

**Universidad Nacional de Ingeniería**

**FACULTAD DE INGENIERIA  
ELECTRICA Y ELECTRONICA**

**PROYECTO DE DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LA S.E. ILLIMO  
60/20KV, 8MVA EN EL DEPARTAMENTO DE LAMBAYEQUE**

**T E S I S**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO  
ELECTRICISTA**

**GUSTAVO OCTAVIO PAREDES URBIOLA**

**PROMOCION 1983 - 1**

**LIMA - PERU - 1986**

A mis padres

EXTRACTO DEL ESTUDIO

TITULO : Proyecto de Diseño Electromecánico  
de la S.E. Illimo 60/20 KV, 2 x 4  
MVA en el Departamento de Lambaye-  
que.

AUTOR : GUSTAVO OCTAVIO PAREDES URBIOLA.

GRADO : Para optar el título profesional  
de Ingeniero Electricista.

Facultad de Ingeniería Eléctrica  
y Electrónica de la Universidad  
Nacional de Ingeniería.

Lima, Febrero de 1,986

### Objetivo y Alcance del Estudio.

El objetivo del presente trabajo es el de exponer los lineamientos y consideraciones adoptadas, que sirvieron de base para elaborar el Proyecto de Diseño Electromecánico de la Subestación Illimo y que complementada con una L.T. de 60 KV, brindarán el suministro de Energía Eléctrica a ciertas localidades en el Departamento de Lambayeque.

El alcance del estudio efectuado comprende básicamente - el Diseño Electromecánico de la subestación, mas no el - de línea de Transmisión que corresponde a un estudio aparte.

Durante la elaboración del Proyecto se han desarrollado las siguientes actividades principales:

En el Capítulo I, se describen las características principales de la zona del Proyecto; se hace mención de las instalaciones eléctricas existentes y de las fuentes de energía disponibles. Además, se hace un análisis del mercado eléctrico.

En el Capítulo II, se explica la Metodología para el análisis Técnico-Económico, se formulan premisas para la comparación entre las alternativas y, fundamentalmente - se seleccionan los niveles de tensión óptimos de las líneas de subtransmisión a las cuales se conectará la subestación concerniente al presente trabajo.

En el Capítulo III, en primer lugar se determina la potencia nominal del(os) transformador(es), teniendo en

cuenta lo siguiente: los resultados de la evolución de la demanda eléctrica, el diagrama de carga diario de la futura S.E. Illimo y la influencia de la temperatura ambiental; a fin de evitar el sobredimensionamiento de la capacidad de la sub-estación.

En el Capítulo IV, se formulan las especificaciones técnicas, tanto para la adquisición como para el montaje de los distintos equipos y materiales de las instalaciones propuestas.

En el último Capítulo, se determinan las cantidades y los costos unitarios y totales de los materiales y equipos para la construcción de las obras, incluyendo el transporte y montaje.

#### Características resaltantes del Proyecto.

Las características que resaltan en las instalaciones del Proyecto son las siguientes :

#### Primera Etapa de la S.E. Illimo 60/20 KV.

Potencia inicial inсталada (ONAN) : 4 MVA  
(ONAF) : 5 MVA

Grupo de conexión del trafo de potencia : Dyn5

Equipo de protección y maniobras : se plantea la protección "Linea - Transformador", mediante un seccionador con cuchilla de puesta a tierra de alta velocidad.

Segunda Etapa de la S.E. Illimo 60/20 KV.

Potencia final instalada (ONAN) : 2 x 4 MVA.

(ONAF) : 2 x 5 MVA.

Grupo de conexión de los trafos

de potencia : Dyn5

Equipo de protección y maniobras : se plantea la protección mediante tres (3) interruptores de potencia (en vez de cuatro) en el esquema de tipo H.

En ambas etapas, la instalación de los equipos de 60 KV es al exterior y los equipos de 20 KV al interior.

