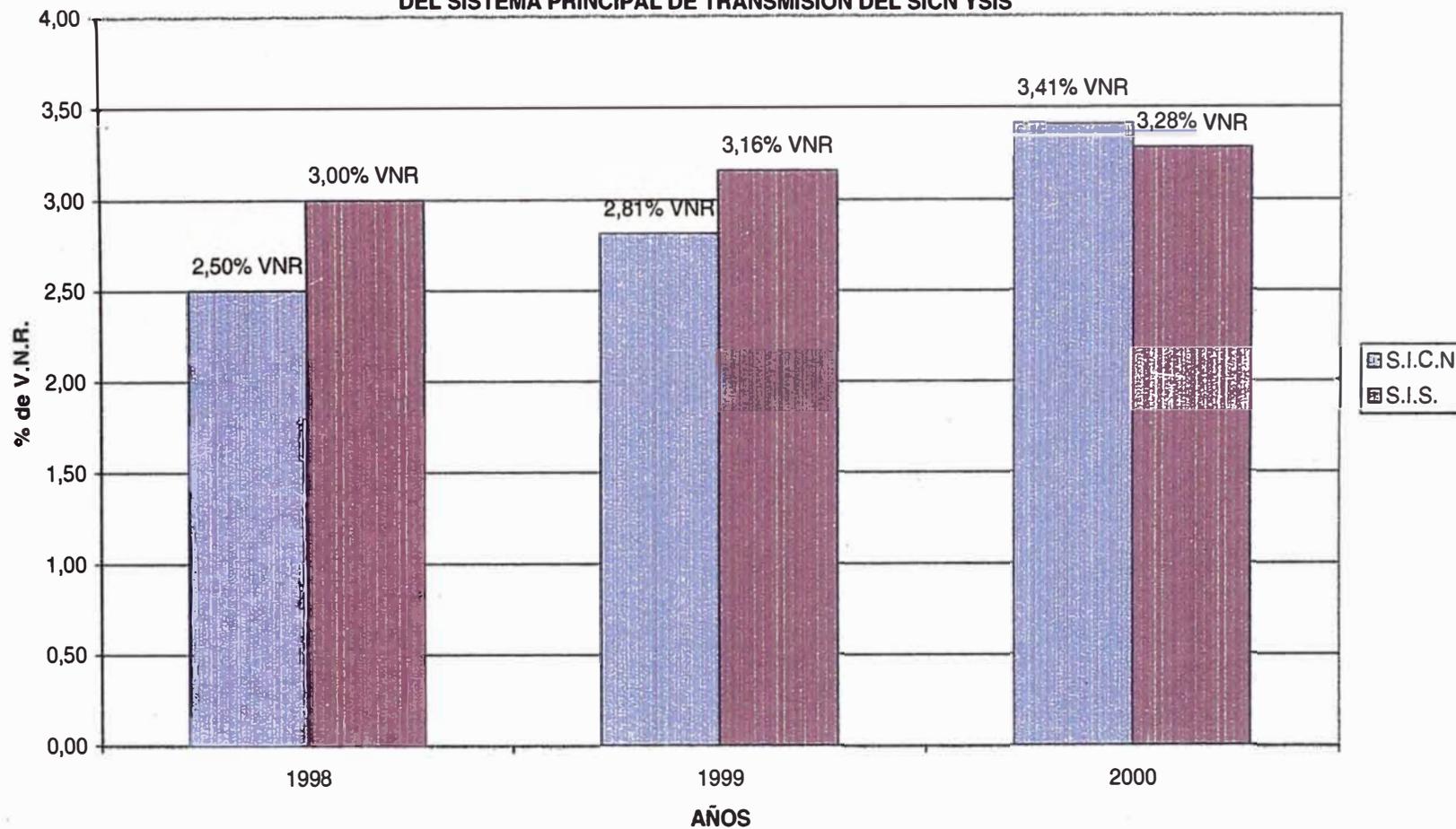
Hasta la regulación tarifaria del 2000, el Costo Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión, se determinaba por Sistemas Interconectados. Es así que la evolución de dichos costos se muestra a continuación. Ver Cuadro N° 3.9.

SISTEMA INTERCONECTADO	COSTO ANUAL DE O y M			INCREMENTO 2000 / 1998 (%)
	1998	1999	2000	
Sistema Interconectado Centro Norte (SICN)	2,5% VNR	2,81% VNR	3,41% VNR	36,40
Sistema Interconectado Sur (SIS)	3,0% VNR	3,16% VNR	3,28% VNR	9,33

Cuadro N° 3.9: Evolución Costos Operación y Mantenimiento de Sistema Principal de Transmisión de Sistemas Interconectados.

Ver Gráfico N° 3.10: Evolución del Costo de Operación y Mant. de las Líneas de Transmisión del SICN y SIS del 1998 al 2000.

GRÁFICO N° 3.10
EVOLUCIÓN COSTO OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SICN YSIS



Es importante destacar que el Costo Operación y Mantenimiento no se determina para una instalación en particular, sino para toda la empresa, ya que existen procesos y/o actividades de operación y gestión que están asociados a todo el conjunto de instalaciones de la empresa.

Comentarios sobre la Evolución de los Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión:

De 1998 al 2000, se ha incrementado un promedio de 22,87% VNR de sus instalaciones, los Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión, por Sistemas Interconectados.

Este incremento de los Costos de Operación y Mantenimiento de las Líneas de Transmisión, se debe a que no se ha contado con información detallada de los costos de operación y mantenimiento de algunas empresas concesionarias, datos que deben ser de por lo menos de 5 años de antigüedad, asumiéndose algunos valores, para luego regularizarlos una vez que se cuente con los datos mencionados, por lo que consideramos que dichos costos deben estabilizarse.

3.4.2 Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión por Empresas Concesionarias

En la regulación tarifaria del 2001, el COyM del Sistema Principal de Transmisión se determina por Empresas Concesionarias; es así que dichos costos se muestran a continuación. Ver Cuadro N° 3.10.

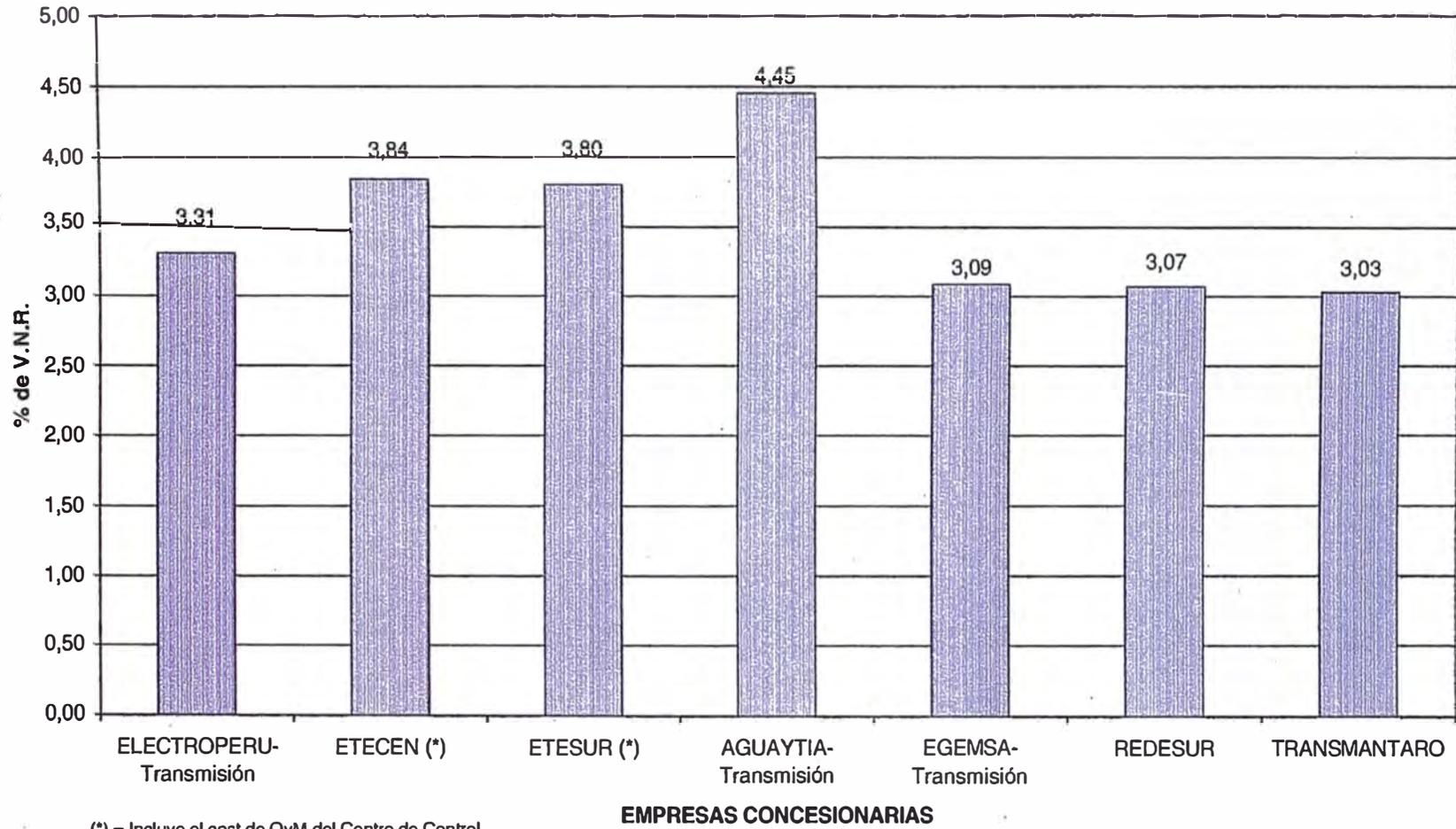
EMPRESA CONCESIONARIA	COSTO DE O y M DEL SIST. PRINC. TRANSM. (Miles US\$ /Año)
ELECTROPERÚ-Transmisión	358,00 (3,31% del VNR)
ETECCEN (*)	2 555,00 (3,84% del VNR)
ETESUR (*)	552,00 (3,80% del VNR)
AGUAYTIA-Transmisión	740,00 (4,45% del VNR)
EGEMSA-Transmisión	54,00 (3,09% del VNR)
REDESUR	2 138,00 (3,07% del VNR)
TRANSMANTARO	5 425,00 (3,03% del VNR)

Cuadro N° 3.10: Evolución Costo Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión de las Empresas Concesionarias.

El Costo de Operación y Mantenimiento del sistema Principal de Transmisión promedio, por Empresas Concesionarias, para el año 2001, es de 3,51% del VNR de sus Instalaciones.

Ver Gráfico N° 3.11: Costo de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal de Transmisión para las Empresas Concesionarias al 2001.

GRÁFICO N° 3.11: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DEL SEIN POR EMPRESA CONCESIONARIA - 2001



CAPÍTULO IV FINANCIAMIENTO UTILIZADO

4.1 Generalidades

En este capítulo se trata de visualizar el financiamiento utilizado por el sector eléctrico, que ha pasado históricamente por diferentes etapas vinculadas a la forma de organización y a la estructura de propiedad imperante y demostrar que la mejor alternativa de inversión es la privada, mediante el uso de contratos tipo BOOT.

4.2 Inversiones hasta 1954

Esta primera época se caracteriza por la creación de empresas de producción y venta de energía eléctrica a base de la iniciativa e inversión privada no sujeta a ninguna regla y con la consiguiente estructura empresarial monopólica u oligopólica, merced a un decreto de 1890.

El volumen de inversiones, en esta etapa, fue muy modesto y por lo tanto, la producción de energía sólo cubría la demanda de algunas industrias específicas en Lima y en ciertas ciudades importantes de provincias y una reducida demanda del alumbrado público y doméstico.

4.3 Inversiones de 1955 a 1969

La segunda época empieza con la promulgación de la Ley de Industria Eléctrica N° 12378 el 08 de Julio de 1955 y le otorga un importante impulso a la generación y comercialización de la electricidad y resuelve una grave crisis existente desde 1939.

Esta ley es incentivadora de la inversión privada nacional y extranjera y, si bien es cierto que se obtiene un relativamente importante volumen de crecimiento de fluido eléctrico, esto sólo se realiza en las zonas de gran demanda y de rendimiento comercial, pero se genera un gran vacío para el proceso de desarrollo integral del país. El concepto de servicio público y de infraestructura básica del desarrollo no se concreta en esta norma legislativa.

La inversión total realizada en el país en sistemas eléctricos en el periodo 1955-1969 ha sido del orden de 20 000 millones de soles (soles corrientes), de los cuales 8 500 fueron invertidos en sistemas de servicios privados (autoprodutores) y 11 500 en sistemas de Servicio Público.

La falta de un sistema de planificación en el subsector, de carácter dinámico y permanente, ha tenido como consecuencia que se carezca en el momento oportuno de alternativas de inversión debidamente estudiadas. Por esto, las decisiones de inversión han tenido que tomarse con mucha frecuencia de manera apresurada y careciendo de adecuados elementos de juicio sobre el proyecto elegido. Los resultados han sido que el costo real de las obras ha sido varias veces superior al monto previsto inicialmente y que los plazos para su puesta en servicio se hayan retrasado continuamente.

