

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“EVOLUCIÓN DE TENSIONES DE TRANSMISIÓN EN
ALTA TENSIÓN EN EL PERÚ”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

**PRESENTADO POR:
SERGIO HUARANCA TANTA**

**PROMOCIÓN
1984-1
LIMA-PERÚ
2002**

A mis padres, mis
primeros maestros.

**EVOLUCIÓN DE TENSIONES DE TRANSMISIÓN
EN ALTA TENSION EN EL PERÚ**

SUMARIO

El presente Informe Titulado “EVOLUCIÓN DE TENSIONES DE TRANSMISIÓN EN ALTA TENSIÓN EN EL PERÚ” presenta el estudio de un aspecto fundamental en el diseño de una Línea de Transmisión como es la selección de la tensión mas económica y la evolución de los niveles de Tensión de Transmisión en el Perú.

En el Capítulo I se indican las Componentes de una Línea de Transmisión: Conductor, Soportes, Aislamiento, Fundaciones y Accesorios sobre los cuales tiene incidencia el nivel de tensión seleccionado.

El Capítulo II estudia los criterios y/o reglas más usuales que se tienen en cuenta para la selección de nivel de tensión adecuado.

El Capítulo III se muestra la evolución de las Líneas de Transmisión por kilómetro y nivel de tensión; así como las características de las principales Líneas de Transmisión del actual Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

En el Capítulo IV está dedicado a las perspectivas de desarrollo futuro, según el Plan Referencial de Electricidad 2001 – 2010 y la posibilidad de empleo de un nivel de extra alta tensión en el país.

ÍNDICE

Introducción

CAPÍTULO I

COMPONENTES DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

1.1	Línea de Transmisión	4
1.1.1	Definición	4
1.1.2	Tipos de Línea	4
1.2	Componentes de una Línea de Transmisión	5
1.2.1	Conductor	5
1.2.2	Soportes	6
1.2.3	Aisladores	15
1.2.4	Fundaciones	18
1.2.5	Accesorios	18

CAPÍTULO II

CRITERIOS Y/O REGLAS PARA LA ELECCIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN MÁS CONVENIENTE

2.1	Regla de Baum o de la Milla	25
2.2	Regla de Hefner (Alemana)	25
2.3	Formula de Alfred Still	25
2.4	Regla Mediante Tablas (kW.Km) vs kV	26
2.5	Método del Momento Eléctrico para Cálculo de Líneas	30
2.6	Tensiones Normalizadas en Líneas de Transmisión	33
2.7	Selección de Tensión Económica	36
2.8	Costo (\$/Km) de una Línea de Transmisión	39

2.8.1	Distribución Porcentual de Costos de una Línea de Transmisión	39
2.8.2	Variación de Costos (\$/Km) por Tipo y Niveles de Tensión	39
2.9	Transmisión en Corriente Continua	42

CAPÍTULO III

EVOLUCIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL PERÚ

3.1	Antes de la Creación de ELECTROPERU (Hasta 1972)	46
3.1.1	Potencia Instalada y Producción de Energía Eléctrica	48
3.1.2	Sistema de Transmisión	50
3.2	Durante la Creación de ELECTROPERU	53
3.2.1	Potencia Instalada y Producción de Energía Eléctrica	55
3.2.2	Sistema de Transmisión	57
3.3	Situación Actual	60
3.3.1	Privatización	61
3.3.2	Capacidad Instalada de Generación	69
3.3.3	Producción de Energía Eléctrica	74
3.3.4	Sistema de Transmisión	78
3.4	Evolución de las Líneas de Transmisión en Km	85

CAPÍTULO IV

PERSPECTIVAS DE DESARROLLO FUTURO

4.1	Proyecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional-SEIN	86
4.1.1	Proyección de Demanda de Energía	86
4.1.2	Proyección de Máxima Demanda de Potencia	90

4.1.3	Oferta de Energía Eléctrica	91
4.1.4	Producción de Energía por Tipo de Combustible	91
4.1.5	Balance Oferta – Demanda SEIN	92
4.1.6	Consumo de Gas para la Generación	92
4.1.7	Expansión de los Sistemas de Transmisión	93
4.2	Posibilidad del Uso de un Nivel de Extra Alta Tensión en el País	103
4.2.1	Selección Preliminar de una Nueva Tensión de Transmisión Extra Alta Tensión en el Perú (1978)	103
4.2.2	Caso Hipotético Actual	108
	Conclusiones	110
	Bibliografía	112
	Anexos	113

INTRODUCCIÓN

La primera línea eléctrica fue tendida por Siemens en Lichterfelde, cerca de Berlín, en 1881. Pronto siguieron otras en Francia, en Inglaterra y en los Estados Unidos. Cuando se trató de mayor cantidad de kilómetros la potencia disminuía en forma alarmante. Una línea de 14 km que unía la Central Hidroeléctrica con la ciudad de Grenoble no transmitía más que un 62% de su capacidad inicial. La solución estuvo en la corriente alterna. El transformador de corriente alterna puede utilizarse tanto para conseguir la elevación de voltaje como para efectuar una reducción del mismo. Si el secundario tiene 20 veces más espiras que el primario, la fuerza electromotriz en el hilo conectado al circuito secundario será 20 veces mayor y la intensidad de la corriente en el secundario será 20 veces menor. Debido a que las pérdidas disminuyen en razón del cuadrado de la intensidad se recurrió a muy altos voltajes en la transmisión de energía eléctrica reduciendo de este modo enormemente la pérdida de energía. Así considerando el ejemplo anterior, al reducirse 20 veces la corriente la pérdida de energía resulta 400 veces menor.

La evolución de la Demanda Eléctrica obliga a buscar Centros de Generación de mayor potencia que tengan menores costos unitarios. Estos se encuentran cada vez más lejos de los centros de consumo, lo cual obliga a disponer de Líneas de Transmisión de tensión cada vez mayores para poder transmitir las potencias requeridas. A partir de ahí se han realizado grandes esfuerzos de investigación para conseguir el nivel de tensión más económico tal como actualmente se requiere:

Considerando dicho aspecto de importancia fundamental en el diseño de una línea de transmisión se desarrolló el presente Informe Titulado “EVOLUCIÓN DE TENSIONES DE TRANSMISIÓN EN ALTA TENSIÓN EN EL PERÚ”; cuyo objetivo es analizar los parámetros y criterios que se tienen en cuenta para la selección del nivel de tensión adecuado y el más económico, además se describe la evolución de los niveles de tensión de las líneas de transmisión en el país.

Como no existen reglas fijas para establecer la tensión más conveniente se han analizado las más usuales reglas y/o recomendaciones establecidas.

En el estudio de la evolución de los niveles de tensión se ha tomado en cuenta el parámetro de la longitud de las líneas de transmisión existentes, analizándose los siguientes períodos: antes del año 1972 (en que se crea ELECTROPERU), durante la creación de ELECTROPERU y el actual sistema eléctrico interconectado nacional.

El presente trabajo también incluye las perspectivas de desarrollo futuro según el Plan Referencial de Electricidad 2001-2010 y la posibilidad del empleo de un nivel de extra alta tensión en el país.

Finalmente, deseo expresar mi agradecimiento de manera especial al Ing. Moisés Flores Tinoco por su asesoramiento y al MSC Justo Yanque Montufar por sus sugerencias en la revisión del presente informe.

CAPÍTULO I

COMPONENTES DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

1.1 LÍNEA DE TRANSMISIÓN

1.1.1 DEFINICIÓN

Es un medio que permite el transporte de la energía desde un punto inicial (S. E. de partida) hacia otro punto final (S. E. de llegada).

1.1.2 TIPOS DE LÍNEA

- a. Por su ubicación: Aéreas, Subterráneas y Submarinas.
- b. Por el tipo de corriente: Corriente continua o alterna.
- c. Por su Función en un sistema eléctrico: Principal o secundario.
- d. Por el nivel de Tensión: La denominación usual de las Líneas 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.

1.2 COMPONENTES DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

1.2.1 CONDUCTOR

Es el medio por el cual circula la corriente eléctrica, son de diferentes calibres y configuraciones las cuales determinan su comportamiento eléctrico y mecánico. Es el elemento más importante de una línea de transmisión y los que tienen una mayor incidencia en los costos.

Existen diversos tipos de conductores empleados, según el material utilizado, siendo los más usuales:

Aluminio (SAC, AAC)

Aleación de Aluminio (ALDRAY, ALDREY, ALMELEC, ARVIDAL, AAAC)

Aluminio-Acero (ACSR)

Aluminio-Alumoweld (AWAC)

Aluminio-Aleación de Aluminio (ACAR)

Cobre

Para los cables de guarda se emplean:

Acero Galvanizado

Aleación de Aluminio

Copperweld

ACSR Extraresistente

Alumoweld

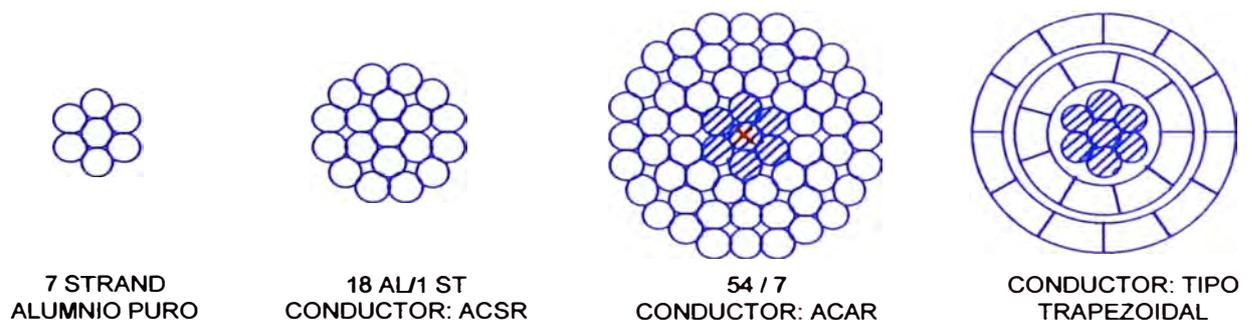
La conformación típica de conductores, es una formación que emplea alambres del mismo diámetro cableados en forma helicoidal con capas que giran en sentido opuesto.

**CUADRO N° 1.1
NÚMERO DE ALAMBRES O HILOS POR CONDUCTOR**

Capa	Centro	1 ^{ra} Capa	2 ^{da} C	3 ^{era} C	4 ^{ta} C	5 ^{ta} C	6 ^{ta} C
Número de hilos	1	6	12	18	24	30	36
Número Total Hilos	1	7	19	37	61	91	127

Cuando sea necesario aumentar el diámetro del conductor, a fin de reducir las pérdidas por efecto corona a las radio-interferencias, o aumentar la capacidad de corriente, se opta por configuraciones que introducen espacios libres en el centro como los mostrados en la siguiente figura.

**FIGURA N° 1.1
CONFIGURACIÓN DE CONDUCTORES SEGÚN NÚMERO DE HILOS**



1.2.2 SOPORTES

Permiten mantener al conductor a una distancia adecuada de seguridad del suelo en función a su nivel de tensión. La configuración y el número de ternas determinan los puntos de apoyo del conductor y la forma de los soportes.

A. CLASIFICACIÓN DE SOPORTES

A.1 EN FUNCIÓN DEL MATERIAL EMPLEADO

- SOPORTES DE MADERA

En el Perú la posibilidad de este tipo de soporte esta relacionado con el Eucalipto, el cual por ejemplo fue empleado en la línea Mantaro-Cobriza.

En Europa, E.E.U.U. y Canadá las maderas más empleadas son el Pino Amarillo y Abeto Douglas. En el país también se han importado estos tipos como en la línea Chimbote-Trujillo y Toquepala-Ilo.

**CUADRO N° 1.2
CLASIFICACIÓN DE POSTES DE MADERA SEGÚN CARGA DE ROTURA**

Clase	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Carga rotura (kg)	2 040	1 680	1 360	1 090	860	680	550	450	340	170

**CUADRO N° 1.3
EMPOTRAMIENTO DE POSTES DE MADERA SEGÚN ALTURA**

Largo (m)	Empotramiento (m)	Largo útil (m)	Largo activo (m)
8	1,40	6,60	6,30
9	1,50	7,50	7,20
10	1,60	8,40	8,10
11	1,70	9,30	9,00
12	1,80	10,20	9,90
13	1,90	11,10	10,80
14	2,00	12,00	11,70
15	2,01	12,90	12,60
16	2,20	13,80	13,50
17	2,30	14,70	14,40
18	3,40	15,60	15,30

- SOPORTES DE CONCRETO

Se fabrican en el país del tipo centrifugado y vibrado. En otros países es mayormente empleado el tipo pretensado. La limitación

deviene de los pesos relativamente grandes y las dificultades de su transporte.

**CUADRO N° 1.4
CARACTERÍSTICAS DE POSTES CENTRIFUGADOS NACIONALES**

Altura (m)	Resistencia en la punta (kg)	Diámetro		Peso aprox. (kg)
		Menor	Mayor	
12	200	120	300	590
12	300	150	330	620
12	400	150	330	650
13	200	150	345	680
13	300	150	345	700
13	400	150	345	725
14	200	150	360	770
14	300	150	365	780
14	400	150	365	790
15	300	150	365	810
15	400	150	375	830
15	500	150	409	860
17	300	150	405	1 130
17	400	165	420	1 300

- ESTRUCTURAS METÁLICAS

Son los soportes mas empleados, por cuanto resuelven cualquier requerimiento de altura y esfuerzos, permiten un fácil transporte e instalación y propician la fabricación a escala.

Cada empresa y de algún modo cada país, realiza estudios que tiendan a optimizar el peso de la estructura, lo cual conduce a establecer, soportes tipos o normalizados.

Se distinguen dos tipos de estructuras metálicas: las usuales es decir autosoportadas ó convencionales, y las tipo articulado que se apoyan en rotulas siendo las retenidas usualmente cuatro, las que absorben los esfuerzos transversales y longitudinales lo cual deviene

en estructuras mucho mas livianas aunque requieren de mayor derecho de vía.

La disposición que adoptan generalmente las estructuras metálicas son reticulares con mallas triangulares, a fin de que los esfuerzos en cada pieza sean principalmente de tracción ó compresión. Las fuerzas actuantes sobre la estructura estarán aplicadas solo en nudos ó vértices de los triángulos.

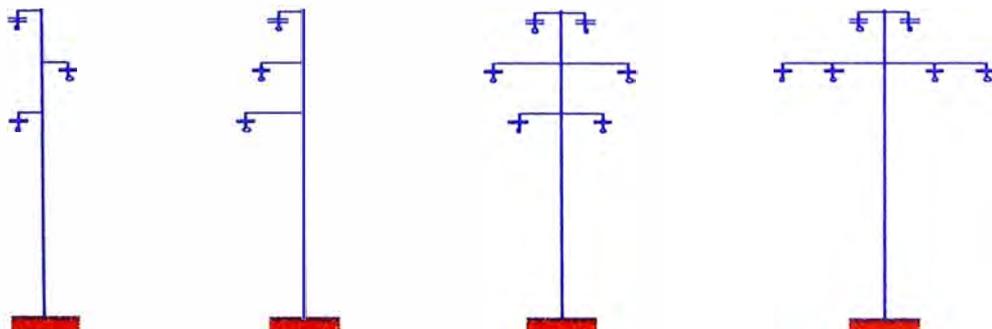
A.2 EN FUNCIÓN DEL ARMADO

- DISPOSICIÓN VERTICAL

Cuando los conductores tienen una ubicación en diferentes niveles, adoptando las configuraciones denominadas: triangulo, bandera, doble triangulo y doble bandera (Ver FIGURA N° 1.2).

Estos armados emplean un solo poste. Se tiene facilidad para ubicar un cable de guarda. La altura del soporte tiende a elevarse. Representan una solución económica. No se emplean cuando existe formación de hielo.

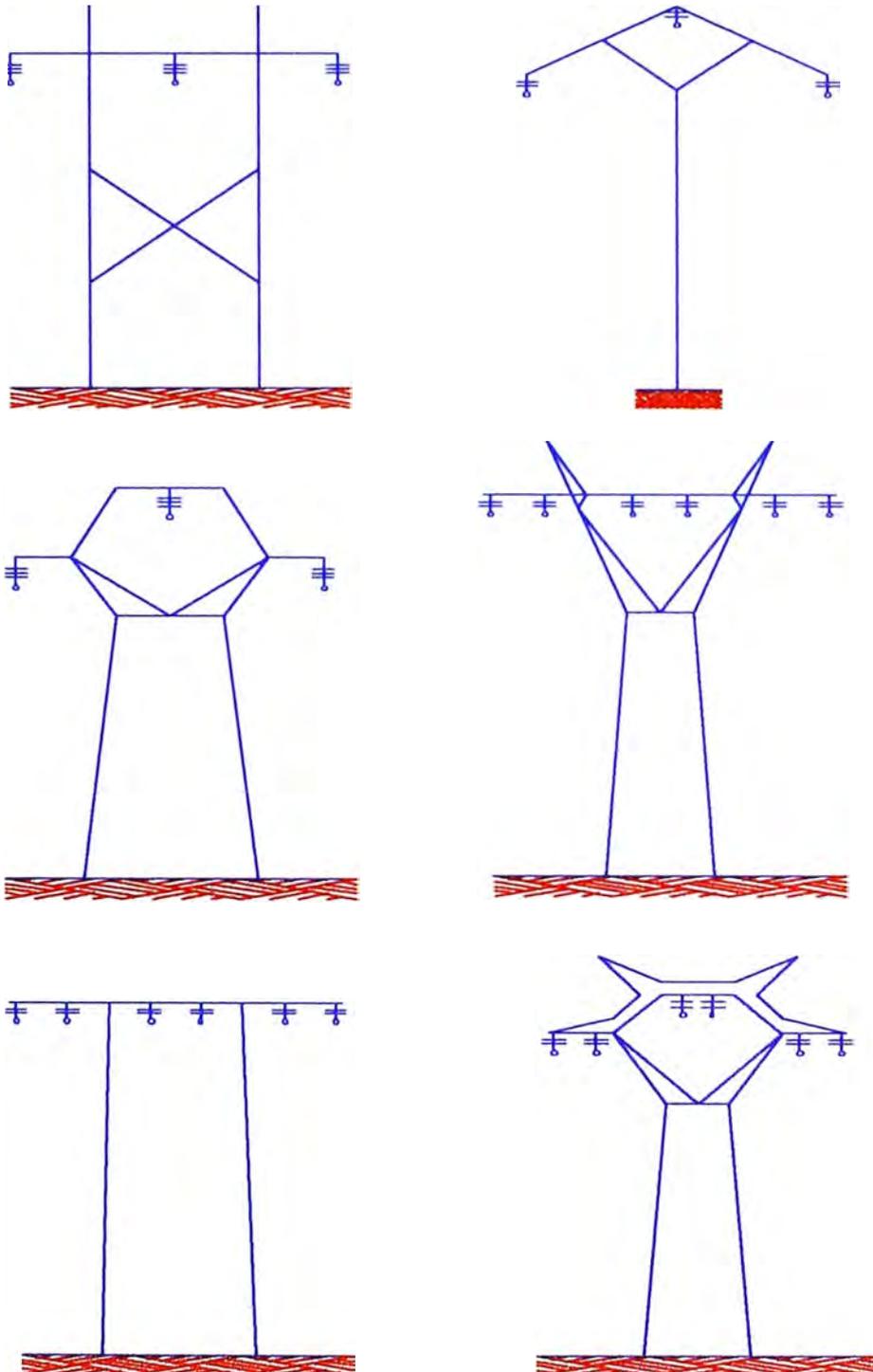
FIGURA N° 1.2
CONFIGURACIONES EN DISPOSICIÓN VERTICAL



DISPOSICIÓN HORIZONTAL

Cuando los conductores tienen una ubicación horizontal y en el mismo nivel, tales como se muestran en la siguiente figura.

FIGURA N° 1.3
CONFIGURACIONES EN DISPOSICIÓN HORIZONTAL



Estos armados emplean usualmente dos soportes. Requieren de menor altura de soporte. Necesitan dos cables de guarda, se emplean cuando hay formación de hielo. El derecho de vía es mayor. Posibilitan en algunos casos aumentar la tensión de la línea.

A.3 EN FUNCIÓN DEL ANGULO TOPOGRÁFICO DE LA LÍNEA

En este caso se tiene una clasificación en función del ángulo topográfico en la cual se emplean los soportes: Suspensión ó Alineamiento (sin ángulo); Ángulo (de 0° a 90°); Anclaje y fin de línea.

Se debe tratar que los soportes en ángulo sean los menos posibles en función de la longitud de la línea, a fin de no tener diversidad de materiales y accesorios. Los soportes de Anclaje o Retención se ubican al inicio y final de la línea y en tramos de 5 a 8 km

A.4 EN FUNCIÓN DEL TIPO DE FUNDACIÓN

Se distinguen tres tipos:

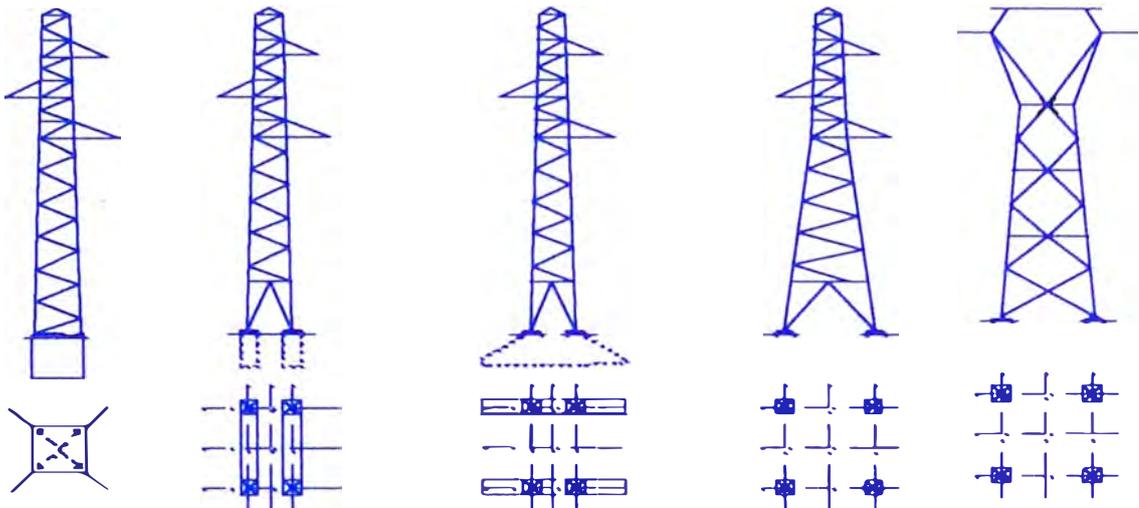
- Fundación Simple
- Fundación Doble
- Fundación Cuádruple

Es importante establecer que hay correspondencia o influencia entre la forma de soporte y el tipo de fundación. A mayor dimensión de la fundación mayor altura y resistencia del soporte.

La fundación simple corresponde al uso de postes de concreto y en algunos casos estructuras metálicas de poca altura. Generalmente la

forma es rectangular o cuadrada de 1,20 m. a 1,80 m. Los postes de madera generalmente no requieren de cimentación, bastando un adecuado relleno y compactación de tierra.

FIGURA N° 1.4
ESTRUCTURAS SEGÚN TIPO DE FUNDACIÓN



La fundación doble y cuádruple se aplican a las estructuras metálicas según se vayan incrementando la altura y resistencia del soporte.

La fundación doble puede orientarse como se indica en la figura o en sentido transversal, usualmente siguiendo la dimensión mayor del rectángulo formado por las patas. No se emplean en terrenos de relleno o arcillas plásticas.

Las fundaciones cuádruples se emplean para soportes de mayores alturas. Una fundación adecuadamente diseñada será solicitada por esfuerzos simples de tracción o compresión principalmente. Cuando se ubiquen soportes en laderas o perfiles inclinados deberán diseñarse con mayor precisión y detalle.

A.5 EN FUNCIÓN DE LOS ESFUERZOS LONGITUDINALES

Se distinguen tres tipos base:

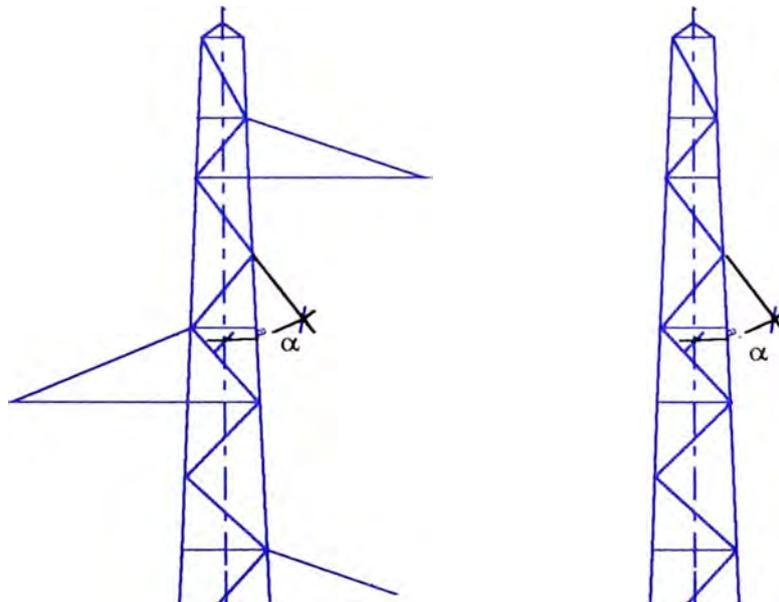
Semirígidos

Rígidos

Flexibles

Los soportes semirígidos son los de menor altura y resistencia. Sus elementos están más inclinados (menores valores de α según la FIGURA N° 1.5). Pueden sufrir deformaciones apreciables para sollicitación de torsión. Consideran los esfuerzos longitudinales en forma parcial.

FIGURA N° 1.5
SOPORTES SEMIRÍGIDO Y RÍGIDO

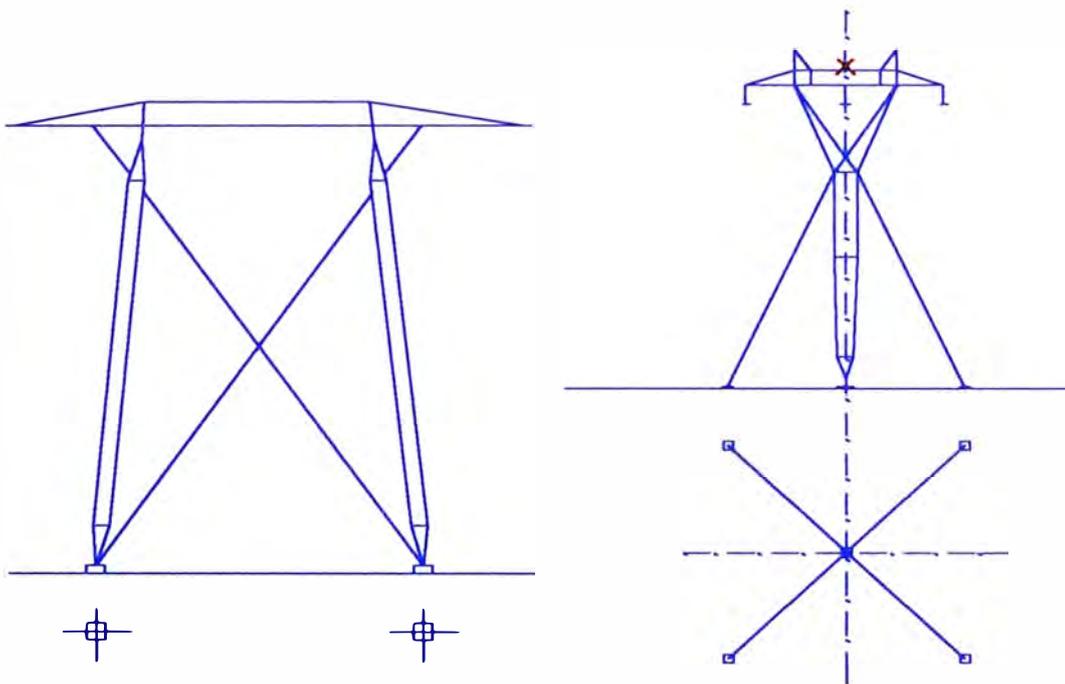


Los soportes rígidos tienen sus diagonales menos inclinadas y por lo tanto pesan más y tienen mayores valores de resistencia. Los coeficientes de seguridad empleados en su diseño son mayores y sus hipótesis de cálculo son precisas involucrando los esfuerzos

longitudinales. Las líneas de transmisión de importancia en los sistemas eléctricos emplean este tipo de soportes.

Los soportes flexibles tienen la particularidad de admitir deformaciones elásticas cuando se presentan los esfuerzos longitudinales. En cuanto a los esfuerzos transversales son iguales que los otros tipos de soporte. Ejemplo de este tipo de soporte son los pórticos articulados, que reposan en rótulas (ver siguiente figura).

FIGURA N° 1.6
SOPORTES FLEXIBLES

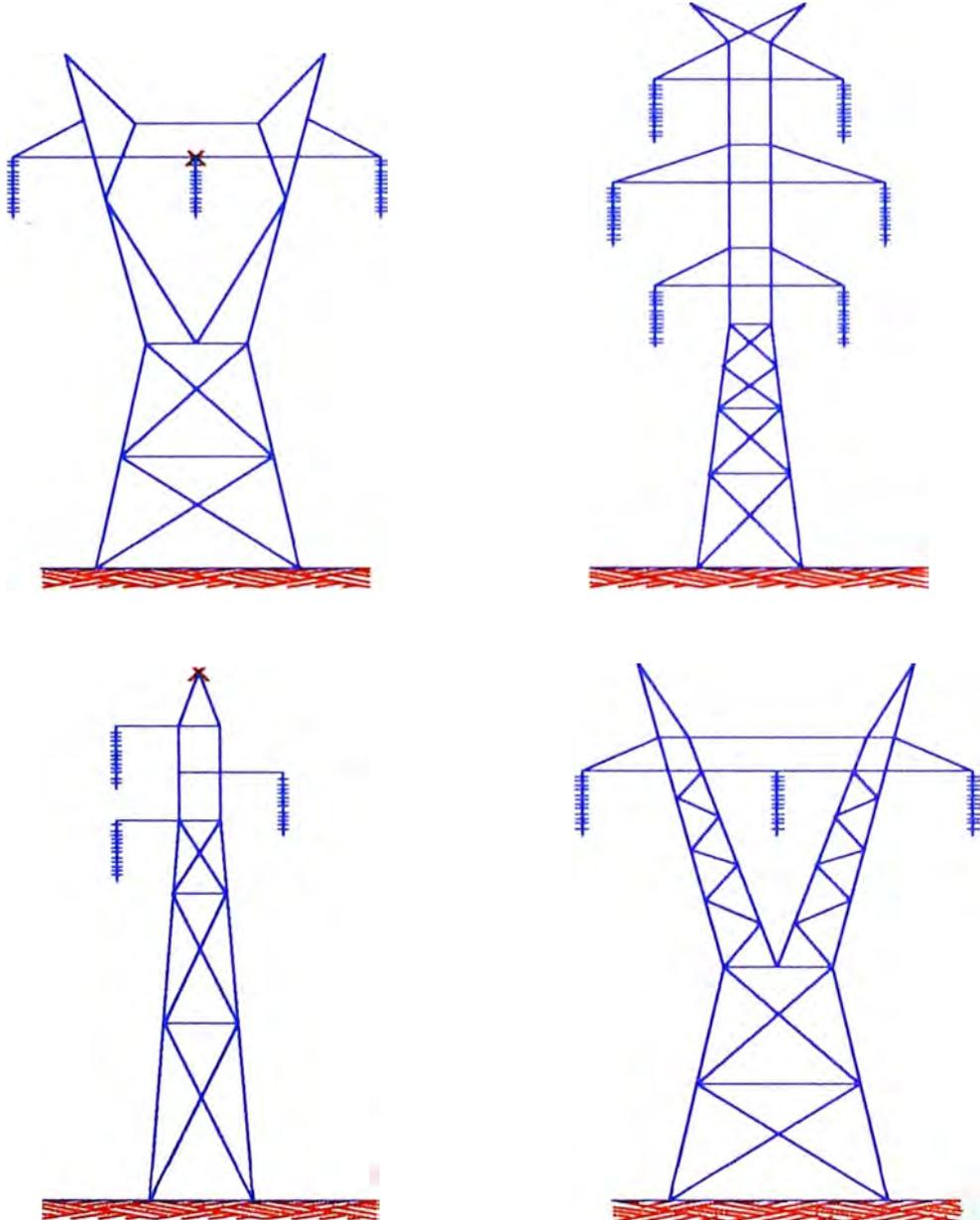


En la clasificación de soportes flexibles se pueden incluir aquellos que tienen elementos deformables a sollicitaciones de torsión; los cuales a determinado valor de la fuerza aplicada ocasionan el desplazamiento de elementos en sentido longitudinal.

B. ESTRUCTURAS TÍPICAS

En la FIGURA N° 1.7 mostramos algunos de los diseños típicos más empleados en la instalación de líneas de transmisión:

**FIGURA N° 1.7
ESTRUCTURAS TÍPICAS**



1.2.3 AISLADORES

Es el medio de unión del conductor con el soporte; mecánicamente soporta el peso y los esfuerzos del conductor, su comportamiento eléctrico

es de una resistencia muy alta que impide el paso de la corriente hacia tierra.

Las formas básicas de aisladores en líneas de transmisión son:

FIGURA N° 1.8
TIPO SUSPENSIÓN
(SUSPENSIÓN INSULATOR)

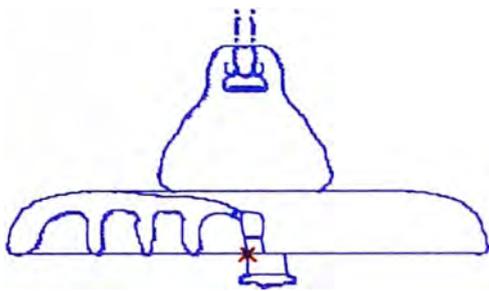
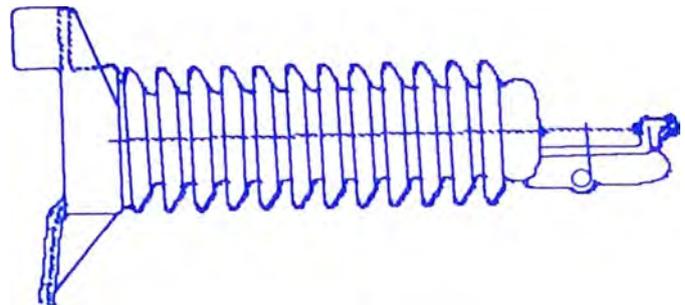


FIGURA N° 1.9
TIPO BASTÓN
(POST INSULATOR)



Los aisladores de suspensión son los más usuales, y son fabricados en porcelana o vidrio templado. Recientemente también se hacen de fibra de vidrio polimerizado.