\*\*\*\*\*

PROYECTO DE DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LA  
S.E. ILLIMO 60/20 KV PARA EL SISTEMA DE  
TRANSMISION LAMBAYEQUE - ILLIMO

I N D I C E

	<u>Página</u>
<u>INTRODUCCION.</u>	15
<u>CAPITULO I:</u>	
<u>DESCRIPCION DEL AREA DE INFLUENCIA Y ESTUDIO</u> <u>DE LA DEMANDA.</u>	
1.1.- Características principales de la zona del proyecto.	18
1.1.1.- Ubicación.	18
1.1.2.- Características geográficas y climatológicas.	18
1.1.3.- Población.	19
1.1.4.- Actividades Económicas.	20
1.2.- Instalaciones eléctricas existentes en la zona.	20
1.2.1.- Servicio Eléctrico actual.	20
1.2.2.- Sistema Eléctrico de Lambayeque.	21
1.2.3.- Instalaciones Eléctricas Previs- tas.	23
1.3.- Fuentes de Energía Disponibles.	24
1.3.1.- Central Hidroeléctrica de Car- huaquero.	24
1.3.2.- Sistema Interconectado Centro- Norte.	25

	<u>Página</u>
1.4.- Estudio de la Demanda Eléctrica.	25
1.4.1.- Generalidades.	25
1.4.2.- Demanda actual.	26
1.4.3.- Proyección de la Demanda.	26

CAPITULO II :

SELECCION TECNICO-ECONOMICA DEL SISTEMA DE  
SUB-TRANSMISION.

2.1.- Generalidades.	35
2.2.- Metodología para el análisis Técnico- Económico.	35
2.3.- Premisas generales.	37
2.3.1.- Premisas para la comparación Técnica.	37
2.3.2.- Premisas para la comparación Económica.	37
2.4.- Formulación de Alternativas.	38
2.5.- Evaluación de las Alternativas.	40
2.5.1.- Aspectos Económicos.	40
2.5.2.- Aspectos Técnicos.	43
2.6.- Selección de la Alternativa recomen- dada.	45

CAPITULO III :

DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LA SUB-ESTACION  
ILLIMO 60/20 KV.

3.1.- Determinación de las características de los transformadores.	57
3.1.1.- Potencia Nominal.	57

	<u>Página</u>
3.1.2.- Regulación de tensión.	69
3.1.3.- Grupo de conexión y puesta a tierra del neutro de los transformadores.	69
3.2.- Determinación del Esquema Eléctrico de Principio.	71
3.2.1.- Selección del Esquema Unifilar.	71
3.2.2.- Análisis del Esquema Unifilar en la Primera Etapa.	73
3.2.3.- Operación de la Subestación.	75
3.3.- Descripción de la Ubicación y Disposición de Equipos.	76
3.3.1.- Ubicación.	76
3.3.2.- Disposición de Equipos.	77
3.4.- Niveles de Falla del Sistema.	79
3.5.- Niveles de Aislamiento.	80
3.6.- Sistemas de Protección.	81
3.7.- Sistema de Control y Supervisión.	82
3.8.- Sistema de Medición.	82
3.9.- Servicios Auxiliares.	83
3.10.- Tableros de Control.	84
3.11.- Sistema de Puesta a Tierra.	85
3.12.- Conductores, Aisladores y cables de Potencia.	86
3.12.1.- Conductores y Aisladores.	86
3.12.2.- Cables de Potencia.	87
3.13.- Cables de Control, Ductos, Tuberías y Canaletas.	88

	<u>Página</u>
3.13.1.- Cables de Control.	88
3.13.2.- Ductos.	88
3.13.3.- Tuberías.	88
3.13.4.- Canaletas.	89
3.14.- Iluminación y Protección contra incendios.	89
3.15.- Estructuras.	90
3.16.- Sistema de Comunicaciones.	90

#### CAPITULO IV

#### ESPECIFICACIONES TECNICAS DE EQUIPOS Y MATERIALES.

4.1.- Especificaciones Técnicas de suministro.	103
4.1.1.- Condiciones generales de suministro.	106
4.1.2.- Condiciones de utilización de los suministros.	106
4.1.3.- Transformadores de Potencia 60/20 KV.	108
4.1.4.- Seccionador con cuchilla de Pu- esta a tierra de 60 KV.	113
4.1.5.- Transformador de tensión de 60KV.	116
4.1.6.- Interruptores de 20 KV.	118
4.1.7.- Transformadores de Corriente de 20 KV.	120
4.1.8.- Transformadores de tensión de - 20 KV.	122
4.1.9.- Bases y Fusibles de 20 KV.	123
4.1.10.- Transformador de Servicios Auxiliares.	124
4.1.11.- Equipo de Corriente Continua.	126
4.1.12.- Tableros de Control.	129