La financiación de las inversiones del Estado ha sido hecha principalmente a través del gobierno central y mediante el uso de créditos de proveedores. Muy poco se ha recurrido a las agencias internacionales de crédito. Las inversiones en las concesiones del servicio público a cargo del sector privado fueron financiadas mediante el capital accionario de las empresas (25,8%), emisión de bonos en el país (4,1%), emisión de bonos en el exterior (25,8%), el Banco Mundial (29,1%), el BID (0,5%), AID (1,6%), créditos de proveedores (3,2%) y créditos comerciales extranjeros (7%).

Es evidente que la política financiera del subsector ha estado basada casi exclusivamente en la captación de los fondos necesarios para sus inversiones en fuentes externas al subsector, tanto del país como del extranjero, sin preocuparse en la generación interna de recursos financieros que conduzcan a un progresivo autofinanciamiento.

4.4 Inversiones de 1962 a 1991

Como una manera de llenar este vacío en forma parcial, se dicta la Ley N° 13979, de Febrero de 1962, que facultaba al Gobierno para organizar como empresas autónomas los servicios eléctricos del Estado. Esta etapa concluye en Diciembre de 1968 y comienza la tercera con la creación del Ministerio de Energía y Minas y con la promulgación de los Decretos Leyes N° 19521 y 19522, del 05-09-1972 y 12-09-72 respectivamente, que establecen una alta participación del Estado en la generación y distribución de energía eléctrica y se crea ELECTROPERÚ como la gran empresa de electricidad del país. En la crisis de 1975 a 1978, las inversiones decaen, tanto por la falta de recursos aportados por el Estado como por el estancamiento en el

necesario reajuste de tarifas en función de los incrementos de costos, reflejo también de la crisis generalizada de la economía en ese periodo.

La falta de recursos del estado como aporte de capital a ella, junto con la escasez de divisas y su correspondiente racionamiento, así como la poca movilidad de las tarifas, constituyen factores de incidencia negativa en la eficiente gestión de ELECTROPERÚ y ELECTROLIMA, las dos mayores empresas de generación y distribución de fluido eléctrico.

4.5 Inversiones de 1992 a la fecha

En el transcurso de los inicios de los 90, luego de varias décadas de una presencia estatal importante en todas las actividades económicas, los resultados eran desalentadores, destacándose el hecho de que la mayor parte de las empresas públicas arrojaban pérdidas. En particular, el sector eléctrico atravesaba por una severa crisis derivada de la insuficiente inversión estatal y el deterioro de la infraestructura por fenómenos como el terrorismo. Ello se traducía en una capacidad de generación al borde del racionamiento, llegándose a un déficit de oferta de más de 20% respecto a la demanda y a un nivel de cobertura menor de 50%, además de una serie de deficiencias en la calidad del servicio y fuertes pérdidas de energía, que en 1993 alcanzaban un 21,8% para las actividades de distribución.

Una de las herramientas para enfrentar los problemas del sector eléctrico era la inversión privada. En 1991 se promulgó la Ley de Promoción de la Inversión privada en las Empresas del Estado (Decreto Ley 674), en donde se establecía la forma y los mecanismos de transferencia vía concesiones o ventas de activos.

El proceso de privatización en el sector se inició en Mayo de 1992, las transacciones más importantes han sido las correspondientes a Luz del Sur, Edegel y

Egenor, en las que el estado vendió toda su participación, obteniendo un total de US\$ 157,9 millones, US\$ 139,2 millones y US\$ 60 millones respectivamente por las acciones remanentes.

A fines de 1992 se promulga la Ley de Concesiones Eléctricas y su posterior reglamentación, así como la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del sector Eléctrico y la Norma Técnica de calidad.

Recientemente se ha optado por incentivar la inversión privada para reforzar y ampliar las líneas de transmisión e interconexión mediante el uso de contratos de tipo BOOT.

A través de esta modalidad de participación privada, se licita la ejecución de una determinada infraestructura a cambio de la cual se concede la explotación de la misma durante un periodo de tiempo determinado, devolviéndose al Estado una vez finalizada.

El caso más importante ha sido la concesión para la construcción y explotación de la Línea de Interconexión Mantaro – Socabaya durante un periodo de 32 años a partir de la fecha de cierre del acto de adjudicación, ocurrida en Febrero de 1998. La buena pro fue otorgada al consorcio canadiense Transmantaro, liderado por Hydro Québec, quien presentó una oferta económica por un valor de US\$ 179,2 millones.

CONCLUSIONES

1. De 1968 a 1999 hubo un incremento importante del kilometraje de Líneas de Transmisión, cuyo mayor crecimiento se realizó desde que se empezó con la privatización en el sector eléctrico en 1992, lo que demuestra lo importante que es la inversión privada.
2. De 1998 al 2001 se ha reducido en promedio; 12,12% los Costos Unitarios de Sistema Principal de Transmisión (VNR / km) del Sistema Interconectado, debido a que la Ex Comisión de Tarifas de Energía (hoy OSINERG), ha considerado módulos estándares eficientes de líneas de transmisión, valorizados con la tecnología y precios vigentes, por lo que se concluye que los precios deban seguir bajando, en menores porcentajes, hasta estabilizarse.
3. De 1998 al 2000, si bien es cierto que los Costos de Operación y Mantenimiento del Sistema Principal Transmisión de los Sistemas Interconectados se han incrementado en un 22,87% VNR de sus instalaciones, se debió a que no se contó con información confiable, por lo que se concluye que dichos precios tenderán a bajar en porcentajes pequeños, en función a la adecuación de la nueva tecnología concordante con la globalización en que nos encontramos inmersos, para luego estabilizarse.

4. Los Costos Unitarios de las Líneas de Transmisión en 60 kV de Luz del Sur, evaluados en 1996, difieren desde US\$ 39 558,15 hasta US\$ 1 270 606,54; dependiendo del tipo de materiales utilizados y el tipo de Línea de Transmisión empleado (aérea, subterránea, mixta), siendo los más económicos las líneas de transmisión aérea con postes de madera.
5. Se ha demostrado históricamente que la mejor alternativa del sector eléctrico de utilizar financiamiento es con la inversión privada.
6. Se debe seguir alentando la inversión privada en la concesión de Líneas de Transmisión, mediante la firma de Contratos BOOT, financiados a 30 años, para luego pasar a manos del Estado.

ANEXOS

**INFORMACIÓN TÉCNICA Y ANÁLISIS DE
COSTOS UNITARIOS DE LA LÍNEA
TRANSMISIÓN 220 kV SAN JUAN-
BALNEARIOS DE LUZ DEL SUR**

ANEXO A
SAN JUAN – BALNEARIOS
2012 – 2013

RESUMEN EJECUTIVO

Las características principales de la Línea en 220 kV San Juan – Balnearios son las siguientes:

Tensión	220 kV
Número de Ternas	2
Conductor	AAAC 491 mm ²
Estructuras	Postes de acero y una torre de celosía
Longitud	9,688 km

El estimado de costo valor presente sin incluir el I.G.V., de dicha línea se detalla a continuación:

	US\$
Suministros	2 081 520
Obras Civiles	330 571
Obras Electromecánicas	153 640
Gastos de Almacenamiento	36 990
Supervisión de Obras e Ingeniería de Detalle	141 372
Gastos Generales	249 740
Intereses Intercalarios	144 893
Total:	3 138 727

Los costos son al 30.04.96, cuando el tipo de cambio fue el siguiente:

Compra	2,36 Nuevos Soles
Venta	2,38 Nuevos Soles

Para esta estimación se han seguido los lineamientos indicados en el informe denominado “Metodología y Criterios para la Determinación del VNR de las Líneas de Alta Tensión de Luz del Sur S.A.” – Rev. 1. En este caso particular, se han tomado los porcentajes de almacenamiento, gastos generales y de interés intercalario según el análisis correspondiente a esta misma línea que aparece como una de las 4 líneas tipo en el informe antes mencionado.

RESUMEN DE COSTOS

L.T. 220 KV SAN JUAN - BALNEARIOS

DESCRIPCION	TOTAL US\$
SUMINISTROS	2 081 520
OBRAS CIVILES	330 571
OBRAS ELECTROMECANICAS	153 640
GASTOS DE ALMACENAMIENTO (1,7 3 % de Suministros)	36 990
SUPERVISION DE OBRA E INGENIERIA DE DETALLE	141 372
GASTOS GENERALES (9,08 %)	249 740
INTERESES INTERCALARIOS (4,92 %)	144 893
TOTAL	3 138 727

METRADOS

LINEA : 2012 - 2013

N° DE TERNAS : 2

CONDUCTOR : AAAC 491mm²

NIVEL DE TENSION : 220kV

ENLACE : SAN JUAN - BALNEARIOS

TOTAL ESTRUCTURAS

DESCRIPCION	CANTIDAD
POSTE DE SUSPENSION "S2"	13
POSTE DE SUSPENSION "S3"	19
POSTE TERMINAL "A3"	1
POSTE TERMINAL "B1"	6
POSTE TERMINAL "C1"	8
POSTE TERMINAL "C3"	6
POSTE TERMINAL "D1"	4
POSTE TERMINAL "T"	2
POSTE TERMINAL "Te"	2
TORRE TIPO "T"	1

TOTAL POSTES 61

TOTAL TORRES 1

TOTAL MATERIALES

DESCRIPCION	CANTIDAD
ADAPTADOR CASQUILLO - OJO	318
ADAPTADOR HORQUILLA - BOLA	318
AISLADORES	6012
AISLADORES RIGIDOS	96
ARMOR RODS	192
BARRA DE TIERRA Cu DE °5/8"x8'	62
BIFILAR PARA CUELLO MUERTO	96
BRAZOS DE ACERO	222
CONECTOR DE BARRA DE TIERRA	62
MORDAZAS DE ANCLAJE	96
MORDAZAS DE SUSPENSION	222
POSTE DE ACERO 100' A3	1
POSTE DE ACERO 100' S2	13
POSTE DE ACERO 115' B1	6
POSTE DE ACERO 115' C1	8
POSTE DE ACERO 115' C3	6
POSTE DE ACERO 115' D1	4
POSTE DE ACERO 115' S3	19
POSTE DE ACERO 115' T	2
POSTE DE ACERO 78' Te	2
TORRE DE CELOSIA DE ACERO	1
RETENIDA INCLINADA	12

COSTO DE MATERIALES

LINEA : 2012 - 2013

N° DE TERNAS : 2

CONDUCTOR : AAAC 491mm²

NIVEL DE TENSION : 220kV

ENLACE : SAN JUAN - BALNEARIOS

CR

ADAPTADOR CASQUILLO - OJO	318	5,00	1 590,00
APTADOR HORQUILLA - BOLA	318	5,13	1 631,34
SLADORES	6012	20,42	122 765,04
AISLADORES RIGIDOS	96	312,00	29 952,00
ARMOR RODS	192	19,61	3 765,12
BARRA DE TIERRA Cu DE °5/8"x8'	62	43,81	2 716,22
BIFILAR PARA CUELLO MUERTO	96	6,02	577,92
BRAZOS DE ACERO	222	409,50	90 909,00
CONECTOR DE BARRA DE TIERRA	62	3,37	208,94
MORDAZAS DE ANCLAJE	96	23,75	2 280,00
MORDAZAS DE SUSPENSION	222	18,75	4 162,50
POSTE DE ACERO 100' A3	1	29 187,99	29 187,99
POSTE DE ACERO 100' S2	13	12 810,33	166 534,29
POSTE DE ACERO 115' B1	6	31 523,31	189 139,86
POSTE DE ACERO 115' C1	8	21 150,09	169 200,72
POSTE DE ACERO 115' C3	6	39 454,74	236 728,44
POSTE DE ACERO 115' D1	4	43 746,30	174 985,20
POSTE DE ACERO 115' S3	19	15 418,26	292 946,94
POSTE DE ACERO 115' T	2	42 255,72	84 511,44
POSTE DE ACERO 78' Te	2	33 701,85	67 403,70
TORRE DE CELOSIA DE ACERO	1	18 480,15	18 480,15
RETENIDA INCLINADA	12	55,00	660,00
CONDUCTOR	58200	3,47	201 954,00