Los aisladores de porcelana tienen un 50% de caolín, 25% de cuarzo. La porcelana se moldea con procedimientos húmedos, homogéneos, compactos y sin porosidad, luego se cubre la superficie con una capa vitrificada. Tienen una resistencia dieléctrica de 60-70 kV. max/cm, una resistencia mecánica de 40 000 a 50 000 lb/pulg² a la compresión y de 1 500 a 12 500 lb/pulg² a la tracción. Los aisladores de vidrio tienen 140 kV-max/cm de resistencia dieléctrica, son más resistentes a la compresión y similares a la tracción.

Es posible establecer soluciones técnicas y económicas con empleo de ambos tipos de material.

Con fines comparativos señalaremos las ventajas de los aisladores de vidrio:

Permiten observar perforaciones o constituciones no homogéneas.

El vidrio tiene menor coeficiente de expansión lo que disminuye los esfuerzos causados por cambios en la temperatura ambiente.

Después de una onda de sobretensión, un aislador fallado se puede identificar mas rápidamente porque el vidrio se estrella y la porcelana se rompe cuando falla el dieléctrico.

Sufren menor calentamiento debido a que los rayos solares pasan a través de ella, mientras que la porcelana las absorben.

Los aisladores tipo bastón se usan en armados especiales, en líneas de diseño compacto generalmente relacionadas con abastecimiento de energía a grandes urbes. Se fabrican de porcelana o de fibra de vidrio con recubrimientos de resinas epoxicas.

La especificación de un aislador requiere fijar los parámetros siguientes:

Dimensiones:

- Diámetro (mm)
- Altura o paso (mm)
- Peso neto (kg)

Características Mecánicas:

- Tipo de ensamble
- Resistencia a la tensión mecánica (kg)

- Resistencia al impacto (kg-m)
- Resistencia eléctrica combinada (kg)

Características Eléctricas:

- Distancia de fuga (mm)
- Distancia de flameo en seco (mm)
- Tensión de flameo en seco: frecuencia industrial (kV)
- Tensión de flameo húmedo: frecuencia industrial (kV)
- Tensión de flameo impulso positivo (kV)
- Tensión de flameo impulso negativo (kV)
- Tensión de perforación a frecuencia industrial (kV)
- Tensión de radio interferencia (a 4000 khz en micro voltios)

1.2.4 FUNDACIONES

Existen básicamente dos tipos de fundaciones para las estructuras que dependen de la capacidad portante del suelo, cuyo valor límite es de 3 kg/cm^2 .

Tipo Parrilla $\geq 3 \text{ kg/cm}^2$

Tipo Concreto $< 3 \text{ kg/cm}^2$

1.2.5 ACCESORIOS

A. ACCESORIOS DE LOS CONDUCTORES

A.1 GRAPAS DE SUSPENSIÓN

Sirven de sujeción con la cadena de aisladores, son fabricados de acero forjado o fierro fundido, galvanizadas mediante inmersión en

caliente. No deben permitir ningún desplazamiento ni deformación o daño al conductor.

Las grapas de suspensión con cojines de suspensión de resina se emplean para reducir los esfuerzos en el conductor.

A.2 GRAPAS DE ANCLAJE

Tienen características básicas similares a las de suspensión. Existen dos tipos: Grapa Tipo Pistola y Grapa de Compresión. La más común es la Tipo Pistola y usualmente son de aleación de aluminio por ser resistentes a la corrosión, mínimas pérdidas de energía, histerisis y corrientes de fuga. Son muy livianas y se aplican directamente a los conductores sin varillas preformadas. Las de Tipo Compresión son más costosas y deben tener una respuesta garantizada a los requerimientos mecánicos del conductor.

A.3 VARILLAS DE ARMAR

Tienen por objeto proteger al conductor en su enlace con la Grapa de Suspensión y por consecuencia con los aisladores.

Las varillas son hilos de aluminio preformadas, que se acoplan al conductor por torsión. Tienen una longitud de 60" en promedio y su especificación esta relacionada con la sección y el tipo de conductor.

A.4 AMORTIGUADORES

Tienen por objeto atenuar las vibraciones producidas en el conductor por el viento, especialmente las que tienen pequeña amplitud

de onda y alta frecuencia, reduciendo los esfuerzos en el conductor en los puntos de sujeción con la cadena de aisladores.

Existen varios tipos de amortiguadores siendo los más empleados el convencional (Stockbridge) y el espiral.

A.5 JUNTAS DE EMPALME

Se emplean para unir conductores despachadas de las bobinas y son del tipo compresión. Las características eléctricas y mecánicas y la resistencia a la corrosión deben ser compatibles con el conductor o el cable de guarda.

La aplicación de las juntas de empalme debe efectuarse con las herramientas adecuadas y previa labor de limpieza de la superficie del conductor.

A.6 CONECTORES

Se emplean para unir los conductores en los cuellos muertos. Usualmente se emplean gravas de dos vías paralelas con dos pernos centrales. Recientemente se emplean las del tipo ajuste por introducción de una cuña.

Las características eléctricas y de resistencia a la corrosión deben ser compatibles

A.7 MANGUITOS DE REPARACIÓN

Cuando se producen daños leves en los hilos del conductor, se requiere usar manguitos de reparación, usualmente del tipo compresión.

Las características eléctricas y mecánicas y resistencia a la corrosión de los manguitos deben ser compatibles con el conductor o cable de guarda.

B. ACCESORIOS DEL CABLE DE GUARDA

Cuando el cable de guarda es del mismo material que los conductores se entenderá que los accesorios tendrán que ser similares. Si se emplean cables de acero galvanizado se efectuarán las adaptaciones necesarias.

Estos accesorios estarán sometidos a mayores esfuerzos mecánicos por que los esfuerzos en el cable de guarda son mayores que en los conductores. Se tienen accesorios para ensambles en Suspensión y en Anclaje.

C. ACCESORIOS DE LOS AISLADORES

Son diversas las piezas que se complementan a la cadena de aisladores, y pueden agruparse en:

Elementos que Complementan el Comportamiento Eléctrico

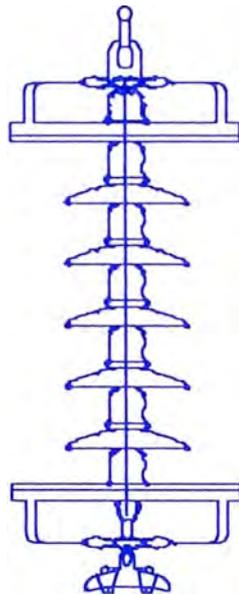
En este caso los elementos más importantes son: Los Cuernos de Descarga, que permiten regular la tensión promedio de contorno por sobretensiones; y los Anillos de Guarda, que posibilitan una mejor distribución de la tensión entre los distintos aisladores que conforman la cadena. Los Anillos de Guarda se usan en líneas de 220 kV. ó más debido a que la tensión a lo largo de la cadena de aisladores no es

regular debido a la capacidad de las partes metálicas de los aisladores entre si y respecto del soporte de la línea.

Elementos que Complementan el Ensamble Mecánico

Los elementos que complementan el ensamble mecánico de la cadena de aisladores con las Grapas de Suspensión o Anclaje, con el soporte son los denominados: Bola-Ojo, Bola-Horquilla, Casquillo-Horquilla, Horquilla, Horquilla-Ojo, Horquilla doble y Ojo doble.

**FIG. N° 1.10
ACCESORIOS DE LA CADENA DE AISLADORES**



D. ACCESORIOS DE PUESTA A TIERRA

Conductor de bajada.

Electrodo de puesta a tierra (en el caso de contrapeso conductor).

Conector conductor a varilla.

Conectores de doble vía.

Conector de Conductor-Estructura.

CAPÍTULO II

CRITERIOS Y/O REGLAS PARA LA ELECCIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN MÁS CONVENIENTE

No existen reglas fijas para establecer las tensiones más convenientes, aún cuando se intuye una cierta relación entre estas y las potencias y distancias de transferencia de la energía.

Actualmente se trata de adoptar tensiones recomendadas por la norma, tendiendo hacia la unificación de los niveles de tensión en las Líneas de Transmisión, este proceso ofrece ventajas considerables, como son la tendencia hacia la normalización de equipos y materiales usados en las instalaciones y la facilidad de interconexiones. En teoría lo ideal sería tener no más de tres niveles de tensión en la transmisión.

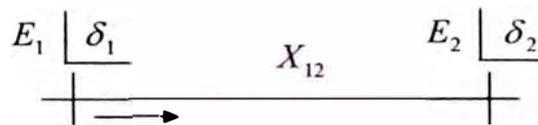
Los factores principales sobre las que depende la tensión son:

- a) Longitud de transmisión.
- b) Niveles de tensión en las redes próximos.
- c) Pérdidas por $I^2 R$, corona y dispersión.
- d) Corriente de excitación en vacío.

- e) Regulación de tensión en el punto de recepción y en las líneas. Para propósitos de diseño la regulación debe mantenerse entre -10% y 10% para transmisión.
- f) Límite de estabilidad permanente en la potencia de salida.

$$P = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \text{Sen } \delta \quad \dots\dots (2.1)$$

$$\begin{aligned} \overline{E_1} &= \text{Tensión de envío} = E_1 \angle \delta_1 \\ \overline{E_2} &= \text{Tensión de Recepción} = E_2 \angle \delta_2 \\ X_{12} &= \text{Reactancia entre los puntos 1 y 2} \\ \delta &= \delta_1 - \delta_2 \end{aligned}$$



- g) Comportamiento de la estabilidad transitoria.

Existen otros factores importantes, con frecuencia decisivos como el problema que plantean ciertas cargas de naturaleza desfavorable, como son los hornos eléctricos de arco para acerías que motivan oscilaciones de tensiones (“flicker”) perturbando las imágenes de la televisión y la luminosidad de las lámparas. Evitar este efecto implica que los transformadores de tales hornos se deban conectar a líneas con potencias de cortocircuito de hasta 80 y 100 veces la potencia nominal correspondiente al transformador del horno. Esto puede determinar la conexión a tensiones elevadas, por ejemplo directamente a una muy alta tensión.

Lo anteriormente expuesto es suficiente para sugerir la complejidad que el problema puede adquirir. La comparación de proyectos a base de tensiones técnicamente aceptables constituye el único juicio seguro, si se

aplica con suficiente amplitud, pudiendo intervenir criterios sobre futura evolución del sistema eléctrico.

No obstante lo anterior, en gran número de proyectos en el país lo que se ha hecho simplemente es agregar nuevas Líneas de Transmisión a sistemas existentes, con tensiones normalizadas ya establecidas. En tales casos no suele ser dificultosa la elección, limitada a pocas tensiones, no resultando inconcebible la idea de establecer fórmulas empíricas que proporcionen tensiones aproximadas aconsejables, en función de potencias y distancias de transferencia. En cualquier caso solamente podrán aceptarse sus resultados tratándose de líneas que puedan estimarse normales.

A continuación presentamos algunas de las Reglas mas empleadas para el cálculo del nivel de tensión más conveniente en Líneas Trifásicas.

2.1 REGLA DE BAUM O DE LA MILLA

Antigua y simplista regla en lo que ni siquiera entra en consideración la potencia transmitida, la tensión compuesta que recomienda, en kV, viene dada por la longitud en millas (1 milla = 1 609 m).

2.2 REGLA DE HEFNER (ALEMANA)

$$V(v) = 100 \sqrt{L(km) \cdot P(kW)} \dots\dots\dots (2.2)$$

2.3 FORMULA DE ALFRED STILL

Para determinar la Tensión más económica cuando se trata de Líneas de Transmisión Trifásica hasta de 220 kV, cuya longitud es superior

a 30 km, que de aplicarse la siguiente fórmula, empírica y aproximada desarrollada por Alfred Still, que relaciona la potencia transmitida con la distancia a la que se va a transmitir.

$$V = 5,5 \sqrt{\frac{km}{1,609} + \frac{kW}{100}} \quad (\text{kV}) \dots\dots\dots (2.3)$$

Donde:

km = Longitud de la Línea en kilómetros

kW = Potencia conducida en kilowatts

Una práctica común que da una idea rápida de la Longitud de una Línea en función de la tensión de operación es que por cada kilómetro de longitud de la línea se tenga por lo menos un kilovoltio de tensión en la transmisión.

De la fórmula de Still se puede determinar la potencia a transmitir para una tensión dada y a una longitud determinada:

$$kW = 100 \left(\frac{V^2}{30,25} - \frac{km}{1,609} \right) \dots\dots\dots (2.4)$$

2.4 REGLA MEDIANTE TABLAS (kW.km) vs kV

El método se basa sobre los kW-km que debe transportar una línea a proyectarse el procedimiento en es siguiente:

- 1º Se debe tener como datos la Potencia total a la llegada de la línea (kW_2), recorrido de la Línea (en Km), $\cos \varphi_2$ (Factor de Potencia), Hz y altura sobre el nivel del mar.

CUADRO N° 2.2
kW-km (POR TERNA) PARA EL ALDREY

DIÁMETRO DEL CONDUCTOR (mm)	SECCIÓN DEL CONDUCTOR (mm ²)	TENSIÓN DE LLEGADA kv ₂ (kV)						
		0,22	2,3	10	30	60	132	220
		kW-km (Por Terna)						
4,0	10	1,00	120	2 000	18 000	100 000	--	--
5,5	18	1,95	220	4 000	40 000	160 000	--	--
6,0	20	--	--	--	--	--	--	--
8,1	38	3,55	385	7 400	65 000	260 000	--	--
8,5	40	--	--	--	--	--	--	--
9,5	56	4,60	510	9 600	86 000	350 000	--	--
10,0	60	--	--	--	--	--	--	--
11,0	74	5,40	600	11 400	101 500	410 000	--	--
13,3	107	--	--	--	--	--	2 380 000	--
13,0	100	6,45	705	13 400	120 000	491 000	--	--
14,5	128	7,20	790	14 950	135 000	540 000	--	--
16,0	150	--	--	--	--	--	2 780 000	--
18,0	185	--	--	--	--	--	3 000 000	--
19,0	212	8,60	930	18 000	160 000	640 000	--	--
21,3	265	--	--	--	--	695 000	3 340 000	--
22,0	280	--	--	--	--	--	--	9 250 000
22,5	300	--	--	--	--	720 000	3 440 000	9 500 000
24,5	350	9,85	1 080	20 500	182 000	745 000	3 600 000	10 100 000
26,0	400	--	--	--	--	--	3 720,000	10 200 000
28,8	491	10,55	1 160	21 000	197 000	800 000	3 870,000	10 600 000

6° Calcular el valor de:

$$A = \frac{\left(\frac{kW_2}{n} \right) km \cdot X_L \cdot Tg\phi_2 \cdot N}{10 \cdot kV_2^2} \dots\dots\dots (2.5)$$

X_L = Reactancia inductiva por km de conductor (ohm/km)

Donde:

$$N = 1,02 \quad ; \quad \text{si} \quad \text{Cos}\phi_2 = 0,70$$

$$N = 1,03 \quad ; \quad \text{si} \quad \text{Cos}\phi_2 = 0,80$$

$$N = 1,05 \quad ; \quad \text{si} \quad \text{Cos}\phi_2 = 0,85$$

$$N = 1,05 \quad ; \quad \text{si} \quad \text{Cos}\phi_2 = 0,90$$

$$N = 1,11 \quad ; \quad \text{si} \quad \text{Cos}\phi_2 = 0,95$$

7° El valor de A debe ser menor que la caída de tensión C_T (%)

$$C_T(\%) = \frac{(kW_2 \cdot km) \left[\left(\frac{\rho}{S} \right) + X_L \cdot Tg\phi_2 \right] N}{10 \cdot kV_2^2} \dots\dots\dots (2.6)$$

Donde:

ρ = Resistividad del material (ohm/km-mm²)

S = Sección de cada conductor (mm²)

8° Si $A > C_T$; se debe adoptar una tensión mayor o emplear conductores múltiples (para bajar X_L); pero esta última medida solo es conveniente para Líneas con kV_2 mayor de 220 kV. Otra medida para bajar A sería disminuir el valor de $Tg\phi_2$, instalando condensadores a la llegada de la Línea (colocados en paralelo en el lado de baja tensión de los transformadores). Otra eventual solución sería admitir un C_T mayor de los que se fijó como máximo, al comienzo del cálculo. Se escogerá la solución más económica, o por otras eventuales razones.

9° Una vez que se tenga $A < C_T$; calcular la sección S (mm²) de cada conductor:

$$S = \frac{\rho}{\left[\frac{10 \cdot C_T \cdot kV_2^2}{N \left(\frac{kW_2}{n} \right) \cdot km} \right] (X_L \cdot Tg\phi_2)} \dots\dots\dots (2.7)$$

10° Averiguar si se presenta el efecto corona. Una vez resuelto el problema de corona, ver si la sección que se ha escogido no se calienta demasiado cuando circula la corriente correspondiente:

$$I = \frac{kW_2/n}{\sqrt{3} \cdot kv_2 \cdot \text{Cos}\phi_2} \dots\dots\dots (2.8)$$

11° Proceder al cálculo exacto de la Línea.

2.5 MÉTODO DEL MOMENTO ELÉCTRICO PARA CALCULO DE LÍNEAS

El llamado momento eléctrico permite calcular con gran sencillez aunque sólo de modo aproximado, la potencia de transporte de una línea, la pérdida de la misma y la distancia a que podrá ser aquella transportada.

De modo similar al momento mecánico, el eléctrico es el producto de una potencia por una longitud, generalmente megavatios por kilómetro.

El cálculo completo de un transporte de energía hay que hacerlo siguiendo, por ejemplo, el método de las ecuaciones de propagación, que tiene en cuenta la capacidad de la línea, cuyo efecto es el de aumentar la potencia de transporte.

Si bien el método no ofrece dificultad es algo laborioso y si hubiera que repetirlo una serie se veces para tantear posibles soluciones, con diferentes tipos de líneas, resultaría penoso.

Para un estudio aproximado (un anteproyecto, por ejemplo) la aplicación del método del momento eléctrico, permite estudiar con rapidez diversos conductores, así como considerar para cada uno de estos,

diferentes variedades de líneas, como pueden ser las de circuito simple,, dúplex, dos simples, dos dúplex, etc.

En una línea trifásica la caída de tensión es:

$$U_p = \sqrt{3} ZI$$

En donde:

Z = impedancia

I = intensidad de corriente

Por otra parte:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \phi}$$

Siendo,

P = potencia

U = tensión compuesta

$\cos \phi$ = factor de potencia

La caída de tensión en porcentaje $\frac{u}{100}$ podemos expresarla así:

$$\frac{u}{100} = \frac{U_p}{U} = \frac{\sqrt{3} ZI}{U} = \frac{\sqrt{3} Z \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \phi}}{U} = \frac{ZP}{U^2 \cos \phi}$$

de donde,

$$P = \frac{u}{100} \frac{U^2 \cos \phi}{Z} \dots\dots\dots (2.9)$$

y puesto que impedancia tiene por expresión:

$$Z = R \cos \phi + X \operatorname{sen} \phi$$

Si llamamos R_K y X_K a la resistencia y a la reactancia kilométricas respectivamente, así como L a la longitud de la línea en kilómetros podemos escribir que,

$$Z = [R_K \cos \phi + X_K \operatorname{sen} \phi] L$$

Sustituyendo en (2.9):

$$P = \frac{u}{100} \frac{U^2 \cos \phi}{[R_K \cos \phi + X_K \operatorname{sen} \phi] L}$$

$$P = \frac{u}{100} \frac{U^2}{\frac{[R_K \cos \phi + X_K \operatorname{sen} \phi] L}{\cos \phi}}$$

$$P = \frac{u}{100} \frac{U^2}{[R_K + X_K \tan \phi] L}$$

De donde : $M = PL = \frac{u}{100} \frac{U^2}{[R_K + X_K \tan \phi]} \dots\dots\dots (2.10)$

A este producto de potencia por longitud, se le llama momento eléctrico.

Las unidades prácticas para el cálculo son las siguientes:

- u = caída de tensión, en porcentaje
- U = tensión compuesta, en kilovoltios
- R_K = resistencia eléctrica, en Ω/km
- X_K = reactancia de autoinducción, en Ω/km

Con estas unidades, el momento eléctrico M , vendrá expresado en MW.km.

Puesto que: $M = P L$

Si se calcula el momento eléctrico de una línea y se conoce su longitud, podrá determinarse la potencia de transporte,

$$P = \frac{M}{L} \quad \dots\dots\dots (2.11)$$

La distancia a que podrá ser transportada la potencia P , será:

$$L = \frac{M}{P} \quad \dots\dots\dots (2.12)$$

En cuanto a la pérdida de potencia expresada en porcentajes:

$$p \% = \frac{100 R P}{U^2 \cos^2 \phi} \quad \dots\dots\dots (2.13)$$

Para la caída de tensión (μ) suelen adoptarse los valores de 5 a 7%.

La pérdida de potencia que suele admitirse en peajes de interconexiones de zonas eléctricas es, generalmente, de un 3% por cada 100 km de línea (reales o teóricos): $p_{100km} \% \leq 3\%$

2.6 TENSIONES NORMALIZADAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En general los valores de las tensiones a elegir están dentro de un número limitado y los estudios se reducen al análisis de unas cuantas alternativas, ya que la tendencia actual es no adoptar demasiadas tensiones a fin de no usar una gran cantidad de niveles de aislamiento y equipos, tendiendo a la normalización.

En el Perú se produce un primer intento para ordenar el sistema eléctrico cuando el 5 de enero de 1955 mediante Resolución Suprema N° 2 se resuelve aprobar el "Código Eléctrico del Perú" confeccionado por la Asociación Electrotécnica Peruana.

En el Capítulo LII (52-40) del mencionado Código Eléctrico del Perú se establecen las tensiones nominales y de operaciones aprobadas, para Centrales, Subestaciones y redes de transmisión y distribución, que abastecen servicios públicos, las cuales se indican en el siguiente cuadro.

**CUADRO N° 2.3
TENSIONES APROBADAS SEGÚN CÓDIGO
ELÉCTRICO DEL PERÚ**

Tensiones Nominales (Voltios)	Tensiones de Operación (Voltios)
110	115-120
(120)	(125)
(208)	(216)
<u>220</u>	<u>230-240</u>
<u>380</u>	<u>400-240</u>
440	460-480
550	580-600
<u>2200</u>	<u>2300-2400</u>
<u>3800</u>	<u>4000-4160</u>
6600	6900
<u>10000</u>	<u>10500</u>
<u>13200</u>	<u>13800</u>
15000	15750
22000	23000
<u>33000</u>	<u>34500</u>
44000	46000
<u>66000</u>	<u>69000</u>
110000	115000
<u>132000</u>	<u>138000</u>
154000	161000
187000	196000
<u>220000</u>	<u>230000</u>
330000	345000
<u>380000</u>	<u>400000</u>

En sistemas nuevos debe procurarse adoptar solamente las tensiones nominales y de operación subrayadas.

En cumplimiento por lo dispuesto por el Decreto Ley Normativo de Electricidad N° 19521 (promulgado en 1972) I Dirección General de Electricidad formula el Código Nacional de Electricidad: Tomo I

(prescripciones generales) y Tomo IV (Sistema de Distribución); las cuales son aprobados por Resolución Ministerial N° 0285-78-EM/DGE, del 19 de mayo de 1978 y Resolución Ministerial N° 0303-78-EM/DGE del 30 de mayo de 1978; los mismos que reemplazarían al Código Eléctrico del Perú que se encontraba en vigencia desde 1955.

En el Capítulo 2 (2.1.2) del Tomo IV del Código Nacional de Electricidad se aprueban los niveles de tensión para los sistemas de distribución primaria que abastecen servicios públicos.

CUADRO N° 2.4
TENSIONES APROBADAS SEGÚN CÓDIGO
NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Tensión Nominal (kV)	Tensión Máxima del Sistema (kV)
2,3	2,4
6,6	6,9
<u>10,0</u>	<u>10,5</u>
<u>13,2</u>	<u>13,8</u>
<u>23,0</u>	<u>24,0</u>
30,0	31,5

Indicándose que en la elaboración de proyectos de sistemas de distribución primaria deberá tenerse en cuenta las tensiones subrayadas, según la Norma DGE correspondiente.

No llegaron a formularse los Tomos: II, III y IV del Código Nacional de Electricidad referidas a los sistemas de: Generación, Transmisión y Utilización, respectivamente por lo que continuo utilizándose los Capítulos del código Eléctrico del Perú relativos a dichos sistemas.

Considerando la necesidad de actualizar los documentos anteriormente mencionados acorde a las disposiciones legales vigentes,

cambios tecnológicos, nueva estructura del subsector electricidad y a los aspectos de bienestar y seguridad requeridos, para el ejercicio de la actividad eléctrica se resuelve mediante Resolución Ministerial N° 366-2001-EM/VME del 27 de julio del 2001 aprobar el nuevo Código Nacional de Electricidad-Suministro-. El Código Nacional de Electricidad –Suministro- entrará en vigencia a partir del 1 de julio del 2002, quedando sin efecto el Código Eléctrico del Perú y el Tomo IV “Sistema de Distribución” del Código Nacional de Electricidad. Los proyectos que sean aprobados a partir de dicha fecha, deberán sujetarse a las reglas del nuevo Código.

En la Sección 1 (017.A) del Código Nacional de Electricidad Suministro- se indica que podrá continuar utilizándose los niveles de tensión existentes y las tensiones recomendadas siguientes:

0,38 Y/ 0,22 kV

22,9 / 13,2 kV

22,9 kV

60 kV

138 kV

220 kV

2.7 SELECCIÓN DE TENSIÓN ECONÓMICA

En general se puede afirmar que el costo de una Línea aumenta con la sección de los conductores, que para anteproyectos se puede considerar formado por dos sumandos, uno que es independiente de la sección (Postes o torres, aisladores, interruptores, etc.) y otro proporcional a la sección de los conductores.

Es claro que en la construcción de una Línea de Transmisión el costo de los conductores disminuye al aumentar la tensión, pero en cambio el costo de los aisladores y demás material, incluyendo los elementos de las subestaciones como los transformadores aumenta, evidentemente deberá existir una tensión en la que el costo total será mínimo, que se conoce como tensión económica, para determinar esta tensión son precisos algunos tanteos, haciendo varios estudios para la Línea y las Sub-estaciones.

Si se considera una Línea de Transmisión Trifásica las pérdidas por efecto Joule son:

$$P_j = 3 R I^2 \quad \text{..... (2.14)}$$

La potencia transmitida es:

$$P_T = \sqrt{3} V I \cos\phi$$

De donde: $I = \frac{P_T}{\sqrt{3} V \cos\phi} \quad \text{..... (2.15)}$

(2.15) en (2.14):

$$P_j = \frac{3 R P_T^2}{3 V^2 \cos^2\phi}$$

$$P_j = \frac{P_T^2 R}{V^2 \cos^2\phi} \quad \text{..... (2.16)}$$

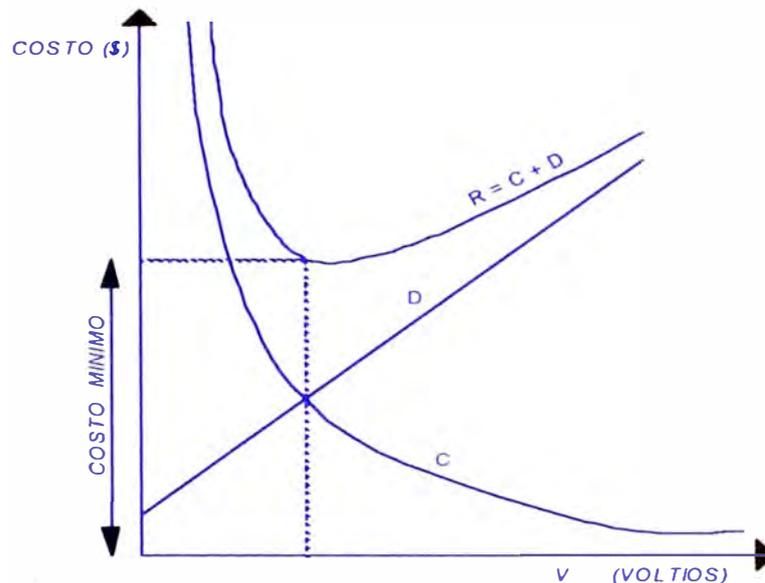
De la ecuación (2.16) se puede observar que si se aumenta la Tensión de Transmisión V , las pérdidas por efecto Joule P_j disminuyen.

De acuerdo a lo anterior, existen curvas que permiten obtener directamente las relaciones entre potencia transmitida, tensión de transmisión y distancia, o potencia transmitida, tensión de transmisión y costo de la potencia transmitida.

Una vez estimada la tensión más conveniente de acuerdo a la fórmulas y/o reglas mostradas anteriormente para determinar la tensión más económica se procede de la siguiente manera:

Sobre un sistema de ejes coordenados y tomando como abscisas los valores de las tensiones consideradas (próximas a las halladas según las reglas establecidas), se construyen las curvas C y D.

FIGURA Nº 2.1
SELECCIÓN DE TENSIÓN ECONÓMICA



La curva C corresponde al costo de los conductores deducido según:

$$S = \frac{\rho L P_T^2}{P_j V^2 \text{Cos}\phi} \dots\dots\dots (2.17)$$

Para un pérdida de potencia determinada y suponiendo constante $\text{cos}\phi$ (valor medio). La curva D representa el total de los respectivos costos de los aisladores, postes, aparatos, transformadores, etc. que completan el conjunto de la construcción de la Línea. La curva R obtenida sumando las curvas C y D pasa por un mínimo cuya abscisa es el voltaje para el cual resulta más económica la instalación total.

2.8 COSTO (\$/km) DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

2.8.1 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE COSTOS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Para apreciar la importancia de los diferentes parámetros que intervienen en el costo de una Línea de Transmisión mostraremos la distribución porcentual aproximada para una Línea de 220 kV en nuestro país.

**CUADRO N° 2.5
DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE COSTOS
EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

MATERIALES	COSTA	SIERRA
- Conductor y Accesorios	35,2%	29,5%
- Soportes	26,3%	31,1%
- Cable de Guarda y Accesorios	-	0,9%
- Aisladores y Accesorios	12,4%	9,3%
- Varios	<u>5,2%</u>	<u>5,0%</u>
SUB-TOTAL	79,1%	75,8%
MANO DE OBRA		
- Armado de Soportes	4,5%	5,7%
- Tendido y Tensado conductores	5,0%	5,0%
- Excavación y Cimentación	5,9%	7,3%
- Accesos	3,8%	4,0%
- Varios	<u>0,9%</u>	<u>1,3%</u>
SUB-TOTAL:	20,1%	23,3%
TRANSPORTE	<u>0,8%</u>	<u>0,9%</u>
TOTAL:	100,0%	100,0%

2.8.2 VARIACIÓN DE COSTOS (\$/km) POR TIPO Y NIVELES DE TENSIÓN

Para los estudios del presupuesto (\$/km) se tendrá en cuenta la siguiente estructura:

**CUADRO N° 2.6
ESTRUCTURA DE COSTOS (\$/km) CONSIDERADA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

ITEM	COMPONENTE	CANT.	UNID.	P. U.	PARCIAL	US\$/km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE ACERO (MADERA O CONCRETO) Torres Galvanizadas Parrillas Galvanizadas Estructuras por km Vano Promedio Incremento por Anclajes					
A.2	CADENA DE AISLADORES Cadenas de Suspensión - Aisladores Standard o Antifog - Herrajes de Suspensión - Varilla de Armar - Amortiguadores Cadenas de Anclaje - Aisladores Standard o Antifog - Herrajes de Anclajes - Amortiguadores Costo promedio Incremento por Anclaje y otros					
A.3	CONDUCTORES Conductor AAAC Cable de Guarda Ao. Go. (solo para región Sierra) Manguitos, Empalmes Incremento por Flecha y otros					
A.4	ACCESORIOS DE CABLE GUARDA (solo para región Sierra) Ensamble de Suspensión Ensamble de Anclaje Costo promedio Amortiguadores Conectores Bimetálicos Número de Torres por km					
A.5	PUESTAS A TIERRA Conductor de Bajada Conectores Bifilares Conectores de Cable de Tierra Conductor Copperweld Jabalinas Copperweld Grapas de Doble Vía Estructuras por km					
	TOTAL SUMINISTROS					A.1+A.2+.....+A.5
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo Topográfico					
B.2	Estudio Geotécnicos					
B.3	Limpieza de Faja Servidumbre					
B.4	Campamentos					
B.5	Caminos de Acceso					
B.6	Excavación, Relleno y Fundaciones					
B.7	Ensamble de Estructura					
B.8	Instalación de Cadena de Aisladores					
B.9	Montaje de Conductor					
B.10	Puestas a Tierra					
B.11	Instalación de Retenidas (postes de madera y concreto)					
B.12	Transporte de Materiales					
B.13	Ingeniería y Pruebas					
	TOTAL MONTAJE					B.1+B.2+.....+B.13
C	COSTO DIRECTO					A + B
D	I.G.V.					
E	COSTO TOTAL EJECUCIÓN					C + D
F	SERVIDUMBRES					
G	IMPREVISTOS					
H	SUPERVISIÓN Y ADMINISTRACIÓN					
	COSTO TOTAL GENERAL					C+D+E+F+G+H

Obteniéndose los siguientes costos promedios aproximados US\$/km para algunas configuraciones típicas:

60-66 kV Estructura de Madera es H-Simple Terna

Costa-120 mm² AAAC: \$ 42 348,40

Sierra-120 mm² AAAC: \$ 49 441,94

Costa-240 mm² AAAC: \$ 47 340,39

Sierra-240 mm² AAAC: \$ 56 760,20

60-66 kV Estructura de Concreta-Simple Terna

Costa-120 mm² AAAC: \$ 38 781,94

Costa-240 mm² AAAC: \$ 47 159,10

60-66 kV Estructura de Fierro-Simple Terna

Sierra-120 mm² AAAC: \$ 47 147,48

60-66 kV Estructura de Acero-Simple Terna

Sierra-120 mm² AAAC: \$ 47 799,14

138 kV Estructura de Madera es H-Simple Terna

Sierra-120 mm² AAAC: \$ 49 441,94

138 kV Estructura de Acero-Simple Terna

Costa-240 mm² AAAC: \$ 61 681,37

Sierra-240 mm² AAAC: \$ 68 081,71

220 kV Estructura de Acero-Simple Terna

Costa-240 mm² AAAC: \$ 90 000,00

Sierra-240 mm² AAAC: \$ 104 000,00

En los ANEXOS N° 2.1 al N° 2.11 se muestran en forma detallada los costos para cada rubro.