	<u>Página</u>
4.1.13.- Celdas de 20 KV, al interior.	132
4.1.14.- Equipos y Aparatos de Protección, Medición, Señalización y Alarma.	135
4.1.15.- Cables de Potencia de 20 KV.	138
4.1.16.- Cajas Terminales de 20 KV.	140
4.1.17.- Cables de Control y Fuerza.	141
4.1.18.- Iluminación y Tomacorrientes.	143
4.1.19.- Red de Tierra.	146
4.1.20.- Barras Flexibles.	147
4.1.21.- Estructuras Metálicas.	149
4.2.- Especificaciones Técnicas de Montaje.	150
4.2.1.- Condiciones Generales de Montaje.	150
4.2.2.- Montaje Electromecánico de la Sub-estación Illimo 60/20 KV.	153
 <u>CAPITULO V :</u>	
<u>METRADO Y PRESUPUESTO.</u>	
5.1.- Objetivo.	164
5.2.- Criterio básico para el análisis de precios.	164
5.2.1.- Suministro de Materiales y Equipos Electromecánicos.	164
5.2.2.- Transporte de los Equipos Electromecánicos.	165
5.2.3.- Montaje, pruebas y puesta en servicio.	165
5.3.- Costo Total de la Subestación Illimo 60/20 KV.	165
<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</u>	169

## A N E X O S

	<u>Página</u>
<u>ANEXO A-1:</u>	
PRINCIPIOS SOBRE LAS DISPOSICIONES CONSTRUCTIVAS	173
<u>ANEXO A-2 :</u>	
CALCULO DE LOS NIVELES DE FALLA DEL SISTEMA.	175
<u>ANEXO A-3 :</u>	
CALCULO DE LA REGULACION DE TENSION Y PERDIDAS DE POTENCIA.	182
<u>ANEXO A-4 :</u>	
CALCULO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE LA L.T. LAMBAYEQUE-ILLIMO, 60KV.	186
<u>ANEXO A-5 :</u>	
DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA BUBESTACION.	188
<u>ANEXO A-6 :</u>	
CALCULO DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE 60 Y 20KV.	194
6.1.-Cálculo de los Seccionadores de 60KV.	194
6.2.-Cálculo de los Interruptores de 20KV.	196
6.3.-Dimensionamiento de los transformadores de medida.	197

	Página
<u>ANEXO A-7 :</u> CALCULO DE BARRAS COLECTORAS RIGIDAS DE 20KV.	204
<u>ANEXO A-8 :</u> SERVICIOS AUXILIARES DE LA SUBESTACION DE ILLIMO.	213
<del>XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX</del>	
BIBLIOGRAFIA	217

RELACION DE LAMINAS(L) Y PLANOS(P) DEL PROYECTO

<u>L/P</u>	<u>Número :</u>	<u>Designación :</u>
L	TG-2-01	Esquemas de las alternativas propuestas para el ramal:Lambayeque-Illimo-Motupe.
L	TG-3-01	Evolución de la Máxima Demanda de potencia de la S.E. Illimo.
L	TG-3-02	Diagrama de Carga Diaria de la futura - S.E. Illimo.
L	TG-3-03	Equipamiento de la S.E.Illimo,60/20KV.
L	TG-3-04	Determinación del Esquema Unifilar de la S.E.Illimo,60/20KV-2x4MVA.
L	TG-A2-01	Diagrama de Impedancias del Sistema.
P	TG-1-01	Ubicación General de la zona del proyecto.
P	TG-1-02	Esquema Unifilar del Sistema.
P	TG-3-03	Esquema Unifilar de la S.E.Illimo.
P	TG-3-04	Ubicación y Disposición de Equipos:Planta y Cortes.
P	TG-3-05	Frentes de Tableros y Celdas de 20KV.
P	TG-3-06	Esquema de Servicios Auxiliares.
P	TG-3-07	Red de Tierra Profunda.
P	TG-3-08	Tuberías,Bases y Canaletas.
P	TG-3-09	Alumbrado Interior y Exterior.