RESUMEN

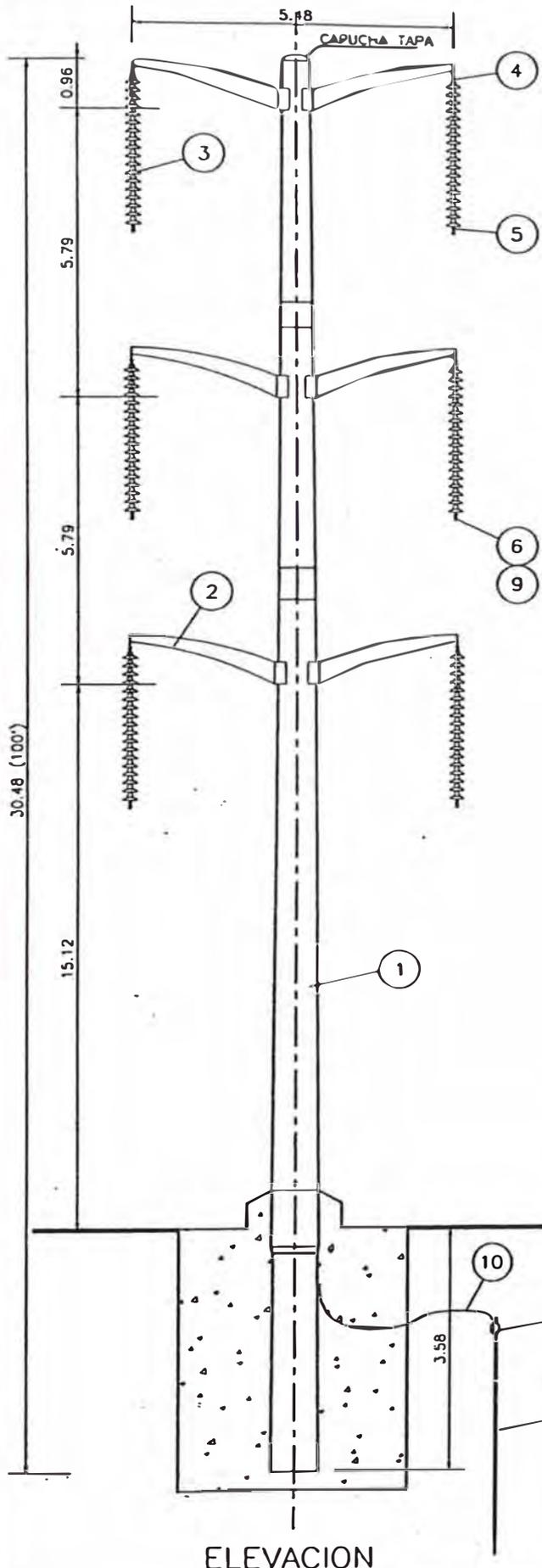
ESTRUCTURAS	1 520 027,73
AISLADORES	152 717,04
FERRETERIA	14 006,88
PUESTA A TIERRA	2 925,16
RETENIDA	660,00
CONDUCTOR	201 954,00

TOTAL **1 892 290,81**

RESUMEN DE OBRAS CIVILES

L.T. 220 KV SAN JUAN - BALNEARIOS

DESCRIPCION	UNID	CANT	P.U. US\$	P.TOTAL US\$
Replanteo topografico de la ruta de la linea	km	9,80	208,84	2 046,63
Limpieza de la faja de servidumbre	Km	0,10	504,58	50,46
Caminos de acceso	Km	0,10	1 125,51	112,55
Limpieza y arreglo de acceso carrozable existente	Km	0,04	879,32	35,17
Excavacion en terreno arenoso	m3	265,64	46,35	12 312,41
Excavacion en terreno normal	m3	929,75	19,34	17 981,37
Excavacion en roca	m3	132,82	111,10	14 756,30
Rieles y Solado de concreto pobre	U	61,00	238,43	14 544,23
Concreto F'c = 210 kg/cm2	m3	1 239,99	143,73	178 223,76
Eliminacion de material excedente	m3	1 328,22	22,93	30 456,08
Gestión y pago de servidumbre	Glb	1,00	30 000,00	30 000,00
Utilidades (10 %)				30 051,90
TOTAL				330 570,86



ELEVACION

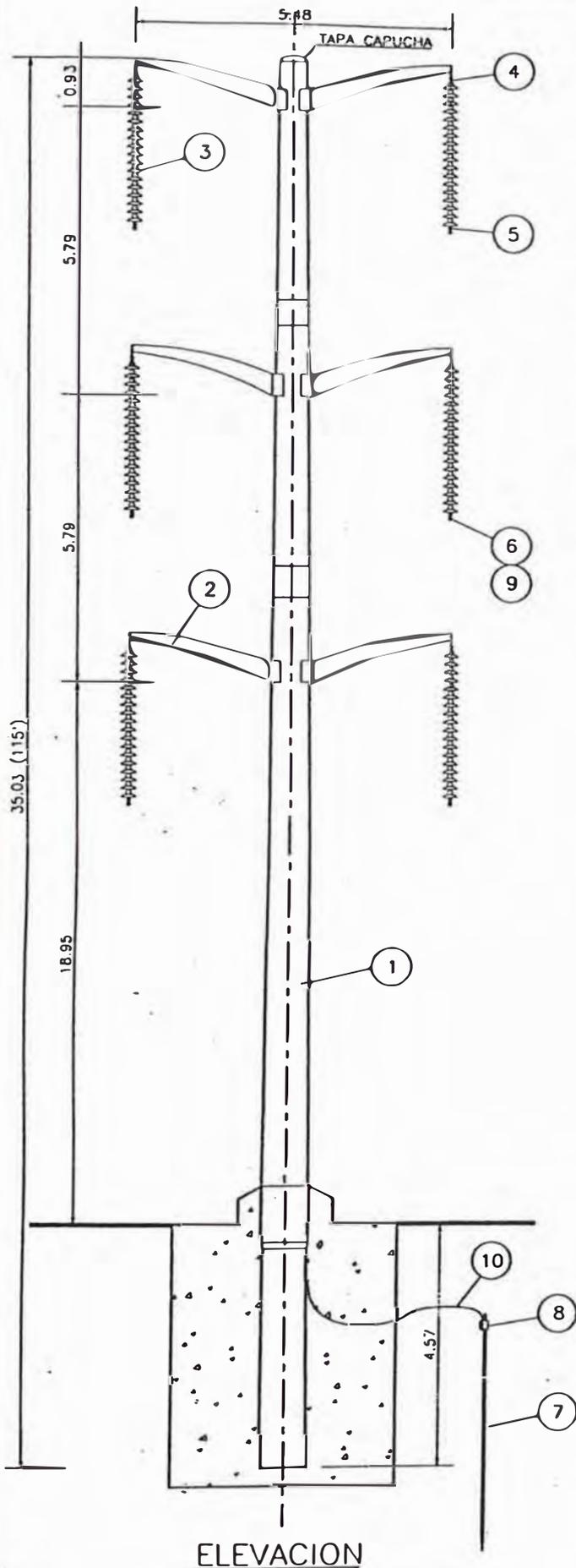
METRADO DE MATERIALES

N°	CANT	DESCRIPCION
1	1	POSTE DE ACERO 100'
2	6	BRAZOS DE ACERO
3	108	AISLADORES
4	6	ADAPTADOR HORQUILLA - BOLA
5	6	ADAPTADOR CASQUILLO - OJO
6	6	MORDAZAS DE SUSPENSION
7	1	ELECTR. A TIERRA Cu DE 5/8"Øx8'DE LONG.
8	1	CONECTOR PARA ELECTRODO A TIERRA
9	6	ARMOR RODS
10	1.5mt.	CONDUCTOR DE Cu N° 2 AWG

CARACTERISTICAS:

- CARGA VERTICAL POR FASE 1200 Lbs.
- CARGA TRANSVERSAL POR FASE 500 Lbs.
- CARGA DEL VIENTO SOBRE POSTE 2.3 Lbs/pie2
- PESO APROXIMADO DE LA ESTRUCTURA SIN ACCESORIOS 8,940 Lbs.
- GALVANIZADO TOTALMENTE EN CALIENTE
- ANGULO DE DESVIACION 0°
- FACTOR DE SEGURIDAD 2.5

					LUZ DEL SUR S.A. GERENCIA DE TRANSMISION		LT2012AR01	
			LIMA - PERU		LINEA 220 KV SET. SAN JUAN - SET. BALNEARIOS 2012 - 2013		DIS. H.U. DIB. C.S. REV. E.C. V.B. I.A. Fecha (M/A) Esc. S/E	
01 REV. COMENTARIOS EDELSUR			20/05/96 H.U.		ESTRUCTURA DE SUSPENSION TIPO "S2"			
mod descripcion			fecha firma		SZ-96-31			



METRADO DE MATERIALES

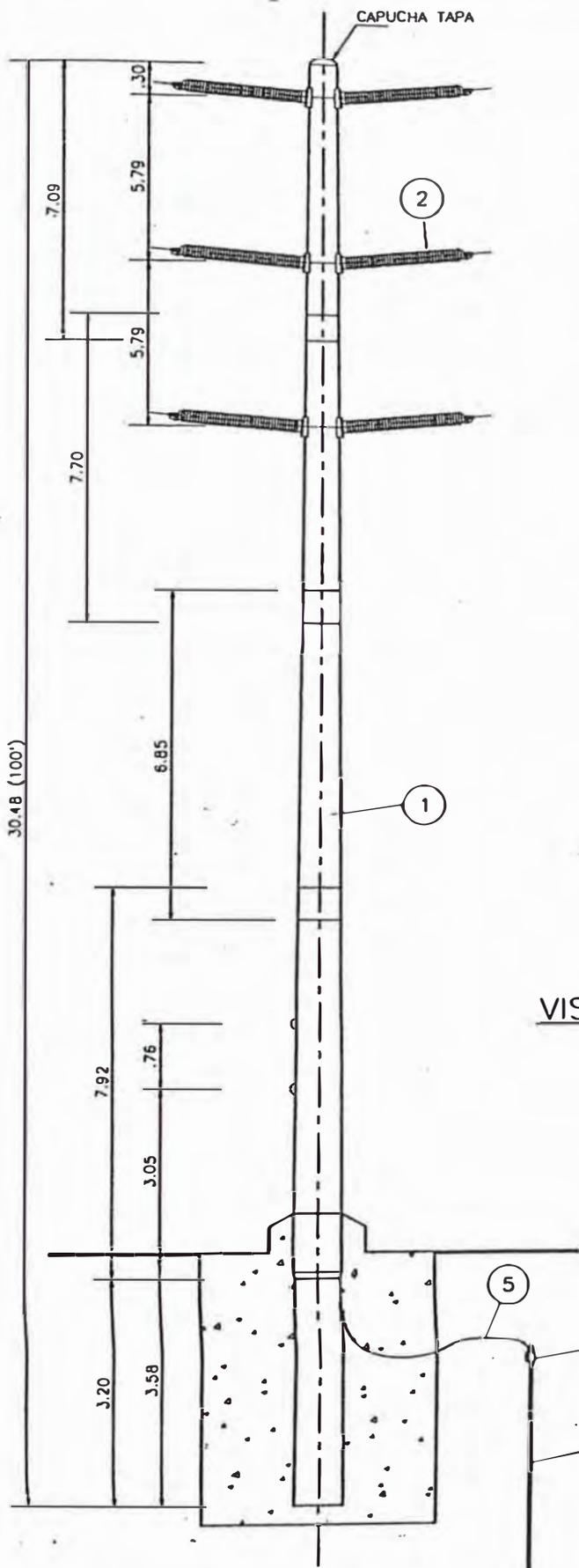
N°	CANT	DESCRIPCION
1	1	POSTE DE ACERO 100'
2	6	BRAZOS DE ACERO
3	108	AISLADORES
4	6	ADAPTADOR HORQUILLA - BOLA
5	6	ADAPTADOR CASQUILLO - OJO
6	6	MORDAZAS DE SUSPENSION
7	1	ELECTR. A TIERRA Cu DE 5/8" Ø x 8' DE LONG.
8	1	CONECTOR PARA ELECTRODO A TIERRA
9	6	ARMOR RODS
10	1.5mt.	CONDUCTOR DE Cu N° 2 AWG

CARACTERISTICAS:

-CARGA VERTICAL POR FASE	1200 Lbs.
-CARGA TRANSVERSAL POR FASE	500 Lbs.
-CARGA DEL VIENTO SOBRE POSTE	2.3 Lbs/pie ²
-PESO APROXIMADO DE LA ESTRUCTURA SIN ACCESORIOS	10,760 Lbs.
-GALVANIZADO TOTALMENTE EN CALIENTE	
-ANGULO DE DESVIACION	0°
-FACTOR DE SEGURIDAD	2.5

ELEVACION

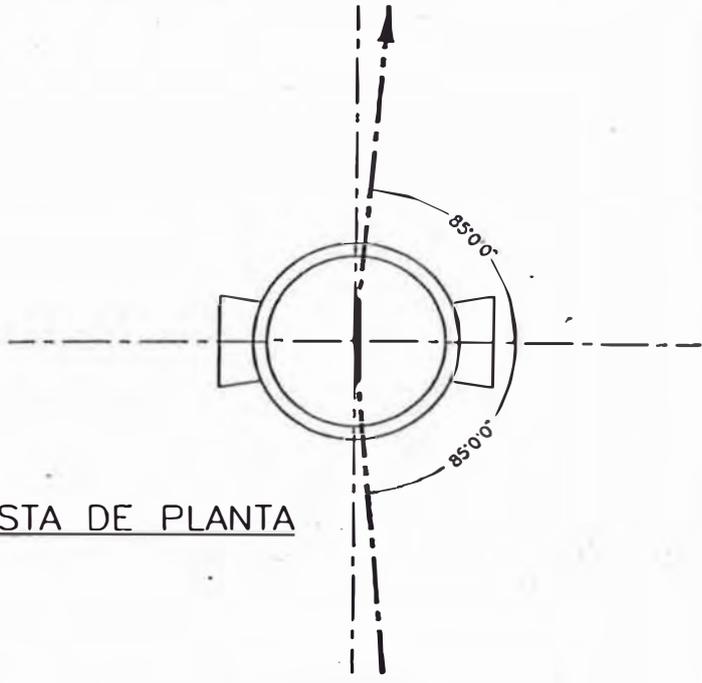
			 SZ S&Z Consultores Asociados LIMA - PERU	LUZ DEL SUR S.A. GERENCIA DE TRANSMISION LINEA 220 kV SET. SAN JUAN - SET. BALNEARIOS 2012 - 2013 ESTRUCTURA DE SUSPENSION TIPO "S3"	LT2012AR02 DIS. M.U. DIB. M.V. REV. E.C. V.B. T.A. Fecha (M/A) Esc. S/C
01	REV. COMENTARIOS EDELSUR	20/05/96		r.u.	
mod	descripcion	fecha	firma	SZ-96-31	