2.9 TRANSMISIÓN EN CORRIENTE CONTINUA

La transmisión de potencia originalmente fue desarrollada en corriente directa (DC) pero la disponibilidad de transformadores, desarrollo y mejoramiento de los motores de inducción a inicios del siglo 20 generó una gran atracción al uso de la transmisión en corriente alterna (AC). En la ASEA en Suecia en 1929 se logró desarrollar a través de la investigación una válvula de arco de mercurio para controlar grandes potencias y tensiones lo que permitió a partir de 1930 en Suiza y los Estados Unidos iniciar investigaciones sobre el uso de la válvula de arco de mercurio en el proceso de conversión para la transmisión de energía y el cambio de frecuencia.

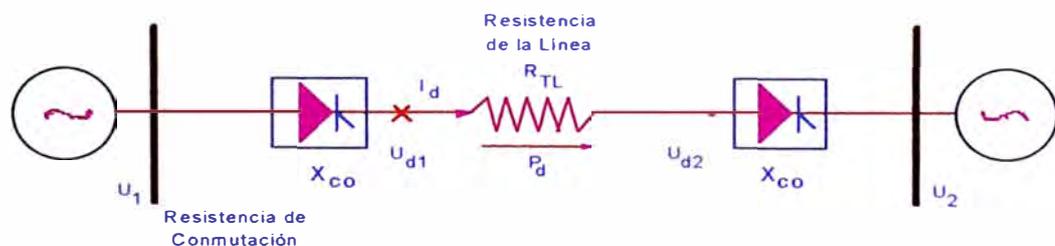
La transmisión en DC hoy en día se ha transformado en una opción práctica donde la transmisión debe ser hecha a grandes distancias o en donde se requiere emplear cables para la transmisión. El incremento de la necesidad de energía eléctrica en Europa después de la Segunda Guerra Mundial estimuló a la investigación sobre la transmisión de energía y particularmente en Suecia y Rusia. En 1950 una línea de transmisión experimental de 116 km fue colocada entre Moscú y Kasira en 200 kV y en 1954 se construyó la primera línea de transmisión DC (HVDC) comercial de 98 km de cable submarino con retorno de tierra entre la isla de Gotland y el continente Suizo.

Los tiristores luego fueron aplicados en la transmisión DC en los inicios de los años 1960 cuando las válvulas de estado sólido se transformaron en una realidad. En 1969 en Canadá fue premiado el primer sistema de transmisión HVDC empleando válvulas de estado sólido. Actualmente el mayor sistema de transmisión en DC está a un nivel de tensión de +/-600 kV y con una distancia de 785 km en Itaipu, Brasil. La transmisión en corriente continua actualmente es parte integral de los sistemas de transmisión de energía eléctrica en muchos países alrededor del mundo.

CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE ALTA TENSIÓN – CC

- a) El Flujo de Potencia se controla a través de los convertidores, ajustando las tensiones CC en la llegada de la línea.

FIGURA N° 2.2
SISTEMA DE ALTA TENSIÓN-CC



- b) Las líneas CC son más costosas en sus Estaciones Terminales debido a la Tecnología de Electrónica de Potencia y Control Automatizado.

Una Línea de transmisión en DC aérea con las torres de soporte podría tener un costo menor por unidad de longitud que el de un sistema en AC para transmitir el mismo nivel de potencia. Sin embargo las estaciones convertidoras son más costosas que las

estaciones de una línea en AC. Existe una distancia crítica (breakeven distance) por encima de la cual el costo total de una línea de transmisión en DC resulta menor que su alternativa de transmisión en corriente alterna. Un aspecto importante de la transmisión en DC es que esta tecnología tiene un impacto ambiental menor que su equivalente en AC (campos eléctricos y magnéticos).

El transporte de energía eléctrica es más económico con la CC para largas distancias (>500 km), y potencias medianas a grande (>300 MW).

- c) No presentan problemas de estabilidad al desconectar los sistemas de CA.
- d) Algunos sistemas eléctricos en AC no están sincronizados con las redes de los países vecinos aún cuando la distancia entre ellos es relativamente corta como sucede por ejemplo en Japón donde la mitad del país tiene una red en 60 Hz y la otra mitad tiene una red en 50 Hz. Es físicamente imposible conectar los dos sistemas AC en forma directa lo que le permita intercambiar potencia entre ellos. Sin embargo si una estación convertidora es colocada en cada sistema con un enlace en DC entre ellos, hará posible la transferencia del flujo de potencia requerido aún cuando los sistemas AC se mantengan asíncronos.

- e) Los sistemas en CC brindan ventajas operativas, el flujo de carga es rápidamente controlado, y la interrupción se hace mediante el control electrónico.
- f) La elevada Capacitancia de los cables subterráneos en CC no tiene efectos negativos en el transporte de energía, tampoco se requiere compensación intermedia como en CA.
- g) Son bipolares pero en caso de avería, un polo puede funcionar independientemente con retorno por tierra con el 50% de la capacidad de transporte.
- h) El péndulo de los sistemas de CA puede ser amortiguado por el sistema de control en Corriente Continua.
- i) Potencias y pérdidas en los sistemas CA y CC:

	C. Alterna	C. continua
Potencia de Transporte	$P_{CA} = \sqrt{3}V_{LL}I_L$	$P_{CC} = 2V_d I_d$
Pérdidas Joule	$P_{CA} = 3R_{CA}I_L^2$	$P_{CC} = 2R_{CC}I_d^2$

- j) En Corriente Continua no se da el Efecto Ferranti.

CAPÍTULO III

EVOLUCIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL PERÚ

3.1 ANTES DE LA CREACIÓN DE ELECTROPERU (HASTA 1972)

Transcurridos más de 50 años desde la aparición de la electricidad no existía aún su reglamentación en el Perú. El sistema que regía en el Perú en materia de industria eléctrica, conforme a un decreto del año 1890, era de completa libertad. Se podía instalar plantas y proporcionar energía, sin mayores requisitos que las generales establecidas por la Ley. Amparándose en este régimen surgieron distintas empresas.

Consientes de la necesidad de una reglamentación el gobierno y los legisladores de ese entonces, el 8 de junio de 1955 promulgaron la Ley de Industria Eléctrica N° 12378, que fue la base fundamental para el desarrollo de esta actividad conjuntamente con el llamado Plan de Electrificación Nacional formulado en 1957 y reactualizado en 1962.

La Ley 12378 fue concebida básicamente para mantener la industria eléctrica en manos del Sector Privado con el criterio que esto permitiría aumentar la potencialidad económica del país al fomentar la inversión de

capitales nacionales y extranjeros; sin embargo la realidad demostraría que este objetivo perseguido no fue alcanzado.

Por su parte, el Plan de Electrificación Nacional, si bien significó un intento de ordenar el desarrollo eléctrico, careció de una concepción integral del sector energético que permitiese un desarrollo coordinado de la electricidad con los otros sub-sectores, esta política llevó a la existencia de sistemas locales de muy restringido ámbito territorial, producto de concesiones casi siempre reducidas a la esfera municipal. En estas circunstancias, las diversas empresas, preocupadas por atender aisladamente sus respectivas demandas, operaron a través de programas no coordinados y sin perspectiva regional. Esto trajo como consecuencia un elevado número de autoprodutores y que un alto porcentaje de las centrales eléctricas sean de potencias muy pequeñas, con los consecuentes desaprovechamientos de la economía de escala y dificultades para ofrecer un buen servicio.

La participación del Estado en la producción, transmisión y distribución de electricidad fue mínima y carente de una concepción moderna de gestión empresarial. Estas actividades eran desarrolladas a través de diversos organismos con relativa autonomía trayendo como consecuencia resultados negativos en la gestión del Estado como empresario eléctrico, debido principalmente a la existencia de un gran número de centros de decisión en lo relativo a inversiones y financiación, a

la falta de coordinación entre dichos organismos, a la duplicidad y superposición de esfuerzos en muchos casos.

3.1.1 POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La potencia total instalada en el país en 1972 era de 1930 MW de los cuales 873 MW era de generación térmica (45%), basada únicamente en la utilización de los derivados del petróleo y 1 057 MW, de generación hidráulica (55%), que sólo representaba el 2,8% del total del potencial hidroeléctrico aprovechable de la nación considerado en ese entonces.

Del total de la potencia instalada en el país en 1972; 854 MW (44%) era de Autoprodutores, 732 MW (38%) de concesionarios privados y 344 MW (18%) del estado.

Los principales autoprodutores eran:

Cerro de Pasco Corporation	(178 MW)
Souther Peru Cooper Corporation	(110 MW)
Marcona Minning Company	(70 MW)
C.A.P. Paramonga	(24 MW)
C.A.P. Casagrande	(26 MW)
C.A.P. Pomalca	(15 MW)
Trupal	(15 MW)
Cemento Andino	(15 MW)
Cemento Pacasmayo	(9 MW)

Los principales concesionarios privados eran:

Empresas Eléctricas Asociadas EE.EE.AA. (513 MW) cuya área de concesión se ubicaba en el departamento de Lima.

Sociedad Eléctrica de Arequipa (35 MW) cuya área de Concesión comprendía la ciudad de Arequipa.

Empresa de Energía de Piura del Grupo OGEM PERUANA (13 MW) cuya área de concesión comprendía las ciudades de Piura y Sullana y localidades cercanas a éstas.

Empresa de Energía de Chimbote del Grupo OGEM PERUANA, con concesión para distribución en la ciudad de Chimbote.

Sociedad Industrial de Huancayo del grupo OGEM PERUANA cuya área de concesión era la ciudad de Huancayo.

Compañía de Servicios Eléctricos (COSERELEC), cuya área de concesión comprendía las ciudades de Chiclayo, Ica, Pisco, Chincha, Supe y Barranca.

Empresa Hidroeléctrica Andina (HIDRANDINA), concesionario sólo para generación eléctrica, que operaba las centrales Hidroeléctricas de Moyopampa, Huampaní y Cahua (135 MW).

Las principales Centrales Eléctricas en operación a cargo del Estado eran:

C.H. Cañón del Pato (100 MW), que atendía las ciudades de Trujillo y Chimbote y las del Callejón de Huaylas, así como a la Empresa Pública SIDERPERU.

- C.H. Machu-Píccu (40 MW) que atendía a la ciudad del Cusco y la Empresa Industrial Cachimayo.
- C.H. Aricota (35 MW) que atendía las ciudades de Tacna e Ilo.
- Centrales Térmicas de Iquitos, Pucallpa, Talara, Puno, Cajamarca, etc. que atendían a las ciudades del mismo nombre.

La Central de Mantaro a cargo de CORMAN (342 MW en la primera etapa) y la central de Matucana perteneciente a las EE.EE.AA. (120 MW) se encontraban en proceso de construcción.

3.1.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Los principales sistemas eléctricos destinados al servicio público, existentes en 1972, fueron:

- Sistema de Piura (empresa de Energía de Piura)

Conformado por la Central Térmica de Piura, con 13 MW; y línea de transmisión a 66 kV entre Piura y Sullana. A través de este sistema se suministraba energía eléctrica a las ciudades de Piura y Sullana y a varios centros poblados en sus cercanía.

- Sistema del Santa (Corporación del Santa)

Constituido por la C. H. De Huallanca, con 100 MW; dos turbogás en Trujillo, con 20,5 MW; línea de transmisión a 138 kV entre Huallanca y Chimbote; y línea de transmisión a 66 kV entre Huallanca y Huaráz. Este sistema suministraba energía a las ciudades de Chimbote y Trujillo, a la Siderúrgica e Industria Pesquera.

- Sistema Pativilca (HIDRANDINA)

Conformado por la C. H. de Cahua, con 40 MW; y línea de transmisión a 138 kV entre Cahua y Paramonga. Este sistema suministraba energía a la Sociedad Industrial de Paramonga y el Puerto de Supe.

- Sistema Valle del Rímac

Constituido por las Centrales Hidroeléctricas de Callahuanca (68 MW), Matucana (120 MW), Huinco (258 MW); la Central Térmica de Santa Rosa (67 MW); 292 km de líneas a 220 kV; 719 km de líneas a 60 kV y 160 km de líneas a 30 kV. Mediante este sistema se atendía la demanda de Lima Metropolitana.

- HIDRANDINA S. A.

Huampaní (32 MW); Moyopampa (63 MW).

- Sistema de Arequipa (Sociedad Eléctrica de Arequipa)

Constituido por las Centrales Hidroeléctricas de Charcani I (1 500 kW); Charcani II (800 kW); Charcani III de 4 600 kW; Charcani IV de 14 400 kW; Central Térmica de Chilina, con 12 300 kW; Central de Sucre, con 1 400 kW; y Líneas de Transmisión a 33 kV. Este sistema suministraba energía a la ciudad de Arequipa y a la Fábrica de Cemento Yura.

- Sistema Aricota (CODETACNA)

Constituido por las Centrales Hidroeléctricas Arcota I, con 23 600 kW y Aricota II, con 11 800 kW; líneas de transmisión a 138 kV entre

Aricota y Toquepala; y 166 km de líneas de transmisión a 66 kV. Este sistema atendía el suministro eléctrico a las ciudades de Tacna e Ilo y a la Irrigación La Yarada.

Sistema Machu Picchu – Cusco (CRIC)

Conformado por la Central Hidroeléctrica Machu Picchu, con 40 MW; Central Térmica Dolores Pata con 3 100 kW; líneas de transmisión a 13 kV entre Machu Picchu y la ciudad de Cusco; y Sistema de Sub-transmisión Cachimayo- Valle Sagrado a 25 kV. Este sistema suministraba energía a la Fábrica de Fertilizantes de Cachimayo, ciudad del Cusco, localidades vecinas; y a diversas poblaciones ubicadas, en el Valle Sagrado de los Incas.

Sistemas Eléctricos de Iquitos y Pucallpa (SEN)

En la ciudad de Iquitos conformado por 3 plantas de generación térmica, con potencia instalada de 400 kW, 1 500 kW, y 4 500 kW, y un sistema de redes a 11 kV y 220 V.

En la ciudad de Pucallpa, conformado por 2 plantas de generación de 1 500 kW y 250 kW, respectivamente; y un sistema de redes a 2,3 kV y 220 V, que no cubrían más del 15% de la ciudad.

Centrales Menores a cargo de SEN

Servicios Eléctricos Nacionales (SEN) contaba a fines de 1972 con una potencia instalada de 75 763 kW distribuidas en 357 centrales, de las cuales 16 804 kW era de origen hidráulico y 53 959 kW era de origen térmico.

De lo anterior se desprende la existencia de pequeños sistemas de transmisión a 138 kV y una única Línea a 220 kV en operación en el país que es la que unía Huinco con Santa Rosa de doble terna de 62 km de longitud. La Sub-Transmisión (entre 60 kV y 15 kV) se desarrolló de manera desordenada, quedando a criterio del interesado el uso de normas diferentes de manera que, existían Líneas de 60 kV, 50 kV; 45 kV; 35 kV; 25,5 kV y 16 kV.

Esto evidenció la falta de criterios de normalización de equipos e instalaciones, que determinó la existencia de variedad de marcas, tipos y otras características de los equipos eléctricos que hacían difícil el advenimiento de la interconexión de los sistemas eléctricos del país.

3.2 DURANTE LA CREACIÓN DE ELECTROPERU

Durante trece años el sector electricidad estuvo guiado por la Ley de Industria Eléctrica N° 12378, hasta que el 03 de diciembre de 1968 por Decreto Ley N° 17271 el gobierno Revolucionario de la Fuerza Armada crea el Ministerio de Energía y Minas. El 28 de mayo de 1971 se da el Decreto Supremo N° 015-71-PM que restablece el Plan Nacional de Electricidad 1971-1975 como integrante del Plan Nacional de Desarrollo.

El objetivo del Plan de Electricidad 1971-1975 para el mediano plazo era lograr el abastecimiento adecuado de energía eléctrica que demandara la ejecución del Plan Nacional de Desarrollo y preparar el desarrollo a largo plazo, por sus previsiones futuras que no solo llegaban a 1975, sino que proyectaban la demanda hasta 1980, planteándose:

Lograr una óptima utilización de las centrales eléctricas en servicio y en construcción, mediante el establecimiento de sistemas Interconectados.

Concluir los proyectos en actual construcción.

Actualizar los proyectos existentes de desarrollo eléctrico y estudiar nuevos recursos energéticos con el fin de evaluarlos en forma integral para seleccionar las inversiones a efectuarse y establecer prioridades de ejecución.

Fortalecer los organismos públicos del sector dentro de la nueva concepción del Estado productor y promotor del desarrollo, a fin de racionalizar el uso de sus recursos y optimizar el cumplimiento de sus funciones de rectoría, control y fiscalización del desarrollo del sector y de empresario eléctrico.

Con la Ley Orgánica de Energía y Minas, el 5 de setiembre de 1972 se promulga el Decreto Ley Normativo de Electricidad N° 19521, una Ley de carácter estatista que se crea con la finalidad de alcanzar el desarrollo económico y social del país mediante la transformación estructural del ordenamiento existente, considerado además como un instrumento estratégico y de mejoramiento del nivel de vida en la población, apoyando el aspecto social, la electrificación rural y a la ingeniería nacional. Asimismo la investigación de recursos energéticos para su mejor utilización.

En el Título III Art. 20 del referido Decreto Ley N° 19521, se crea la Empresa Pública de "Electricidad del Perú" que se denominaría

ELECTROPERU, y funcionaría como persona jurídica de derecho público interno del Sector Energía y Minas con sujeción a su correspondiente Ley Orgánica.

Una semana más tarde, vale decir el 12 de setiembre de 1972 se aprueba el Decreto Ley N° 19522, Ley Orgánica de ELECTROPERU como organismo público descentralizado del Sector Energía y Minas, encargado del planeamiento, estudios y proyectos, construcción, supervisión de obras y operaciones de los sistemas eléctricos de servicio Público del Estado, así como la de asistencia técnica y la investigación energética del país.

La empresa estatal "Electricidad del Perú" (ELECTROPERU) tendría bajo su administración todos los sistemas eléctricos de servicio público del país, sin excepción. La incorporación a ELECTROPERU de los sistemas eléctricos estatales en explotación y en construcción se haría en forma progresiva, en un plazo máximo de 4 años (1971-1974). ELECTROPERU impartiría lineamientos a los organismos aún no incorporados para que vayan adoptando de manera progresiva sus organizaciones de manera que facilite su futura integración.

Luego del proceso de Estatización, hasta julio de 1980, el siguiente era el panorama de electrificación.

3.2.1 POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La potencia total instalada en el Perú era de 3 103,5 MW, alcanzando un incremento del 60,8% en relación a la potencia instalada en 1972 que

fue de 1930 MW. Este crecimiento relativamente adecuado y explicable aún cuando las metas previstas por el Plan Nacional de Desarrollo era de 3 800 MW a 1980.

En cuanto a la participación de la Potencia instalada de origen hidráulico y térmico, estas se repartieron en una proporción de 61,9% y 38,1% respectivamente (frente a 55% y 45% en 1972).

Del total de la Potencia instalada en el país en 1980: 1 334,2 MW (43%) era de ELECTROPERU; 1 058,0 MW (34%) de auto productores y 711,3 MW (23%) de Empresas de Servicio Público.

La producción de energía eléctrica a nivel nacional ese año fue de 5 746 GWH; de los cuales el 35% fue generada por ELECTROPERU y Autoprodutores respectivamente, el 30% por las Empresas de Servicio Público.

En vista de la escasa electrificación en los centros aislados, y zonas rurales del país y considerando el potencial hidráulico existente, en especial el correspondiente a los pequeños aprovechamientos, el Ministerio de Energía y Minas a través de ELECTROPERU emprendió un programa orientado a desarrollar Pequeñas Centrales Hidroeléctricas para suministrar energía a los pequeños centros poblados y micro regiones aislados a fin de contribuir a impulsar su desarrollo.

El nombre y status legal de ELECTROPERU fue modificado el 4 de Marzo de 1982 mediante Decreto Legislativo N° 41, convirtiéndose en

empresa estatal de derecho privado, Empresa de Electricidad del Perú S. A., ELECTROPERU S. A.

Posteriormente en concordancia con el objetivo de descentralización del país y en cumplimiento de la Ley N° 23406 del 28 de Mayo de 1982 -Ley General de Electricidad- en 1984 transfiere a las recién creadas Empresas Regionales la actividad de distribución de energía, convirtiéndose en Empresa Matriz del Sub-Sector Eléctrico, poseedora de la totalidad de acciones del Estado responsable del Planeamiento y Equipamiento de la infraestructura eléctrica, a través de la elaboración del Plan Maestro de Electricidad, Estudios y Ejecución de Obras de Generación, Transmisión y Ampliación de la Frontera Eléctrica.

3.2.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Las principales obras llevadas a cabo por ELECTROPERU desde su creación, son las siguientes:

AÑO	OBRA	FOTO
1973	I Etapa Mantaro, Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo. 342 MW.	
1979	II Etapa Mantaro, Central Hidroeléctrica Santiago Antunez de Mayolo. 456 MW.	
	Línea de transmisión Chimbote-Trujillo. 220 kV	
1980	Inauguración de la línea de transmisión Lima - Chimbote. 220 kV y 372 km de longitud.	
1981	Ampliación de Central Cañón del Pato. 50 MW.	

1982 Inauguración de la Central Térmica a vapor de Iquitos. 20 MW



1983

Ampliación de la Central Térmica de Piura en 14,3 MW.



Ampliación de la Central Térmica de Chiclayo en 15 MW.



III etapa Mantaro. Central Hidroeléctrica de Restitución. 210 MW



Ampliación de la C.H. de Machupicchu. 67.2 MW.



1985

Inauguración de L.T. Mantaro-Pachachaca-Callahuanca. 220 kV



Inauguración de la L.T. Machupicchu-Quencoro-Tintaya. 138 kV



Inauguración de la L.T. Mantaro-Huanta-Ayacacucho. 60 kV



Inauguración de la L.T. Lima-Pisco. 220 kV. 216 Km. de Longitud.



1986

Inauguración de la línea de transmisión Trujillo-Guadalupe-Chiclayo. 220 kV y 136 km.



Central Térmica a vapor de Pucallpa. 20 MW.



Central Hidroeléctrica Charcani V. 135 MW.



1988

Línea de transmisión Arequipa-Toquepala. 220 kV y 146 km.



Línea de transmisión Cerro de Pasco-Huánuco-Tingo María. 138 kV y 174 km.



1990

Inauguración de Central Hidroeléctrica de Carhuaquero. 75 MW.



Línea de transmisión Carhuaquero-Chiclayo. 220 kV y 83 km.



Línea de transmisión Guadalupe-Cajamarca. 60 kV y 122 km.



1991

Línea de transmisión Mantaro-Lima (Zapallal) 220 kV y 311 km.



Línea de transmisión Tintaya-Juliaca. 138 kV y 203 km.



Línea de transmisión Machupicchu-Quillabamba. 60 kV y 30 km.



1993

Central Térmica de Ventanilla. 220 MW.



Línea de transmisión Chiclayo-Piura 220 kV y 211 km.



Inauguración de la Central Térmica de Calana. 20 MW



Presa de Huaylacancha, con un volumen regulado de 22.35.



Presa de Carhuacocha, con un volumen regulado de 23 MMC.



1995

Presa de Vichecocha, con un volumen regulado de 10.6 MMC.



Presa de Ñahuincocha, con un volumen regulado de 1.35 MMC.



Presa de Yuracocha, con un volumen regulado de 2.2 MMC.



1996	Presa de Azulcocha, con un volumen regulado de 6 MMC.	
	Presa de Tembladera, con un volumen regulado de 5 MMC.	
1997	Línea de transmisión Talara Piura, 220 kV y 103 km.	
	Nueva Central Térmica de Tumbes de 18,6 MW.	
	Línea de transmisión Zorritos - Tumbes - Zarumilla, 60 kV y 45 km.	
1999	Laguna de Chilicocha, con un volumen regulado de 40 MMC	
	Presa de Huacracocha, subcuenca Suroeste del lago Junín.	
	Presa de Hueghue, subcuenca Suroeste del lago Junín.	
	Presa Yanacocha Palcan, subcuenca Suroeste del lago Junín.	
	Línea de Transmisión 220 kV Talara-Zorritos, 135 km.	
	Línea de Transmisión 60 kV Zorritos-Mancora, 75 km.	

3.3 SITUACIÓN ACTUAL

ELECTROPERU continuo a cargo de los principales sistemas interconectados regionales hasta 1992-93 en que, en base a sus instalaciones, inicia la formación de empresas de generación y transmisión independientes, las que sucesivamente se privatizarán. Al mismo tiempo,

desarrolla proyectos de generación térmica, que convertidas en nuevas empresas se privatizan igualmente.

3.3.1 PRIVATIZACIÓN

El Comité Especial de Privatización (CEPRI) del sistema eléctrico, define en su creación los parámetros a partir de los cuales debía llevarse a cabo el proceso de privatización de las empresas de propiedad mayoritaria del Estado. De esta forma se establecen los criterios de venta, compromisos de inversión, método de transferencia del control empresarial y otros destinados a promocionar la inversión privada en las diferentes actividades del sector.

Proceso de Privatización de Empresas Eléctricas

Antes de su privatización, ELECTROLIMA era la empresa de distribución más grande del Perú y la segunda mayor en términos de generación. ELECTROLIMA era responsable del 57% del consumo de los servicios públicos de electricidad del país, que comprendía a la mayor parte del departamento de Lima; esto es, Lima Metropolitana y Provincia Constitucional del Callao, así como Huacho, Huaral y Supe por el norte y Cañete por el Sur; contaba con 1 099 738 suministros. En lo que se refiere a generación eléctrica, estaba compuesta por 5 plantas hidroeléctricas y 1 térmica, totalizando una potencia instalada de 693 MW, 17% del total nacional. La privatización de ELECTROLIMA se inició el 22 de mayo de 1992, con la inclusión de la empresa en el proceso de promoción de la inversión privada, mediante la Resolución Suprema N° 289-92-PCM.

En la década de los noventa como resultado de la fijación de tarifas eléctricas inferiores a los costos reales, ELECTROPERU se vio imposibilitada de invertir en la frontera eléctrica, mejorar la calidad de sus servicios y cumplir con el servicio de la deuda generada por las inversiones anteriormente ejecutadas. La privatización de ELECTROPERU se inició el 22 de Mayo de 1992, con su inclusión en el proceso de promoción de la inversión privada mediante Resolución Suprema N° 289-92-PCM.

En 1993 se transfiere el Sistema de Transmisión Primaria y el personal correspondiente a la recién formada empresa ETECEN-Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S. A., en cumplimiento del D.L. N° 25844 -Ley de Concesiones Eléctricas-, que establece la separación de las actividades de Generación, Transmisión y distribución y en la aplicación de la cual se limita la responsabilidad de ELECTROPERU S. A. a la generación y venta de energía eléctrica.

ELECTROPERU administra actualmente dos centrales hidráulicas: Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución (ambas en el valle del Mantaro) y tres centrales térmicas ubicadas en Tumbes.

A. PRIVATIZACIONES EN 1994

- Empresa de Distribución Eléctrica Lima – Norte (Edelnor)/ Empresa de Distribución Eléctrica Lima - Sur (Luz del Sur).

B. PRIVATIZACIONES EN 1995

- Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.
- Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A. (Edegel)

- Empresa de Distribución de Energía de Chancay S.A. (Ede-Chancay))
- Empresa de Distribución de Energía de Chancay S.A. (Ede-Chancay)

C. PRIVATIZACIONES EN 1996

- Empresa de Generación Eléctrica Nor Perú S.A. (Egenor) - Generación de Electricidad.
- Empresa de Distribución Eléctrica de Cañete S.A. (Edecañete) - Distribución de Electricidad.
- Empresa Eléctrica de Piura (EEP) - Generación de Electricidad.

D. PRIVATIZACIONES EN 1997

- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Medio S.A. (Electro Sur Medio) - Distribución de Electricidad.

E. PRIVATIZACIONES EN 1998

- Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad: Electro Norte S.A., Electro Norte Medio, Electro Centro S.A. y Electro Nor Oeste S.A. - Distribución de Electricidad.

F. CONTRATOS BOOT (BUILD-OWN-OPERATE-TRANSFER)

Esta modalidad de contrato es nueva en el Perú, la finalidad de este tipo de contrato es la de promover la participación de la inversión privada en actividades de transporte energético. Esta modalidad de contrato en términos generales significa la construcción, apropiación y operación de la nueva red eléctrica por parte de la empresa concesionaria por un período

de tiempo; finalizado el período de concesión, la red eléctrica es transferida al Estado.

- TRANSMANTARO S.A.

El 15 de enero de 1998, el Estado Peruano, mediante concurso internacional, adjudicó la buena pro a la empresa canadiense Hydro Quebec International para la concesión del transporte de energía entre la central hidroeléctrica del Mantaro en el departamento de Huancavelica, y la sub estación eléctrica Socabaya, en el departamento de Arequipa.

Participan como accionistas en el Capital Social del Consorcio TransMantaro las siguientes Empresas: Hydro Quebec International (Canadá) 53,33%; Fonds de Solidarité des Travailleurs de Quebec (FSTQ) Canadá 26,67%; Etecen S.A. (Perú) 15%; Graña y Montero (Perú) 5%. Se puede notar que la composición mayoritaria del capital social es extranjero.

Esta línea recorrerá cuatro departamentos del Perú tal como se puede apreciar en la FIGURA N° 3.1. La línea Mantaro – Socabaya, posee una subestación intermedia importante (Cotaruse), debido a su gran longitud en el nivel de tensión de 220 kV esta línea necesita ser compensada. La subestación intermedia servirá para la compensación de la línea por medio de condensadores serie para cada tramo de línea y reactores en paralelo. La culminación del proyecto, así como, el inicio de su operación comercial de la línea de transmisión se dio en el segundo semestre del año 2000.

FIGURA N° 3.1
LÍNEA DE TRANSMISIÓN MANTARO – SOCABAYA



- **RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.**

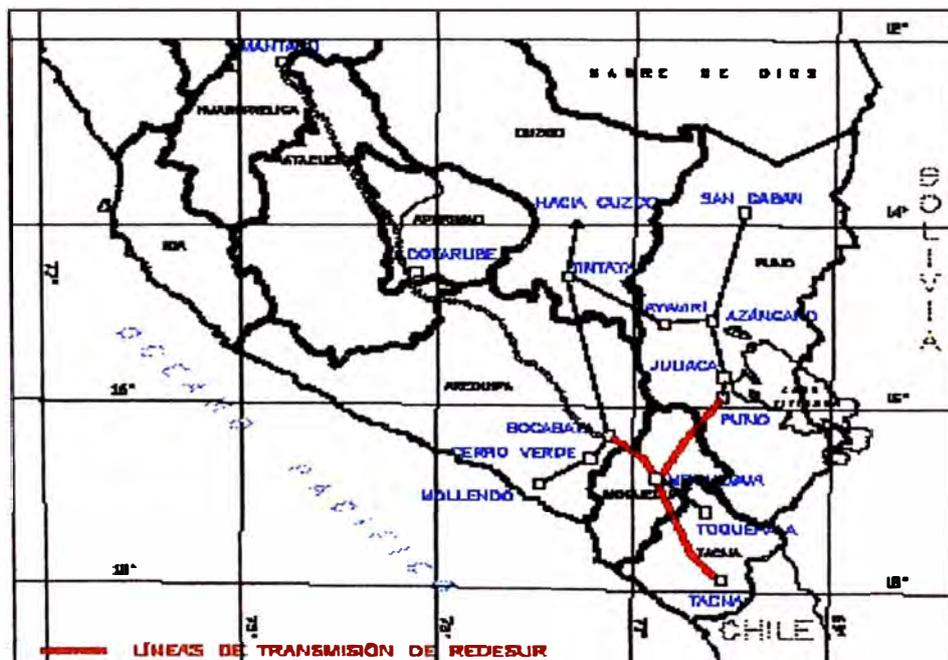
El 29 de enero de 1999, el comité Especial de Concesión, adjudicó la Buena Pro a Red Eléctrica de España S. A. el “Reforzamiento de los Sistemas Eléctricos del Sur”.

Con fecha 16 de febrero de 1999, se constituyó en la ciudad de Lima, Red Eléctrica del Sur S. A. (REDESUR). Esta empresa como Concesionaria, suscribió los derechos y obligaciones que le corresponde en el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y explotación del “Reforzamiento de los Sistemas Eléctricos de Transmisión del Sur” así como de la prestación del Servicio de Transmisión de Electricidad.

Participan como accionistas en el Capital Social de REDESUR: Red Eléctrica de España S.A., Empresa de Transmisión Eléctrica del Centro Norte S.A. ETECEN; Abengoa Perú S.A.; Cobra Perú S.A. y Banco Santander Central Hispano.

El 18 de febrero de 2000, la Comisión de Tarifas de Energía en la Resolución N° 001-2000 P/CTE, estableció que el monto de inversión del Adjudicatario en US\$ 74 480 000,00 (setenticuatro millones cuatrocientos ochenta mil dólares americanos) es considerado como el Valor Nuevo de reemplazo inicial, para el Refuerzo de la Transmisión del Sur a Cargo de REDESUR. La FIGURA N° 3.2 muestra las líneas de transmisión que contempla el proyecto BOOT del Sur.

**FIGURA N° 3.2
REFUERZO DE LA TRANSMISIÓN DEL SUR DEL PERÚ**



- **LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE LA SIERRA**

La Línea de transmisión Oroya – Carhuamayo – Paragsha – Derivación Antamina 220 kV, es la primera etapa de la línea de transmisión por la sierra, la cual, en un inicio estuvo a cargo de la empresa ETECEN S.A. El 12 de enero del 2001, el Ministerio de Energía y Minas otorgó la concesión definitiva de transmisión a la mencionada empresa. Esta líneas, recorrerá los departamentos de Junín, Pasco y Huánuco.

La línea de Aguaytía – Pucallpa 138 kV, también pertenecía a la empresa ETECEN; esta línea a diferencia de la anterior, recorre parte de la selva del país y conectará el sistema aislado Pucallpa al Sistema Interconectado Nacional.