\*\*\*\*\*

## I N T R O D U C C I O N

La creciente demanda de energía eléctrica en la Región - Norte del Perú, tanto en cargas rurales, urbanas como in dustriales y agrícolas; hace impostergable la Revisión y Actualización del Sistema de Sub-transmisión del Departa mento de Lambayeque.

En la actualidad, el suministro eléctrico de las diferen tes Localidades del departamento, se realiza mediante pe queños centros de generación térmica y distribución de - carácter local, la mayoría de los cuales prestan un ser- vicio deficiente y restringido; debido principalmente a la antigüedad de las instalaciones y a la creciente de-- manda antes mencionada.

Razón por la cual, ELECTROPERU, acorde con su responsabi lidad como empresa encargada del Servicio Público de E-- lectricidad y con el propósito de sustituir la generaci-- ón eléctrica a base de Petróleo por Hidroelectricidad, - ha considerado necesario la elaboración de este nuevo proyecto, con el fin de suministrar energía al departa-- mento desde la Central Hidroeléctrica de Carhuaquero a - corto plazo.

Para tal efecto, la empresa mediante la Gerencia Técnica programa las actividades para llevar a cabo este nuevo estudio Definitivo del Sistema de Subtransmisión; en cuyo estudio, el autor de la presente Tesis, tuvo participación directa.

Por tal motivo, se procedió al estudio del Proyecto, que consiste en :

- Diseño de las líneas de Subtransmisión a nivel de 60 - KV, 20 KV y 10 KV.
- Diseño a nivel definitivo de las subestaciones 60/20 - KV y 60/10 KV.

El tema de la presenta Tesis, es precisamente efectuar - el diseño a nivel definitivo de la Sub-estación Illimo 60/20 KV.

Cuya finalidad es:

- Dotar de energía eléctrica a las localidades de: Mochumí, Tucume, Illimo, Pacora, Jayanca y Motupe. Mejorar la seguridad y confiabilidad de servicio del sistema.
- Dotar de un adecuado grado de flexibilidad en la operación y facilidades de ampliación, según su importancia dentro del sistema eléctrico.
- Facilitar una posible interconexión del Sistema Centro-Norte.

Durante el desarrollo de este trabajo se harán los correspondientes estudios de Alternativas y como conclusión, se elegirá la que brinde mayores beneficios desde el punto de vista Técnico-económico.

Finalmente, deseo expresar mi sincero reconocimiento a todos los profesores que han contribuido en una u otra manera en mi formación profesional. Asimismo, hago propicia la oportunidad para agradecer a todo el personal de la División de Transformación y Telecomunicaciones de ELECTROPERU, por su desinteresada colaboración e invaluable intercambio de conocimientos y experiencia; como también al Ingeniero Víctor J. Chávez Serrano, por su asesoría en esta Tesis.

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

## C A P I T U L O I

### DESCRIPCION DEL AREA DE INFLUENCIA Y ESTUDIO DE LA DEMANDA

#### 1.1.- Características principales de la zona del pro- yecto.

##### 1.1.1.- Ubicación.

El área del proyecto se encuentra ubicada en la parte norte del departamento de Lambayeque, tal como se muestra en el plano N° TG-1-01.

La zona de influencia comprende las siguientes localidades: Mochumí, Túcume, Illimo, Pacora, Jayanca y Motupe; que por sus características geográficas y socioeconómicas se han agrupado en el sector denominado Illimo.

##### 1.1.2.- Características geográficas y climatológicas.

El relieve geográfico de la zona, reviste características propias de la costa norte

del Perú, es decir, no presenta grandes-nivel y se puede considerar que mayormente es plano.

El clima predominante es semi-cálido, seco, con temperaturas promedias de 16 a 29° C. En la zona no se presentan descargas atmosféricas.