ELEVACION

METRADO DE MATERIALES

N°	CANT	DESCRIPCION
1	1	POSTE DE ACERO 100'
2	6	AISLADORE RIGIDO
3	1	ELECTR. A TIERRA Cu DE 5/8"Øx8'DE LONG.
4	1	CONECTOR PARA ELECTRODO A TIERRA
5	1.5mt.	CONDUCTOR DE Cu N° 2 AWG



VISTA DE PLANTA

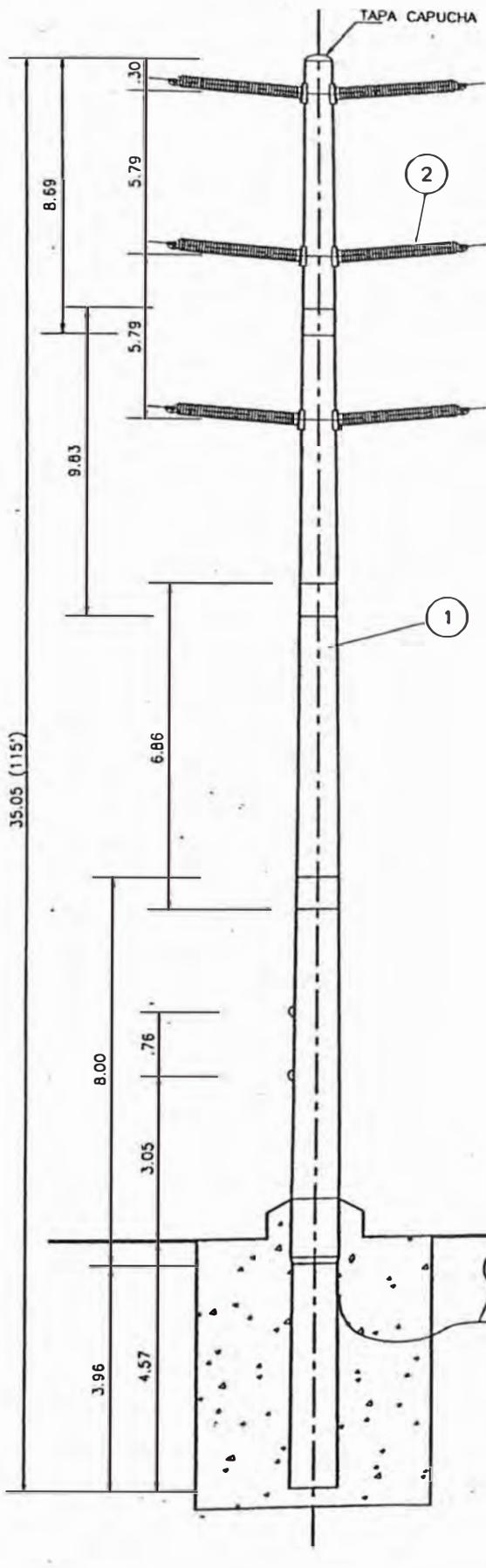
CARACTERISTICAS:

- CARGA VERTICAL POR FASE 1200 Kg
- CARGA TRANSVERSAL POR FASE 2000 Kg
- CARGA VIENTO SOBRE POSTE 2.3 Lbs/pie2
- PESO APROXIMADO DE LA ESTRUCTURA SIN ACCESORIOS 20,370 Lbs.
- GALVANIZADO TOTALMENTE EN CALIENTE
- ANGULO DE DESVIACION 10°
- FACTOR DE SEGURIDAD 2.5

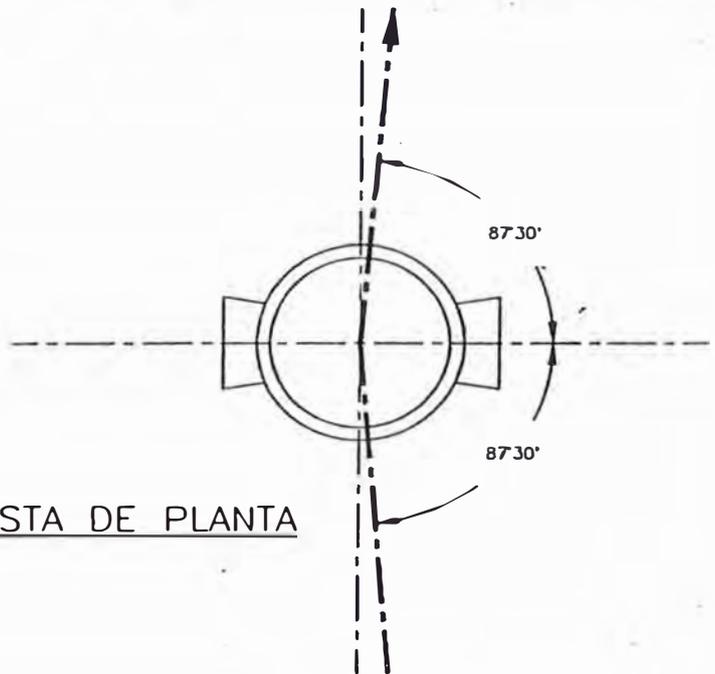
 <p>SZ Consultores Asociados LIMA - PERU</p>			<p>LUZ DEL SUR S.A. GERENCIA DE TRANSMISION</p> <p>LINEA 220 kV SET. SAN JUAN - SET. BALNEARIOS 2012 - 2013 ESTRUCTURA DE ANCLAJE TIPO "A3"</p>		<p>L2012AR05</p> <table border="1"> <tr> <td>DES.</td> <td>M.L.</td> </tr> <tr> <td>DIB.</td> <td>C.S.</td> </tr> <tr> <td>REV.</td> <td>E.C.</td> </tr> <tr> <td>V.B.</td> <td>P.A.</td> </tr> </table> <p>Fecha 14/08/2012</p>		DES.	M.L.	DIB.	C.S.	REV.	E.C.	V.B.	P.A.
DES.	M.L.													
DIB.	C.S.													
REV.	E.C.													
V.B.	P.A.													
01	REV. COMENTARIOS EDELSUR	20/05/96	H.U.	SZ-96-31										
mod	descripcion	fecha	firma											

METRADO DE MATERIALES

N°	CANT	DESCRIPCION
1	1	POSTE DE ACERO 115'
2	6	AISLADORE RIGIDO
3	1	ELECTR. A TIERRA Cu DE 5/8" Ø x 8' DE LONG.
4	1	CONECTOR PARA ELECTRODO A TIERRA
5	1.5mt.	CONDUCTOR DE Cu N° 2 AWG



ELEVACION



VISTA DE PLANTA

CARACTERISTICAS:

- CARGA VERTICAL POR FASE 1200 Lbs.
- CARGA TRANSVERSAL POR FASE 1000 Lbs.
- CARGA DEL VIENTO SOBRE POSTE 2.3 Lbs/pie²
- PESO APROXIMADO DE LA ESTRUCTURA SIN ACCESORIOS 14,760 Lbs.
- GALVANIZADO TOTALMENTE EN CALIENTE
- ANGULO DE DESVIACION 5°
- FACTOR DE SEGURIDAD 2.5



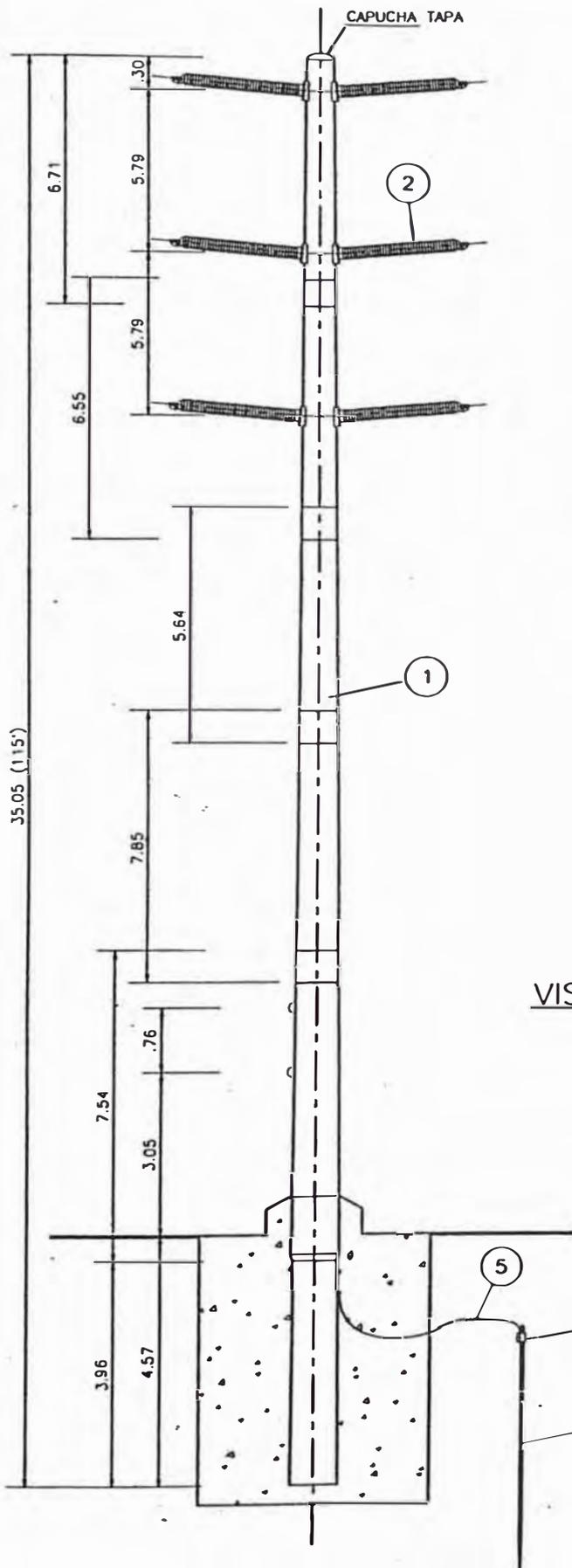
LUZ DEL SUR S.A.
GERENCIA DE TRANSMISION
LINEA 220 kV
SET. SAN JUAN - SET. BALNEARIOS
2012 - 2013
ESTRUCTURA DE ANCLAJE
TIPO "C1"

L72012AR03

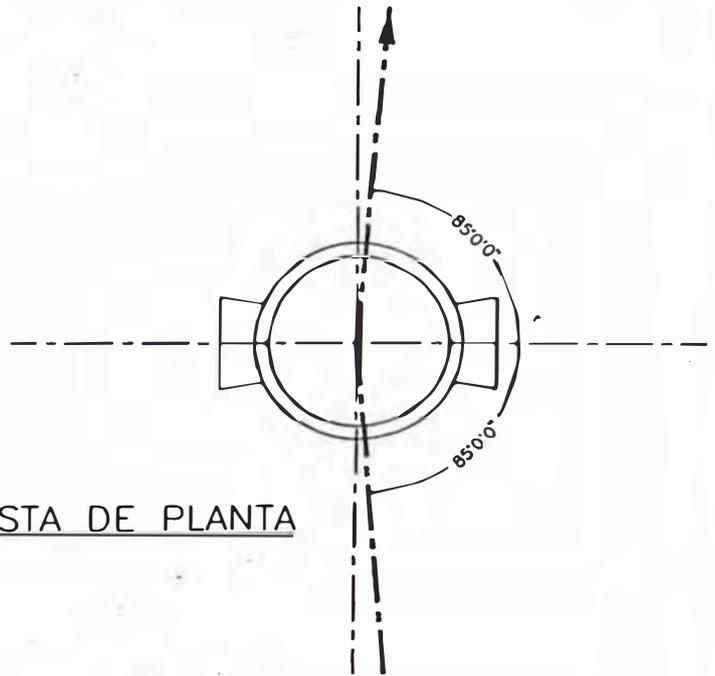
M.U.
E.S.
E.C.
B. T.L.
ECHO Esc. 5/E

METRADO DE MATERIALES

N°	CANT	DESCRIPCION
1	1	POSTE DE ACERO 115'
2	6	AISLADORE RIGIDO
3	1	ELECTR. A TIERRA Cu DE 5/8"Øx8'DE LONG.
4	1	CONECTOR PARA ELECTRODO A TIERRA
5	1.5mt.	CONDUCTOR DE Cu N° 2 AWG



ELEVACION



VISTA DE PLANTA

CARACTERISTICAS:

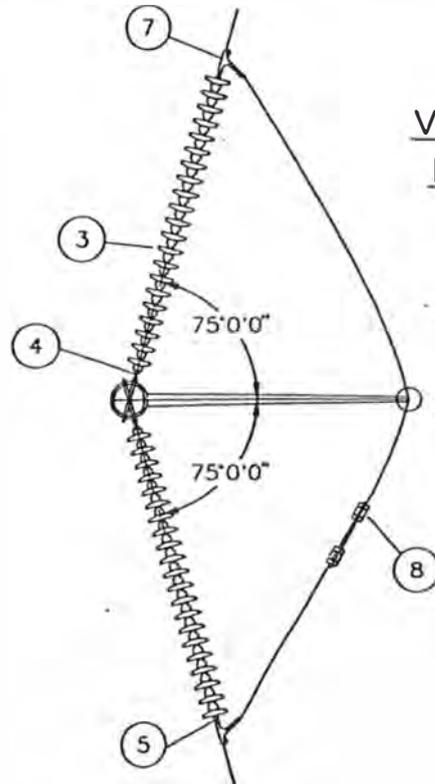
- CARGA VERTICAL POR FASE 1200 Kg
- CARGA TRANSVERSAL POR FASE 2000 Kg
- CARGA VIENTO SOBRE POSTE 2.3 Lbs/pie2
- PESO APROXIMADO DE LA ESTRUCTURA SIN ACCESORIOS 27,535 Lbs.
- GALVANIZADO TOTALMENTE EN CALIENTE
- ANGULO DE DESVIACION 10°
- FACTOR DE SEGURIDAD 2.5