**CUADRO N° 3.1
PROYECTO BOOT LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR LA SIERRA**

PROYECTO	LONGITUD	TENSIÓN KV	CALIFICACIÓN	INVERSIÓN MILLONES US\$
Oroya - Carhuamayo - Paragsha - Deriv. Antamina	242	220	principal	54.0
Pachachaca - Oroya	21	220	principal	3.2
Aguaytía - Pucallpa	131	138	secundario	8.2
TOTAL	394			65,4

El 16 de febrero del 2001, se adjudicaron las líneas Oroya - Carhuamayo - Paragsha – Derivación Antamina 220 kV; Aguaytía - Pucallpa 138 kV y Pachachaca - Oroya 220 kV a una Sociedad Concesionaria de capitales principalmente internacional. A diferencia de los anteriores en este proyecto se considera una línea de transmisión que

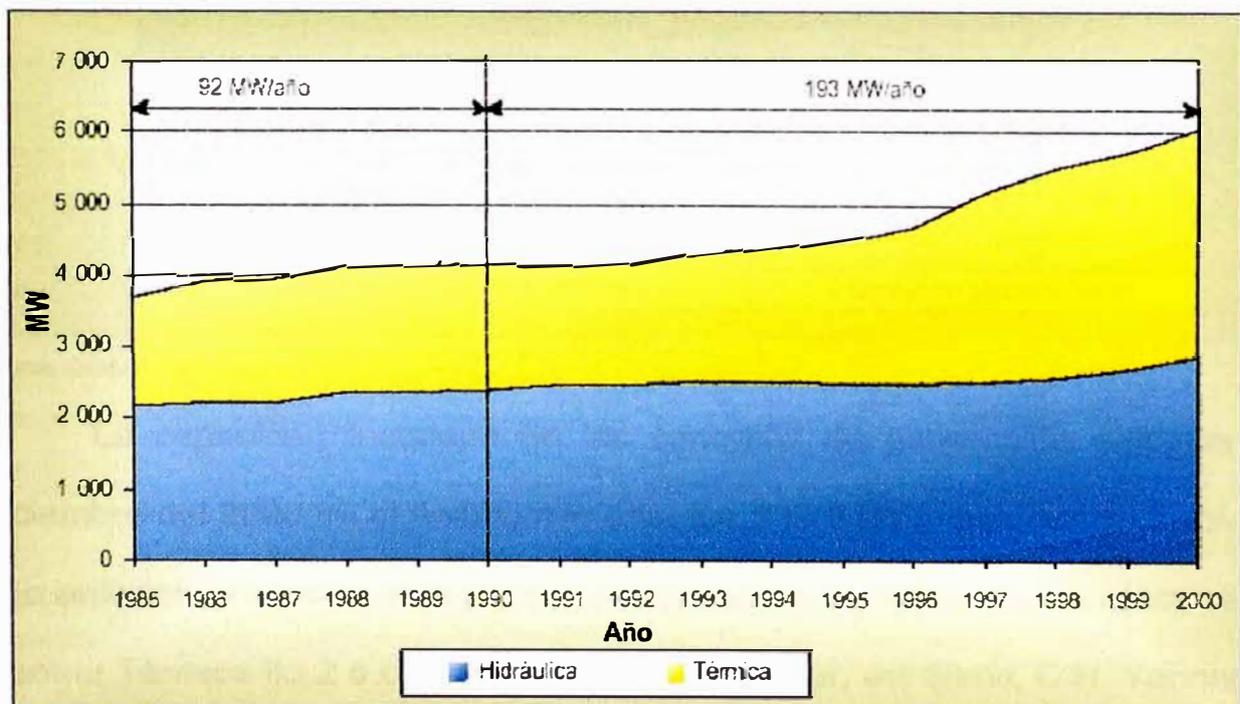
3.3.2 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN

La potencia instalada de generación eléctrica en el país se ha incrementado en 2 388 MW durante el periodo 1985 - 2000.

En el primer período 1985 - 1990 la capacidad instalada creció en promedio 92 MW/año, mientras que en el último periodo 1990 - 2000 el ritmo de crecimiento promedio fue mayor con 193 MW/año.

La estructura de la composición de la capacidad instalada por tipo de fuente cambió durante los años 1985 - 2000. En 1985 el 58,8% de la capacidad instalada era hidráulica, mientras que en el 2000 ésta representó el 47,1%. Su evolución se muestra en la FIGURA N° 3.4

FIGURA N° 3.4
EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA
POR TIPO DE GENERACIÓN

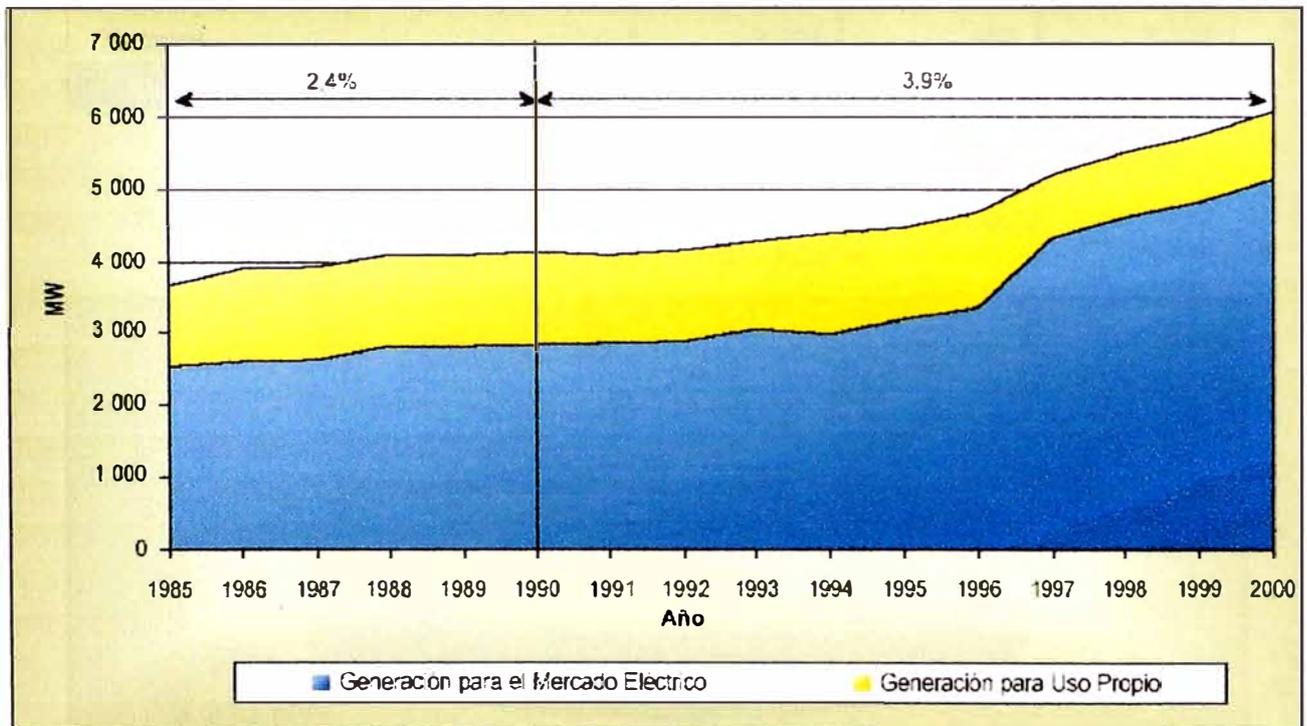


Fuente: DGE/MEM

En cuanto a la potencia instalada por tipo de servicio, en el mismo período (1985 - 2000) ésta presenta un cambio en su composición. Las

empresas de generación para el mercado eléctrico incrementaron su potencia instalada en 2 627 MW, producto de la incorporación al negocio eléctrico de las empresas de generación para uso propio, entre las que destacan: Centromín Perú, Shougang Hierro Perú y Southern Perú Copper Corporation. Su evolución se muestra en la FIGURA 3.5

FIGURA N° 3.5
EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA
POR TIPO DE SERVICIO



Fuente: DGE/MEM

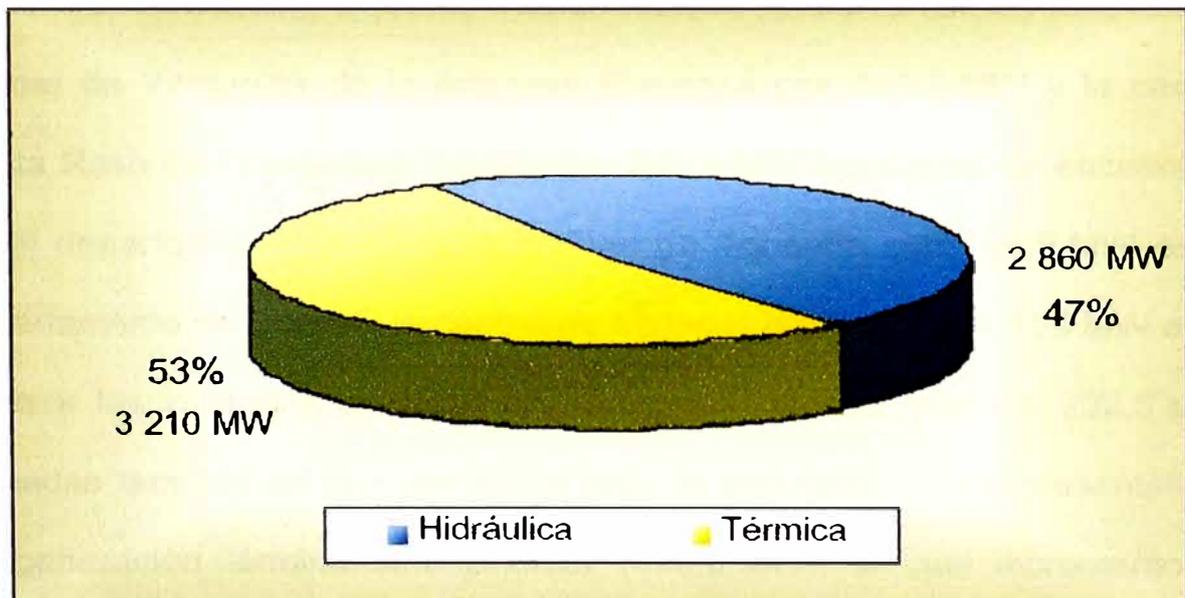
La capacidad instalada de las centrales de generación eléctrica a diciembre del 2000 en el ámbito nacional fue 6 070 MW, superior en 5,7% al año anterior, producto de la puesta en operación de las centrales eléctricas: Central Térmica Ilo 2 a carbón (135 MW) en el Sur, así como, C.H. Yanango (43 MW) y C.H. Chimay (142 MW) en el Centro.

La potencia instalada de generación hidráulica representó el 47% y la generación térmica el 53%. En el CUADRO N° 3.2 y FIGURA N° 3.6 se pueden apreciar los detalles.

CUADRO N° 3.2
CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA POR TIPO DE FUENTE
AÑO: 2000
(MW)

TIPO DE GENERACIÓN	SEIN	SSAA	TOTAL
Hidráulica	2 707	153	2 860
Térmica	2 224	986	3 210
Total	4 931	1 139	6 070

FIGURA N° 3.6
CAPACIDAD INSTALADA EN EL ÁMBITO NACIONAL
POR TIPO DE GENERACIÓN



A fines del 2000, las centrales hidroeléctricas agrupadas por empresas que tuvieron importante participación fueron: Mantaro y Restitución pertenecientes a la empresa Electroperu con 1 008 MW de potencia instalada ubicadas en el centro; las centrales de Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa, Huampaní, Yanango y Chimay

pertenecientes a la empresa Edegel con 737 MW ubicadas también en el centro; las centrales de Carhuaquero y Cañón del Pato de la empresa Egenor con 341,6 MW ubicadas en el norte; las centrales Malpaso, La Oroya, Pachachaca y Yaupi de la empresa Electroandes con 184 MW ubicadas en el centro; las unidades de generación hidráulica ubicadas en la cuenca del río Chili (Charcani I, II, III, IV, V y VI) de la empresa Egasa con un total de 169 MW; las centrales hidroeléctricas Aricota I y II con 35,7 MW de la empresa Egesur y San Gabán II con 110 MW de potencia instalada de la empresa San Gabán.

Asimismo, entre las principales centrales termoeléctricas que conforman el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) tenemos: la central de Ventanilla de la empresa Etevensa con 549,3 MW y la central Santa Rosa de la empresa Edegel con 281,3 MW las cuales se encuentran en el departamento de Lima; la central de Aguaytía con 156,6 MW en el departamento de Ucayali; la central de Malacas de Eepsa con 159 MW en el norte y las centrales de la empresa Egenor con un total de 202,5 MW, ubicadas también en el norte. En el Sur las empresas más representativas de generación térmica son: Enersur (392,6 MW), la cual incremento su potencia instalada con la puesta en operación de la central térmica a vapor Ilo 2 de 135 MW y la empresa Egasa con una capacidad instalada de 160 MW.

La información con las características técnicas de las principales centrales del SEIN se encuentra detallada en los ANEXOS N° 3.1 al N° 3.3

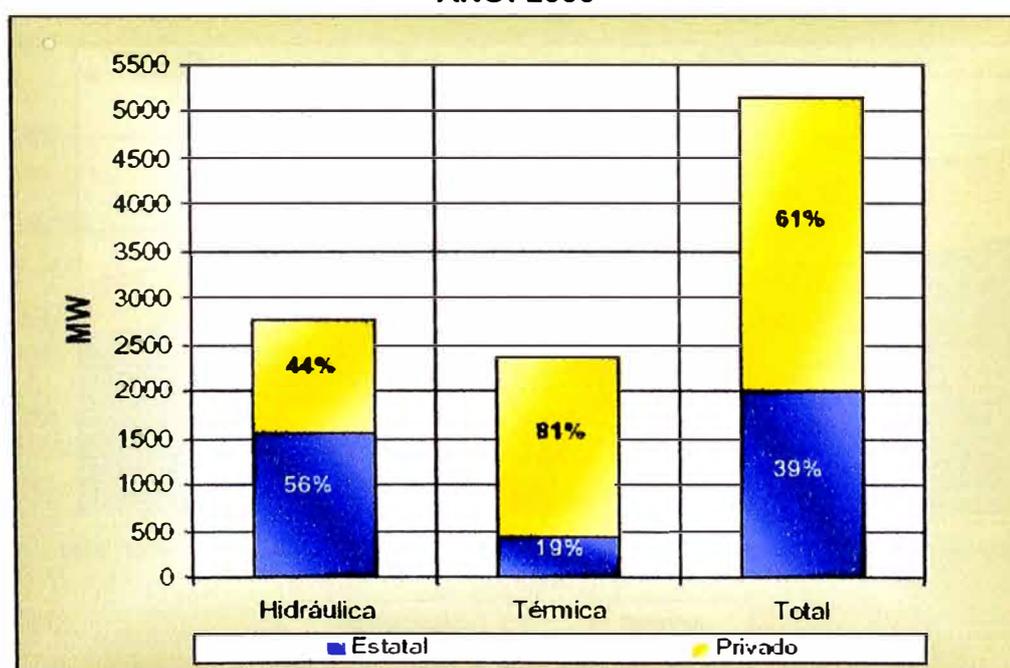
Según el tipo de servicio que brindan, la potencia total instalada en el ámbito nacional se reparte en 85% para empresas de generación para el Mercado Eléctrico y 15% para Uso Propio. Ver CUADRO N° 3.3.

CUADRO N° 3.3
CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA
POR TIPO DE SERVICIO
AÑO: 2000 (MW)

TIPO DE SERVICIO	SEIN	SSAA	TOTAL
Generación para el Mercado Eléctrico	4 786	360	5 146
Generación para Uso Propio	144	780	924
Total	4 930	1 140	6 070

Al finalizar 2000, el 61% de la potencia instalada de generación para el mercado eléctrico estuvo a cargo de empresas privadas. Desagregando la participación de las mismas en potencia instalada hidráulica y térmica, estas representaron el 44% y 81% respectivamente. Ver FIGURA N° 3.7

FIGURA N° 3.7
PARTICIPACIÓN PRIVADA DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN
PARA EL MERCADO ELÉCTRICO SEGÚN POTENCIA INSTALADA
AÑO: 2000



Fuente: DGE/MEM

3.3.3 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El crecimiento de la producción de energía eléctrica en los últimos años ha sido irregular, especialmente durante la última década, pero en los últimos años se ve una tendencia de crecimiento.

La producción de energía eléctrica en el ámbito nacional ha evolucionado en el período comprendido en 1985 - 2000 de 12 115 GW.h a 19 923 GW.h registrando una tasa de crecimiento anual de 3,4%. La tasa de crecimiento anual durante los períodos 1985 - 1990 y 1990 - 2000 fueron de 1,7% y 4,2% respectivamente.

La evolución histórica de la producción de energía eléctrica por tipo de fuente de generación y por servicios se muestra en los FIGURAS N° 3.8 y N° 3.9, respectivamente.

FIGURA N° 3.8
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD
POR TIPO DE FUENTE

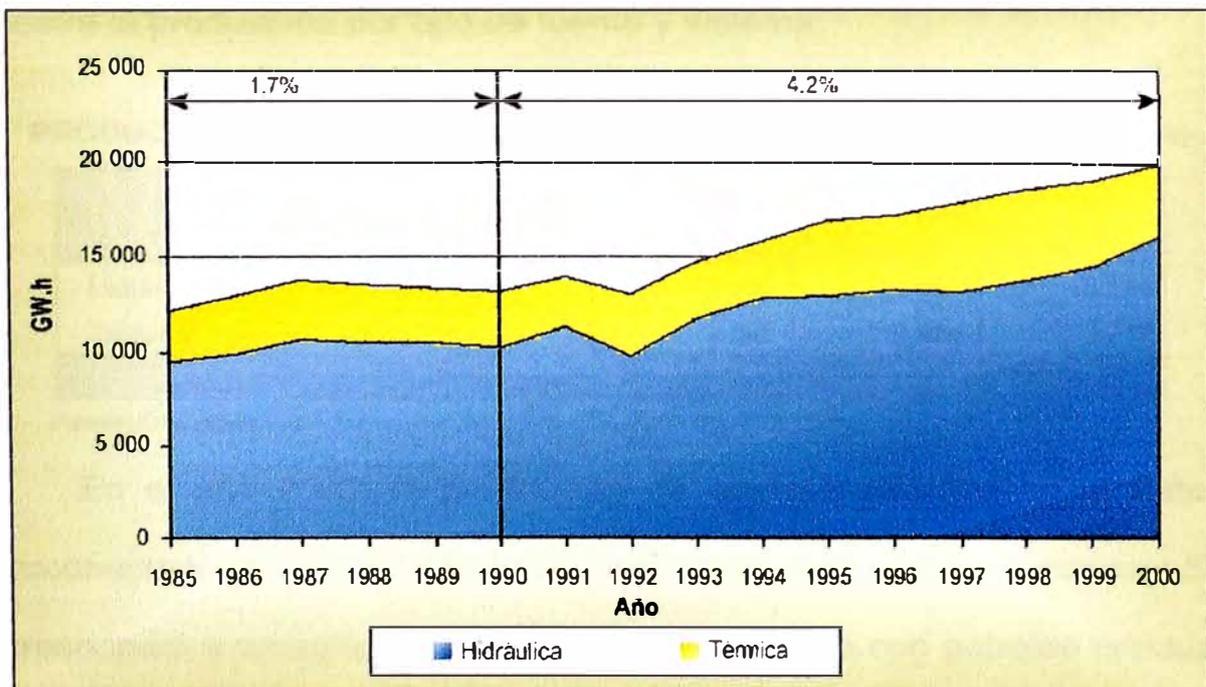
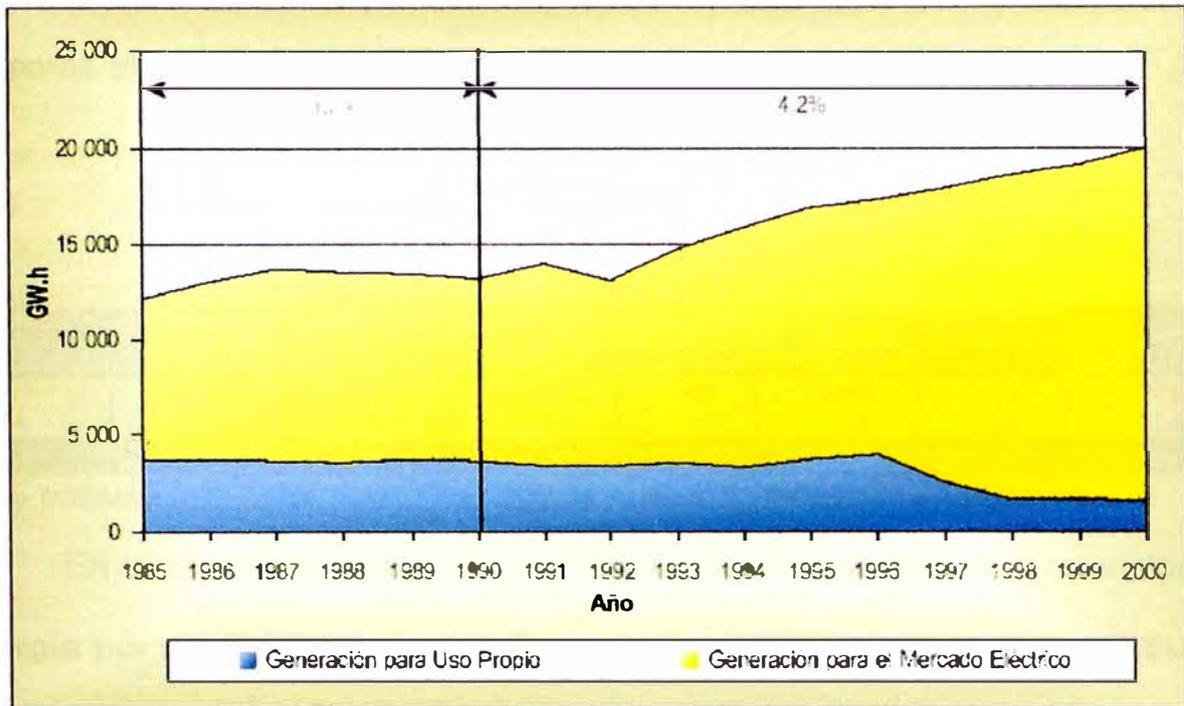


FIGURA N° 3.9
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD
POR TIPO DE SERVICIO



En el año 2000 el 90% de la producción de energía eléctrica fue generada en el sistema eléctrico interconectado nacional, el resto fue generado por los sistemas aislados (SSAA). En el CUADRO N° 3.4 se muestra la producción por tipo de fuente y sistema.

CUADRO N° 3.4
PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE FUENTE Y SISTEMA (GW.h)

TIPO DE GENERACIÓN	SEIN	SSAA	TOTAL
Hidráulica	15 609	567	16 176
Térmica	2 263	1 484	3 747
Total	17 872	2 051	19 923

Fuente: DGE/MEM

En el año 2000, la producción de energía eléctrica en el sistema interconectado (17 872 GW.h) fue suministrada de la siguiente manera: 87% correspondió a energía hidráulica; 7% fue generado con petróleo residual y diesel; 4% con gas natural y 2% con carbón mineral.

En el CUADRO N° 3.5, se muestra la producción por tipo de combustible para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los sistemas aislados (SSAA).

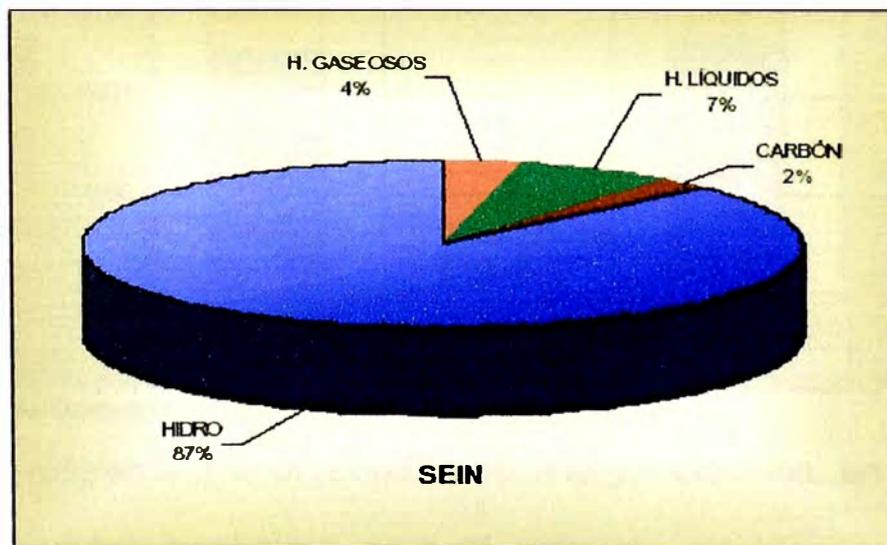
**CUADRO N° 3.5
PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE FUENTE Y
POR SISTEMA
(GW.h)**

SISTEMAS	H. GASEOSOS GN	H. LÍQUIDOS		CARBÓN	HIDRO	OTROS	TOTAL
		DIESEL	RESIDUAL				
SEIN	669	218	1 008	368	15 609	0	17 872
SSAA	83	1 063	303	0	567	35	2 051
TOTAL	752	1 281	1 311	368	16 176	35	19 923

Fuente: DGE/MEM

En el cuadro anterior, en el rubro otros se considera la producción de energía por medio del consumo de otras fuentes diferentes a hidrocarburos, carbón o hidroenergía donde el bagazo y la eólica son las principales. La FIGURA N° 3.10, muestra la participación porcentual de producción de energía eléctrica del SEIN por tipo de fuente.

**FIGURA N° 3.10
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD POR FUENTES
AÑO: 2000**



Fuente: DGE/MEM

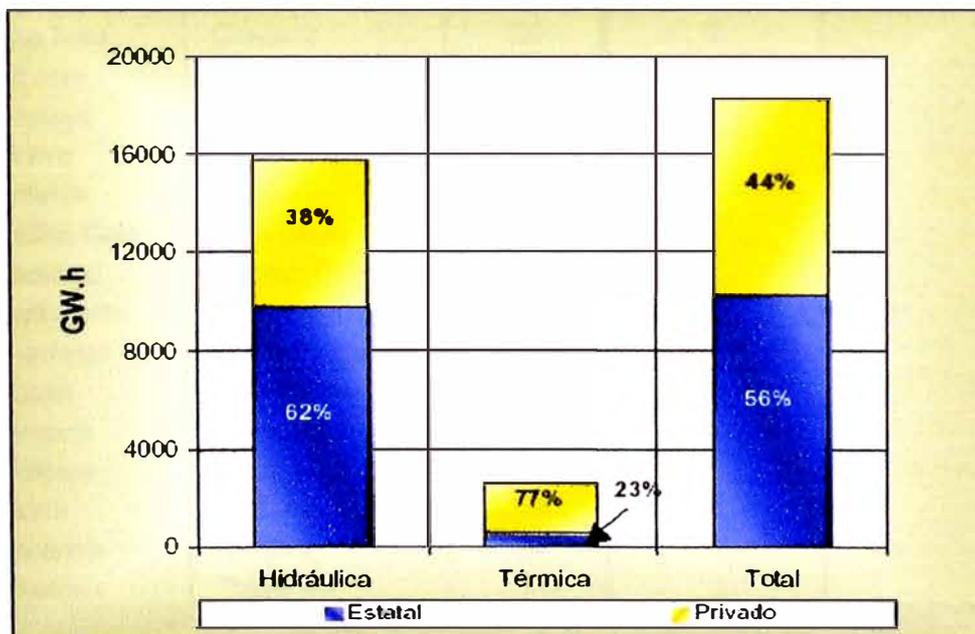
En el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional el 99% de la energía eléctrica producida corresponde a las empresas de generación para el Mercado Eléctrico; mientras que en los sistemas aislados, el 29% de la producción es generada para este tipo de servicio. Ver CUADRO N° 3.6.

CUADRO N° 3.6
PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD POR TIPO DE SERVICIO
(GW.h)

TIPO DE SERVICIO	SEIN	SSAA	TOTAL
Generación para el Mercado Eléctrico	17 727	600	18 327
Generación para Uso Propio	145	1 451	1 596
Total	17 872	2 051	19 923

Fuente: DGE/MEM

FIGURA N° 3.11
PARTICIPACIÓN PRIVADA EN LA GENERACIÓN PARA
EL MERCADO ELÉCTRICO SEGÚN FUENTE DE ENERGÍA
AÑO: 2000



Fuente: DGE/MEM

En lo referente a la producción de energía eléctrica, en el 2000, las empresas privadas generaron para el mercado eléctrico el 44% de la producción total. La energía hidráulica de estas empresas representaron el

38% de la producción hidráulica total y el 77% de la producción térmica, tal como se puede ver en el FIGURA N° 3.11

3.3.4 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Los sistemas de transmisión eléctricos en el Perú por su función y de acuerdo a la ley están clasificados en dos tipos de redes: Sistema Principal (SP) y Sistema Secundario (SS). La clasificación se revisa cada cuatro años, o cuando sucede la incorporación de una central de generación al sistema.

CUADRO N° 3.7
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN SEIN – AÑO 2000

ENVÍO	RECEPCIÓN	TENSIÓN (kV)	NÚMERO DE TERNAS	LONGITUD (km)
Chavarria	Ventanilla	220	3	11
Chimbote 1	Trujillo Norte	220	2	134
Santa Rosa	Chavarria	220	2	9
San Juan	Santa Rosa	220	2	25
Socabaya	Moquegua	220	2	107
Mantaro	Socabaya	220	2	603
Ventanilla	Zapallal	220	2	18
Chiclayo Oeste	Piura Oeste	220	1	211
Guacalupe	Chiclayo Oeste	220	1	84
Trujillo Norte	Guadalupe	220	1	103
Paramonga	Chimbote 1	220	1	221
Zapallal	Paramonga	220	1	164
Santuario	Socabaya	138	2	28
Socabaya	Cerro verde	138	2	11
Tintaya	Santuario	138	1	179
Toquepala	Aricota 2	138	1	35
Moquegua	Toquepala	138	1	39
TOTAL SEIN				1 982

Fuente: DGE/MEM

El sistema principal de transmisión a diciembre del 2000 se ha incrementado en 603 km por la puesta en operación de la línea de transmisión Mantaro – Socabaya 220 kV, con lo cual la longitud SP del SEIN

en el 2000 alcanzó la cifra de 1 982 km. La línea de transmisión Socabaya – Moquegua ha cambiado de nivel de tensión de 138 kV a 220 kV y se ha incrementado otro circuito.

En el CUADRO N° 3.7, se encuentran las líneas de transmisión del SEIN pertenecientes al Sistema Principal de transmisión en el año 2000.

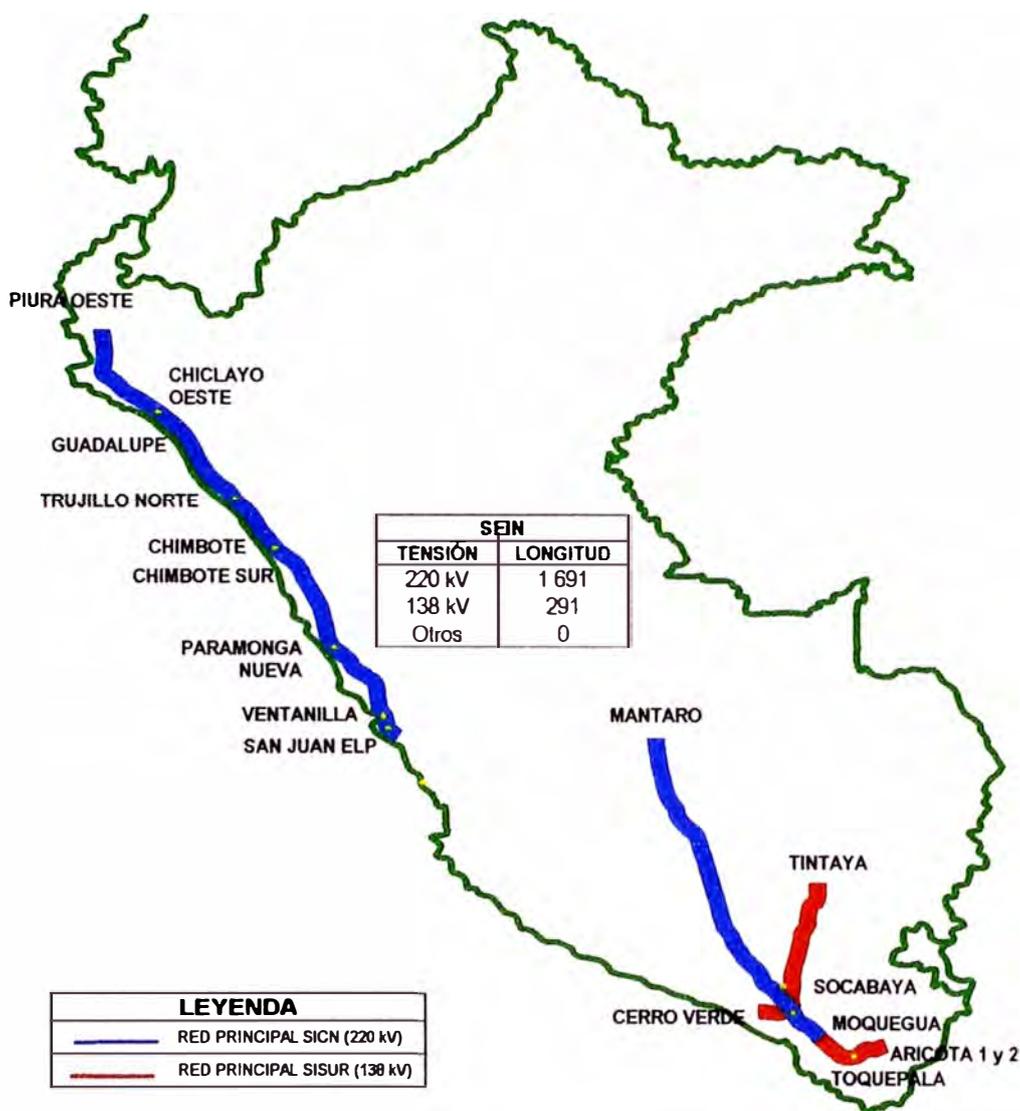
A diciembre del año 2000, la longitud de las líneas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional fue 4 318 km de líneas en 220 kV, 2 852 km de líneas en 138 kV, 3 812 km en líneas de transmisión comprendida entre 69 y 60 kV y 1 229 km de líneas en niveles de tensión inferiores a 60 kV.

En el año 2000 se puso en operación la línea Yanango – Chimay 220 kV perteneciente a la empresa Edegel., y la línea Mantaro – Socabaya 220 kV del consorcio Trans-Mantaro. En el Sur se puso en operación la línea Ilo 2 – Moquegua 220 kV (doble circuito), asociada a la puesta en operación de la central térmica Ilo 2.