### 1.1.3.- Población.

De acuerdo a los resultados del Censo Nacional de 1,981, las localidades comprendidas en el estudio tenían las siguientes poblaciones:

POBLACION DE ALGUNAS LOCALIDADES DEL DPTO. DE LAMBAYEQUE

LOCALIDAD	C E N S O 1972		C E N S O 1981	
	Poblac. Urb.	T. Anual (%) *	Poblac. Urb.	T. Anual (%) **
MOCHUMI	4,140	2.0	4,866	2.0
TUCUME	3,058	4.0	4,122	3.5
ILLIMO	3,433	1.5	3,693	1.0
PACORA	2,050	2.5	2,482	2.3
JAYANCA	5,694	1.5	6,308	1.0
MOTUPE	6,753	2.0	7,864	2.0

\* Para el periodo Intercensal 1961 - 1972

\*\* Para el periodo Intercensal 1972 - 1981

La emigración hacia la ciudad de Chiclayo, capital de departamento, de los pobladores de esta zona, es muy activa, debiéndose principalmente a los servicios educativos y a las fuentes de trabajo.

1.1.4.- Actividades Económicas.

Entre las actividades que se desarrollan en la zona se tiene a la agricultura, principalmente el cultivo de la caña de azúcar y arroz, y en menor grado la ganadería y artesanía.

1.2.- Instalaciones eléctricas existentes en la zona.

1.2.1.- Servicio Eléctrico actual.

El suministro eléctrico actual a las localidades de Mochumí, Túcume, Illimo, Pacora y Jayanca, se realiza desde una planta eléctrica ubicada en la localidad de Illimo, la que está equipada con dos grupos electrógenos de 343 KVA cada uno y f.p. = 0.8, que generan a 480 V mediante un transformador de 10,000/480V, 1000KVA, se eleva la tensión y se alimenta a dos líneas de 10KV: una para Illimo, Túcume y Mochumí, y la otra línea para Pacora y Jayanca.

El servicio que presta la planta es restringido, de 6:00 p.m. a 10 p.m. y sólo a las partes céntricas de las localidades - debido a la limitación de la potencia de los grupos.

El servicio eléctrico en la localidad de Motupe, se realiza mediante un grupo electrógeno: Caterpillar de 200 KW, f.p.=0.8, 220 V. El servicio que presta este grupo

es también restringido.

En la zona de Motupe se tienen dos (2) autoproductores, a saber:

- Cervecería del Norte, que tiene una planta eléctrica, la cual está equipada con: tres grupos electrógenos Caterpillar de 800KW cada uno, de los cuales dos trabajan permanentemente y el tercero es de reserva.

Jugos del Norte, cuya planta eléctrica está equipada con dos grupos electrógenos Caterpillar de 525 KW cada uno.

1.2.2.- Sistema Eléctrico de Lambayeque.

El sistema eléctrico existente en el departamento de Lambayeque, comprende las siguientes instalaciones principales (ver plano N° TG-1-02).

a.- Central Térmica I (Antigua C.T. de COSERELEC.

Equipada con diferentes grupos electrógenos, de los cuales uno es marca GMT, y un turbogenerador a vapor, obteniéndose una potencia instalada de 32,115 KVA.

b.- Central Térmica II (Parque Industrial de Chiclayo).

Esta nueva Central Térmica está equipada con dos (2) grupos GMT de 6,750 - KVA cada uno. Actualmente se viene instalando dos grupos SULZER de capacidad de 6,450 KVA cada uno; posteriormente, el mencionado grupo GMT instalado en la Central Térmica I, será trasladado a esta nueva central.

c.- Sub-estación Chiclayo Oeste, 60/10KV.

Equipada con un transformador marca Delcrosa de 14 MVA, 60/10KV, Dyn11, con regulación de tensión en vacío, sistemas de barras dobles de 60KV, al exterior compuesta por una celda de transformador y dos celdas de línea (hacia Chiclayo Norte), y un sistema de barras simples de 10KV al interior, desde las cuales se realiza la alimentación al transformador mediante cables 2x3 (1x400mm<sup>2</sup>) de sección.

d.- Sub-estación Chiclayo Norte, 60/10KV.

Equipada con un transformador marca BBC de 14 MVA, 60/10KV, Yd5, con regulación de tensión automática bajo carga, sistema de barras simples de 60KV al exterior, compuesta por una celda de transformador, tres celdas de línea (dos hacia S.E. Chiclayo Oeste y una hacia la línea proyectada hacia Picsi), y un sistema de barras simple de

10 KV al interior hacia los cuales se conecta este transformador mediante - barras rígidas blindadas.

e.- Linea Chiclayo Oeste-Chiclayo Norte, 60KV.