			LUZ DEL SUR S.A. GERENCIA DE TRANSMISION LINEA 220 kV SET. SAN JUAN - SET. BALNEARIOS 2012 - 2013 ESTRUCTURA DE ANCLAJE TIPO "C3"		LT2012AR04	
01	REV. COMENTARIOS EDELSUR	20/05/96	H.U.	SZ-96-31	DES.	H.U.
mod	descripcion	fecha	firma		DIR.	C.S.
					REV.	E.C.
					V.B.	T.A.
					Fecha (m/a/d) Esc. 5/E	

METRADO DE MATERIALES

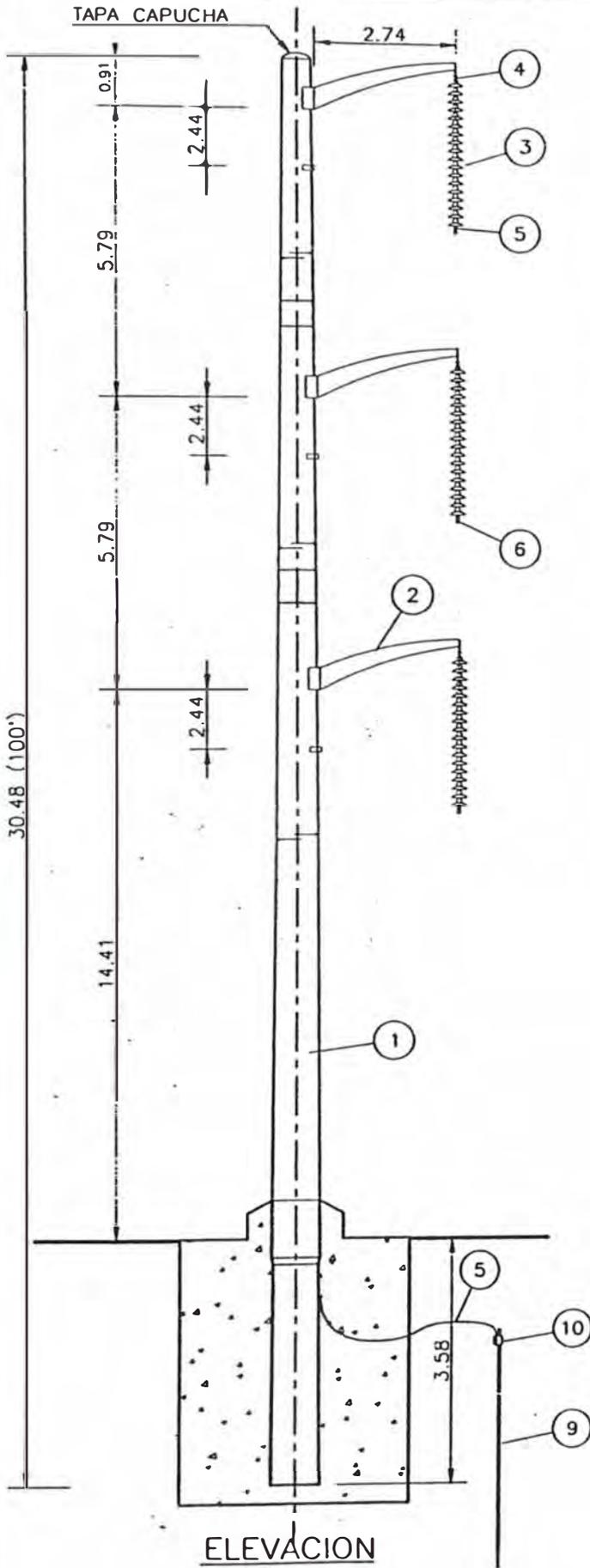
N°	CANT	DESCRIPCION
1	1	POSTE DE ACERO 100'
2	3	BRAZOS DE ACERO
3	180	AISLADORES
4	9	ADAPTADOR HORQUILLA - BOLA
5	9	ADAPTADOR CASQUILLO - OJO
6	3	MORDAZAS DE SUSPENSION
7	6	MORDAZAS DE ANCLAJE
8	6	BIFILARES PARA CUELLO VUERTO
9	1	ELECTR. A TIERRA Cu DE 5/8" Ø x 8' DE LONG.
10	1	CONECTOR PARA ELECTRODO A TIERRA
11	1.5mt.	CONDUCTOR DE Cu N° 2 AWG

VISTA DE PLANTA



CARACTERISTICAS:

- CARGA VERTICAL POR FASE 1200 Lbs.
- CARGA TRANSVERSAL POR FASE 5000 Lbs.
- CARGA DEL VIENTO SOBRE POSTE 2.3 Lbs/pie²
- PESO APROXIMADO DE LA ESTRUCTURA SIN ACCESORIOS 22,000 Lbs.
- GALVANIZADO TOTALMENTE EN CALIENTE
- ANGULO DE DESVIACION 30°
- FACTOR DE SEGURIDAD 2.5

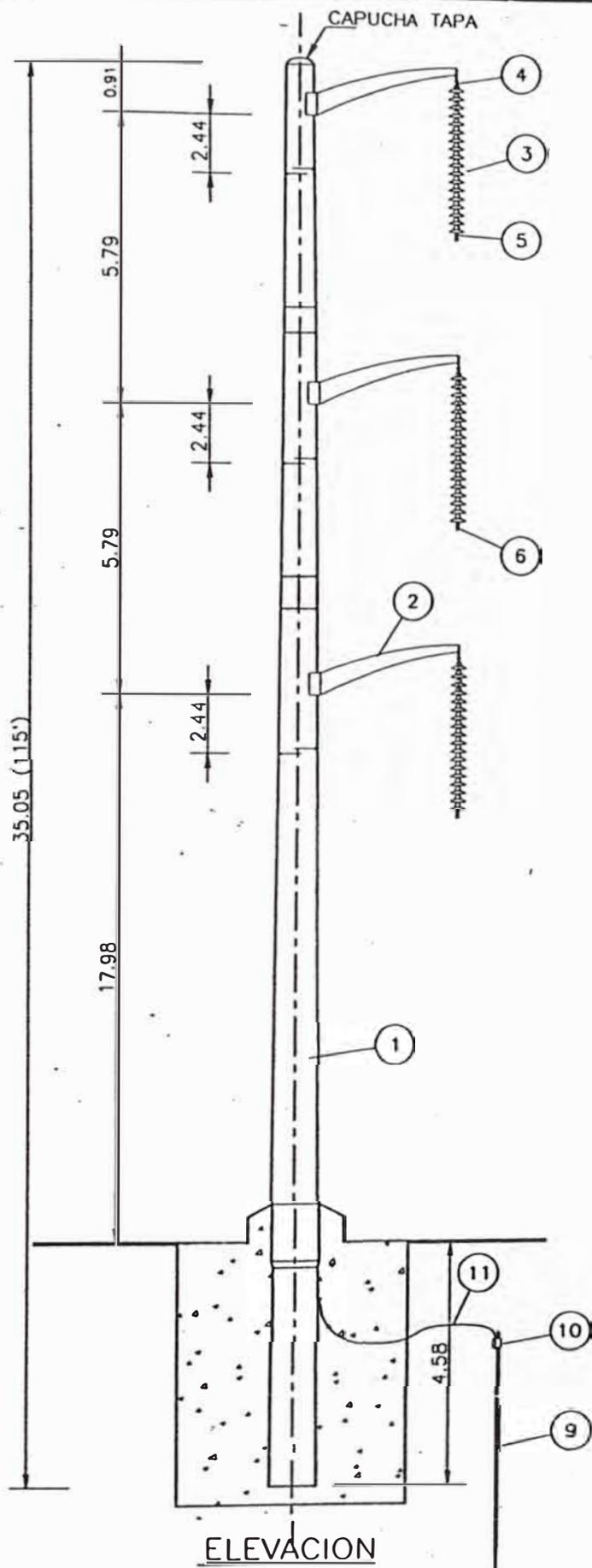


ELEVACION

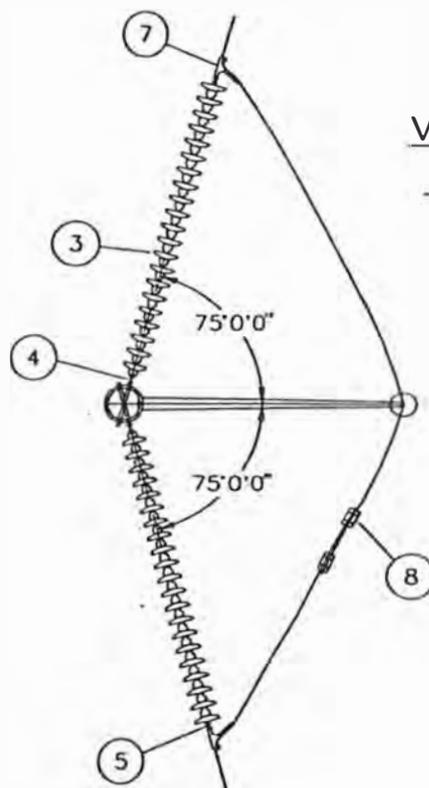
				LUZ DEL SUR S.A. GERENCIA DE TRANSMISION		-T2012AR06	
				LINEA 220 kV SET. SAN JUAN - SET. BAÑEROS 2012 - 2013 ESTRUCTURA DE ANCLAJE TIPO "B1"		DIS. m.u. DIB. C.S. REV. E.C. V.B. T.	
01	REV. COMENTARIOS EDELSUR	20/05/96	H.U.	SZ-96-31	Fecha Esc. S/E		
mod	descripcion	fecha	firma				

METRADO DE MATERIALES

N°	CANT	DESCRIPCION
1	1	POSTE DE ACERO 115'
2	3	BRAZOS DE ACERO
3	180	AISLADORES
4	9	ADAPTADOR HORQUILLA - BOLA
5	9	ADAPTADOR CASQUILLO - OJO
6	3	MORZASAS DE SUSPENSION
7	6	MORZASAS DE ANCLAJE
8	6	BIFILARES PARA CUELLO MUERTO
9	1	ELECTR. A TIERRA Cu DE 5/8" Ø x 8' DE LONG.
10	1	CONECTOR PARA ELECTRODO A TIERRA
11	1.5mt.	CONDUCTOR DE Cu N° 2 AWG



ELEVACION



VISTA DE PLANTA

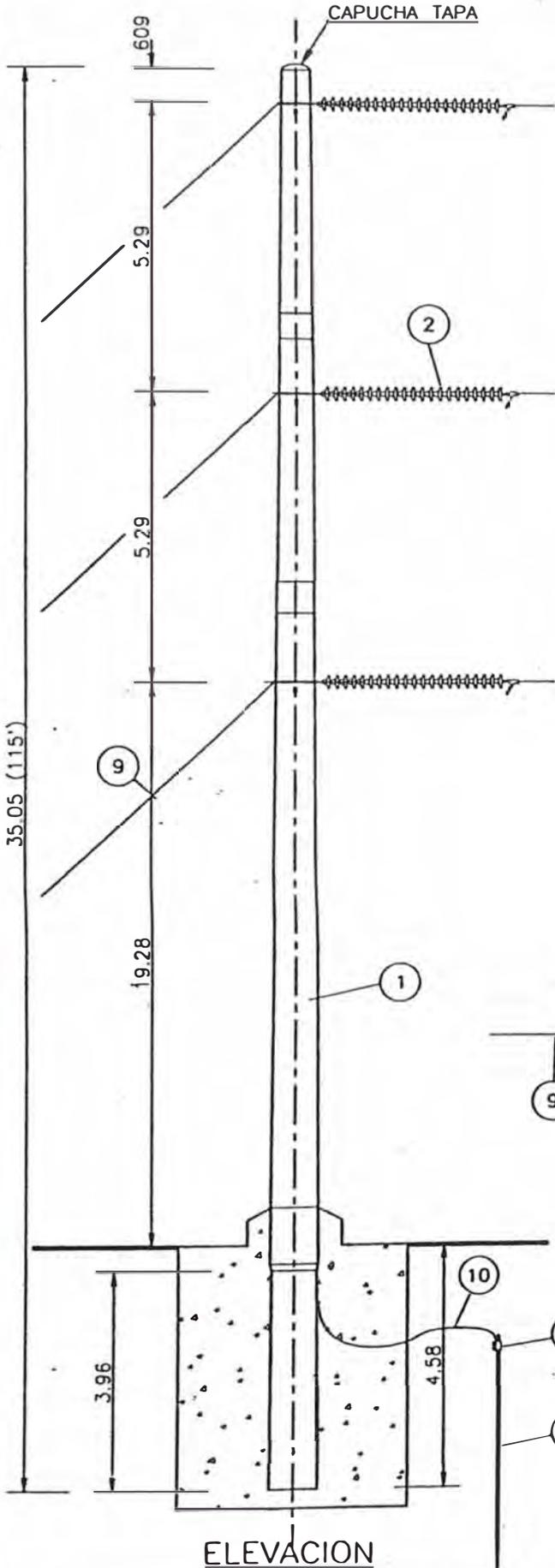
CARACTERISTICAS:

- CARGA VERTICAL POR FASE 1200 Lbs.
- CARGA TRANSVERSAL POR FASE 5000 Lbs.
- CARGA VIENTO SOBRE POSTE 2.3 Lbs/pie²
- PESO APROXIMADO DE LA ESTRUCTURA SIN ACCESORIOS 30,530 Lbs.
- GALVANIZADO TOTALMENTE EN CALIENTE
- ANGULO DE DESVIACION 30°
- FACTOR DE SEGURIDAD 2.5

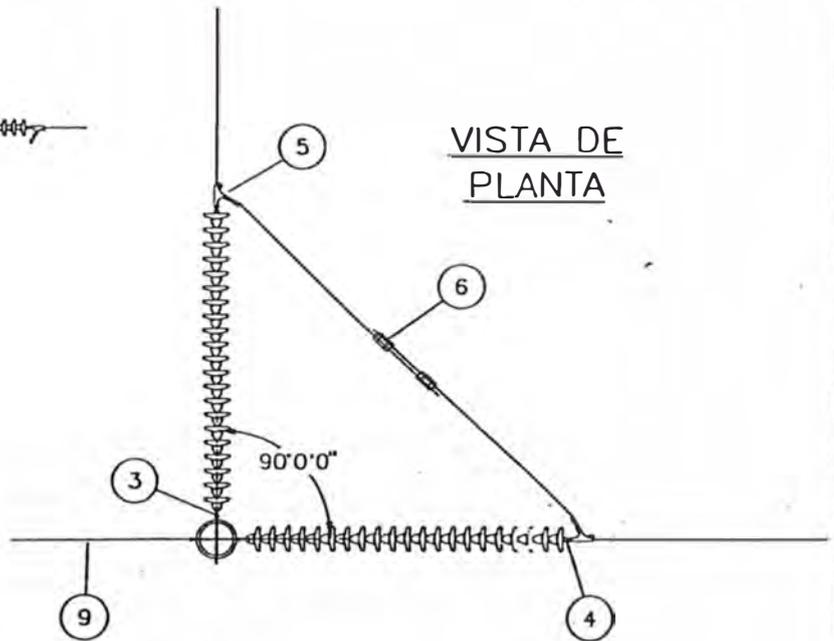
		SZ S.A.Z. Consultores Asociados LIMA - PERU		LUZ DEL SUR S.A. GERENCIA DE TRANSMISION		T2012AR07	
				LINEA 220 KV SET. SAN JUAN - SET. BALNEARIOS 2012 - 2013 ESTRUCTURA DE ANCLAJE TIPO "D1"			
01	REV. COMENTARIOS EDELSUR	20/05/96	H.W.			DIB.	H.W.
nod	descripcion	fecha	firma	SZ-96-31		REV.	E.C.
						V.B.	F.L.
						Fecha Entregada Edo. 5/1	

METRADO DE MATERIALES

N°	CANT	DESCRIPCION
1	1	POSTE DE ACERO 115'
2	126	AISLADORES
3	6	ADAPTADOR HORQUILLA - BOLA
4	6	ADAPTADOR CASQUILLO - OJO
5	6	MORDAZAS DE ANCLAJE
6	6	BIFILARES PARA CUELLO MUERTO
7	1	ELECTR. A TIERRA C. DE 5/8"Ø x 8' DE LONG.
8	1	CONECTOR PARA ELECTRODO A TIERRA
9	3	RETENIDA INCLINADA
10	1.5mt.	CONDUCTOR DE Cu V 2 AWG



ELEVACION



VISTA DE PLANTA

CARACTERISTICAS:

- CARGA VERTICAL POR FASE 600 Lbs.
- CARGA TRANSVERSAL POR FASE 650 Lbs.
- CARGA ROTURA UN CONDUCTOR 9000 Lbs.
- CARGA DEL VIENTO SOBRE POSTE 2.3 Lbs/pie²
- PESO APROXIMADO DE LA ESTRUCTURA SIN ACCESORIOS 29,490 Lbs.
- GALVANIZADO TOTALMENTE EN CALIENTE
- ANGULO DE DESVIACION 90°
- FACTOR DE SEGURIDAD 2,5

mod	descripcion	fecha	firma
01	REV. COMENTARIOS EDELSUR	20/05/96	H.U.



SZ-96-31

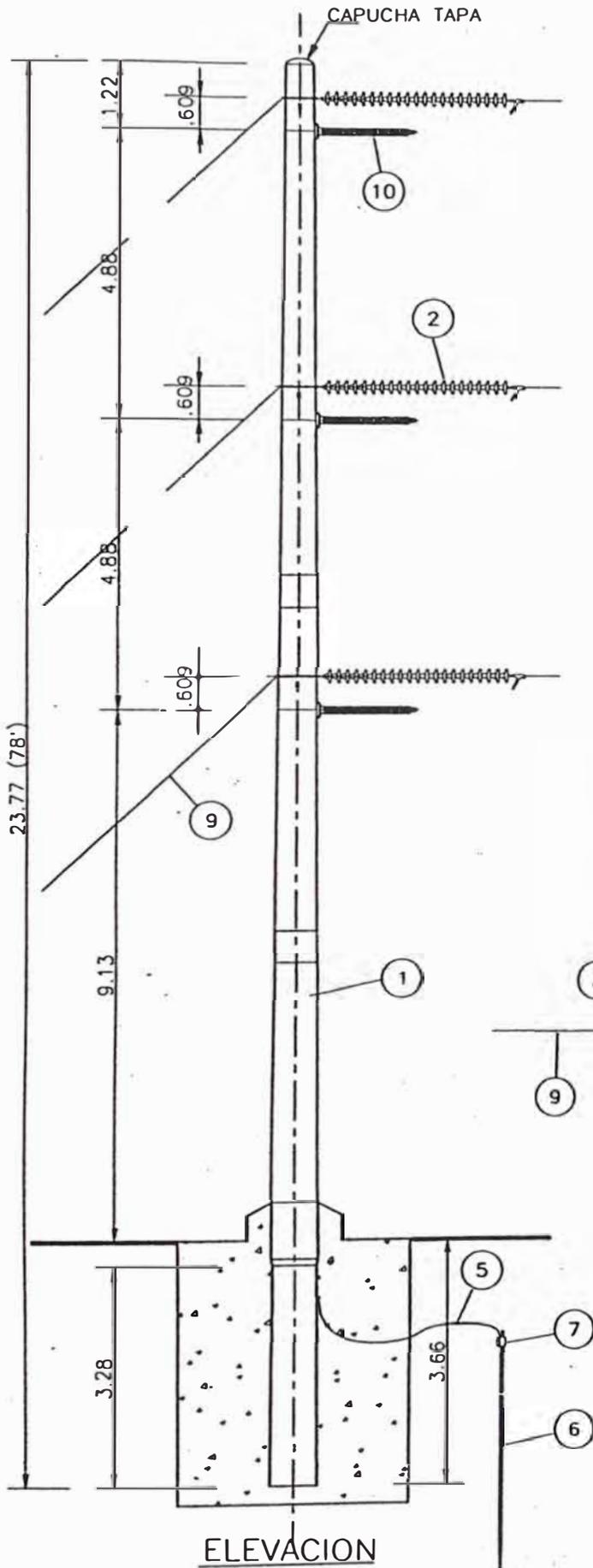
LUZ DEL SUR S.A.
GERENCIA DE TRANSMISION

LINEA 220 KV
SET. SAN JUAN - SET. BALNEARIOS
2012 - 2013
ESTRUCTURA DE ANCLAJE
TIPO "I"

LT2012AR09

DIS.	N.A.
01B	E.S.
REV.	E.C.
V.B.	T.C.

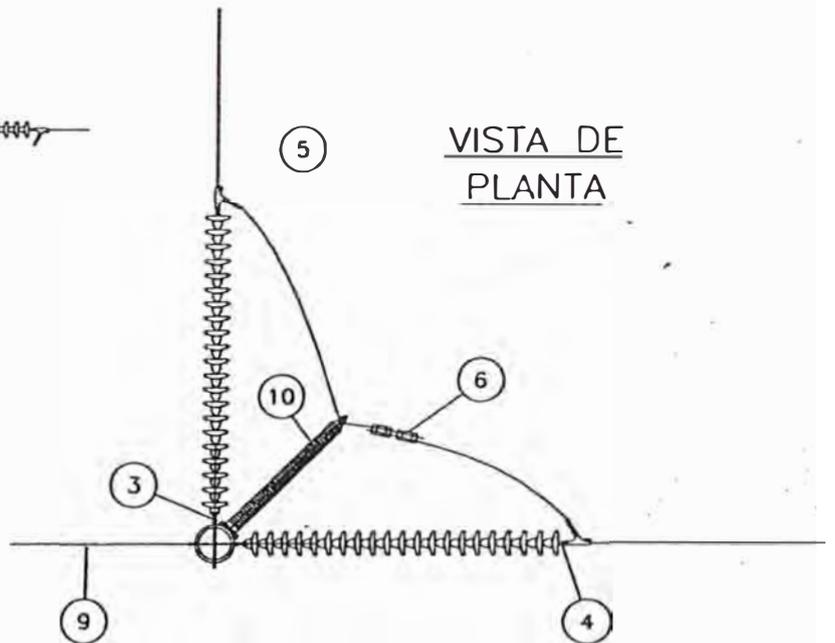
Fecha Entregada: S/E



ELEVACION

METRADO DE MATERIALES

N°	CANT	DESCRIPCION
1	1	POSTE DE ACERO 78'
2	126	AISLADORES
3	6	ADAPTADOR HORQUILLA - BOLA
4	6	ADAPTADOR CASQUILLO - OJO
5	6	MORDAZAS DE ANCLAJE
6	6	BIFILARES PARA CUELLO MUERTO
7	1	ELECTR. A TIERRA Cu DE 5/8"Øx8'DE LONG.
8	1	CONECTOR PARA ELECTRODO A TIERRA
9	3	RETENIDA INCLINADA
10	3	AISLADORES RIGIDOS
11	1.5ml.	CONDUCTOR DE Cu N° 2 AWG



VISTA DE PLANTA

CARACTERISTICAS:

- CARGA VERTICAL POR FASE 600 Lbs.
- CARGA TRANSVERSAL POR FASE 650 Lbs.
- CARGA ROTURA UN CONDUCTOR 9000 Lbs.
- CARGA VIENTO SOBRE POSTE 2.3 Lbs/pie2
- PESO APROXIMADO DE LA EST. SIN ACCESORIOS 23,520 Lbs.
- GALVANIZADO TOTALMENTE EN CALIENTE
- ANGULO DE DESVIACION 90°
- FACT. DE SEGURIDAD 2,5

LUZ DEL SUR S.A.
GERENCIA DE TRANSMISION

LT2012AR08

LINEA 220 kV
SET. SAN JUAN - SET. BALNEARIOS
2012 - 2013
ESTRUCTURA DE ANCLAJE
TIPO "Te"