Así mismo, se puso en operación la segunda terna en Ventanilla – Zapallal 220 kV, y se continúa con la rehabilitación de las líneas costeras (segundo circuito). Esta rehabilitación abarca desde Zapallal en Lima hasta Chiclayo por el Norte.

El sistema principal de transmisión del SEIN para el año 2000, se muestra en la FIGURA N° 3.12

FIGURA N° 3.12
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN
SEIN – AÑO 2000



En los CUADROS N° 3.8 y 3.9 se muestran las características de las Líneas de Transmisión existentes del SEIN en 220 kV y 138 kV. Asimismo, en los ANEXOS N° 3.4 al 3.9 se muestran las líneas de transmisión entre 69 kV y 60 kV, así como las líneas menores de 60 kV.

CUADRO N° 3.8
CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
220 kV

SUBESTACIÓN 1	SUBESTACIÓN 2	TENSIÓN kV	Nº DE TERNAS	LONGITUD km	EMPRESA
Independencia	Aceros Arequipa	220	1	24,6	ACEROS AREQUIPA
Aguaytia	Tingo Maria	220	1	73,3	AGUAYTIA ENERGY DEL PERU SRL
Tingo Maria	Vizcarra	220	1	173,5	AGUAYTIA ENERGY DEL PERU SRL
Vizcarra	Paramonga Nueva	220	1	145,3	AGUAYTIA ENERGY DEL PERU SRL
Vizcarra	Antamina	220	1	62,1	ANTAMINA
Mantaro	Cotaruse	220	2	292,1	CONSORCIO TRANSMANTARO
Cotaruse	Socabaya	220	2	310,9	CONSORCIO TRANSMANTARO
Yanango	Pachachaca	220	1	89,1	EDEGEL
Chimay	Yanango	220	1	29,5	EDEGEL
Punahuasi	Callahuanca	220	1	0,6	EDEGEL
Matucana	Callahuanca	220	1	22,5	EDEGEL
Callahuanca	Chavarria	220	1	65,4	EDEGEL
Callahuanca	Cajamarquilla	220	1	36,4	EDEGEL
Cajamarquilla	Chavarria	220	1	21,4	EDEGEL
Huinco	Santa Rosa	220	2	62,0	EDEGEL
Chavarria	Barsi	220	1	8,5	EDELNOR
Chavarria	Barsi	220	1	8,1	EDELNOR
Chavarria	Barsi	220	2	1,0	EDELNOR
Yuncay	SE Carhuamayo	220	1	65,3	EGECEN
SE Oroya Nueva (CMP)	SE Arapa (ETECEN)	220	1	21,2	EGECEN
SE Carhuaqueño	SE Chiclayo Oeste	220	1	82,7	EGENOR S.A.A
C.H. Restitución	S.E. Campo Armino	220	1	1,6	ELECTROPERU
C.H. Restitución	S.E. Campo Armino	220	1	1,6	ELECTROPERU
C.H. Restitución	S.E. Campo Armino	220	1	1,6	ELECTROPERU
S.E. Talara	S.E. Piura	220	1	104,0	ELECTROPERU
S.E. Talara	S.E. Zorritos	220	1	135,0	ELECTROPERU
S.E. No 2	S.E. Moquegua	220	2	72,5	ENERSUR
Santa Rosa	Chavarria	220	2	8,5	ETECEN
Campo Armino	Pomacocha	220	2	192,2	ETECEN
San Juan 1	Santa Rosa	220	2	26,4	ETECEN
Mantaro	Huancavelica	220	2	66,5	ETECEN
Pomacocha	San Juan	220	2	112,2	ETECEN
Independencia	San Juan	220	1	214,8	ETECEN
Independencia	San Juan	220	1	216,3	ETECEN
Independencia	Ica	220	1	65,2	ETECEN
Ica	Marbona	220	1	155,0	ETECEN
Huacho	Zapallar	220	1	108,5	ETECEN
Huacho	Paramonga Nueva	220	1	65,5	ETECEN
Paramonga Nueva	Chimbote 1	220	1	221,2	ETECEN
Mantaro	Pachachaca	220	2	194,8	ETECEN
Mantaro	Huayucachi	220	1	79,6	ETECEN
Huayucachi	Zapallar	220	1	244,1	ETECEN
Pachachaca	Callahuanca	220	2	72,6	ETECEN
Pachachaca	Pomacocha	220	1	13,5	ETECEN
Huancavelica	Independencia	220	2	180,8	ETECEN
Chimbote 1	Trujillo Norte	220	1	133,8	ETECEN
Chimbote 1	Trujillo Norte	220	1	133,4	ETECEN
Trujillo Norte	Guadalupe	220	1	103,4	ETECEN
Guadalupe	Chidayo Oeste	220	1	83,7	ETECEN
Chidayo Oeste	Piura Oeste	220	1	211,2	ETECEN
Ventanilla	Zapallar	220	2	18,0	ETECEN
Chavarria	Ventanilla	220	2	10,6	ETECEN
Chavarria	Ventanilla	220	1	11,1	ETECEN
SET San Juan	SET Balnearios	220	2	9,8	LUZ DEL SUR
Socabaya	Moquegua	220	2	107,0	REDESUR

Fuente: DGE/MEM

CUADRO Nº 3.9
CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
138 kV

SUBESTACIÓN 1	SUBESTACIÓN 2	TENSION kV	Nº. DE TERNAS	LONGITUD km	EMPRESA
Cahua	Paramonga Existente	138	1	60,0	CAHUA S.A
Cahua	Paramonga Existente	138	1	60,0	CAHUA S.A
Paramonga Existente	Paramonga Nueva	138	1	9,6	CAHUA S.A
CH Yaupi	SE Carhuamayo	138	1	67,3	EGECEN
CH Yaupi	Yuncan	138	1	13,1	EGECEN
SE Carhuamayo	SE Oroya Nueva	138	1	74,0	EGECEN
SE Carhuamayo	SE Paragsha I	138	1	41,0	EGECEN
Cachimayo Inca	Dolorespala	138	1	13,5	EGEMSA
Dolorespala	Quencoro	138	1	8,3	EGEMSA
Machupicchu	Cachimayo Inca	138	1	78,5	EGEMSA
Machupicchu	Quencoro	138	1	99,4	EGEMSA
SE Chimbote 1	SE Chimbote 2	138	1	8,5	EGENOR S.A.A.
SE Chimbote 1	SE Chimbote 2	138	1	8,5	EGENOR S.A.A.
SE Huallanca	SE Chimbote 1	138	1	83,7	EGENOR S.A.A.
SE Huallanca	SE Chimbote 1	138	1	83,4	EGENOR S.A.A.
SE Huallanca	SE Chimbote 1	138	1	83,2	EGENOR S.A.A.
Caripa	Condrococha	138	1	12,0	ELECTROCENTRO
Yaupi	Cocapampa	138	1	28,3	ELECTROCENTRO
S.E. Chimbote Nº 1	S.E. Chimbote Norte	138	2	6,2	EINM
S.E. Chimbote Sur	S.E. Nepeña	138	1	15,0	EINM
S.E. Chimbote Nº 1	S.E. Chimbote Sur	138	1	13,8	EINM
S.E. Chimbote Nº 2	S.E. Santa	138	1	6,6	EINM
S.E. Nepeña	S.E. Casma	138	1	29,0	EINM
S.E. Nepeña	S.E. San Jacinto	138	1	22,0	EINM
S.E. Trujillo Norte	S.E. Moll	138	1	64,4	EINM
S.E. Trujillo Norte	S.E. Trujillo Sur	138	1	17,3	EINM
S.E. Trujillo Norte	S.E. Santiago de Cao	138	2	26,8	EINM
S.E. Ilo 1	S.E. Moquegua	138	1	56,6	ENERSUR
S.E. Ilo 1	S.E. Mill Site	138	1	106,7	ENERSUR
S.E. Ilo 1	S.E. Refinería	138	1	9,5	ENERSUR
S.E. Mill Site	S.E. Boli Baca	138	1	32,5	ENERSUR
S.E. Moquegua	S.E. Boli Baca	138	1	30,8	ENERSUR
S.E. Moquegua	S.E. Boli Baca	138	1	29,9	ENERSUR
S.E. Moquegua	S.E. Mill Site	138	1	39,7	ENERSUR
Aucayacu	Tocachi	138	1	107,8	ETECEN
Huánuco	Tingo Maria	138	1	89,2	ETECEN
Paragsha	Huánuco	138	1	86,2	ETECEN
Tingo Maria	Aucayacu	138	1	44,2	ETECEN
Azángaro	Julaca	138	1	78,3	ETESUR
Cachimayo	Abancay	138	1	94,7	ETESUR
Callalli	Santuario	138	1	89,6	ETESUR
Cerro Verde	Mollendo	138	1	90,1	ETESUR
Moquegua	Toquepala	138	2	39,0	ETESUR
Quencoro	Tinlaya	138	1	188,6	ETESUR
Santuario	Socabaya	138	2	27,5	ETESUR
Socabaya	Cerro Verde	138	2	10,9	ETESUR
Tinlaya	Azángaro	138	1	124,9	ETESUR
Tinlaya	Callalli	138	1	90,0	ETESUR
Toquepala	Aicola II	138	1	35,0	ETESUR
SE San Gabán II	SE Azángaro	138	1	160,0	SAN GABÁN
SE San Gabán II	SE Azángaro	138	1	160,0	SAN GABÁN

Fuente: DGE/MEM

Además en las FIGURAS Nº 3.13 y 3.14 se muestran los Sistemas de Transmisión Eléctrica a Nivel Nacional en el año 2001.

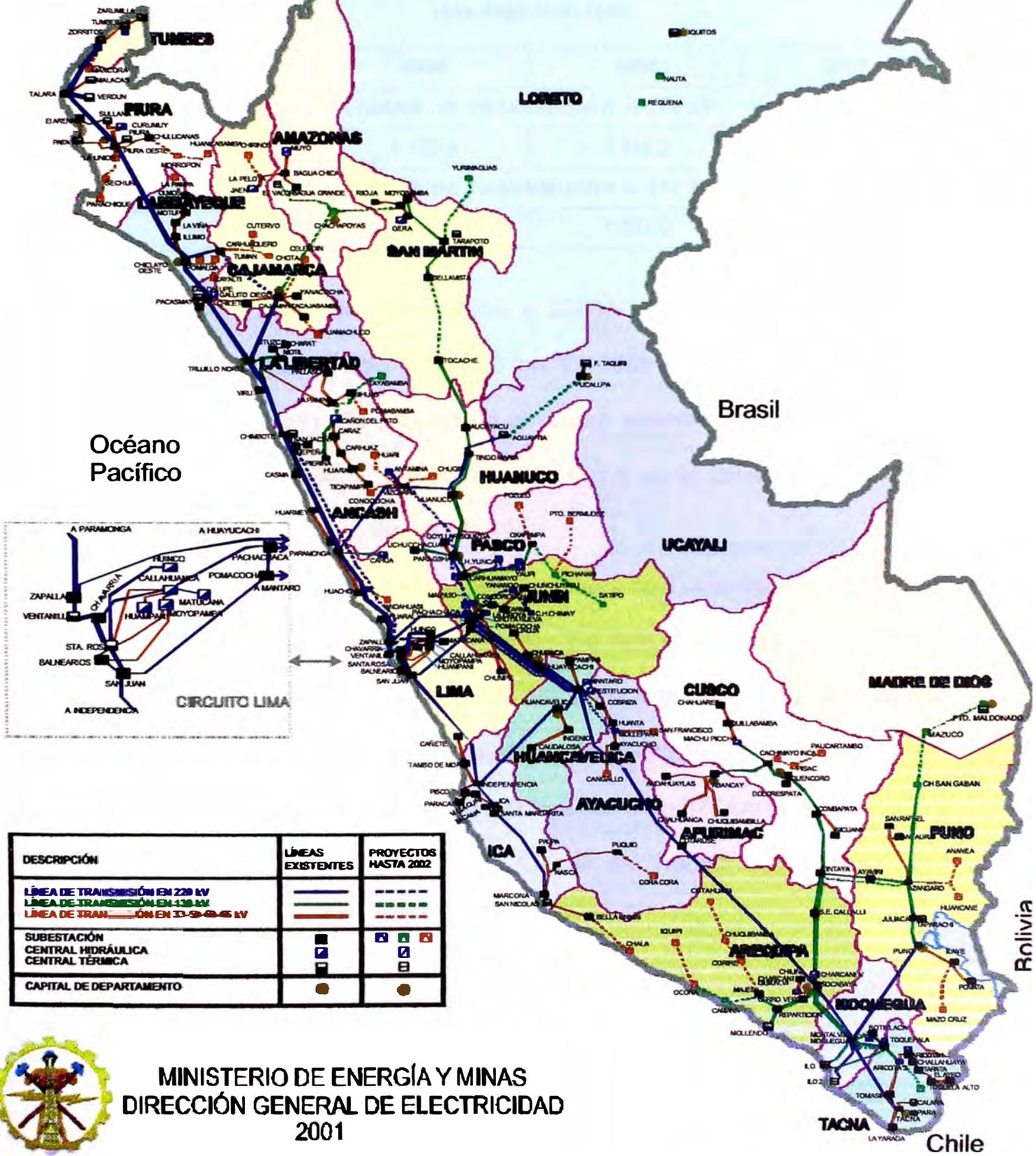
PRINCIPALES SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA NACIONAL 2001



LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL

Colombia

Ecuador



Océano Pacífico

Brasil

Bolivia

Chile

DESCRIPCIÓN	LÍNEAS EXISTENTES	PROYECTOS HASTA 2002
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 220 kV		
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 138 kV		
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 69-52-30-15 kV		
SUBESTACIÓN CENTRAL HIDRÁULICA		
SUBESTACIÓN CENTRAL TÉRMICA		
CAPITAL DE DEPARTAMENTO		



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD
2001

3.4 EVOLUCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN km

**CUADRO N° 3.8
EVOLUCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (km)
1968-1980-1990-2000**

1968	1980	1990	2000
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 220 kV			
79,3	1 732,9	3 214,3	4 321,5
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 138 kV			
656,4	994,4	1 557,9	2 852,1

Las Líneas de Transmisión a 220 kV en 1968 prácticamente no existían, ya que tan sólo eran 79,3 km. En 1980 supera en 20 veces dicho valor (1 732,9 km). Se observa en el cuadro además que entre 1980-1990 alcanza un incremento del 85,5% (3 214,3) y en la década 1990-2000 el aumento fue del orden del 53,1%.

En 1968 se tenían 656,4 km de Líneas de Transmisión a 138 kV. En 1980 sufre un incremento de algo más del 50% (994,4 km). En la década 1980-1990 aumentó en un 56,6% (1 557,9 km) y finalmente se observa que entre 1990-2000 el incremento fue del orden del 83,1% (2 852,1 km).

En cuanto a las Líneas de 60 kV, estos eran 875 km en el año 1979 y actualmente existen 3 812 km de Líneas de Transmisión comprendidos entre 60 kV y 69 kV.

CAPÍTULO IV

PERSPECTIVAS DE DESARROLLO FUTURO

4.1 PROYECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL - SEIN

4.1.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA

La proyección de la demanda está basada en los resultados obtenidos a partir de un modelo econométrico que, empleando la data histórica, explica el comportamiento de las ventas de energía eléctrica a través del crecimiento de la población, el desenvolvimiento de la economía reflejado en el Producto Bruto Interno (PBI) y el precio de la energía eléctrica.

A la energía requerida en los sistemas de distribución y a los clientes que reciben suministro en alta y muy alta tensión se le adicionan las pérdidas de transmisión a fin de determinar la producción de energía neta requerida de las estaciones de generación para suministrar a estas cargas.

Paralelamente, se establecen los requerimientos de energía neta para los grandes proyectos. Se supone que los proyectos serán abastecidos

en 220 kV ó 138 kV y que los niveles de pérdidas de transmisión se apliquen a los suministros de éstas grandes cargas.

A los requerimientos de generación netos totales del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional se le añade el consumo propio y se obtiene los requerimientos en el ámbito de generación.

La máxima demanda anual del sistema se determina a partir de la energía requerida y del factor de carga anual.

A. PLANTEAMIENTO DE ESCENARIOS DE DEMANDA

Se elaboraron proyecciones de demanda eléctrica para tres escenarios: pesimista, base y optimista (bajo, medio y alto). Estos se sustentan fundamentalmente en previsiones de evolución del Producto Bruto Interno y del crecimiento de la población.

Escenario Pesimista

El escenario bajo considera un crecimiento económico pesimista del país. Los megaproyectos mineros no se llegan a ejecutar en el período de proyección.

La tasa de crecimiento poblacional considerada para este escenario es la proyección de la hipótesis baja elaborada por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).

Escenario Base

En este escenario se considera la proyección base del crecimiento económico del país, los proyectos de inversión mineros son considerados

a la fecha de entrada en operación reportada por ellos mismos y con una probabilidad de ocurrencia superior al 85%.

La tasa de crecimiento poblacional considerada para este escenario es la proyección de la hipótesis media elaborada por el INEI.

Escenario Optimista

El escenario alto considera un desarrollo económico más acelerado del país, incorpora la totalidad de los proyectos de inversión, inclusive los que han sido postergados por la coyuntura de las cotizaciones o que les falta definición por parte de los propietarios.

La tasa de crecimiento poblacional considerada para este escenario es la proyección de la hipótesis alta elaborada por el INEI.

B. PROYECTOS DE INVERSIÓN

Los requerimientos futuros de demanda de energía y potencia de los proyectos de inversión futuros y las grandes cargas en el sector minería se obtuvieron directamente de las empresas encargadas de su realización a través de una encuesta.

C. PÉRDIDAS DEL SISTEMA

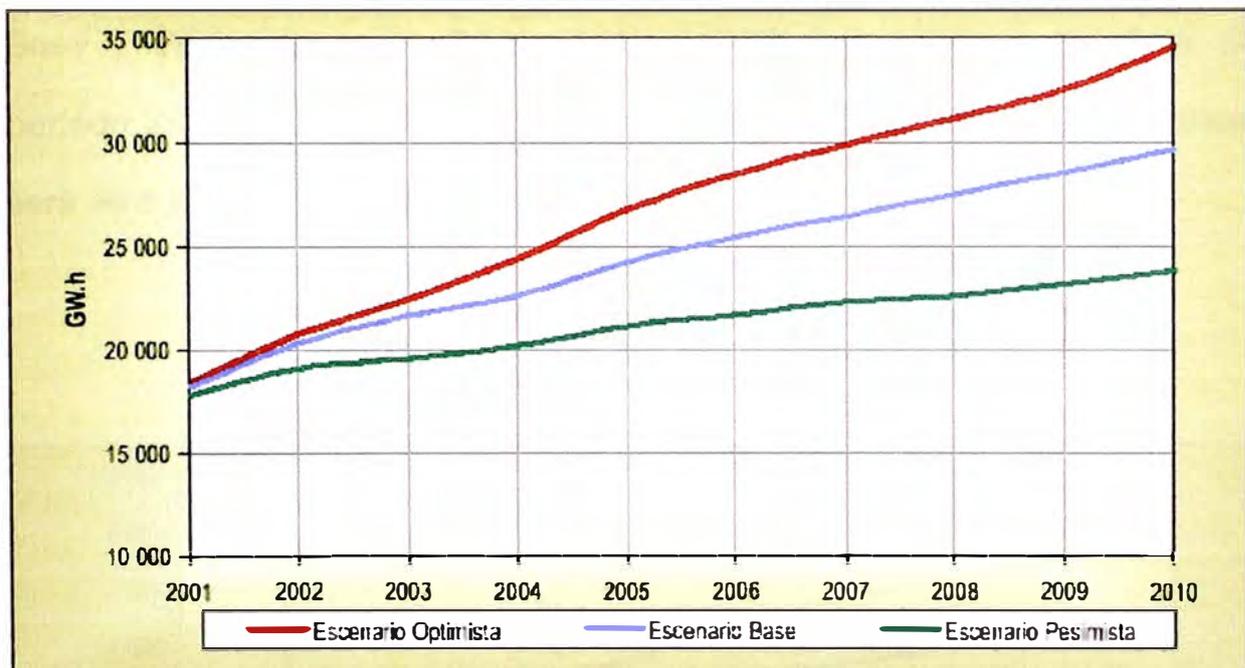
Las pérdidas de distribución se espera se irán reduciendo hasta llegar a los niveles estándares en el 2005.

Las pérdidas de transmisión para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional estarán alrededor del 7%.

D. FACTOR DE CARGA

El factor de carga del SEIN sin considerar los generadores: ELECTROANDES, SHOUGESA y ENERSUR, permanecerá constante a través de todo el período.

FIGURA N° 4.1
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
GW.h



Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Escenario Optimista	18 360	20 746	22 460	24 358	26 721	28 463	29 966	31 150	32 518	34 592
Escenario Base	18 198	20 307	21 649	22 621	24 215	25 443	26 432	27 506	28 536	29 650
Escenario Pesimista	17 817	19 092	19 569	20 167	21 137	21 705	22 305	22 614	23 198	23 778

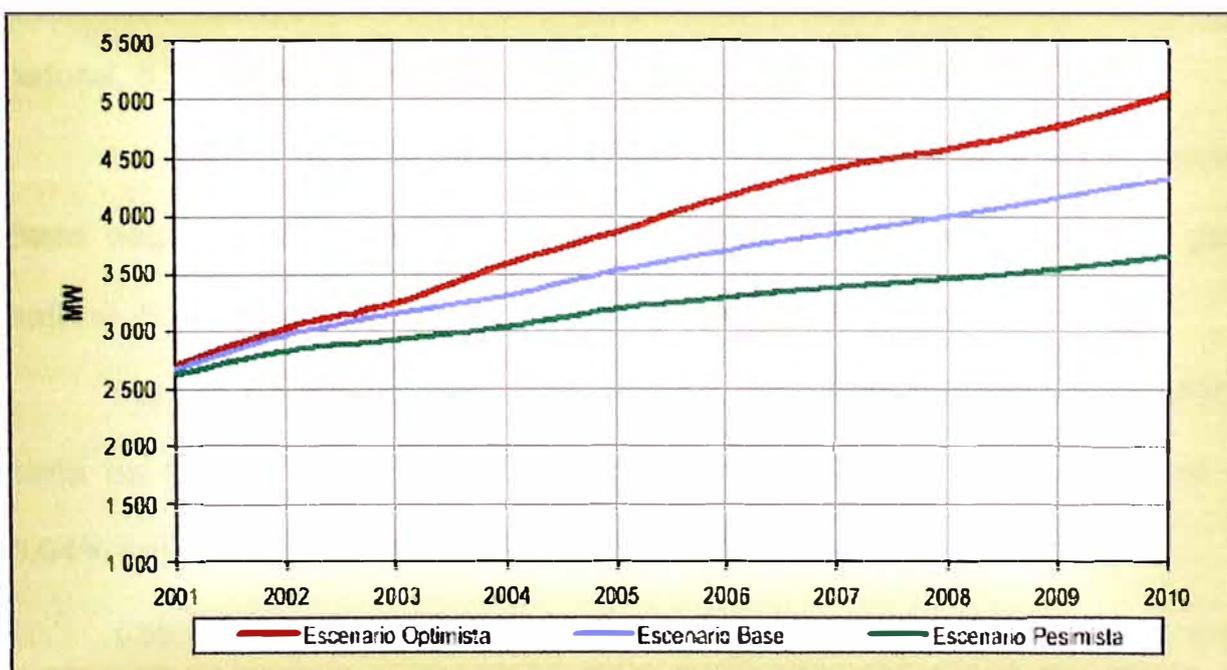
En la FIGURA N° 4.1 se muestra la proyección de la demanda de energía eléctrica en el SEIN para los escenarios Optimista, Base y Pesimista. Las tasas de crecimiento promedio anual para el período comprendido entre 2001 – 2005 en dichos escenarios son de 9,8%; 7,4% y 4,4% respectivamente. Mientras que, para el período comprendido

entre 2005 – 2010, las tasas de crecimiento promedio anual serán 5,3%; 4,1% y 2,4% respectivamente.

4.1.2 PROYECCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA DE POTENCIA

La FIGURA N° 4.2 muestra la proyección de la máxima demanda de potencia para el SEIN para los tres escenarios. La tasa de crecimiento promedio anual para el período 2001 – 2005 de los escenarios Optimista, Base y Pesimista serán 9,3%; 7,1% y 5,0% respectivamente. Para el período 2005 – 2010 esta tasa de crecimiento para los mismos escenarios será de 5,5%; 4,2% y 2,8% respectivamente.

FIGURA N° 4.2
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
MW



Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Escenario Optimista	2 707	3 032	3 248	3 584	3 864	4 165	4 414	4 576	4 774	5 044
Escenario Base	2 683	2 972	3 154	3 310	3 529	3 703	3 850	4 002	4 157	4 328
Escenario Pesimista	2 629	2 836	2 935	3 039	3 195	3 295	3 385	3 461	3 543	3 653

4.1.3 OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En la oferta de energía eléctrica necesaria para abastecer la demanda futura y garantizar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional se ha tomado en cuenta el equipamiento que combina plantas térmicas de diferentes tamaños y tipos, como son turbinas a gas, plantas de ciclo combinado, turbinas a vapor considerando diferentes combustibles como gas natural, carbón, diesel y residual; y los diferentes proyectos hidroeléctricos; todos ellos compitiendo en base al criterio de mínimo costo total actualizado.

4.1.4 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE COMBUSTIBLE

La estructura de la producción de energía eléctrica para el Escenario Optimista según fuentes al año 2010, sería 74,0% hidráulica, 15,7% a gas natural, 5,2% a derivados de petróleo y 5,1% a carbón mineral.

La estructura de la producción de energía eléctrica para el Escenario Base según fuentes al año 2010, sería 80,3% hidráulica, 12,3% a gas natural, 5,2% a carbón mineral y 2,3% a derivados de petróleo.

Para el Escenario Pesimista la estructura según fuentes al año 2010, sería de 90,7% hidráulica, 5,7% a gas natural, 3,5% a carbón mineral y 0,04% entre derivados de petróleo.

Las estructuras de producción de energía eléctrica para los diversos escenarios se muestran en el CUADRO N° 4.1

CUADRO N° 4.1
GENERACIÓN POR TIPO DE FUENTE PARA TODOS LOS ESCENARIOS
(GW.h)

AÑO	ESCENARIO OPTIMISTA					ESCENARIO BASE					ESCENARIO PESIMISTA				
	HIDRO	GAS	CARBÓN	RESIDUAL	DEBEL 2	HIDRO	GAS	CARBÓN	RESIDUAL	DEBEL 2	HIDRO	GAS	CARBÓN	RESIDUAL	DEBEL 2
2000	15 440	734	564	360	79	15 440	734	564	360	79	15 440	734	564	360	79
2001	16 108	776	544	224	95	16 054	728	525	202	82	15 919	626	477	158	57
2002	16 648	1 258	774	666	532	16 594	1 150	742	576	422	16 431	904	632	396	231
2003	16 765	1 028	833	517	2 150	16 730	1 164	794	612	1 376	16 556	1 084	715	524	362
2004	18 123	3 182	786	84	1 320	17 990	2 456	636	93	524	17 672	1 614	463	108	65
2005	21 029	2 590	643	56	1 013	20 555	1 710	481	49	341	19 650	949	274	47	26
2006	21 616	3 550	772	42	1 323	21 133	2 160	523	43	417	20 131	1 126	302	29	14
2007	22 825	3 316	1 532	41	1 223	22 200	1 656	1 051	26	307	20 934	670	575	11	4
2008	24 258	3 137	1 414	40	1 149	22 442	2 165	1 212	24	392	21 196	815	655	18	7
2009	24 391	3 905	1 572	61	1 366	22 623	2 766	1 341	18	504	21 454	993	740	21	20
2010	24 481	5 181	1 697	66	1 638	22 769	3 469	1 471	22	621	21 786	1 377	842	4	6

Fuente: CTE, DGE/MEM

4.1.5 BALANCE OFERTA – DEMANDA SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

El balance de oferta y demanda de potencia eléctrica para el período 2001 – 2010 es positivo para los escenarios Optimista, Base y Pesimista respectivamente. La demanda proyectada es ampliamente abastecida, tal es así, que el margen de reserva medio de los tres escenarios está alrededor del 30% a fines del horizonte de proyección.

4.1.6 CONSUMO DE GAS PARA LA GENERACIÓN

El consumo del gas natural para la generación de electricidad se incrementará en una proporción apreciable en el año 2004, con la llegada de esta fuente de energía a Lima.

Dada las condiciones técnico – económicas de las máquinas consideradas para operar a base de gas natural del yacimiento de Camisea, las centrales eléctricas de Talara y Aguaytía disminuirán su participación en la generación de electricidad y por ende la demanda de gas natural.

4.1.7 EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

A. PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN COMPROMETIDOS O EN CONSTRUCCIÓN

Para la formulación del programa de expansión de la transmisión, se consideraron como años de estudio el 2001, 2005 y 2010, teniéndose en cuenta la integración del Sistema Interconectado Centro Norte con el Sistema Interconectado Sur conformando el SEIN, con la puesta en operación del enlace de interconexión 220 kV Mantaro – Socabaya.

En las zonas centro y norte se prevé la extensión del sistema de transmisión en el eje Pachachaca – Oroya Nueva – Carhuamayo – Paragsha II – Derivación Antamina 220 kV. Este enlace permitirá evacuar la nueva generación de los proyectos Chimay, Yanango y Yuncán y atender el crecimiento de la demanda Minera de la región (Cerro de Pasco, Antamina, Santa Luisa, El Brocal, entre otros). El proyecto está programado para entrar en operación el 2002.

En la zona Sur se tiene el Reforzamiento del Sistema de Transmisión del Sur, que incluye la conformación de un anillo en 220 kV y 138 kV entre las principales centrales y subestaciones del Este y el Oeste, así como integrar en 220 kV la zona de Tacna.

En febrero del año 2001, se adjudicó las líneas de transmisión Oroya – Carhuamayo – Paragsha II – Derivación Antamina 220 kV a la Empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ISA); el cual incluye además Pachachaca – Oroya 220 kV y Aguaytía – Pucallpa 138 kV.

Los proyectos de transmisión comprometidos son considerados para los tres escenarios de expansión.

En el CUADRO N° 4.2, se muestra los proyectos comprometidos en el SEIN en el período de expansión.

**CUADRO N° 4.2
PROYECTOS DE TRANSMISIÓN COMPROMETIDOS
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL**

LÍNEA DE TRANSMISIÓN		TENSIÓN KV	TERNAS	AÑO DEL SERVICIO	DESCRIPCIÓN
Zapallal	Paramonga	220	1	2001	2 ^{da} Terna
Paramonga	Chimbote	220	1	2001	2 ^{da} Terna
Oroya Nueva	Carhuamayo	220	1	2002	Refuerzo del sistema
Paragsha II	Carhuamayo	220	1	2002	Refuerzo del sistema
Paragsha II	Deriv. Antamina	220	1	2002	Refuerzo del sistema
Yuncán	Carhuamayo	220	1	2002	Cambio de tensión a 220 kV
Yuncán	Carhuamayo	220	1	2002	2 ^{da} terna proyecto CH Yuncán
Tacna	Moquegua	220	1	2001	Refuerzo del sistema
Moquegua	Puno	220	1	2001	Refuerzo del sistema
Puno	Juliaca	138	1	2001	Cambio de tensión 60 kV a 138 kV
Machupicchu	Cachimayo ELP	138	1	2001	Reingreso de CH Machupicchu
Machupicchu	Cachimayo INCASA	138	1	2001	Reingreso de CH Machupicchu
Aguaytia	Pucallpa	138	1	2002	Enlace de Sistema Alzado

En el CUADRO N° 4.3, tenemos las subestaciones asociadas a proyectos comprometidos, algunos de los cuales se encuentran en ejecución en el SEIN.

**CUADRO N° 4.3
SUBESTACIONES ASOCIADAS A LOS
PROYECTOS DE TRANSMISIÓN COMPROMETIDOS
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL**

SUBESTACIÓN	TENSIÓN KV	CELDA DE SALIDA	TRANSF. MVA	AÑO DE SERVICIO	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO ASOCIADO
Zapallal	220	2	-	2001	Zapallal - Ventanilla y Paramonga
Paramonga	220	2	-	2001	Paramonga - Zapallal y Chimbote
Chimbote	220	1	-	2002	Paramonga - Chimbote
Oroya Nueva	220	2	-	2002	Oroya Nueva - Carhuamayo y Adecuación Existente
Carhuamayo	220	3	-	2002	Carhuamayo a Paragsha II, Oroya Nueva y Yuncán
Paragsha II	220	2	50	2002	Paragsha II - Carhuamayo y Deriv. Antamina, Transf. 220/138 kV
Deriv. Antamina	220	1	-	2002	Paragsha II - Derivación Antamina
Aguaytia	220/138	-	50	2002	220/138 kV - 50 MVA y Salida 138 kV
Aguaytia	138	1	-	2002	Aguaytia - Pucallpa
Pucallpa	138	1	-	2002	Aguaytia - Pucallpa
Socabaya	220	2	-	2001	Socabaya - Colaruse
Tacna	220	1	-	2001	Tacna - Moquegua
Tacna	220/138	-	50	2001	Transformación 50 MVA - 220 / 138 kV
Puno	220	1	-	2001	Puno - Moquegua
Puno	220/138	-	100	2001	Transformación 100 MVA - 220/138 kV
Puno	138	2	-	2001	Celdas de Conexión a Sistema Existente y Enlace Puno Juliaca
Juliaca	138	1	-	2001	Juliaca - Puno
Azángaro	138	1	-	2001	Azángaro - Puno

En el período 2000 – 2005, se prevé la conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de los sistemas aislados mayores: Bagua – Jaén; Moyobamba – Tarapoto – Bellavista y Puerto Maldonado; y la ampliación de la transmisión del sistema aislado Iquitos. Por otro lado se ampliará la frontera eléctrica en las localidades: Ayacucho, Tarma, Pierina, Tayabamba, Yurimaguas, Chachapoyas, entre otros. Estos proyectos darán confiabilidad a las redes eléctricas de estas localidades que permitirán el suministro de menor costo y su desarrollo socioeconómico.

El CUADRO N° 4.4, se muestra estos proyectos de ampliación de la red eléctrica en los niveles de tensión de 138 kV y 220 kV.