Linea de simple terna, 5.5 Km. con conductor de aleación de Aluminio 2/0 AWG, en postiería de concreto armado, diseñada para doble terna.

f.- Linea Chiclayo-Lambayeque, 60KV.

Esta linea fue diseñada para doble terna con conductor de aleación de Aluminio de 2/0 AWG, pero no fue instalada.

Esta linea de 60KV es replanteada en el actual estudio definitivo de transmisión y subtransmisión de Lambayeque.

g.- Linea Chiclayo-Ferrenafe, 33KV.

Está diseñada para doble terna 33KV, 17.3 Km., actualmente está instalada en una sola terna, con conductor de - 250 MCM de Aleación de Aluminio y tensionada a 10KV.

1.2.3.- Instalaciones Eléctricas Previstas.

En 1,978 el Ex-INIE, elaboró el Estudio Definitivo del Sistema de Subtransmisión del

Dpto. de Lambayeque, el cual comprende lineas de 60KV y sub-estaciones 60/10KV. En base a estos estudios, es que ELECTROPERU ha construído las S.S.E.E. Chiclayo Norte 60/10KV, Chiclayo Oeste 60/10KV, la línea 60KV Chiclayo Norte-Chiclayo Oeste, y la línea 33KV Chiclayo-Ferreñafe.

Asimismo, este estudio planteó la construcción de las siguientes instalaciones:

S.E. Lambayeque 60/10KV, 4MVA.

S.E. Monsefú 60/10KV, 4MVA.

S.E. Picsi 60/10KV, 4MVA.

S.E. Illimo 60/10KV, 4MVA.

Línea 60KV Chiclayo Oeste-Lambayeque, 12Km.

Línea 60KV Chiclayo Oeste-Monsefú, 12Km.

Línea 60KV Chiclayo Norte-Picsi, 9Km.

Línea 60KV Lambayeque-Illimo, 27 Km.

En este trabajo se replanteará el suministro eléctrico al Sector Illimo.

### 1.3.- Fuentes de Energía Disponibles.

#### 1.3.1.- Central Hidroeléctrica de Carhuaquero.

La C.H. de Carhuaquero, se encuentra actualmente en la fase final de su construcción.

La casa de máquinas está equipada con tres generadores de 25 MVA cada uno. Desde un

patio de llaves de 220KV y mediante una línea de transmisión de 220KV, 70Km., simple terna, suministrará energía a la futura S.E. Chiclayo Sur 220/60KV, 2x50MVA.

1.3.2.- Sistema Interconectado Centro-Norte.

El notable ritmo de crecimiento de la demanda en la región Centro-Norte del país, debido a los requerimientos de grandes cargas de tipo industrial, agrícolas, mineras, etc. precisan de un conjunto de proyectos hidroeléctricos y térmicos. Entre los primeros se tiene las centrales de Carhuaquero y Olmos, y entre las Centrales Térmicas, se tiene la Central a Gas de Zorritos (Tumbes).

Actualmente se viene construyendo la línea de transmisión 220KV Trujillo-Guadalupe-Chiclayo, la que servirá para interconectar los sistemas eléctricos del Centro y del Norte.

La interconexión con el sistema eléctrico de Lambayeque, será en la S.E. Chiclayo Sur, 220/60KV, de donde se prolongará a Olmos y Piura.

1.4.- Estudio de la Demanda Eléctrica.

1.4.1.- Generalidades.

El estudio de la Demanda Eléctrica, se inició con la recopilación y análisis de los estudios existentes, se efectuó un viaje de reconocimiento, a fin de completar la información existente y tomar contacto directo con funcionarios de entidades públicas y privadas del sector.

1.4.2.- Demanda Actual.

La información disponible de las localidades comprendidas en el estudio, es la siguiente:

- Máxima demanda registrada en el año 1984.
- Cuadro demostrativo de la venta de energía eléctrica en el año: 1,984.
- Número de usuarios.

En el cuadro N° 1-01, se muestra la demanda de potencia y energía en 1,984, de las localidades en estudio.