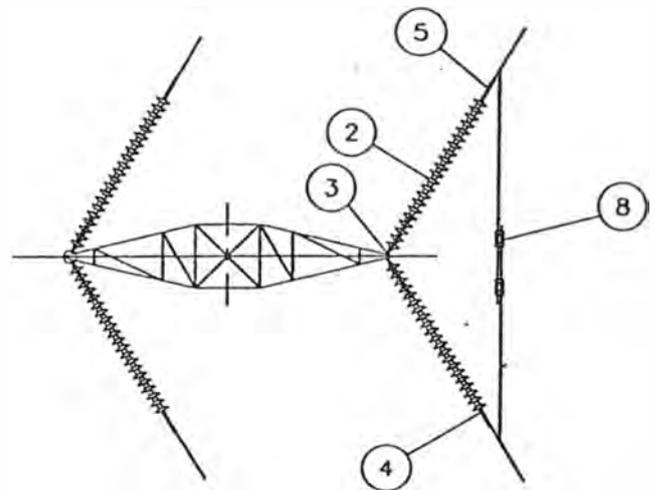
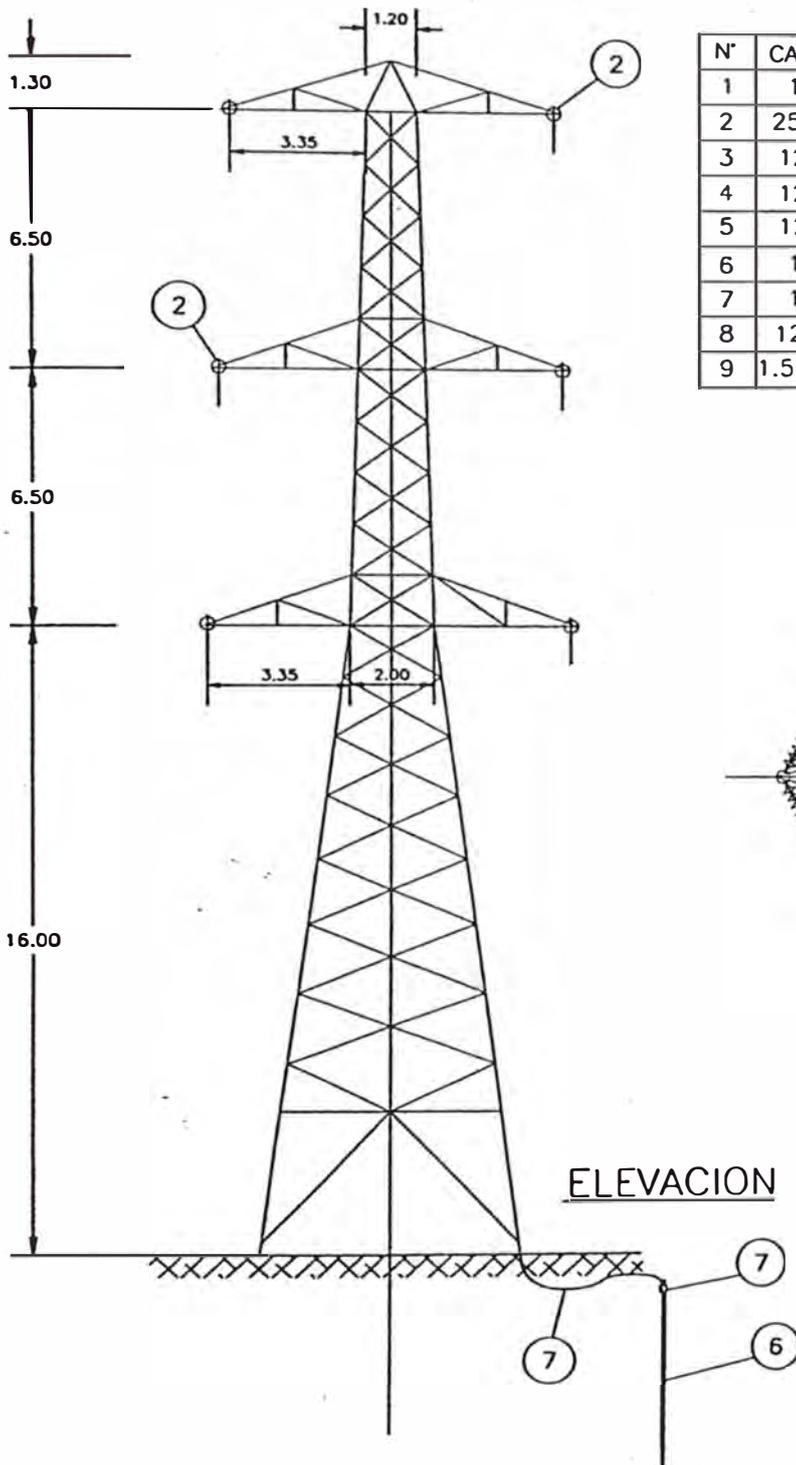
M.L.
C.S.
E.C.
J.B.
E.L.
ECHO

S&Z Consultores Asociados
LIMA - PERU

SZ-96-31

METRADO DE MATERIALES

N°	CANT	DESCRIPCION
1	1	TORRE DE CELOSIA DE ACERO
2	252	AISLADORES
3	12	ADAPTADOR HORQUILLA - BOLA
4	12	ADAPTADOR CASQUILLO - OJO
5	12	MORDAZAS DE ANCLAJE
6	1	ELECTR. A TIERRA Cu DE 5/8"Øx8'DE LONG.
7	1	CONECTOR PARA ELECTRODO A TIERRA
8	12	BIFILARES PARA CUELLO MUERTO
9	1.5mt.	CONDUCTOR DE Cu N° 2 AWG



VISTA DE
PLANTA

ELEVACION

NOTA : MEDIDAS EN METROS



LUZ DEL SUR S.A.
GERENCIA DE TRANSMISION
LINEA 220 kV
SET. SAN JUAN - SET. BALNEARIOS
2012 - 2013
ESTRUCTURA DE ANCLAJE

LT2012AR10

DES. H.U.
DIB. C.S.
REV. E.C.
.B. T.L.

ANEXO B

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS DE

INSTALACIÓN ELECTROMECAÁNICA

LÍNEA 220 kV

RESUMEN EJECUTIVO

Las características principales de la Línea subterránea en 60 kV Santa Rosa – Interconexión son las siguientes:

Tensión	60 kV
Número de Ternas	1
Conductor	304 mm ² de Cu, Cable Seco
Longitud	0,300 km

El estimado de costo valor presente sin incluir el I.G.V., de dicha línea se detalla a continuación:

	US\$
Suministros	165 382,82
Obras Civiles	40 155,81
Obras Electromecánicas	10 229,25
Gastos de Almacenamiento	512,69
Supervisión de Obras e Ingeniería de Detalle	11 138,39
Gastos Generales	4 343,70
Intereses Intercalarios	10 452,50
Total:	242 215,16

Los costos son al 30.04.96, cuando el tipo de cambio fue el siguiente:

Compra	2,35 Nuevos Soles
Venta	2,37 Nuevos Soles

Para esta estimación se han seguido los lineamientos indicados en el informe denominado “Metodología y Criterios para la Determinación del VNR de las Líneas de Alta Tensión de Luz del Sur S.A.” – Rev. 1. En este caso particular, se han tomado los porcentajes de almacenamiento, gastos generales y de interés intercalario según el análisis correspondiente a la Línea Subterránea en 60 kV Santa Rosa – Gálvez del informe antes mencionado.

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Estructura tipo S2
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	182,36	9,12	9,12
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	4,00	5,67	22,68	
OPERARIO	HH	8,00	5,32	42,56	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	32,00	3,66	117,12	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	182,36
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
GRUA 50 TON	HM	4,00	161,7	646,80	
TIRFOR 3 TON	HM	16,00	0,75	12,00	
CAMION PLATAFORMA 40 TON	HM	4,00	79,6	318,40	
EQUIPO DE TOPOGRAFIA	HM	4,00	3,15	12,60	
GRUA 10 TON	HM	2,00	68,25	136,50	
WINCHE DE 3 TON	HM	4,00	2,53	10,12	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	182,36	18,24	1 154,66
			UNITARIO US\$	1 346,14	

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Estructura tipo S3
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	182,36	9,12	9,12
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	4,00	5,67	22,68	
OPERARIO	HH	8,00	5,32	42,56	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	32,00	3,66	117,12	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	182,36
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
GRUA 50 TON	HM	4,00	161,7	646,80	
TIRFOR 3 TON	HM	16,00	0,75	12,00	
CAMION PLATAFORMA 40 TON	HM	4,00	79,6	318,40	
EQUIPO DE TOPOGRAFIA	HM	4,00	3,15	12,60	
GRUA 10 TON	HM	2,00	68,25	136,50	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	182,36	18,24	1 144,54
			UNITARIO US\$	1 336,02	

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Estructura tipo A3
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	182,36	9,12	9,12
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	4,00	5,67	22,68	
OPERARIO	HH	8,00	5,32	42,56	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	32,00	3,66	117,12	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	182,36
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
GRUA 50 TON	HM	4,00	161,7	646,80	
TIRFOR 3 TON	HM	16,00	0,75	12,00	
CAMION PLATAFORMA 40 TON	HM	4,00	79,6	318,40	
EQUIPO DE TOPOGRAFIA	HM	4,00	3,15	12,60	
GRUA 10 TON	HM	2,00	68,25	136,50	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	182,36	18,24	1 144,54

UNITARIO US\$

1 336,02

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Estructura tipo C1
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	182,36	9,12	9,12
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	4,00	5,67	22,68	
OPERARIO	HH	8,00	5,32	42,56	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	32,00	3,66	117,12	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	182,36
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
GRUA 50 TON	HM	4,00	161,7	646,80	
TIRFOR 3 TON	HM	16,00	0,75	12,00	
CAMION PLATAFORMA 40 TON	HM	4,00	79,6	318,40	
EQUIPO DE TOPOGRAFIA	HM	4,00	3,15	12,60	
GRUA 10 TON	HM	2,00	68,25	136,50	
WINCHE DE 3 TON	HM	4,00	2,53	10,12	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	182,36	18,24	1 154,66

UNITARIO US\$

1 346,34

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Estructura tipo C3
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	208,41	10,42	10,42
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	4,57	5,67	25,92	
OPERARIO	HH	9,14	5,32	48,64	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	36,57	3,66	133,85	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	208,41
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
GRUA 50 TON	HM	4,57	161,7	739,20	
TIRFOR 3 TON	HM	18,29	0,75	13,71	
CAMION PLATAFORMA 40 TON	HM	4,57	79,6	363,89	
EQUIPO DE TOPOGRAFIA	HM	4,57	3,15	14,40	
GRUA 10 TON	HM	2,29	68,25	156,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	208,41	20,84	1 308,04

UNITARIO US\$ 1 526,87

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Estructura tipo B1
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	208,41	10,42	10,42
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	4,57	5,67	25,92	
OPERARIO	HH	9,14	5,32	48,64	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	36,57	3,66	133,85	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	208,41
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
GRUA 50 TON	HM	4,57	161,7	739,20	
TIRFOR 3 TON	HM	18,29	0,75	13,71	
CAMION PLATAFORMA 40 TON	HM	4,57	79,6	363,89	
EQUIPO DE TOPOGRAFIA	HM	4,57	3,15	14,40	
GRUA 10 TON	HM	2,29	68,25	156,00	
WINCHE DE 3 TON.	HM	4,57	2,53	11,57	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	208,41	20,84	1 319,61

UNITARIO US\$ 1 538,44

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Estructura tipo D1
UNIDAD U

DESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	208,41	10,42	10,42
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	4,57	5,67	25,92	
OPERARIO	HH	9,14	5,32	48,64	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	36,57	3,66	133,85	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	208,41
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
GRUA 50 TON	HM	4,57	161,7	739,20	
TIRFOR 3 TON	HM	18,29	0,75	13,71	
CAMION PLATAFORMA 40 TON	HM	4,57	79,6	363,89	
EQUIPO DE TOPOGRAFIA	HM	4,57	3,15	14,40	
GRUA 10 TON	HM	2,29	68,25	156,00	
WINCHE DE 3 TON	HM	4,57	2,53	11,57	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	208,41	20,84	1 319,61
			UNITARIO US\$	1 538,44	

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Estructura tipo T
UNIDAD U

DESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	208,41	10,42	10,42
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	4,57	5,67	25,92	
OPERARIO	HH	9,14	5,32	48,64	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	36,57	3,66	133,85	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	208,41
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
GRUA 50 TON	HM	4,57	161,7	739,20	
TIRFOR 3 TON	HM	18,29	0,75	13,71	
CAMION PLATAFORMA 40 TON	HM	4,57	79,6	363,89	
EQUIPO DE TOPOGRAFIA	HM	4,57	3,15	14,40	
GRUA 10 TON	HM	2,29	68,25	156,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	208,41	20,84	1 308,04
			UNITARIO US\$	1 526,87	

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Estructura tipo Te
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	182,36	9,12	9,12
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	4,00	5,67	22,68	
OPERARIO	HH	8,00	5,32	42,56	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	32,00	3,66	117,12	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	182,36
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
GRUA 50 TON	HM	4,00	161,7	646,80	
TIRFOR 3 TON	HM	16,00	0,75	12,00	
CAMION PLATAFORMA 40 TON	HM	4,00	79,6	318,40	
EQUIPO DE TOPOGRAFIA	HM	4,00	3,15	12,60	
GRUA 10 TON	HM	2,00	68,25	136,50	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	182,36	18,24	1 144,54

UNITARIO US\$ 1 336,02

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Estructuras metalicas
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	2 454,93	122,75	122,75
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	10,67	5,67	60,48	
OPERARIO	HH	213,33	5,32	1 134,93	
OFICIAL	HH	138,67	4,86	673,92	
PEON	HH	160,00	3,66	585,60	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	2 454,93
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
CAMION PLATAFORMA CON GRUA 5 TO	HM	10,67	43,38	462,72	
TIRFOR 3 TON	HM	42,67	0,75	32,00	
WINCHE DE 3 TON	HM	21,33	2,53	53,97	
EQUIPO DE TOPOGRAFIA	HM	10,67	3,15	33,60	
PLUMA DE MONTAJE	HM	10,67	1,91	20,37	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	2 454,93	245,49	848,15

UNITARIO US\$ 3 425,83

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Aisladores rigidos
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	21,74	1,09	1,09
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	0,67	5,67	3,78	
OPERARIO	HH	2,00	5,32	10,64	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	2,00	3,66	7,32	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	21,74
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
WINCHE DE 3 TON	HM	0,67	2,53	1,69	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		4,00%	21,74	0,87	2,56

UNITARIO US\$

25,39

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Tendido y puesta en flecha de conductor AAAC 490 mm2 (2 temas)
UNIDAD Km

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	1 100,13	55,01	55,01
MANO DE OBRA					
ESPECIALISTA DE MONTAJE	HH	8,42	6,69	56,34	
CAPATAZ	HH	8,42	5,67	47,75	
OPERARIO	HH	117,89	5,32	627,20	
OFICIAL	HH	50,53	4,86	245,56	
PEON	HH	33,68	3,66	123,28	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	1 100,13
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
CAMION PLATAFORMA CON GRUA 5 TON	HM	8,42	43,38	365,31	
EQUIPO DE TENDIDO	HM	8,42	302,47	2 547,12	
CAMIONETA PICK UP	HM	16,84	9,49	159,83	
RADIO BASE	HM	8,42	1,19	10,02	
RADIO PORTATIL	HM	67,37	0,24	16,17	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		4,00%	1 100,13	44,01	3 142,46