CUADRO N° 4.4
AMPLIACIÓN DE LA FRONTERA ELÉCTRICA
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	TENSIÓN kV	LONGITUD (km)	AÑO DE SERVICIO	DESCRIPCIÓN
Repartición - Majes - Camaná	138	110	2000	Departamento de Arequipa
Huallanca - Sigvas - Tayabamba	138	105	2001	Departamento de Ancash
San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado	138	222	2001	Enlace del Sistema Aislado Puerto Maldonado al SINAC
Iquitos - Nauta	138	80	2002	Departamento de Iquitos
Ozapampa - Pichanaki - Salpo	138	122	2002	Departamento de Junín
El Reposo - Caclic - Moyobamba	138	224	2003	Enlace de Bagua, Chachapoyas y Moyobamba
La Oroya - Tarma	138	32	2003	Departamento de Junín
Mantaro - Ayacucho (Mollepata)	220	131	2003	Departamento de Ayacucho
Cajamarca Nueva - Caclic	138	138	2004	Enlace Cajamarca - Chachapoyas
Nauta - Requena	138	90	2005	Departamento de Iquitos
Tarapoto - Yurimaguas	138	95	2005	Departamentos de San Martín e Iquitos
Tocache - Bellavista	138	149	2005	Departamento San Martín

En el CUADRO N° 4.5, tenemos las subestaciones asociadas a proyectos de ampliación de la frontera eléctrica, algunos de los cuales se encuentran en ejecución en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

**CUADRO N° 4.5
SUBESTACIONES ASOCIADAS A LOS
PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE LA FRONTERA ELÉCTRICA
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL**

PROYECTO	S.E. (MVA)	AÑO DE SERVICIO	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO ASOCIADO
Huancayo - Siguan - Tayobamba	1x7	2001	Departamento de Ancash
San Gabán - Mazuko - Puerto Maldonado	1x7+ 1x15	2001	Enlace del Sistema Aislado Puerto Maldonado al SINAC
Iquitos - Nauta	1x7	2002	Departamento de Iquitos
Oxapampa - Pichanaki - Sallpo	1x15+ 1x7	2002	Departamento de Junín
El Reposo - Caelic - Moyobamba	1x10	2003	Enlace de Bagua, Chachapoyas y Moyobamba
La Oroya - Tarma	1x7	2003	Departamento de Junín
Manitaro - Ayacucho (Mollepala)	40	2003	Departamento de Ayacucho
Cajamarca Nueva - Caelic	-	2004	Enlace Cajamarca - Chachapoyas
Nauta - Requena	1x5	2005	Departamento de Iquitos
Tarapoto - Yurimaguas	15	2005	Departamentos de San Martín e Iquitos
Tocache - Bellavista	1x7	2005	Departamento San Martín

B. EXPANSIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN- SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

Los nuevos proyectos de expansión de la transmisión han sido determinados a partir de los requerimientos de la demanda y la oferta establecidos en la proyección de la demanda y expansión de generación.

Para satisfacer el incremento de la demanda minera de la zona de Cajamarca se requiere el refuerzo de transmisión mediante la línea Trujillo – Cajamarca 220 kV en todos los escenarios. Otro refuerzo para la zona de Cajamarca es la línea Carhuquero – Cajamarca 220 kV; este enlace es requerido para los escenarios Base y Optimista.

La Inclusión del desarrollo hidroeléctrico de Cheves (525 MW) para el año 2005, en todos los escenarios, lleva a realizar un refuerzo de una terna adicional a los dos existentes para esa fecha, entre la subestación Huacho 220 kV, donde el SEIN recibiría la energía de la central y Zapallal 220 kV en Lima. También esto obligaría a llevar la subestación Huacho de simple barra conectada al circuito existente, a

doble barra conectada a los tres circuitos que conectarían con Lima (Zapallal 220 kV).

Otro proyecto importante de transmisión que se plantea en este Plan Referencial es el refuerzo del sistema de transmisión por medio de una línea troncal por la Sierra, que complemente el proyecto de reforzamiento Oroya Nueva – Carhuamayo - Paragsha II – Derivación Antamina 220 kV, prolongando la línea troncal por la Sierra hasta Cajamarca.

La prolongación de la línea troncal de la Sierra, partiría de la subestación Derivación Antamina, pasando por una subestación intermedia denominada Huallanca Nueva 220 kV, que facilitaría la conexión de la línea troncal de la Sierra con la Costa en Chimbote, a través de la Central del Cañón del Pato, y llegar hasta la subestación comprometida Cajamarca 220 kV.

Se requeriría completar el enlace troncal por la Sierra para los escenarios Base y Optimista después del año 2005. Para el escenario Base se requiere un solo circuito, mientras que para el escenario Optimista se requiere dos circuitos debido a la gran demanda minera en el Norte.

El presente Plan Referencial de Electricidad no comprende la exportación ni intercambio de energía eléctrica.

Sin embargo dado el nivel de avance del Proyecto Interconexión Eléctrica Perú – Ecuador, cuya realización está contemplado dentro de

los acuerdos de integración binacional de ambos países actualmente en curso, y tomando en cuenta su impacto en el sistema de transmisión del SEIN, se ha considerado ese proyecto en el presente plan de expansión de la transmisión, sujeto a los procedimientos de ratificación binacional requeridos.

El proyecto de interconexión Perú – Ecuador contempla el enlace de los sistemas eléctricos nacionales de ambos países a través de un enlace asíncrono entre Tumbes (Zorritos) y Machala, el mismo que se realizaría en dos etapas:

- La primera etapa de 125 MW de capacidad, una estación convertidora asíncrona de un polo, el enlace con un circuito 220 kV entre esta estación, y Tumbes y Machala, el reforzamiento en el lado peruano de un circuito adicional 220 kV entre Piura y Talara, y el reforzamiento de una línea 220 kV entre Machala y Milagros en el Ecuador.
- La segunda etapa de 125 MW adicionales, con la implementación de un segundo polo en la estación asíncrona, un segundo circuito entre esta y Tumbes y Machala, el reforzamiento con un circuito 220 kV adicional entre Zorritos – Talara, y Piura – Chiclayo, en el lado peruano, y de Machala a Milagros en el lado ecuatoriano.

Se espera que la primera etapa de la interconexión Perú Ecuador esté en servicio antes del 2005 y la segunda etapa antes del 2010, siendo la implementación y oportunidad de realización sujetas a ratificaciones binacionales.

La expansión de la transmisión para los diversos escenarios se presentan en los CUADROS N° 4.6, N° 4.7 y N° 4.8 respectivamente.

**CUADRO N° 4.6
EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ESCENARIO OPTIMISTA
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL**

SUBESTACIÓN 1	SUBESTACIÓN 2	TENSIÓN KV	N° DE TERNAS	CELDA DE SALIDA	AÑO DE SERVICIO	DESCRIPCIÓN
Trujillo	Cajamarca Nueva	220	1	2	2003	Reforzamiento del sistema Cajamarca
Huacho	Zapallar	220	1	3	2005	Reforzamiento del Sistema por Entrada de C.H. Cheves
Deriv. Antasma	Hualanca Nueva	220	1	2	2006	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra
Hualanca Nueva	Cajamarca Nueva	220	1	2	2006	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra
Cathuqueero	Cajamarca Nueva	220	1	2	2006	Reforzamiento del sistema Cajamarca
Chambolo	Hualanca Nueva	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra - 2 ^a Línea
Hualanca Nueva	Cajamarca Nueva	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra - 2 ^a Línea
Paragsña II	Deriv. Antasma	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra - 2 ^a Línea
Cartumayo	Paragsña II	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra - 2 ^a Línea
Trans. Subtraas. Interconexión Perú-Ecuador		220	1	8	2005-2010	Reforzamiento sistema de Lima en 220 kV
1 ^a Etapa (*)		220			Antes de 2005	125 MW – Enlace Asíncrono 1er polo. Reforzamiento
2 ^a Etapa (*)		220			Antes de 2010	125 MW – Enlace Asíncrono 2do polo. Reforzamiento

(*) Sujeto a ratificación binacional

**CUADRO N° 4.7
EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ESCENARIO BASE
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL**

SUBESTACIÓN 1	SUBESTACIÓN 2	TENSIÓN KV	N° DE TERNAS	CELDA DE SALIDA	AÑO DE SERVICIO	DESCRIPCIÓN
Trujillo	Cajamarca Nueva	220	1	2	2003	Reforzamiento del sistema Cajamarca
Huacho	Zapallar	220	1	3	2005	Reforzamiento del Sistema por Entrada de C.H. Cheves
Cathuqueero	Cajamarca Nueva	220	1	2	2008	Reforzamiento del sistema Cajamarca
Deriv. Antasma	Hualanca Nueva	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra
Hualanca Nueva	Cajamarca Nueva	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra
Cartumayo	Paragsña II	220	1	2	2010	Reforzamiento línea longitudinal de la Sierra - 2da Línea
Trans. Subtraas. Interconexión Perú-Ecuador		220	1	8	2005-2010	Reforzamiento sistema de Lima en 220 kV
1 ^a Etapa (*)		220			Antes de 2005	125 MW – Enlace Asíncrono 1er polo. Reforzamiento
2 ^a Etapa (*)		220			Antes de 2010	125 MW – Enlace Asíncrono 2do polo. Reforzamiento

(*) Sujeto a ratificación binacional

**CUADRO N° 4.8
EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ESCENARIO PESIMISTA
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL**

SUBESTACIÓN 1	SUBESTACIÓN 2	TENSIÓN KV	N° DE TERNAS	CELDA DE SALIDA	AÑO DE SERVICIO	DESCRIPCIÓN
Trujillo	Cajamarca Nueva	220	1	2	2003	Reforzamiento del sistema Cajamarca
Huacho	Zapallar	220	1	3	2005	Reforzamiento del Sistema por Entrada de C.H. Cheves
Interconexión Perú-Ecuador		220			Antes de 2005	125 MW – Enlace Asíncrono 1er polo. Reforzamiento
1 ^a Etapa (*)		220			Antes de 2010	125 MW – Enlace Asíncrono 2do polo. Reforzamiento
2 ^a Etapa (*)		220				

(*) Sujeto a ratificación binacional

En las FIGURAS N° 4.3 al N° 4.5, se muestra el mapa del Perú con las líneas de transmisión en los niveles de tensión 138 kV y 220 kV para los escenarios Optimista, Base y Pesimista el año 2005.

FIGURA N° 4.3
SISTEMA DE TRANSMISIÓN ESCENARIO BASE
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2005

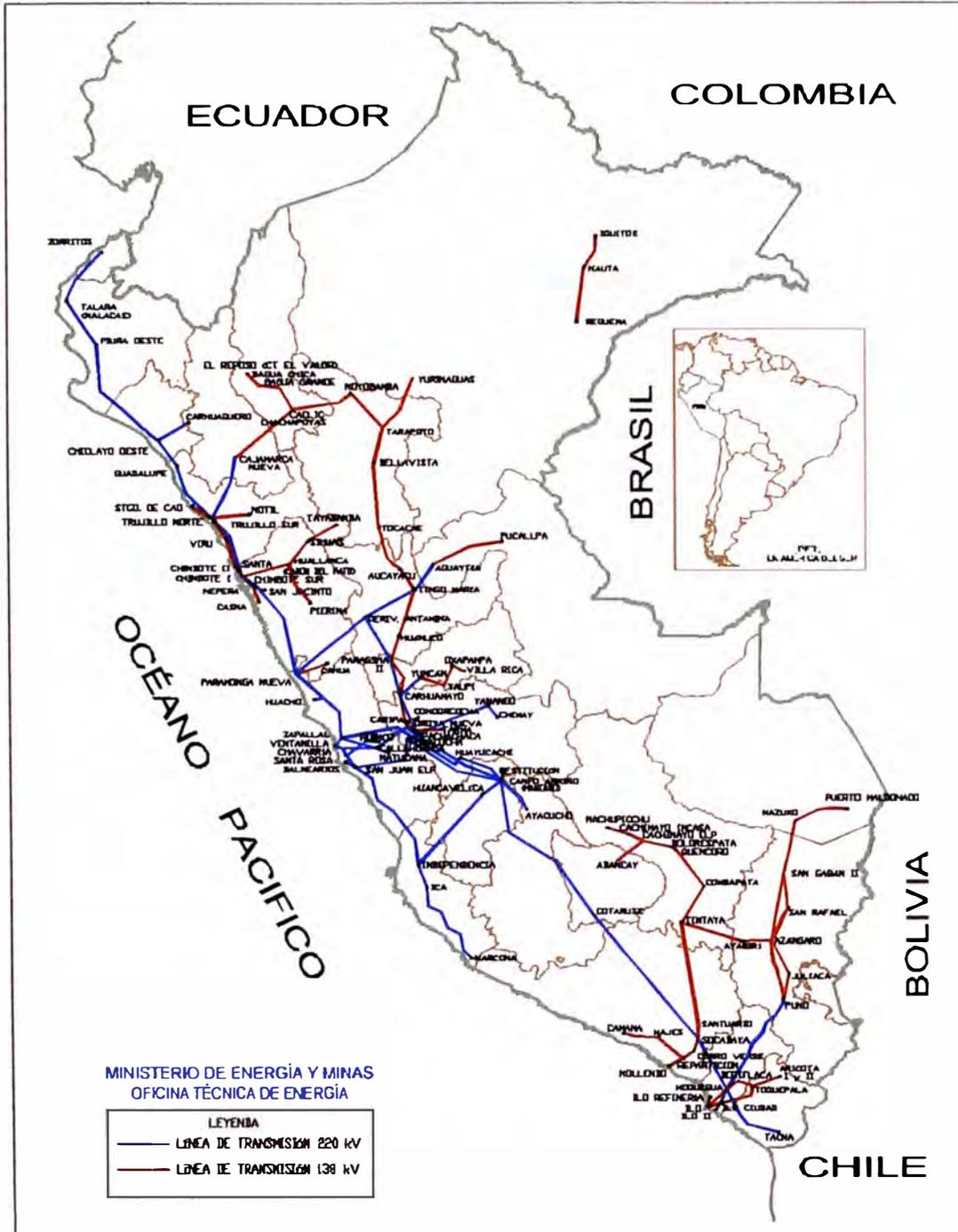
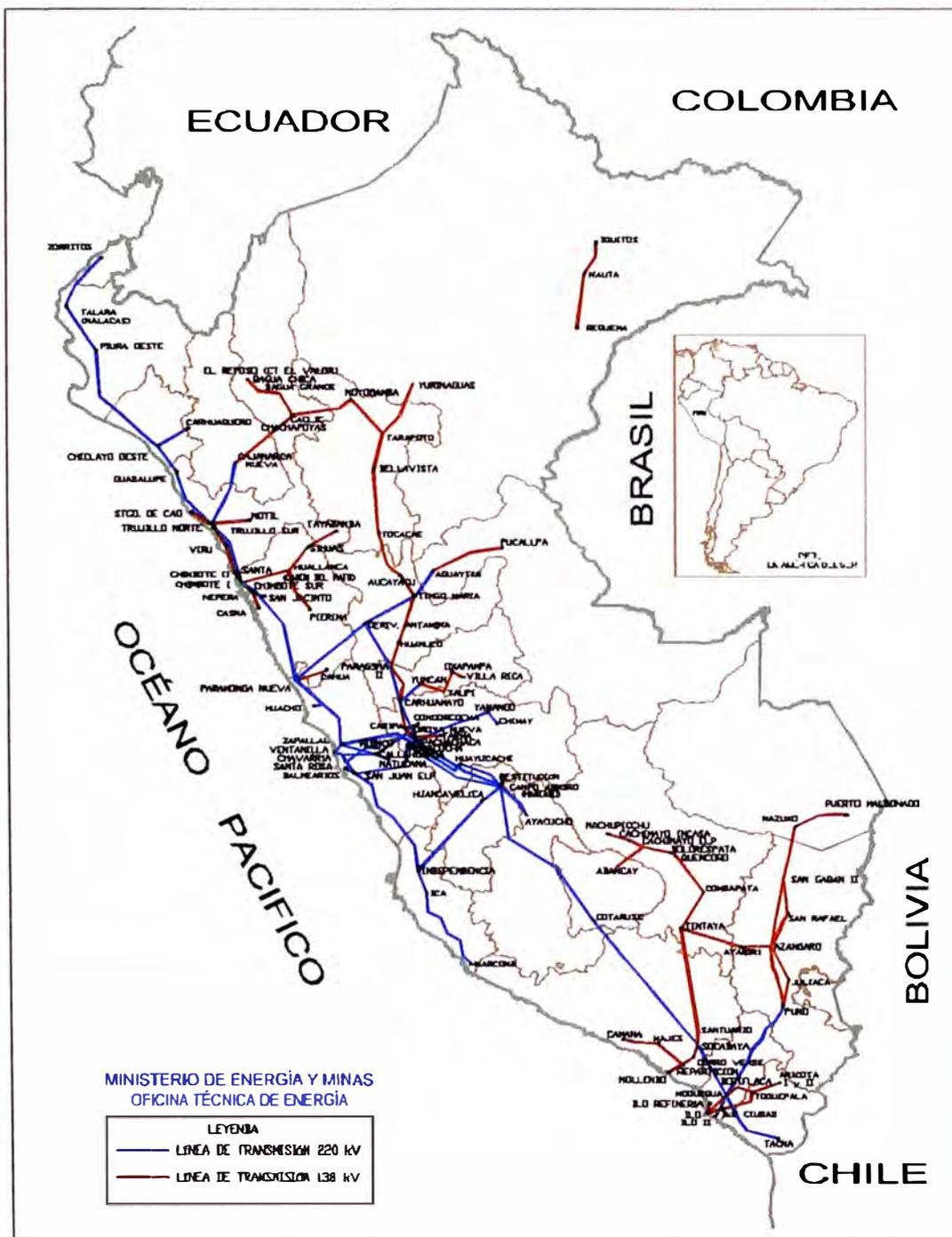


FIGURA N° 4.5
SISTEMA DE TRANSMISIÓN ESCENARIO PESIMISTA
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
AÑO 2005



4.2 POSIBILIDAD DE USO DE UN NIVEL DE EXTRA ALTA TENSIÓN EN EL PAÍS

En el año 1978 considerando la ampliación de la Central Hidroeléctrica del Mantaro y la próxima construcción de la Central Restitución; así como las posibles construcciones de grandes centrales ubicadas en las cuencas de los ríos Marañón, Alto Ucayali y Huallaga los ingenieros: Fernando Chacón C. y Eduardo Zolezzi C. elaboraron el Trabajo titulado “Selección Preliminar de la Nueva Tensión de Transmisión a Extra Alta Tensión en el Perú” para la Empresa ELECTROPERU – INIE, en la cual se indica la problemática del desarrollo futuro de la red de transmisión y la posibilidad de construir resultaba interesante examinar la oportunidad de construir nuevas líneas de transmisión a una tensión superior a los 220 kV. A continuación presentamos una síntesis de dicho trabajo:

4.2.1 SELECCIÓN PRELIMINAR DE UNA NUEVA TENSIÓN DE TRANSMISIÓN A EXTRA-ALTA TENSIÓN EN EL PERÚ (1978)

En este trabajo se han considerado tensiones de 400 y 500 kV como alternativas de la siguiente extra alta tensión por las siguientes razones:

Los valores de intercambio de potencia y las distancias de transporte que resultan son del orden de la capacidad económica de transporte de las tensiones de 400 y 500 kV.

Tanto 400 kV como 500 kV son tensiones normalizadas difundidas en el mundo y corresponden con la escala de tensión recomendada por la Comisión Electrotécnica Internacional, CEI.

En todas las alternativas se ha considerado que existen las centrales: Alto Chicama (480 MW), Olmos (250-300 MW) y Sheque (600 MW). La Central Nuclear se ha considerado ubicada preliminarmente en San Antonio, Lima, cerca del mar, solamente para efecto de balance y tendría una potencia de 500 – 750 MW, que se considera conectada a la red de 220 kV.

B. COMPARACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LOS ESQUEMAS DE TRANSPORTE EN 400 y 500 kV.

En la Tabla de resumen que se adjunta se presentan los resultados de los cálculos técnicos-económicos comparativos de las alternativas estudiadas. Los cálculos fueron hechos con indicadores de costo a precios 1975. Es necesario mencionar que los indicadores de costo de líneas y subestaciones tienen un carácter preliminar, siendo necesario una profundización en lo que respecta a los perfiles óptimos de líneas de 400 y 500 kV.

En ambas alternativas de desarrollo de Centrales (R-03 y S-07) la tensión de 500 kV es la solución recomendable para ser adoptada en el Perú. Los elementos que favorecen esta selección son los siguientes:

Economicidad

En el caso de la alternativa R-03, el esquema de transporte en 500 kV es más económico que 400 kV. Los gastos actualizados (A) en 500 kV son menores en 7,5% frente a 400 kV.

La línea Mantaro – Sider Nazca se necesita considerar como un problema distinto que depende de algunos factores de desarrollo en la región Mantaro – Centromín - Sider Nazca y Alto Ucayali.

En el caso de la alternativa S-07 el esquema de transporte en 500 kV es más económico que a 400 kV, con una ventaja de 500 kV de 8 a 10%. La línea Mantaro – Sider Nazca fue considerada, en una alternativa de cálculo, como una línea de 400 por 500 kV con dos sub estaciones en 1986.

Flexibilidad para satisfacer más convenientemente las incertidumbres de desarrollo de Demanda y Oferta a largo plazo

Si la hipótesis de desarrollo de la demanda es mayor que la prevista, aumentará la necesidad de transporte de potencia como consecuencia de incrementar la potencia en centrales, sobre todo la participación de Rentema, Paquitzapango, junto con el desarrollo de otras nuevas centrales. En estas condiciones la tensión de 400 kV necesitaría nuevas líneas de transmisión que influirán en la economicidad de la transmisión a favor de 500 kV. Aún con las actuales tendencias de aumento del ritmo de desarrollo de la demanda y oferta, la tensión de 500 kV, representa la solución más recomendable a adoptarse.

La alternativa R-03 requiere de una red de 500 kV con una inversión (I) mayor que la alternativa S-07. Esta situación parece lógica debido a la ubicación de una central nuclear cerca de los grandes centros de demanda del país, frente a la central Rentema que está ubicada a distancias promedios de 1 000 km de los centros de carga importantes.

SÍNTESIS DE CÁLCULO TÉCNICO – ECONÓMICO COMPARATIVO
(MILLONES DE SOLES)

		500 kV		400 kV		DIFERENCIAS (BASE 400 kV)			
		I	A	I	A	I	A	I %	A %
<i>ALTERNATIVA R-03</i>	A) Línea 400 (500) kV Mantaro-Sider Nazca en 1986								
	– Rentema 750 (1000) MW								
	a) Sin pérdidas	38 830	15 006	39 802	14 805	+ 972	- 201	+ 2,5	- 1,36
	b) Con pérdidas	38 830	15 006	39 802	14 843	+ 972	- 163	+ 2,5	- 1,10
	– Paquitzapango 1500 (1728) MW								
	B) Línea 400 (500) kV Mantaro-Sider Nazca en 1995								
a) Sin pérdidas	40 358	11 322	41 330	12 126	+ 972	+ 804	+ 2,41	+ 7,10	
b) Con pérdidas	40 358	11 322	41 330	12 164	+ 972	+ 842	+ 2,41	+ 7,44	
<i>ALTERNATIVA S-07</i>	A) Idem R-03								
	– Paquitzapango 1750 (1944) MW								
	a) Sin pérdidas	24 256	7 717	24 103	7 047	- 153	- 670	- 0,6	- 9,51
	b) Con pérdidas	24 256	7 717	24 103	7 118	- 153	- 599	- 0,6	- 8,42
	– Nuclear 500 (750) MW								
	B) Idem R-03								
a) Sin pérdidas	25 784	4 033	25 631	4 371	- 153	+ 338	- 0,59	+ 8,38	
b) Con pérdidas	25 784	4 033	25 631	4 442	- 153	+ 409	- 0,59	+10,14	

C. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los requerimientos de transmisión en el Perú favorecen la selección de una red de 500 kV como la red principal de transporte y una red de 220 kV como la red de distribución de energía eléctrica, teniendo como punta de suministro subestaciones de 500/220 kV.

Lo próximos estudios deberían profundizar la solución óptima de desarrollo de la red de 500 kV, teniendo en cuenta las actuales tendencias en el aumento del ritmo previsto de crecimiento de la demanda a mediano y largo plazo.

Es necesario iniciar un programa de investigación experimental para determinar los parámetros de diseño de las líneas a extra alta tensión, teniendo en cuenta que la geografía del Perú obliga a la construcción de líneas a altitudes de 5 000 m.s.n.m.

4.2.2 CASO HIPOTÉTICO ACTUAL

De acuerdo a lo mencionado anteriormente han de resultar más económicas las líneas de Extra Alta Tensión para el caso de grandes potencias de transporte y longitudes.

En el caso hipotético que se requiera transportar 600 MW desde una central instalada en el Cuzco hacia Lima (aproximadamente 1 200 km); se recomienda en forma preliminar:

i) Según la Regla de Baum o de la Milla

$$L = 1200 \text{ km} \times \frac{1 \text{ milla}}{1609 \text{ km}} = 745,8 \text{ millas}$$

$$V = 746 \text{ Kv}$$

ii) Según la Fórmula de Alfred Still

$$V_{(Kv)} = 5,5 \sqrt{\frac{1200}{1609} + \frac{600000}{100}}$$

$$V_{(Kv)} = 451,7 \text{ Kv}$$

Por lo tanto en este caso hipotético se justificaría el empleo de tensiones de Extra Alta tensión. Sin embargo de acuerdo a nuestra realidad esto es poco probable y según el Plan Referencia de Electricidad 2001 – 2010 continuaremos empleando líneas de hasta 220 kV como máximo.

CONCLUSIONES

1. Existen diversos criterios para la elección del nivel de tensión más económico, en función de la distancia y potencia transmitida, sin embargo se deben considerar solo como recomendaciones o valores referenciales ya que estas fueron establecidas para otras realidades.
2. Lo más recomendable para la elección del nivel de tensión más económico es efectuar un análisis de costos US\$/km para los niveles de tensión normalizados cercanos al valor recomendado (según las reglas) y elegir de ellos el más adecuado.
3. Estableciendo una comparación entre las líneas de 60 kV y 220 kV, podemos mencionar que en el primer caso los costos de los soportes, aisladores y subestación son menores, sin embargo es mayor el costo de los conductores.
4. No obstante que el costo US\$/km de una línea de transmisión de 138 kV es menor que una de 220 kV, en algunos casos se opta por esta última, ya que ello permite en el futuro transportar mayor potencia.

5. Antes de la creación de ELECTROPERU se emplearon para la línea de transmisión niveles de tensión en forma desordenada y las líneas de transmisión en 220 kV fueron mínimas, ya que sólo se tenían 79,3 km en 1968.
6. Luego de la creación de ELECTROPERU se establece un Plan Nacional de Electricidad, lo cual trajo como consecuencia un proceso de normalización, de las tensiones en las líneas de transmisión, incrementándose además en forma notable el número de kilómetros de línea.
7. En la mayoría de proyectos en el país en la década pasada lo que se hecho simplemente es agregar nuevas líneas de transmisión a sistemas ya existentes con tensiones normalizadas establecidas, lo cual siempre era rentable dada la cantidad de zonas existentes sin electrificar, teniendo en cuenta básicamente el beneficio social.
8. En la actualidad se requiere un mayor análisis, sobre todo tratándose de empresas privadas quienes no priorizan el beneficio social sino su rentabilidad al cabo de 30 años con la utilidad respectiva.
9. En el país se justificará con seguridad la transmisión en niveles de Extra Alta Tensión y en corriente continua para el caso del transporte de grandes potencias a gran distancia, lo cual es poco probable a corto plazo y según el Plan Referencial de Electricidad simplemente se reforzaran las líneas en 220 kV.

ANEXOS

ANEXO N° 2.1
COSTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE MADERA EN H - SIMPLE TERNA - COSTA - 120 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILÓMETRO

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P. U.	PARCIAL	us\$/km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE MADERA					9.083,11
	Poste de madera 60' cl 4	2	u	510,00	1.020,00	
	Crucetas de madera 22'	2	u	230,00	460,00	
	Brazos en X, 13'	2	u	95,00	190,00	
	Accesorios varios	1	cjto	105,60	105,60	
					1.775,60	
	Estructuras por kilometro				4,45	
	Vano promedio	290				
	Incremento por anclajes				15%	
A.2	CADENAS DE AISLADORES					1.969,70
	Cadenas de suspension					
	. aisladores antifog	5	u	15,00	75,00	
	. herrajes de suspension	1	jgo	15,00	15,00	
	. varilla de amar	1	u	7,50	7,50	
	. amortiguadores	2	u	7,50	15,00	
					112,50	
	Cadenas de anclaje					
	. aisladores antifog	6	u	15,00	90,00	
	. herrajes de anclaje	1	jgo	36,00	36,00	
	. amortiguadores	1	u	7,50	7,50	
					133,50	
	Costo promedio				123,00	
	incremento por anclajes				20%	
A.3	CONDUCTORES					2.970,00
	Conductor AAAC 120 mm2	1	km	890,00	890,00	
	Manguitos, empalmes	1	cjto	10,00	10,00	
					900,00	
	incremento por flecha y otros				10%	
A.4	COSTO DE RETENIDAS					1.220,40
	Cable alumoweld 7 No.9 AWG	21	m	2,78	58,44	
	Guardacabos	2	u	1,50	3,00	
	Mordaza preformada	2	u	13,00	26,00	
	Varilla de anclaje	1	u	13,00	13,00	
	Abrazadera	1	u	53,90	53,90	
	Bloque de concreto	1	u	20,00	20,00	
					174,34	
	Numero de retenidas por kilometro				7	
A.5	PUESTAS A TIERRA					842,95
	Conductor de bajada Cu. 35 mm2	40	m	1,65	66,00	
	Conectores bifilares	5	u	3,00	15,00	
	Conectores de cable de tierra	3	u	3,50	10,50	
	Conductor copperweld 2 AWG	70	m	1,10	77,00	
	Jabalinas copperweld 5/8" x 8'	2	u	8,00	16,00	
	Grapas de doble via	2	u	2,50	5,00	
					189,50	
	Estructuras por kilometro				4,45	
	TOTAL SUMINISTROS					16.086,16

**COSTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE MADERA EN H - SIMPLE TERNA - COSTA - 120 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILÓMETRO**

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo topografico	1	km	260,00	260,00	
B.2	Estudios geotecnicos	1	km	195,00	195,00	
B.3	Limpieza de faja servidumbre	1	km	143,00	143,00	
B.4	Campamentos	1	km	780,00	780,00	
B.5	Caminos de acceso	1	km	858,00	858,00	
B.6	Excavacion y ereccion de estructura	1	km	4.777,11	4.777,11	
B.7	Ensamble de estructura	1	km	422,50	422,50	
B.8	Instalacion de cadenas aisladoras	1	km	175,50	175,50	
B.9	Montaje de conductor	1	km	3.120,00	3.120,00	
B.10	Puestas a tierra	1	cjto	468,00	468,00	
B.11	Instalacion de retenidas	1	km	1.105,00	1.105,00	
B.12	Transporte de materiales	1	glb	5,00%	804,31	
B.13	Ingenieria y Pruebas	1	km	501,20	501,20	
	TOTAL MONTAJE				13.609,62	13.609,62
	COSTO DIRECTO					29.695,78
	I.G.V.					5.345,24
	COSTO TOTAL EJECUCION					35.041,02
	SERVIDUMBRES IMPREVISTOS SUPERVISION y ADMINISTRACION		est.			1.000,00
			%	10%		3.504,10
			%	8%		2.803,28
	COSTO TOTAL GENERAL					42.348,40

ANEXO N° 2.2
COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE MADERA EN H - SIMPLE TERNA - SIERRA - 120 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE MADERA					10.209,70
	Poste de madera 60' cl 4	2	u	510,00	1.020,00	
	Cruceas de madera 22'	2	u	230,00	460,00	
	Brazos en X, 13'	2	u	95,00	190,00	
	Accesorios varios	1	cjto	105,60	105,60	
					1.775,60	
	Estructuras por kilometro				5,00	
	Vano promedio	250				
	Incremento por anclajes				15%	
A.2	CADENAS DE AISLADORES					2.214,00
	Cadenas de suspension					
	. aisladores standard	5	u	15,00	75,00	
	. herrajes de suspension	1	jgo	15,00	15,00	
	. varilla de amar	1	u	7,50	7,50	
	. amortiguadores	2	u	7,50	15,00	
					112,50	
	Cadenas de anclaje					
	. aisladores standard	6	u	15,00	90,00	
	. herrajes de anclaje	1	jgo	36,00	36,00	
	. amortiguadores	1	u	7,50	7,50	
					133,50	
	Costo promedio				123,00	
	incremento por anclajes				20%	
A.3	CONDUCTORES					4.675,00
	Conductor AAAC 120 mm2	1	km	890,00	890,00	
	Cable de guarda Ao.Go. 38 mm2.	1	km	730,00	730,00	
	Manguitos, empalmes	1	cjto	40,00	40,00	
					1.660,00	
	Incremento por flecha y otros				10%	
A.4	COSTO DE RETENIDAS					1.220,40
	Cable alumoweld 7 No.9 AWG	21	m	2,78	58,44	
	Guardacabos	2	u	1,50	3,00	
	Mordaza preformada	2	u	13,00	26,00	
	Varilla de anclaje	1	u	13,00	13,00	
	Abrazadera	1	u	53,90	53,90	
	Bloque de concreto	1	u	20,00	20,00	
					174,34	
	Numero de retenidas por kilometro				7	
A.5	PUESTAS A TIERRA					947,50
	Conductor de bajada Cu. 35 mm2	40	m	1,65	66,00	
	Conectores biflares	5	u	3,00	15,00	
	Conectores de cable de tierra	3	u	3,50	10,50	
	Conductor copperweld 2 AWG	70	m	1,10	77,00	
	Jabalinas copperweld 5/8" x 8'	2	u	8,00	16,00	
	Grapas de doble via	2	u	2,50	5,00	
					189,50	
	Estructuras por kilometro				5,00	
	TOTAL SUMINISTROS					19.266,60

**COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE MADERA EN H - SIMPLE TERNA - SIERRA - 120 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO**

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo topografico	1	km	260,00	260,00	
B.2	Estudios geotecnicos	1	km	195,00	195,00	
B.3	Limpieza de faja servidumbre	1	km	143,00	143,00	
B.4	Campamentos	1	km	780,00	780,00	
B.5	Caminos de acceso	1	km	858,00	858,00	
B.6	Excavacion y ereccion de estructura	1	km	4.777,11	4.777,11	
B.7	Ensamble de estructura	1	km	487,50	487,50	
B.8	Instalacion de cadenas aisladoras	1	km	175,50	175,50	
B.9	Montaje de conductor y cable guarda	1	km	4.810,00	4.810,00	
B.10	Puestas a tierra	1	cjto	468,00	468,00	
B.11	Instalacion de retenidas	1	km	1.105,00	1.105,00	
B.12	Transporte de materiales	1	glb	5,00%	963,33	
B.13	Ingenieria y Pruebas	1	km	501,20	501,20	
	TOTAL MONTAJE				15.523,64	15.523,64
	COSTO DIRECTO					34.790,24
	I.G.V.					6.262,24
	COSTO TOTAL EJECUCION					41.052,49
	SERVIDUMBRES		est.			1.000,00
	IMPREVISTOS		%	10%		4.105,25
	SUPERVISION y ADMINISTRACION		%	8%		3.284,20
	COSTO TOTAL GENERAL					49.441,94

ANEXO N° 2.3
COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE MADERA EN H - SIMPLE TERNA - COSTA - 240 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P. U.	PARCIAL	us\$/km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE MADERA					9.083,11
	Poste de madera 60' cl 4	2	u	510,00	1.020,00	
	Crucetas de madera 22'	2	u	230,00	460,00	
	Brazos en X, 13'	2	u	95,00	190,00	
	Accesorios varios	1	cjto	105,60	105,60	
					1.775,60	
	Estructuras por kilometro				4,45	
	Vano promedio	290				
	Incremento por anclajes				15%	
A.2	CADENAS DE AISLADORES					2.221,91
	Cadenas de suspension					
	. aisladores antifog	5	u	15,00	75,00	
	. herrajes de suspension	1	jgo	20,00	20,00	
	. varilla de armar	1	u	7,50	7,50	
	. amortiguadores	2	u	11,00	22,00	
					124,50	
	Cadenas de anclaje					
	. aisladores antifog	6	u	15,00	90,00	
	. herrajes de anclaje	1	jgo	52,00	52,00	
	. amortiguadores	1	u	11,00	11,00	
					153,00	
	Costo promedio				138,75	
	incremento por anclajes				20%	
A.3	CONDUCTORES					5.656,20
	Conductor AAAC 240 mm ²	1	km	1.694,00	1.694,00	
	Manguitos, empalmes	1	cjto	20,00	20,00	
					1.714,00	
	incremento por flecha y otros				10%	
A.4	COSTO DE RETENIDAS					1.046,06
	Cable alumoweld 7 No.9 AWG	21	m	2,78	58,44	
	Guardacabos	2	u	1,50	3,00	
	Mordaza preformada	2	u	13,00	26,00	
	Varilla de anclaje	1	u	13,00	13,00	
	Abrazadera	1	u	53,90	53,90	
	Bloque de concreto	1	u	20,00	20,00	
					174,34	
	Numero de retenidas por kilometro				6	
A.5	PUESTAS A TIERRA					842,95
	Conductor de bajada Cu. 35 mm ²	40	m	1,65	66,00	
	Conectores bifilares	5	u	3,00	15,00	
	Conectores de cable de tierra	3	u	3,50	10,50	
	Conductor copperweld 2 AWG	70	m	1,10	77,00	
	Jabalinas copperweld 5/8" x 8'	2	u	8,00	16,00	
	Grapas de doble via	2	u	2,50	5,00	
					189,50	
	Estructuras por kilometro				4,45	
	TOTAL SUMINISTROS					18.850,23

**COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE MADERA EN H - SIMPLE TERNA - COSTA - 240 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO**

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P. U.	PARCIAL	us\$/km
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo topografico	1	km	260,00	260,00	
B.2	Estudios geotecnicos	1	km	195,00	195,00	
B.3	Limpieza de faja servidumbre	1	km	143,00	143,00	
B.4	Campamentos	1	km	780,00	780,00	
B.5	Caminos de acceso	1	km	858,00	858,00	
B.6	Excavacion y ereccion de estructura	1	km	4.290,00	4.290,00	
B.7	Ensamble de estructura	1	km	422,50	422,50	
B.8	Instalacion de cadenas aisladoras	1	km	175,50	175,50	
B.9	Montaje de conductor	1	km	4.290,00	4.290,00	
B.10	Puestas a tierra	1	cjto	468,00	468,00	
B.11	Instalacion de retenidas	1	km	1.105,00	1.105,00	
B.12	Transporte de materiales	1	glb	5,00%	942,51	
B.13	Ingenieria y Pruebas	1	km	501,20	501,20	
	TOTAL MONTAJE				14.430,72	14.430,72
	COSTO DIRECTO					33.280,95
	I.G.V.					5.990,57
	COSTO TOTAL EJECUCION					39.271,52
	SERVIDUMBRES IMPREVISTOS		est.			1.000,00
	SUPERVISION y ADMINISTRACION		%	10%		3.927,15
			%	8%		3.141,72
	COSTO TOTAL GENERAL					47.340,39

ANEXO N° 2.4
COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE MADERA EN H - SIMPLE TERNA - SIERRA - 240 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE MADERA					10.209,70
	Poste de madera 60' cl 4	2	u	510,00	1.020,00	
	Crucetas de madera 22'	2	u	230,00	460,00	
	Brazos en X, 13'	2	u	95,00	190,00	
	Accesorios varios	1	cjto	105,60	105,60	
					1.775,60	
	Estructuras por kilometro				5,00	
	Vano promedio	250				
	Incremento por anclajes				15%	
A.2	CADENAS DE AISLADORES					2.214,00
	Cadenas de suspension					
	. aisladores standard	5	u	15,00	75,00	
	. herrajes de suspension	1	jgo	15,00	15,00	
	. varilla de armar	1	u	7,50	7,50	
	. amortiguadores	2	u	7,50	15,00	
					112,50	
	Cadenas de anclaje					
	. aisladores standard	6	u	15,00	90,00	
	. herrajes de anclaje	1	jgo	36,00	36,00	
	. amortiguadores	1	u	7,50	7,50	
					133,50	
	Costo promedio				123,00	
	incremento por anclajes				20%	
A.3	CONDUCTORES					7.328,20
	Conductor AAAC 240 mm2	1	km	1.694,00	1.694,00	
	Cable de guarda Ao.Go. 38 mm2.	1	km	730,00	730,00	
	Manguitos, empalmes	1	cjto	40,00	40,00	
					2.464,00	
	Incremento por flecha y otros				10%	
A.4	COSTO DE RETENIDAS					1.220,40
	Cable alumoweld 7 No.9 AWG	21	m	2,78	58,44	
	Guardacabos	2	u	1,50	3,00	
	Mordaza preformada	2	u	13,00	26,00	
	Varilla de anclaje	1	u	13,00	13,00	
	Abrazadera	1	u	53,90	53,90	
	Bloque de concreto	1	u	20,00	20,00	
					174,34	
	Numero de retenidas por kilometro				7	
A.5	PUESTAS A TIERRA					947,50
	Conductor de bajada Cu. 35 mm2	40	m	1,65	66,00	
	Conectores bifilares	5	u	3,00	15,00	
	Conectores de cable de tierra	3	u	3,50	10,50	
	Conductor copperweld 2 AWG	70	m	1,10	77,00	
	Jabalinas copperweld 5/8" x 8'	2	u	8,00	16,00	
	Grapas de doble via	2	u	2,50	5,00	
					189,50	
	Estructuras por kilometro				5,00	
	TOTAL SUMINISTROS					21.919,80

**COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE MADERA EN H - SIMPLE TERNA - SIERRA - 240 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO**

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo topografico	1	km	260,00	260,00	
B.2	Estudios geotecnicos	1	km	195,00	195,00	
B.3	Limpieza de faja servidumbre	1	km	143,00	143,00	
B.4	Campamentos	1	km	780,00	780,00	
B.5	Caminos de acceso	1	km	858,00	858,00	
B.6	Excavacion y ereccion de estructura	1	km	4.777,11	4.777,11	
B.7	Ensamble de estructura	1	km	487,50	487,50	
B.8	Instalacion de cadenas aisladoras	1	km	175,50	175,50	
B.9	Montaje de conductor y cable guarda	1	km	7.280,00	7.280,00	
B.10	Puestas a tierra	1	cjto	468,00	468,00	
B.11	Instalacion de retenidas	1	km	1.105,00	1.105,00	
B.12	Transporte de materiales	1	gib	5,00%	1.095,99	
B.13	Ingenieria y Pruebas	1	km	501,20	501,20	
	TOTAL MONTAJE				18.126,30	18.126,30
	COSTO DIRECTO					40.046,10
	I.G.V.					7.208,30
	COSTO TOTAL EJECUCION					47.254,40
	SERVIDUMBRES		est.			1.000,00
	IMPREVISTOS		%	10%		4.725,44
	SUPERVISION y ADMINISTRACION		%	8%		3.780,35
	COSTO TOTAL GENERAL					56.760,20

ANEXO N° 2.5
COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE CONCRETO - SIMPLE TERNA - COSTA - 120 mm² AAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE CONCRETO					4.950,00
	Poste de concreto 18 m - 600 kg	1	u	675,00	675,00	
	Crucetas y mensulas de concreto	1	u	100,00	100,00	
	Base prefabricada	1	u	180,00	180,00	
	Accesorios varios	1	cjto	35,00	35,00	
					990,00	
	Estructuras por kilometro				4,17	
	Vano promedio	240				
	Incremento por anclajes				20%	
A.2	CADENAS DE AISLADORES					1.845,00
	Cadenas de suspension					
	. aisladores antifog	5	u	15,00	75,00	
	. herrajes de suspension	1	jgo	15,00	15,00	
	. varilla de armar	1	u	7,50	7,50	
	. amortiguadores	2	u	7,50	15,00	
					112,50	
	Cadenas de anclaje					
	. aisladores antifog	6	u	15,00	90,00	
	. herrajes de anclaje	1	jgo	36,00	36,00	
	. amortiguadores	1	u	7,50	7,50	
					133,50	
	Costo promedio				123,00	
	incremento por anclajes				20%	
A.3	CONDUCTORES					2.970,00
	Conductor AAAC 120 mm2	1	km	890,00	890,00	
	Manguitos, empalmes	1	cjto	10,00	10,00	
					900,00	
	incremento por flecha y otros				10%	
A.4	COSTO DE RETENIDAS					871,72
	Cable alumoweld 7 No.9 AWG	21	m	2,78	58,44	
	Guardacabos	2	u	1,50	3,00	
	Mordaza preformada	2	u	13,00	26,00	
	Varilla de anclaje	1	u	13,00	13,00	
	Abrazadera	1	u	53,90	53,90	
	Bloque de concreto	1	u	20,00	20,00	
					174,34	
	Numero de retenidas por kilometro				5	
A.5	PUESTAS A TIERRA					789,58
	Conductor de bajada Cu. 35 mm2	40	m	1,65	66,00	
	Conectores bifilares	5	u	3,00	15,00	
	Conectores de cable de tierra	3	u	3,50	10,50	
	Conductor copperweld 2 AWG	70	m	1,10	77,00	
	Jabalinas copperweld 5/8" x 8'	2	u	8,00	16,00	
	Grapas de doble via	2	u	2,50	5,00	
					189,50	
	Estructuras por kilometro				4,17	
	TOTAL SUMINISTROS					11.426,30

**COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE CONCRETO - SIMPLE TERNA - COSTA - 120 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILÓMETRO**

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo topografico	1	km	260,00	260,00	
B.2	Estudios geotecnicos	1	km	195,00	195,00	
B.3	Limpieza de faja servidumbre	1	km	143,00	143,00	
B.4	Campamentos	1	km	780,00	780,00	
B.5	Caminos de acceso	1	km	2.054,00	2.054,00	
B.6	Excavacion y cimentacion	1	km	2.730,00	2.730,00	
B.7	Ensamble de estructura	1	km	2.340,00	2.340,00	
B.8	Instalacion de cadenas aisladoras	1	km	234,00	234,00	
B.9	Montaje de conductor	1	km	3.900,00	3.900,00	
B.10	Puestas a tierra	1	cjto	468,00	468,00	
B.11	Instalacion de retenidas	1	km	1.040,00	1.040,00	
B.12	Transporte de materiales	1	glb	8,00%	914,10	
B.13	Ingenieria y Pruebas	1	km	650,00	650,00	
	TOTAL MONTAJE				15.708,10	15.708,10
	COSTO DIRECTO					27.134,40
	I.G.V.					4.884,19
	COSTO TOTAL EJECUCION					32.018,59
	SERVIDUMBRES		est.			1.000,00
	IMPREVISTOS		%	10%		3.201,86
	SUPERVISION y ADMINISTRACION		%	8%		2.561,49
	COSTO TOTAL GENERAL					38.781,94

ANEXO N° 2.6
COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE CONCRETO - SIMPLE TERNA - COSTA - 240 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE CONCRETO					6.480,00
	Poste de concreto 18 m - 900 kg	1	u	880,00	880,00	
	Crucetas y mensulas de concreto	1	u	100,00	100,00	
	Bases prefabricada	1	u	200,00	200,00	
	Accesorios varios	1	cjto	35,00	35,00	
					1.215,00	
	Estructuras por kilometro				4,44	
	Vano promedio	225				
	Incremento por anclajes				20%	
A.2	CADENAS DE AISLADORES					2.220,00
	Cadenas de suspension					
	. aisladores antifog	5	u	15,00	75,00	
	. herrajes de suspension	1	jgo	20,00	20,00	
	. varilla de amar	1	u	7,50	7,50	
	. amortiguadores	2	u	11,00	22,00	
					124,50	
	Cadenas de anclaje					
	. aisladores antifog	6	u	15,00	90,00	
	. herrajes de anclaje	1	jgo	52,00	52,00	
	. amortiguadores	1	u	11,00	11,00	
					153,00	
	Costo promedio				138,75	
	incremento por anclajes				20%	
A.3	CONDUCTORES					5.656,20
	Conductor AAAC 240 mm2	1	km	1.694,00	1.694,00	
	Manguitos, empalmes	1	cjto	20,00	20,00	
					1.714,00	
	incremento por flecha y otros				10%	
A.4	COSTO DE RETENIDAS					871,72
	Cable alumoweld 7 No.9 AWG	21	m	2,78	58,44	
	Guardacabos	2	u	1,50	3,00	
	Mordaza preformada	2	u	13,00	26,00	
	Varilla de anclaje	1	u	13,00	13,00	
	Abrazadera	1	u	53,90	53,90	
	Bloque de concreto	1	u	20,00	20,00	
					174,34	
	Numero de retenidas por kilometro				5	
A.5	PUESTAS A TIERRA					842,22
	Conductor de bajada Cu. 35 mm2	40	m	1,65	66,00	
	Conectores bifilares	5	u	3,00	15,00	
	Conectores de cable de tierra	3	u	3,50	10,50	
	Conductor copperweld 2 AWG	70	m	1,10	77,00	
	Jabalinas copperweld 5/8" x 8'	2	u	8,00	16,00	
	Grapas de doble via	2	u	2,50	5,00	
					189,50	
	Estructuras por kilometro				4,44	
	TOTAL SUMINISTROS					16.070,14

**COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE CONCRETO - SIMPLE TERNA - COSTA - 240 mm² AAC
COSTOS EN USDOLARES/KILÓMETRO**

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo topografico	1	km	260,00	260,00	
B.2	Estudios geotecnicos	1	km	195,00	195,00	
B.3	Limpieza de faja servidumbre	1	km	143,00	143,00	
B.4	Campamentos	1	km	780,00	780,00	
B.5	Caminos de acceso	1	km	1.885,00	1.885,00	
B.6	Excavacion y cimentacion	1	km	2.730,00	2.730,00	
B.7	Ensamble de estructura	1	km	2.730,00	2.730,00	
B.8	Instalacion de cadenas aisladoras	1	km	234,00	234,00	
B.9	Montaje de conductor	1	km	4.680,00	4.680,00	
B.10	Puestas a tierra	1	cjto	468,00	468,00	
B.11	Instalacion de retenidas	1	km	1.040,00	1.040,00	
B.12	Transporte de materiales	1	glb	8,00%	1.285,61	
B.13	Ingenieria y Pruebas	1	km	650,00	650,00	
	TOTAL MONTAJE				17.080,61	17.080,61
	COSTO DIRECTO					33.150,75
	I.G.V.					5.967,13
	COSTO TOTAL EJECUCION					39.117,88
	SERVIDUMBRES		est.			1.000,00
	IMPREVISTOS		%	10%		3.911,79
	SUPERVISION y ADMINISTRACION		%	8%		3.129,43
	COSTO TOTAL GENERAL					47.159,10

ANEXO Nº 2.7
COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE FIERRO - SIMPLE TERNA - SIERRA - 120 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILÓMETRO

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE FIERRO					8.742,86
	Poste de fierro 16 m - 600 kg	1	u	1.450,00	1.450,00	
	Crucetas y mensulas de fierro	1	u	inc.	0,00	
	Mensulas de concreto	1	u	inc	0,00	
	Accesorios varios	1	cjto	80,00	80,00	
					1.530,00	
	Estructuras por kilometro				4,76	
	Vano promedio	210				
	Incremento por anclajes				20%	
A.2	CADENAS DE AISLADORES					2.108,57
	Cadenas de suspension					
	. aisladores antifog	5	u	15,00	75,00	
	. herrajes de suspension	1	jgo	15,00	15,00	
	. varilla de armar	1	u	7,50	7,50	
	. amortiguadores	2	u	7,50	15,00	
					112,50	
	Cadenas de anclaje					
	. aisladores antifog	6	u	15,00	90,00	
	. herrajes de anclaje	1	jgo	36,00	36,00	
	. amortiguadores	1	u	7,50	7,50	
					133,50	
	Costo promedio				123,00	
	incremento por anclajes				20%	
A.3	CONDUCTORES					3.872,00
	Conductor AAAC 120 mm2	1	km	890,00	890,00	
	Cable de guarda Ao.Go. 38 mm2.	1	km	730,00	730,00	
	Manguitos, empalmes	1	cjto	40,00	40,00	
					1.660,00	
	Incremento por flecha y otros				10%	
A.4	COSTO DE RETENIDAS					1.046,06
	Cable alumoweld 7 No.9 AWG	21	m	2,78	58,44	
	Guardacabos	2	u	1,50	3,00	
	Mordaza preformada	2	u	13,00	26,00	
	Varilla de anclaje	1	u	13,00	13,00	
	Abrazadera	1	u	53,90	53,90	
	Bloque de concreto	1	u	20,00	20,00	
					174,34	
	Numero de retenidas por kilometro				6	
A.5	PUESTAS A TIERRA					954,76
	Conductor de bajada Cu. 35 mm2	40	m	1,65	66,00	
	Conectores bifilares	5	u	3,00	15,00	
	Conectores de cable de tierra	3	u	3,50	10,50	
	Conductor copperweld 2 AWG	80	m	1,10	88,00	
	Jabalinas copperweld 5/8" x 8'	2	u	8,00	16,00	
	Grapas de doble via	2	u	2,50	5,00	
					200,50	
	Estructuras por kilometro				4,76	
	TOTAL SUMINISTROS					16.724,25

**COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60 - 66 kV
ESTRUCTURAS DE FIERRO - SIMPLE TERNA - SIERRA - 120 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILÓMETRO**

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo topografico	1	km	260,00	260,00	
B.2	Estudios geotecnicos	1	km	195,00	195,00	
B.3	Limpieza de faja servidumbre	1	km	143,00	143,00	
B.4	Campamentos	1	km	780,00	780,00	
B.5	Caminos de acceso	1	km	1.300,00	1.300,00	
B.6	Excavacion y cimentacion	1	km	2.860,00	2.860,00	
B.7	Ensamble de estructura	1	km	2.340,00	2.340,00	
B.8	Instalacion de cadenas aisladoras	1	km	234,00	234,00	
B.9	Montaje de conductor y cable guarda	1	km	4.810,00	4.810,00	
B.10	Puestas a tierra	1	cjto	468,00	468,00	
B.11	Instalacion de retenidas	1	km	1.040,00	1.040,00	
B.12	Transporte de materiales	1	glb	8,00%	1.337,94	
B.13	Ingenieria y Pruebas	1	km	650,00	650,00	
	TOTAL MONTAJE				16.417,94	16.417,94
	COSTO DIRECTO					33.142,19
	I.G.V.					5.965,59
	COSTO TOTAL EJECUCION					39.107,78
	SERVIDUMBRES		est.			1.000,00
	IMPREVISTOS		%	10%		3.910,78
	SUPERVISION y ADMINISTRACION		%	8%		3.128,62
	COSTO TOTAL GENERAL					47.147,18

ANEXO N° 2.8
COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60-66 kV
ESTRUCTURAS DE ACERO - SIMPLE TERNA - SIERRA - 120 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE ACERO					9.901,50
	Torres galvanizadas	1	u	2.000,00	2.000,00	
	Parrillas galvanizadas	4	u	115,00	460,00	
					2.460,00	
	Estructuras por kilometro				3,50	
	Vano promedio	400				
	Incremento por anclajes				15%	
A.2	CADENAS DE AISLADORES					1.748,25
	Cadenas de suspension					
	. aisladores standard	5	u	15,00	75,00	
	. herrajes de suspension	1	jgo	20,00	20,00	
	. varilla de armar	1	u	7,50	7,50	
	. amortiguadores	2	u	11,00	22,00	
					124,50	
	Cadenas de anclaje					
	. aisladores standard	6	u	15,00	90,00	
	. herrajes de anclaje	1	jgo	52,00	52,00	
	. amortiguadores	1	u	11,00	11,00	
					153,00	
	Costo promedio				138,75	
	incremento por anclajes y otros				20%	
A.3	CONDUCTORES					3.894,00
	Conductor AAAC 120 mm ²	1	km	890,00	890,00	
	Cable de guarda Ao.Go. 38 mm ² .	1	km	750,00	750,00	
	Manguitos, empalmes	1	cjto	40,00	40,00	
					1.680,00	
	Incremento por flecha y otros				10%	
A.4	ACCESORIOS DE CABLE GUARDA					609,00
	Ensamble de suspension	1	u	80,00	80,00	
	Ensamble de anclaje	1	u	120,00	120,00	
	Costo promedio				100,00	
	Amortiguadores	2	u	30,00	60,00	
	Conectores bimetalicos	2	u	7,00	14,00	
	Numero de torres por km				3,50	
A.5	PUESTAS A TIERRA					430,50
	Conductor de bajada Cu. 35 mm ²	0	m	1,65	0,00	
	Conectores bifilares	0	u	3,00	0,00	
	Conectores de cable de tierra	4	u	3,50	14,00	
	Conductor copperweld 2 AWG	80	m	1,10	88,00	
	Jabalinas copperweld 5/8" x 8'	2	u	8,00	16,00	
	Grapas de doble via	2	u	2,50	5,00	
					123,00	
	Estructuras por kilometro				3,50	
	TOTAL SUMINISTROS					16.583,25

**COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 60-66 kV
ESTRUCTURAS DE ACERO - SIMPLE TERNA - SIERRA - 120 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO**

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo topografico	1	km	455,00	455,00	
B.2	Estudios geotecnicos	1	km	468,00	468,00	
B.3	Limpieza de faja servidumbre	1	km	520,00	520,00	
B.4	Campamentos	1	km	416,00	416,00	
B.5	Caminos de acceso	1	km	1.170,00	1.170,00	
B.6	Excavacion, relleno y fundaciones	1	km	3.120,00	3.120,00	
B.7	Ensamble de estructura	1	km	3.315,00	3.315,00	
B.8	Instalacion de cadenas aisladoras	1	km	507,00	507,00	
B.9	Montaje de conductor y cable guarda	1	km	4.784,00	4.784,00	
B.10	Puestas a tierra	1	cjto	975,00	975,00	
B.11	Instalacion de retenidas	1	km	0,00	0,00	
B.12	Transporte de materiales	1	glb	5,00%	829,16	
B.13	Ingenieria y Pruebas	1	km	468,00	468,00	
	TOTAL MONTAJE				17.027,16	17.027,16
	COSTO DIRECTO					33.610,41
	I.G.V.					6.049,87
	COSTO TOTAL EJECUCION					39.660,29
	SERVIDUMBRES IMPREVISTOS		est.			1.000,00
	SUPERVISION y ADMINISTRACION		%	10%		3.966,03
			%	8%		3.172,82
	COSTO TOTAL GENERAL					47.799,14

ANEXO N° 2.9
COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 138 kV
ESTRUCTURAS DE MADERA EN H - SIMPLE TERNA - SIERRA - 120 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE MADERA					10.209,70
	Poste de madera 60' cl 4	2	u	510,00	1.020,00	
	Crucetas de madera 22'	2	u	230,00	460,00	
	Brazos en X, 13'	2	u	95,00	190,00	
	Accesorios varios	1	cjto	105,60	105,60	
					1.775,60	
	Estructuras por kilometro				5,00	
	Vano promedio	250				
	Incremento por anclajes				15%	
A.2	CADENAS DE AISLADORES					2.214,00
	Cadenas de suspension					
	. aisladores standard	5	u	15,00	75,00	
	. herrajes de suspension	1	jgo	15,00	15,00	
	. varilla de armar	1	u	7,50	7,50	
	. amortiguadores	2	u	7,50	15,00	
					112,50	
	Cadenas de anclaje					
	. aisladores standard	6	u	15,00	90,00	
	. herrajes de anclaje	1	jgo	36,00	36,00	
	. amortiguadores	1	u	7,50	7,50	
					133,50	
	Costo promedio				123,00	
	incremento por anclajes				20%	
A.3	CONDUCTORES					4.675,00
	Conductor AAAC 120 mm2	1	km	890,00	890,00	
	Cable de guarda Ao.Go. 38 mm2.	1	km	730,00	730,00	
	Manguitos, empalmes	1	cjto	40,00	40,00	
					1.660,00	
	Incremento por flecha y otros				10%	
A.4	COSTO DE RETENIDAS					1.220,40
	Cable alumoweld 7 No.9 AWG	21	m	2,78	58,44	
	Guardacabos	2	u	1,50	3,00	
	Mordaza preformada	2	u	13,00	26,00	
	Varilla de anclaje	1	u	13,00	13,00	
	Abrazadera	1	u	53,90	53,90	
	Bloque de concreto	1	u	20,00	20,00	
					174,34	
	Numero de retenidas por kilometro				7	
A.5	PUESTAS A TIERRA					947,50
	Conductor de bajada Cu. 35 mm2	40	m	1,65	66,00	
	Conectores bifilares	5	u	3,00	15,00	
	Conectores de cable de tierra	3	u	3,50	10,50	
	Conductor copperweld 2 AWG	70	m	1,10	77,00	
	Jabalinas copperweld 5/8" x 8'	2	u	8,00	16,00	
	Grapas de doble via	2	u	2,50	5,00	
					189,50	
	Estructuras por kilometro				5,00	
	TOTAL SUMINISTROS					19.266,60

**COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 138 kV
ESTRUCTURAS DE MADERA EN H - SIMPLE TERNA - SIERRA - 120 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO**

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo topografico	1	km	260,00	260,00	
B.2	Estudios geotecnicos	1	km	195,00	195,00	
B.3	Limpieza de faja servidumbre	1	km	143,00	143,00	
B.4	Campamentos	1	km	780,00	780,00	
B.5	Caminos de acceso	1	km	858,00	858,00	
B.6	Excavacion y ereccion de estructura	1	km	4.777,11	4.777,11	
B.7	Ensamble de estructura	1	km	487,50	487,50	
B.8	Instalacion de cadenas aisladoras	1	km	175,50	175,50	
B.9	Montaje de conductor y cable guarda	1	km	4.810,00	4.810,00	
B.10	Puestas a tierra	1	cjto	468,00	468,00	
B.11	Instalacion de retenidas	1	km	1.105,00	1.105,00	
B.12	Transporte de materiales	1	glb	5,00%	963,33	
B.13	Ingenieria y Pruebas	1	km	501,20	501,20	
	TOTAL MONTAJE				15.523,64	15.523,64
	COSTO DIRECTO					34.790,24
	I.G.V.					6.262,24
	COSTO TOTAL EJECUCION					41.052,49
	SERVIDUMBRES IMPREVISTOS SUPERVISION y ADMINISTRACION		est. % %	10% 8%		1.000,00 4.105,25 3.284,20
	COSTO TOTAL GENERAL					49.441,94

ANEXO N° 2.10
COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 138 kV
ESTRUCTURAS DE ACERO - SIMPLE TERNA - COSTA - 240 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE ACERO					10.879,00
	Torres galvanizadas	1	u	2.100,00	2.100,00	
	Parrillas galvanizadas	4	u	120,00	480,00	
					2.580,00	
	Estructuras por kilometro				3,67	
	Vano promedio	375				
	Incremento por anclajes				15%	
A.2	CADENAS DE AISLADORES					3.145,31
	Cadenas de suspension					
	. aisladores standard	11	u	15,00	165,00	
	. herrajes de suspension	1	jgo	20,00	20,00	
	. varilla de amar	1	u	7,50	7,50	
	. amortiguadores	2	u	11,00	22,00	
					214,50	
	Cadenas de anclaje					
	. aisladores standard	12	u	15,00	180,00	
	. herrajes de anclaje	1	jgo	52,00	52,00	
	. amortiguadores	1	u	11,00	11,00	
					243,00	
	Costo promedio				228,75	
	incremento por anclajes y otros				25%	
A.3	CONDUCTORES					5.672,70
	Conductor AAAC 240 mm ²	1	km	1.694,00	1.694,00	
	Cable de guarda Ao.Go. 38 mm ² .	0	km	1.000,00	0,00	
	Manguitos, empalmes	1	cjto	25,00	25,00	
					1.719,00	
	Incremento por flecha y otros				10%	
A.4	ACCESORIOS DE CABLE GUARDA					0,00
	Ensamble de suspension	0	u	100,00	0,00	
	Ensamble de anclaje	0	u	200,00	0,00	
	Costo promedio				0,00	
	Amortiguadores	0	u	30,00	0,00	
	Conectores bimetalicos	0	u	7,00	0,00	
	Numero de torres por km				3,67	
A.5	PUESTAS A TIERRA					451,00
	Conductor de bajada Cu. 35 mm ²	0	m	1,65	0,00	
	Conectores bifilares	0	u	3,00	0,00	
	Conectores de cable de tierra	4	u	3,50	14,00	
	Conductor copperweld 2 AWG	80	m	1,10	88,00	
	Jabalinas copperweld 5/8" x 8'	2	u	8,00	16,00	
	Grapas de doble via	2	u	2,50	5,00	
					123,00	
	Estructuras por kilometro				3,67	
	TOTAL SUMINISTROS					20.148,01

**COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 138 kV
ESTRUCTURAS DE ACERO - SIMPLE TERNA - COSTA - 240 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO**

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo topografico	1	km	715,00	715,00	
B.2	Estudios geotecnicos	1	km	325,00	325,00	
B.3	Limpieza de faja servidumbre	1	km	455,00	455,00	
B.4	Campamentos	1	km	1.235,00	1.235,00	
B.5	Caminos de acceso	1	km	1.300,00	1.300,00	
B.6	Excavacion, relleno y fundaciones	1	km	4.030,00	4.030,00	
B.7	Ensamble de estructura	1	km	4.810,00	4.810,00	
B.8	Instalacion de cadenas aisladoras	1	km	910,00	910,00	
B.9	Montaje de conductor	1	km	5.850,00	5.850,00	
B.10	Puestas a tierra	1	cjto	1.300,00	1.300,00	
B.11	Instalacion de retenidas	1	km	0,00	0,00	
B.12	Transporte de materiales	1	glb	5,00%	1.007,40	
B.13	Ingenieria y Pruebas	1	km	1.495,00	1.495,00	
	TOTAL MONTAJE				23.432,40	23.432,40
	COSTO DIRECTO					43.580,41
	I.G.V.					7.844,47
	COSTO TOTAL EJECUCION					51.424,89
	SERVIDUMBRES IMPREVISTOS SUPERVISION y ADMINISTRACION		est.			1.000,00
			%	10%		5.142,49
			%	8%		4.113,99
	COSTO TOTAL GENERAL					61.681,37

ANEXO N° 2.11
COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 138 kV
ESTRUCTURAS DE ACERO - SIMPLE TERNA - SIERRA - 240 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE ACERO					11.891,00
	Torres galvanizadas	1	u	2.300,00	2.300,00	
	Parrillas galvanizadas	4	u	130,00	520,00	
					2.820,00	
	Estructuras por kilometro				3,67	
	Vano promedio	375				
	Incremento por anclajes				15%	
A.2	CADENAS DE AISLADORES					3.145,31
	Cadenas de suspension					
	. aisladores standard	11	u	15,00	165,00	
	. herrajes de suspension	1	jgo	20,00	20,00	
	. varilla de armar	1	u	7,50	7,50	
	. amortiguadores	2	u	11,00	22,00	
					214,50	
	Cadenas de anclaje					
	. aisladores standard	12	u	15,00	180,00	
	. herrajes de anclaje	1	jgo	52,00	52,00	
	. amortiguadores	1	u	11,00	11,00	
					243,00	
	Costo promedio				228,75	
	incremento por anclajes y otros				25%	
A.3	CONDUCTORES					6.855,20
	Conductor AAAC 240 mm2	1	km	1.694,00	1.694,00	
	Cable de guarda Ao.Go. 38 mm2.	1	km	1.000,00	1.000,00	
	Manguitos, empalmes	1	cjto	50,00	50,00	
					2.744,00	
	Incremento por flecha y otros				10%	
A.4	ACCESORIOS DE CABLE GUARDA					821,33
	Ensamble de suspension	1	u	100,00	100,00	
	Ensamble de anclaje	1	u	200,00	200,00	
	Costo promedio				150,00	
	Amortiguadores	2	u	30,00	60,00	
	Conectores bimetalicos	2	u	7,00	14,00	
	Numero de torres por km				3,67	
A.5	PUESTAS A TIERRA					451,00
	Conductor de bajada Cu. 35 mm2	0	m	1,65	0,00	
	Conectores bifilares	0	u	3,00	0,00	
	Conectores de cable de tierra	4	u	3,50	14,00	
	Conductor copperweld 2 AWG	80	m	1,10	88,00	
	Jabalinas copperweld 5/8" x 8'	2	u	8,00	16,00	
	Grapas de doble via	2	u	2,50	5,00	
					123,00	
	Estructuras por kilometro				3,67	
	TOTAL SUMINISTROS					23.163,85

**COSTO DE LINEAS DE TRANSMISION 138 kV
ESTRUCTURAS DE ACERO - SIMPLE TERNA - SIERRA - 240 mm² AAAC
COSTOS EN USDOLARES/KILOMETRO**