UNITARIO US\$

4 297,60

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Cadena de aisladores de suspencion
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	21,74	1,09	1,09
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	0,67	5,67	3,78	
OPERARIO	HH	2,00	5,32	10,64	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	2,00	3,66	7,32	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	21,74
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
WINCHE DE 3 TON	HM	0,67	2,53	1,69	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		4,00%	21,74	0,87	2,56
			UNITARIO US\$	25,39	

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Cadena de aisladores de anclaje
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	12,42	0,62	0,62
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	0,38	5,67	2,16	
OPERARIO	HH	1,14	5,32	6,08	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	1,14	3,66	4,18	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	12,42
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
WINCHE DE 3 TON	HM	0,38	2,53	0,96	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		4,00%	12,42	0,50	1,46
			UNITARIO US\$	14,50	

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Tendido de conductor de Pat
UNIDAD m

DESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	2,02	0,10	0,10
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	0,00	5,67	0,00	
OPERARIO	HH	0,16	5,32	0,85	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	0,32	3,66	1,17	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	2,02
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
CAMIONETA PICK UP	HM	0,16	9,49	1,52	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		4,00%	2,02	0,08	1,60
			UNITARIO US\$	3,72	

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Instalacion de varillas de Pat
UNIDAD u

DESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	16,30	0,82	0,82
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	0,00	5,67	0,00	
OPERARIO	HH	1,00	5,32	5,32	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	3,00	3,66	10,98	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	16,30
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
CAMIONETA PICK UP	HM	1,00	9,49	9,49	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		4,00%	16,30	0,65	10,14
			UNITARIO US\$	27,26	

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Pruebas y puesta en Servicio
UNIDAD Glb

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		7,00%	820,96	57,47	57,47
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	16,00	5,67	90,72	
OPERARIO	HH	64,00	5,32	340,48	
OFICIAL	HH	32,00	4,86	155,52	
PEON	HH	64,00	3,66	234,24	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	820,96
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
CAMIONETA PICK UP	HM	32,00	9,49	303,68	
MEGGER	HM	32,00	0,7	22,40	
GRUPO ELECTROGENO 12 KW	HM	16,00	3,94	63,04	
RADIO PORTATIL	HM	96,00	0,24	23,04	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	820,96	82,10	494,26
			UNITARIO US\$		1 372,69

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Tendido de conductor de Pat
UNIDAD m

DESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	2,02	0,10	0,10
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	0,00	5,67	0,00	
OPERARIO	HH	0,16	5,32	0,85	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	0,32	3,66	1,17	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	2,02
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
CAMIONETA PICK UP	HM	0,16	9,49	1,52	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		4,00%	2,02	0,08	1,60
UNITARIO US\$					3,72

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Instalacion de varillas de Pat
UNIDAD U

DESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	16,30	0,82	0,82
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	0,00	5,67	0,00	
OPERARIO	HH	1,00	5,32	5,32	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	3,00	3,66	10,98	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	16,30
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
CAMIONETA PICK UP	HM	1,00	9,49	9,49	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		4,00%	16,30	0,65	10,14
UNITARIO US\$					27,26

**INFORMACIÓN TÉCNICA Y ANÁLISIS DE
COSTOS UNITARIOS DE LA LÍNEA
TRANSMISIÓN 60 kV SANTA ROSA-
INTERCONEXIÓN DE LUZ DEL SUR**

LINEA EN 60 kV

**SANTA ROSA - INTERCONEXION
702**

RESUMEN DE COSTOS

L.T. 60 kV SANTA ROSA - INTERCONEXION

DESCRIPCION	TOTAL US\$
SUMINISTROS	165 382,82
OBRAS CIVILES	40 155,81
OBRAS ELECTROMECANICAS	10 229,25
GASTOS DE ALMACENAMIENTO (0,31% de Suministros)	512,69
SUPERVISION DE OBRA E INGENIERIA DE DETALLE	11 138,39
GASTOS GENERALES (1,91%)	4 343,70
INTERESES INTERCALARIOS (4,51%)	10 452,50
TOTAL	242 215,16

SUMINISTROS

L.T. 60 kV SANTA ROSA - INTERCONEXION

DESCRIPCION	UNID	CANT	P.U. US\$	TOTAL
Conductor de Cu seco de 304 mm ² , 1ø	m	920,00	94,20	86 664,00
Cabezas Terminales para cable seco	und	6,00	9 473,00	56 838,00
Cable piloto 16 x 2.5 mm ²	m	306,00	12,45	3 809,70
Cajas terminales	und	2,00	217,98	435,96
Repuestos y Herramientas	glb	1,00	2 600,36	2 600,36
Utilidades (10%)	%	10,00%	150 348,02	15 034,80
TOTAL				165 382,82

RESUMEN DE OBRAS CIVILES

L.T. EN 60 kV INTERCONEXION SANTA ROSA

DESCRIPCION	UNID	CANTIDAD	P.U. US\$	INCIDENCIA (*)	P.TOTAL US\$
Señalización y desvío	glb	1,00	250,00	50%	125,00
Replanteo de la ruta de la linea	ml	291,00	0,38	50%	55,29
Excavación de tunel 2.00 x 2.00	m3	1 109,60	9,89	50%	5 486,62
Solado f'c= 100 kg/cm2 e=5"	m2	26,28	4,01	50%	52,69
Acero de construcción	kg	11 563,20	0,83	50%	4 798,73
Concreto f'c =210 kg/cm2	m3	192,72	127,46	50%	12 282,41
Encofrado recto	m2	846,80	9,70	50%	4 106,98
Sum. y colocación de guías metálicas p/ductos pre-fab eter	kg	1 246,66	7,05	50%	4 394,48
Sum. y colocación de ductos pre-fab. eternit p/cables de A	ml	232,80	22,35		5 203,08
Utilidades (10%)	%	0,10	36 505,28		3 650,53
TOTAL					40 155,81

(*) EL 50% DE INCIDENCIA ES TOMADA SOBRE LOS COSTOS, PORQUE POR EL MISMO TRAMO PASA UNA LINEA DE OTRA EMPRESA DE DISTRIBUCION

RESUMEN DE COSTOS DE INSTALACION ELECTROMECHANICAS

L.T. 60 kV SANTA ROSA - INTERCONEXION

DESCRIPCION	UNID	CANT	P.U. US\$	P.TOTAL US\$
Tendido de conductor 3 - 1 x 304 mm ² (1 tema)	Km	0,30	20 164,31	6 049,29
Cabezas terminales del cable de energia (unipolares)	U	6,00	352,07	2 112,42
Tendido de cable auxiliar 16 x 2.5 mm ²	Km	0,30	706,31	211,89
Cajas terminales del cable auxiliar (extremos)	U	2,00	87,86	175,72
Pruebas y Puesta en Servicio	Glb	1,00	750,00	750,00
Utilidades (10%)	%	10,00%	9 299,32	929,93
TOTAL				10 229,25

**ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS DE
INSTALACION ELECTROMECHANICA
LINEA SUBTERRANEA EN 60 kV**

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Tendido de conductor 3 x 300 mm2 (2 ternas)
UNIDAD Km

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0		0	0,00	
0	0		0	0,00	
0	0		0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		10,00%	9 004,80	900,48	900,48
MANO DE OBRA					
ESPECIALISTA DE MONTAJE	HH	80,00	6,69	535,20	
CAPATAZ	HH	80,00	5,67	453,60	
OPERARIO	HH	480,00	5,32	2 553,60	
OFICIAL	HH	160,00	4,86	777,60	
PEON	HH	1 280,00	3,66	4 684,80	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	9 004,80
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
CAMION PLATAFORMA CON GRUA 5 TO	HM	80,00	43,38	3 470,40	
EQUIPO DE TENDIDO SUB	HM	80,00	100	8 000,00	
CAMIONETA PICK UP	HM	80,00	9,49	759,20	
RADIO PORTATIL	HM	640,00	0,24	153,60	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	9 004,80	900,48	13 283,68

UNITARIO US\$

23 188,96

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Empalmes Trifasicos (del cable de energia)
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		25,00%	567,12	141,78	141,78
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	24,00	5,67	136,08	
OPERARIO	HH	48,00	5,32	255,36	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	48,00	3,66	175,68	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	567,12
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
CAMION D300	HM	24,00	9	216,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		20,00%	567,12	113,42	329,42

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Tendido de conductor 6 - 1 x 177 mm2 (cable seco)
UNIDAD km

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		10,00%	6 003,20	600,32	600,32
MANO DE OBRA					
ESPECIALISTA DE MONTAJE	HH	53,33	6,69	356,80	
CAPATAZ	HH	53,33	5,67	302,40	
OPERARIO	HH	320,00	5,32	1 702,40	
OFICIAL	HH	106,67	4,86	518,40	
PEON	HH	853,33	3,66	3 123,20	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	6 003,20
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
CAMION PLATAFORMA CON GRUA 5 TO	HM	53,33	43,38	2 313,60	
EQUIPO DE TENDIDO SUB	HM	53,33	100	5 333,33	
CAMIONETA PICK UP	HM	53,33	9,49	506,13	
RADIO PORTATIL	HM	426,67	0,24	102,40	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	6 003,20	600,32	8 855,78

UNITARIO US\$

15 459,30

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Cabezas terminales del cable seco 1 x 177 mm2
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	274,16	13,71	13,71
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	8,00	5,67	45,36	
OPERARIO	HH	32,00	5,32	170,24	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	16,00	3,66	58,56	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	274,16
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
CAMION D300	HM	8,00	9	72,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	274,16	27,42	99,42

UNITARIO US\$

387,29

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Cabezales terminales del cable de energia
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	274,16	13,71	13,71
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	8,00	5,67	45,36	
OPERARIO	HH	32,00	5,32	170,24	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	16,00	3,66	58,56	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	274,16
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
CAMION D300	HM	8,00	9	72,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	274,16	27,42	99,42
			UNITARIO US\$		387,29

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Tendido de cable auxiliar 16 x 2.5 mm2
UNIDAD Km

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	383,92	19,20	19,20
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	8,00	5,67	45,36	
OPERARIO	HH	16,00	5,32	85,12	
OFICIAL	HH	16,00	4,86	77,76	
PEON	HH	48,00	3,66	175,68	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	383,92
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
CAMION PLATAFORMA CON GRUA 5 TO	HM	4,00	43,38	173,52	
CAMIONETA PICK UP	HM	8,00	9,49	75,92	
RADIO PORTATIL	HM	64,00	0,24	15,36	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	383,92	38,39	303,19

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Empalmes del cable auxiliar
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	94,52	4,73	4,73
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	4,00	5,67	22,68	
OPERARIO	HH	8,00	5,32	42,56	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	8,00	3,66	29,28	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	94,52
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		10,00%	94,52	9,45	9,45
			UNITARIO US\$	108,70	

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Cajas terminales del cable auxiliar (extremos)
UNIDAD U

ESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		5,00%	79,88	3,99	3,99
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	4,00	5,67	22,68	
OPERARIO	HH	8,00	5,32	42,56	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	4,00	3,66	14,64	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	79,88
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		5,00%	79,88	3,99	3,99
			UNITARIO US\$	87,86	

ANALISIS DE PRECIOS UNITARIOS

PARTID Reservorios con aceite
 UNIDAD U

DESCRIPCION	UND	CANTIDA x UNIDAD	UNITARIO US\$	PARCIAL US\$	TOTAL US\$
MATERIALES					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
CONSUMIBLES (% MO)		8,00%	182,36	14,59	14,59
MANO DE OBRA					
0	0	0,00	0	0,00	
CAPATAZ	HH	4,00	5,67	22,68	
OPERARIO	HH	8,00	5,32	42,56	
OFICIAL	HH	0,00	4,86	0,00	
PEON	HH	32,00	3,66	117,12	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	182,36
MAQUINARIA Y EQUIPOS					
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
0	0	0,00	0	0,00	
HERRAMIENTAS (% MO)		7,00%	182,36	12,77	12,77
			UNITARIO	US\$	209,72

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **MANUAL ESTÁNDAR DEL INGENIERO ELECTRICISTA**, Tomo II, KNOWLTON, Archer E., Editorial Labor S.A.,1967, Primera Edición.
- [2] **EL GRAN DESAFÍO**, WOLFENSON, Azi, Editorial Gráfica Labor, 1981, Primera Edición.
- [3] **LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS**, aprobado por **DECRETO LEY** N° 25844 y sus modificatorias, Editorial el Peruano, 1992, Primera Edición.
- [4] **REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS**, aprobado por **DECRETO SUPREMO** N° 009-93 EM y sus modificatorias, Editorial El Peruano, 1993, Primera Edición.
- [5] **INFORME DE SITUACIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS 1993-2000**, de la **EX COMISIÓN DE TARIFAS DE ENERGÍA** (hoy **OSINERG**), 2001, Primera Edición.
- [6] **DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN**, FLORES TINOCO, Moisés, 2001, Primera Edición.
- [7] **DISEÑO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN MEDIA Y ALTA TENSIÓN**, BAUTISTA RÍOS, Juan, 2001, Primera Edición.
- [8] **INFORME DE PRIMER GRUPO DE LÍNEAS AÉREAS (220 Y 60 kV) DE LUZ DEL SUR**, S & Z Consultores Asociados, 1996,Primera Edición.
- [9] **INFORME DE SEGUNDO GRUPO DE LÍNEAS (60 kV) DE LUZ DEL SUR**, S & Z Consultores Asociados, 1996, Primera edición.