ITEM	COMPONENTE	Cant	Und	P.U.	PARCIAL	us\$/km
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo topografico	1	km	715,00	715,00	
B.2	Estudios geotecnicos	1	km	325,00	325,00	
B.3	Limpieza de faja servidumbre	1	km	455,00	455,00	
B.4	Campamentos	1	km	1.235,00	1.235,00	
B.5	Caminos de acceso	1	km	1.300,00	1.300,00	
B.6	Excavacion, relleno y fundaciones	1	km	4.030,00	4.030,00	
B.7	Ensamble de estructura	1	km	4.810,00	4.810,00	
B.8	Instalacion de cadenas aisladoras	1	km	910,00	910,00	
B.9	Montaje de conductor y cable guarda	1	km	7.280,00	7.280,00	
B.10	Puestas a tierra	1	cjto	1.300,00	1.300,00	
B.11	Instalacion de retenidas	1	km	0,00	0,00	
B.12	Transporte de materiales	1	glb	5,00%	1.158,19	
B.13	Ingenieria y Pruebas	1	km	1.495,00	1.495,00	
	TOTAL MONTAJE				25.013,19	25.013,19
	COSTO DIRECTO					48.177,04
	I.G.V.					8.671,87
	COSTO TOTAL EJECUCION					56.848,90
	SERVIDUMBRES		est.			1.000,00
	IMPREVISTOS		%	10%		5.684,89
	SUPERVISION y ADMINISTRACION		%	8%		4.547,91
	COSTO TOTAL GENERAL					68.081,71

ANEXO N° 3.1
CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES HIDRÁULICAS
EXISTENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

CENTRAL	TENSION (KV)	POTENCIA INSTALADA		P. EFECTIVA (MW)	P. REACTIVA (MVAR)	N° DE GRUPOS	EMPRESA
		(MVA)	(MW)				
MANTARO	13,8	840,0	798,0	631,8	216,0	7	ELECTROPERÚ
RESTITUCION	13,8	247,5	210,4	209,7	130,4	3	ELECTROPERÚ
CANÓN DEL PATO	13,8	259,6	246,6	245,3	51,6	6	EGENOR
CARHUAQUERO	10,0	96,8	95,0	95,0	36,0	3	EGENOR
HUINCO	12,5	340,0	258,4	247,3	217,6	4	EDEGEL
MATUCANA	12,5	160,0	128,6	128,6	104,9	2	EDEGEL
MOYOPAMPA	10,0	90,0	89,3	64,7	64,2	3	EDEGEL
CALLAHUANCA_A	8,0	44,0	29,1	37,7	33,0	1	EDEGEL
CALLAHUANCA_B	6,5	52,5	47,3	36,7	22,8	3	EDEGEL
HUAMPANI	10,0	44,8	31,4	30,2	19,6	2	EDEGEL
CHIMAY	13,8	168,0	156,0	149,0	84,0	2	EDEGEL
YANANGO	10,0	49,8	42,3	42,6	26,0	1	EDEGEL
CAHUA	10,0	55,0	43,6	43,1	38,0	2	CAHUA
PARJAC	10,0	5,2	4,9	4,4	1,7	5	CAHUA
GALLITO CIEGO	10,5	40,0	38,1	38,1	21,1	2	C.N. PACASMAYO
YAUPI	13,8	120,0	107,9	104,9	62,5	5	ELECTROANDES
MALPASO	6,9	68,0	64,4	48,0	43,5	4	ELECTROANDES
PACHACHACA	2,3	15,0	12,3	12,3	9,0	4	ELECTROANDES
OROYA	2,3	11,3	9,0	8,7	6,8	3	ELECTROANDES
CHARCANI I	5,3	2,2	1,8	1,6	1,5	2	EGASA
CHARCANI II	5,3	1,0	0,8	0,6	0,8	3	EGASA
CHARCANI III	5,3	5,7	4,6	3,9	4,2	2	EGASA
CHARCANI IV	5,3	20,3	15,5	14,8	13,8	3	EGASA
CHARCANI V	13,8	171,0	145,4	139,9	98,3	3	EGASA
CHARCANI VI	5,3	10,8	9,0	8,8	6,3	1	EGASA
HERCCA	2,3	1,1	0,8	0,7	0,8	2	EGEMSA
ARICOTA I	10,5	28,0	23,8	22,5	16,7	2	EGESUR
ARICOTA II	10,5	14,0	11,9	12,4	6,5	1	EGESUR
SAN GABAN II	13,8	127,0	110,0	110,0	63,5	2	SAN GABAN

Fuente : COES – SEIN, DGE/MEM

ANEXO N° 3.2
CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
EXISTENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

CENTRAL	TENSION (KV)	POTENCIA INSTALADA		POT. EFECTIVA (MW)	POT. REACTIVA (MVAR)	TIPO DE GRUPO	EMPRESA
		(MVA)	(MW)				
VENTANILLA (TG-1)	13,8	120,0	111,2	109,0	45,0	TG	ETEVENSA
VENTANILLA (TG-2)	13,8	120,0	111,2	112,2	45,0	TG	ETEVENSA
VENTANILLA (TG-3)	16,0	192,0	169,6	163,6	90,0	TG	ETEVENSA
VENTANILLA (TG-4)	16,0	192,0	169,6	164,5	90,0	TG	ETEVENSA
MALACAS (G-1)	13,8	18,0	17,3	14,9	5,0	TG	EEPSA
MALACAS (G-2)	13,8	18,0	17,3	15,2	5,0	TG	EEPSA
MALACAS (G-3)	13,8	10,0	17,3	16,7	5,0	TG	EEPSA
MALACAS (G-4)	13,8	119,2	100,6	97,3	64,0	TG	EEPSA
VERDUN (COOPER 8)	13,2	1,6	1,4	1,4	0,8	TG	EEPSA
VERDUN (ALCO 9)	13,2	1,1	1,0	1,0	0,6	TG	EEPSA
WESTINGHOUSE (TG-7)	13,8	150,0	133,7	121,2	68,0	TG	EDEGEL
SANTA ROSA (UTI-5)	13,8	70,1	65,5	52,7	25,0	TG	EDEGEL
SANTA ROSA (UTI-6)	13,8	70,1	65,5	51,7	25,0	TG	EDEGEL
SANTA ROSA (BBC-2)	10,0	18,4	17,5	10,2	5,6	TG	EDEGEL
SANTA ROSA (BBC-3)	10,0	18,4	17,5	9,2	5,6	TG	EDEGEL
SANTA ROSA (BBC-4)	10,0	28,5	26,0	17,0	11,6	TG	EDEGEL
SAN NICOLAS (TV-1)	13,8	22,1	18,8	18,7	11,6	TV	SHOUGESA
SAN NICOLAS (TV-2)	13,8	22,1	18,6	19,1	11,8	TV	SHOUGESA
SAN NICOLAS (TV-3)	13,8	29,4	24,7	25,8	16,0	TV	SHOUGESA
PACASMAYO (SUL)	6,3	27,0	22,9	22,9	5,9	TG	C.N. PACASMAYO
PACASMAYO (MAN)	2,3	1,8	1,6	1,6	13,3	TG	C.N. PACASMAYO
PIURA-CT (GMT-1)	10,0	6,3	5,0	4,3	3,8	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (GMT-2)	10,0	6,3	5,0	4,2	3,8	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (MIRRL-1)	4,8	1,7	1,4	1,1	0,9	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (MIRRL-4)	4,8	2,9	2,6	1,7	1,3	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (MIRRL-5)	4,8	3,0	2,7	1,7	1,4	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (STO)	4,8	6,3	5,0	5,4	3,8	DIESEL	EGENOR
PIURA-CT (MAN)	10,0	9,3	8,1	7,2	4,6	DIESEL	EGENOR
PIURA-TG (MS-5000)	10,0	24,3	20,0	21,4	13,7	TG	EGENOR
CHICLAYO O. (GMT-1)	10,0	5,1	4,1	4,3	3,1	DIESEL	EGENOR
CHICLAYO O. (GMT-2)	10,0	5,1	4,1	4,5	3,1	DIESEL	EGENOR
CHICLAYO O. (SUL-1)	10,0	7,1	6,4	5,7	3,1	DIESEL	EGENOR
CHICLAYO O. (SUL-2)	10,0	7,1	6,4	5,9	3,1	DIESEL	EGENOR
CHICLAYO O. (GMT-3)	10,5	5,0	4,0	4,5	3,0	DIESEL	EGENOR

Fuente : COES – SEIN, DGE/MEM

ANEXO N° 3.3
CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
EXISTENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

CENTRAL	TENSION (kV)	POTENCIA INSTALADA		POT. EFECTIVA (MW)	POT. REACTIVA (MVAR)	PO DE GRUPO	EMPRESA
		(MVA)	(MW)				
SULLANA (ALCO-1)	4,2	3,1	2,7	2,2	1,7	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-2)	4,2	3,1	2,7	2,3	1,7	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-3)	4,2	3,1	2,7	2,2	1,7	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-4)	4,2	3,1	2,7	2,1	1,7	DIESEL	EGENOR
SULLANA (ALCO-5)	4,2	3,1	2,7	2,2	1,7	DIESEL	EGENOR
PAITA (SKODA-1)	4,2	1,4	1,2	0,9	0,7	DIESEL	EGENOR
PAITA (SKODA-2)	4,2	1,4	1,2	0,9	0,7	DIESEL	EGENOR
PAITA (SKODA-3)	4,2	1,4	1,2	0,9	0,7	DIESEL	EGENOR
PAITA (EMD-1)	4,2	3,3	2,8	2,1	1,7	DIESEL	EGENOR
PAITA (EMD-2)	4,2	3,3	2,8	2,1	1,7	DIESEL	EGENOR
PAITA (EMD-3)	4,2	3,3	2,8	2,2	1,7	DIESEL	EGENOR
CHIMBOTE (TG-1)	13,2	28,5	22,8	20,0	17,1	TG	EGENOR
CHIMBOTE (TG-2)	13,2	28,5	22,8	20,6	17,1	TG	EGENOR
CHIMBOTE (TG-3)	13,2	28,5	22,8	21,6	17,1	TG	EGENOR
TRUJILLO (TG-4)	10,0	28,5	22,8	21,2	17,1	TG	EGENOR
AGUAYTIA TG1	13,8	119,2	86,3	78,1	77,5	TG	AGUAYTIA
AGUAYTIA TG2	13,8	119,2	86,3	78,4	77,5	TG	AGUAYTIA
TRUPAL	4,2	16,0	15,0	12,9	8,4	TV	EGENOR
CHILINA-SULZER	10,4	13,1	10,4	10,6	8,1	DIESEL	EGASA
CHILINA-VAPOR 1 Y 2	5,3	15,3	8,0	6,6	11,6	TV	EGASA
CHILINA-VAPOR 3	10,5	12,5	10,0	11,1	7,0	TV	EGASA
CHILINA-CC	13,8	32,0	20,0	20,4	25,0	DIESEL	EGASA
MOLLENDO-MIRRELESS	13,8	39,6	31,7	32,0	24,7	DIESEL	EGASA
MOLLENDO-TG	13,8	105,9	74,8	74,0	76,0	TG	EGASA
DOLORESPATA-SULZER	11,0	3,3	3,1	2,7	1,9	DIESEL	EGEMSA
DOLORESPATA-ALCO	4,2	12,1	9,7	9,4	7,8	DIESEL	EGEMSA
CALANA	10,5	32,0	25,6	25,5	20,4	DIESEL	EGESUR
MOQUEGUA	4,2	1,2	1,0	0,9	0,9	DIESEL	EGESUR
PARA	10,5	3,1	2,5	0,0	2,0	DIESEL	EGESUR
ILO1 TV	13,8	191,8	154,0	149,4	96,3	TV	ENERSUR
ILO1 CATKATO	4,2	4,1	3,3	3,4	2,5	DIESEL	ENERSUR
ILO1 TG	13,8	102,6	81,7	70,4	75,0	TG	ENERSUR
ILO2	17,0	169,0	135,0	135,0	113,7	CARBON	ENERSUR
TINTAYA	4,2	19,5	18,0	17,3	10,6	DIESEL	SAN GABAN
SANRAFAEL	0,5	13,1	11,2	4,9	5,8	DIESEL	SAN GABAN
BELLAVISTA-MAN	10,0	5,8	5,4	3,6	4,6	DIESEL	SAN GABAN
BELLAVISTA-ALCO	2,4	4,1	2,8	1,8	3,5	DIESEL	SAN GABAN
TAPARACHI-SKODA	2,4	4,0	1,4	0,9	2,1	DIESEL	SAN GABAN
TAPARACHI-MAN 4	10,5	5,8	3,1	1,9	4,5	DIESEL	SAN GABAN

Fuente : COES – SEIN,DGE/MEM

ANEXO N° 3.4
CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
ENTRE 69 kV y 60 kV

SUBESTACIÓN 1	SUBESTACIÓN 2	TENSION kV	Nº DE TERNAS	LONGITUD km	EMPRESA
SE Oroya Nueva	SE Yaulicocha	69,0	1	101,8	EGECEN
SE Cobriza I	SE Cobriza II	69,0	1	55,0	EGECEN
S.E. Paramonga	S.E. Huarmey	66,0	1	85,0	ELNMI
S.E. La Pampa	S.E. Pallasca	66,0	1	57,7	ELNMI
S.E. Huallanca	S.E. Sihuas	66,0	1	47,0	ELNMI
S.E. Huallanca	S.E. Ticapampa	66,0	1	120,0	ELNMI
Paramonga Nueva	Derivacion Supe	66,0	1	1,0	EDELNOR
Paramonga Nueva	Huacho	66,0	1	53,3	EDELNOR
SE Tarma	Se Yarada	66,0	1	27,3	ELS
SE Tarma	SE Parque Industrial	66,0	1	7,1	ELS
SE Bolillaca	SE Alto Zapala	66,0	1	25,0	ELS
Articola 1	Articola 2	66,0	1	5,8	EGESUR
Articola 2	Tomasiñi	66,0	1	58,3	EGESUR
Tomasiñi	Tacna	66,0	1	35,4	EGESUR
Articola 1	Sarita	66,0	1	0,4	EGESUR
Calana	Pque. Ind.	66,0	1	4,0	EGESUR
S.E. Paríac	LT C-061	66,0	1	4,0	PARIAC S.A.
Cobriza	Huanita - Ayacucho	66,0	1	76,0	ELECTROCENTRO
Mollepata	Cangallo	66,0	1	61,9	ELECTROCENTRO
Curumuy	Interconexión con ENCSA	61,5	1	4,0	SINERSA
SE Sullana	SE El Arenal	60,0	1	43,4	ELNO
Sepo	Sepc	60,0	2	7,4	ELNO
Sepc	SE Sullana	60,0	1	31,0	ELNO
Sepo	SE Paila	60,0	1	45,8	ELNO
SE El Arenal	SE Paila	60,0	1	25,3	ELNO
Sepo	SE Chufucanas	60,0	1	60,4	ELNO
SE Paila	SE Tierra Colorada	60,0	1	5,4	ELNO
POST LST Arenal-Paila	SE San Luis de Colán	60,0	1	0,6	ELNO
Sepo	SE La Unión	60,0	1	31,9	ELNO
SE La Unión	SE Sechura	60,0	1	21,0	ELNO
SE Sechura	SE Conslante	60,0	1	18,0	ELNO
SE Zorritos	SE Tumbes	60,0	1	23,2	ELNO
SE Tumbes	SE Zarumilla	60,0	1	23,3	ELNO
SE Zorritos	SE Máncora	60,0	1	75,0	ELNO
SE Chiclayo Oeste 60kV	SE Chiclayo Norte 60kV	60,0	2	6,6	ELN
SE Chiclayo Oeste 60kV	SE Lambayeque 60kV	60,0	1	9,3	ELN
SE Lambayeque 60kV	SE Illimo 60kV	60,0	1	26,1	ELN
SE Illimo 60kV	SE La Vina 60kV	60,0	1	21,3	ELN
SE La Vina 60kV	SE Molupe	60,0	1	21,1	ELN
SE Molupe	SE Oímos 60kV	60,0	1	17,4	ELN
SE Oímos 60kV	SE Tunel Trasandino 60kV	60,0	1	18,0	ELN
SE Chiclayo Norte 60kV	SE Pomalca 60kV	60,0	1	7,5	ELN
SE Pomalca 60kV	SE Tuman 60kV	60,0	1	8,0	ELN
SE Tuman 60kV	SE Cayalli 60kV	60,0	1	23,7	ELN

Fuente: DGE/MEM

ANEXO N° 3.5
CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
ENTRE 69 KV y 60 KV

SUBESTACIÓN 1	SUBESTACIÓN 2	TENSION KV	Nº DE TERNAS	LONGITUD Km	EMPRESA
S.E. Guadalupe N° 1	C.H. Gallo Ciego	60,0	2	30,4	ELNMI
S.E. Guadalupe N° 1	S.E. Pacasmayo	60,0	1	16,0	ELNMI
C.H. Gallo Ciego	S.E. Cajamarca	60,0	2	91,2	ELNMI
S.E. Cajamarca	S.E. Cajabamba	60,0	1	78,0	ELNMI
Santa Rosa	SE Jr. Tachá	60,0	1	2,8	EDELNOR
Barsi	Pershing	60,0	1	1,0	EDELNOR
Barsi	Pershing	60,0	1	6,2	EDELNOR
Barsi	Pershing	60,0	1	1,6	EDELNOR
Barsi	Maranga	60,0	1	1,0	EDELNOR
Barsi	Maranga	60,0	1	2,3	EDELNOR
Chavarria	Tomas Valle	60,0	1	6,8	EDELNOR
Chavarria	Oquendo	60,0	1	8,2	EDELNOR
Barsi	Santa Marina	60,0	1	4,1	EDELNOR
Barsi	Santa Marina	60,0	1	3,8	EDELNOR
Chavarria	Caudivilla	60,0	1	13,7	EDELNOR
Caudivilla	Zapallal	60,0	1	18,6	EDELNOR
Chavarria	Puente Piedra	60,0	1	14,8	EDELNOR
Santa Marina	Maranga	60,0	1	5,6	EDELNOR
Maranga	Pershing	60,0	1	4,0	EDELNOR
Maranga	Pershing	60,0	1	1,6	EDELNOR
Zapallal	Venlanilla	60,0	1	4,4	EDELNOR
Zapallal	La Pampilla	60,0	1	10,2	EDELNOR
Oquendo	La Pampilla	60,0	1	6,6	EDELNOR
Zapallal	Chancay	60,0	1	34,9	EDELNOR
Zapallal	Huaral	60,0	1	49,0	EDELNOR
Chancay	Huaral	60,0	1	14,1	EDELNOR
Puente Piedra	Zapallal	60,0	1	6,2	EDELNOR
Zapallal	Derivación Aucón	60,0	1	1,6	EDELNOR
Naranjal	Infantas	60,0	1	3,9	EDELNOR
Santa Rosa	Jicamarca	60,0	1	15,4	EDELNOR
Santa Rosa	Derivación Canto Grande	60,0	1	1,1	EDELNOR
Santa Rosa	Jicamarca	60,0	1	0,3	EDELNOR
Santa Rosa	Jicamarca	60,0	1	14,8	EDELNOR
Santa Rosa	Derivación Canto Grande	60,0	1	0,9	EDELNOR
Chavarria	Infantas	60,0	1	7,0	EDELNOR
Chavarria	Naranjal	60,0	1	4,0	EDELNOR
Tomás Valle	Oquendo	60,0	1	7,5	EDELNOR
Santa Rosa	Interconexión	60,0	1	0,2	EDELNOR
Santa Rosa	Interconexión	60,0	1	0,1	EDELNOR
Santa Rosa	SE Jr. Tachá	60,0	2	2,9	EDELNOR
Chavarria	Mirones	60,0	2	7,0	EDELNOR

Fuente: DGE/MEM

ANEXO N° 3.6
CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
ENTRE 69 kV y 60 kV

SUBESTACIÓN 1	SUBESTACIÓN 2	TENSIÓN kV	Nº. DE TERNAS	LONGITUD km	EMPRESA
Barsi	Pando	60,0	2	0,9	EDELNOR
Barsi	Pando	60,0	2	2,9	EDELNOR
Barsi	Pando	60,0	2	1,3	EDELNOR
Barsi	Pando	60,0	2	1,6	EDELNOR
Barsi	Pando	60,0	2	1,2	EDELNOR
Barsi	Pando	60,0	2	0,6	EDELNOR
SET Santa Rosa Nueva	SET Fuente	60,0	2	6,9	LUZ DEL SUR
SET Puente	SET Monterrico	60,0	1	5,7	LUZ DEL SUR
SET Baños	SET Fuente	60,0	1	7,0	LUZ DEL SUR
SET Baños	SET Monterrico	60,0	1	5,0	LUZ DEL SUR
SET San Juan	SET Villa El Salvador	60,0	2	6,7	LUZ DEL SUR
SET Villa El Salvador	Deriv. SET Pachacamac	60,0	2	3,9	LUZ DEL SUR
Deriv. SET Pachacamac	SET Pachacamac	60,0	2	1,5	LUZ DEL SUR
Deriv. SET Pachacamac	SET Lurin	60,0	2	6,9	LUZ DEL SUR
SET Lurin	Deriv. SET Praderas	60,0	2	6,3	LUZ DEL SUR
Deriv. SET Praderas	SET Praderas	60,0	2	0,4	LUZ DEL SUR
SET Praderas	SET San Bartolo	60,0	2	12,2	LUZ DEL SUR
SET Santa Rosa Antigua	SET Galvez	60,0	2	4,5	LUZ DEL SUR
SET Baños	SET Limalambo	60,0	2	4,7	LUZ DEL SUR
SET Baños	SET Neyta	60,0	2	3,4	LUZ DEL SUR
SET Limalambo	San Isidro	60,0	2	3,0	LUZ DEL SUR
SET Baños	SET Barranco	60,0	2	6,3	LUZ DEL SUR
SET San Bartolo	SET Bijama	60,0	1	44,4	LUZ DEL SUR
SET Huachipa	SET La Florida	60,0	2	13,8	LUZ DEL SUR
SET San Juan	SET Chorrillos	60,0	2	6,3	LUZ DEL SUR
SET San Juan	SET Villa María	60,0	2	7,6	LUZ DEL SUR
SET San Juan	Cementos Lima	60,0	2	12,2	LUZ DEL SUR
SET Chosica	SET Surco	60,0	1	28,1	LUZ DEL SUR
SET Surco	SET San Mateo	60,0	1	21,5	LUZ DEL SUR
SET Salamanca	SET Limalambo	60,0	1	4,2	LUZ DEL SUR
SET Naña	SET Santa Clara	60,0	1	11,3	LUZ DEL SUR
SET Huachipa	SET Santa Clara	60,0	1	8,5	LUZ DEL SUR
SET Huachipa	SET Santa Rosa Antigua	60,0	1	11,6	LUZ DEL SUR
SET Santa Rosa Antigua	SET Santa Anita	60,0	1	12,2	LUZ DEL SUR
SET Huachipa	SET Santa Anita	60,0	1	8,3	LUZ DEL SUR
SET Baños	SET Salamanca	60,0	1	4,5	LUZ DEL SUR
SET Santa Rosa Nueva	SET Santa Rosa Antigua	60,0	1	0,3	LUZ DEL SUR
Independencia	San Vicente	60,0	1	92,5	EDECANETE
Callahuanca	Huachipa	60,0	1	40,8	EDEGEL
Callahuanca	Huanpani	60,0	1	23,5	EDEGEL
Moyopampa	Salamanca	60,0	1	42,0	EDEGEL
Moyopampa	Baños	60,0	1	46,4	EDEGEL
Callahuanca	Moyopampa	60,0	1	12,9	EDEGEL
Huanpani	Nana	60,0	1	7,9	EDEGEL
Moyopampa	Chosica	60,0	1	0,6	EDEGEL
Callahuanca	Huampan	60,0	1	38,9	EDEGEL
Moyopampa	Santa Rosa	60,0	2	39,8	EDEGEL

Fuente: DGE/MEM

ANEXO N° 3.7
CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
ENTRE 69 KV y 60 KV

SUBESTACIÓN 1	SUBESTACIÓN 2	TENSION KV	Nº. DE TERNAS	LONGITUD km	EMPRESA
SE Independencia	SE Pueblo Nuevo	00,0	1	43,0	ELSM
Derivación L-603	SE El Camien	00,0	1	5,7	ELSM
Derivación L-603	SE Tambo de Mora	00,0	1	12,3	ELSM
Deriv-L-603-B	SE Pedregal	00,0	1	0,1	ELSM
SE Independencia	Límite con Canste	00,0	1	00,2	ELSM
SE Independencia	SE Pisco	00,0	1	30,4	ELSM
Derivación L-605	SE Patacas	00,0	1	18,5	ELSM
Derivación L-605	SE Alto la Luna	00,0	1	1,6	ELSM
SE Ica	SE Ica Norte	00,0	1	8,2	ELSM
Derivación L-623	SE Tacama	00,0	1	3,8	ELSM
SE Tacama	SE Villacuri	00,0	1	24,0	ELSM
SE Ica	SE Sta. Margarita	00,0	1	16,7	ELSM
SE Marcona	SE Nazca	00,0	1	50,0	ELSM
Derivación L-630	SE Palpa	00,0	1	41,2	ELSM
SE Nazca	SE Puquio	00,0	1	103,4	ELSM
Machupicchu	Quillabamba	00,0	1	38,7	ELSE
Combapala	Stuari	00,0	1	28,0	ELSE
Abancay	Andahuaylas	00,0	1	58,2	ELSE
Quillabamba	Chahuayes	00,0	1	33,6	ELSE
Abancay	Challuanea	00,0	1	67,4	ELSE
Abancay	Chuquibamb	00,0	1	64,5	ELSE
S. E. Zorillos	S. E. Máncora	00,0	1	15,0	ELECTROPERU
S. E. Tumbes	S. E. Zarumilla	00,0	1	22,0	ELECTROPERU
S. E. Zorillos	S. E. Tumbes	00,0	1	22,0	ELECTROPERU
Marcona	San Nicolás	00,0	2	15,2	ETECEN
L-646	SE 7	00,0	1	0,3	ATOCONGO
Huancavelica	Ingenio	00,0	1	32,9	CONENHUA
Ingenio	Caudalosa	00,0	1	52,4	CONENHUA
Puno	Jullaca	00,0	1	37,5	ELPUNO
Puno	Pomala	00,0	1	103,6	ELPUNO
SE Chiclayo Oeste	SE Lambayeque	00,0	1	9,3	OLMOS TINA JONES
SE Lambayeque	SE Illimo	00,0	1	26,1	OLMOS TINA JONES
SE Illimo	SE La Vina	00,0	1	21,3	OLMOS TINA JONES
SE La Vina	SE Motupe	00,0	1	21,1	OLMOS TINA JONES
SE Motupe	SE Olmos	00,0	1	17,5	OLMOS TINA JONES
SE Olmos	SE Occidente	00,0	1	22,0	OLMOS TINA JONES
L.S.T. Huayucachi	Parque Industrial	00,0	2	11,5	ELECTROCENTRO
L.S.T. Parque Industrial	Concepción - Xauxa	00,0	1	50,0	ELECTROCENTRO
L.S.T. Condorcocha	Ninlahambo - Chanchamayo	00,0	1	76,1	ELECTROCENTRO

Fuente: DGE/MEM

ANEXO N° 3.8
CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
MENORES DE 60 KV

SUBESTACIÓN 1	SUBESTACIÓN 2	TENSIÓN KV	No. DE TERNAS	LONGITUD km	EMPRESA
CHE Malpaso	SE Carhuamayo	50,0	1	64,9	EGECEN
CHE Malpaso	SE Carhuamayo	50,0	1	64,9	EGECEN
CHE Malpaso	Torre 2	50,0	1	18,2	EGECEN
Torre 2	CH Croya	50,0	1	0,5	EGECEN
CHE Malpaso	Torre 2	50,0	1	19,2	EGECEN
Torre 2	SE Croya Nueva	50,0	1	2,1	EGECEN
CHE Croya	Torre 3	50,0	1	0,6	EGECEN
Torre 3	Estructura N°6	50,0	1	1,0	EGECEN
Estructura N°6	Torre N°7	50,0	1	0,7	EGECEN
SE Croya Nueva	SE Alambros	50,0	1	0,9	EGECEN
SE Carhuamayo	SE Shelby	50,0	1	22,9	EGECEN
SE Carhuamayo	SE Shelby	50,0	1	22,9	EGECEN
SE Shelby	SE Excelsior	50,0	1	18,5	EGECEN
SE Shelby	SE Excelsior	50,0	1	18,5	EGECEN
SE Buenavista	SE La Fundación	50,0	1	2,2	EGECEN
SE Vista Alegre	SE San Juan	50,0	1	2,8	EGECEN
SE Excelsior	SE Paragsha I	50,0	1	1,3	EGECEN
SE Paragsha I	Derivación Milpo	50,0	1	1,0	EGECEN
Derivación Milpo	SE Huicra	50,0	1	3,5	EGECEN
SE Huicra	Alcarocha	50,0	1	8,4	EGECEN
Alcarocha	SE Goyllarquisga	50,0	1	14,0	EGECEN
SE Croya Nueva	Estructura N°2	50,0	1	0,3	EGECEN
Estructura N°2	Estructura N°33	50,0	1	9,5	EGECEN
Estructura N°33	SE Pachachaca	50,0	1	8,9	EGECEN
SE Pachachaca	SE MarhTunel	50,0	1	3,1	EGECEN
SE San Cristobal	SE Andaychagua	50,0	1	7,1	EGECEN
SE MarhTunel	SE San Cristobal	50,0	1	14,3	EGECEN
SE Pachachaca	SE Morococha	50,0	1	13,7	EGECEN
SE Pachachaca	SE Morococha	50,0	1	13,5	EGECEN
SE Pachachaca	SE Morococha	50,0	1	13,5	EGECEN
SE Morococha	SE Concentradora Morococha	50,0	1	0,7	EGECEN
SE Morococha	SE Antuquito	50,0	1	13,4	EGECEN
SE Morococha	SE Antuquito	50,0	1	13,4	EGECEN
SE Antuquito	SE San Mateo	50,0	1	11,7	EGECEN
SE Croya Nueva	SE Pachachaca	50,0	1	19,2	EGECEN
SE Pachachaca	SE San Cristobal	50,0	1	16,9	EGECEN
SE Croya Nueva	SE Planta Zinc	50,0	1	2,6	EGECEN
SE Croya Nueva	SE Planta Zinc	50,0	1	2,6	EGECEN
S.E. Santiago de Cao	S.E. Casagrande N° 1	34,5	2	22,5	ELNM
S.E. Casagrande N° 1	S.E. Casagrande N° 2	34,5	1	6,6	ELNM
S.E. Casagrande N° 1	S.E. Paijan	34,5	1	14,0	ELNM
S.E. Paijan	S.E. Pto. Malabrigo	34,5	1	17,5	ELNM
S.E. Guadalupe N° 1	S.E. Guadalupe N° 2	34,5	1	5,6	ELNM

Fuente: DGE/MEM

ANEXO N° 3.9
CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL
MENORES DE 60 KV

SUBESTACIÓN 1	SUBESTACIÓN 2	TENSION kV	No. DE TERNAS	LONGITUD km	EMPRESA
S.E. Zorritos	S.E. Cabeza de Vaca	33.0	1	22.7	ELNO
S.E. Trujillo Sur	S.E. Salaverry	33.0	1	12.0	ELNM
S.E. Motil	S.E. La Florida	33.0	1	4.9	ELNM
S.E. La Florida	S.E. Otuzco	33.0	1	8.4	ELNM
S.E. Otuzco	S.E. Charat	33.0	1	17.6	ELNM
Charcani IV	Chilina	33.0	2	13.2	EGASA
Charcani VI	Chilina	33.0	2	11.1	EGASA
Socabaya	Pque. Industrial	33.0	2	8.2	SEAL
Pque. Industrial	Challapampa	33.0	2	4.4	SEAL
Challapampa	Chilina	33.0	2	3.0	SEAL
Chilina	Jesús	33.0	2	9.8	SEAL
Jesús	Socabaya	33.0	2	8.4	SEAL
Mollendo	Mejía	33.0	1	13.3	SEAL
Mejía	La Curva	33.0	1	10.9	SEAL
Mollendo	Matarani	33.0	1	11.1	SEAL
Aricata 1	S.E. Tarata	33.0	1	60.9	ELS
Coabapata	Chocama	33.0	1	86.9	ELSE
Cachimayo	Calca - Urubamba - Pisac	33.0	1	64.6	ELSE
Quencoro	Huaro	33.0	1	36.2	ELSE
C.H. Mantaro	S.E. Tablachaca	33.0	1	20.0	ELECTROPERU
S.E. Malacas	S.E. Talara	33.0	1	6.0	EPPSA
S.E. Malacas	S.E. Talara	33.0	1	6.0	EPPSA
S.E. Malacas	S.E. El Alto	33.0	1	36.7	EPPSA
Misapuquio	Arcata	33.0	1	21.6	ARCATAENERGÍA S.A.A
Parque Industrial	Chala Nueva	33.0	1	21.3	ELECTROCENTRO
Tablachaca	Pampas	33.0	1	11.3	ELECTROCENTRO
Ingenio	Comas - Andamarca	33.0	1	71.6	ELECTROCENTRO
Derivación	Huancayocsa	33.0	1	9.6	ELECTROCENTRO
Zapallal	Aneón	30.0	1	9.6	EDELNOR
San Ignacio	San Antonio	15.0	1	1.2	ARCATAENERGÍA S.A.A
San Antonio	Caylloma	15.0	1	8.8	ARCATAENERGÍA S.A.A
C.H. Carhuazquero	S.E. Carrizal	13.2	1	4.6	ELN
S.E. Pariac	CH1	13.2	1	0.2	PARIAC S.A.
S.E. Pariac	CH2	13.2	1	2.6	PARIAC S.A.
Chiclayo	Pimentel	10.0	1	10.6	ELN
Chiclayo	San José	10.0	1	11.7	ELN
Pimentel	Santa Rosa	10.0	1	4.9	ELN
Chiclayo	Monzefú	10.0	1	11.0	ELN
Monzefú	Ciudad Eten	10.0	1	3.1	ELN
Ciudad Eten	Puerto Eten	10.0	1	2.4	ELN
Monzefú	Reque	10.0	1	6.2	ELN
Derivación Reque	Callanca	10.0	1	4.8	EIN
Mimo	Mochumi	10.0	1	7.7	ELN
Mimo	Jayanca	10.0	1	11.1	ELN
Chiclayo	Ferreñafe	10.0	1	16.7	ELN
Carretera Ferreñafe	Caple	10.0	1	3.6	ELN
Carretera Ferreñafe	Penal Pizci	10.0	1	1.6	ELN

Fuente: DGE/MEM