Es necesario hacer notar que en dichas localidades se tiene una demanda potencial insatisfecha, debido en parte al déficit de energía en el departamento y a la falta de renovación y ampliación de las actuales redes de distribución.

1.4.3.- Proyección de la demanda.

Para la proyección de la demanda, se toma

en consideración lo siguiente:

- Resultados del Plan Maestro de Electricidad de 1,983 (Electroperú).
- Información proporcionada por el Instituto Nacional de Estadística (INE).
- Censos Nacionales de los años 1,961, 1,972, 1,981.
- Información obtenida en forma directa de los consumidores autoprodutores (Sector Industrial Motupe).
- El periodo de proyección es de 1,985 a 2004 (20 años).

Para efectos de la proyección de la demanda, se ha considerado los sectores urbanos de las localidades en estudio y el Sector Industrial Motupe.

#### 1.4.3.1.- Sector Urbano.

La metodología a seguir es recomendada por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (MEM), aplicada a las características propias de la zona.

A continuación se detalla el procedimiento:

##### a.- Consumo Doméstico y Alumbrado Público.

Se realiza la proyección del número de habitantes y viviendas de cada locali-

dad en base a los censos de 1,961, 1,972, y 1,981 (información del INE). Luego se determina el número de abonados domésticos mediante el coeficiente de electrificación (relación: abonados/vivienda), supuesto constante para el periodo 1,985-1,987 - (se supone que las cargas serán atendidas satisfactoriamente a partir de 1,988) e igual al correspondiente al año 1,984, para luego incrementarlo linealmente hasta alcanzar el límite de 90% de conexión en el año 2,004.

El consumo unitario por abonado se determina utilizando la curva de correlación: número de abonados versus consumo unitario, que fue desarrollada en base a datos históricos y cuya relación es la siguiente:

$$y = 72.9108x^{0.2803}$$

Donde:  $y$  = consumo unitario doméstico y alumbrado público por abonado, en KWh-año/abon.  
 $x$  = número de abonados.

El consumo doméstico y alumbrado público, se obtiene multiplicando el número de abonados domésticos por el consumo unitario correspondiente.

b.- Consumo Comercial.

De la información obtenida en la zona, se determina la relación entre el número de consumidores domésticos y consumidores comerciales, asimismo, la relación entre sus consumos unitarios cuyos valores para efectos de la proyección se mantienen constantes para todo el periodo de estudio.

El consumo comercial se obtiene multiplicando el número de abonados comerciales por sus respectivos consumos unitarios.

c.- Consumo de la pequeña industria.

En base a las encuestas realizadas en la zona y la comparación con otras localidades similares se estima en un 10% de la suma de los consumos domésticos, alumbrado público y comerciales.

d.- Consumo de Cargas Especiales.

Constituido por cargas tales como: Municipalidad, comisaría, colegio, escuela, posta médica, iglesia, molinos, etc.

Su proyección se obtiene en base a las encuestas realizadas y por comparación con cargas similares de otras

localidades.

e.- Consumo Neto Total.

Se obtiene sumando los consumos doméstico, alumbrado público, comercial, pequeña industria y las cargas especiales.

f.- Consumo Bruto Total.

Se determinan considerando las pérdidas de distribución, las cuales se estiman en un 15% del consumo neto en el periodo 1,985-1,987, y en un 10% para 1,988-2,004.

g.- Máxima Demanda.

Se determina en función del consumo bruto y las horas de utilización anuales, estimadas en 2000 horas - 1,985-1,987; para incrementarlas linealmente hasta 2,400 horas en 2,004.

1.4.3.2.- Sector Industrial de Motupe.

Dentro de estas cargas se consideran las demandas de la Cervecería del Norte, ubicados en la localidad de Motupe.

Sus proyecciones se realizan en base a las encuestas realizadas.

Se estima que éstas cargas se conectarán al sistema en el año 1,988.

1.4.3.3.- Resultados de la Proyección.

Los resultados de la proyección para cada localidad, obtenidos siguiendo los pasos de la metodología descrita, se presentan en el cuadro N° 1-02. Asimismo, en el cuadro 1-03, se han agrupado las cargas a fin de determinar una demanda global del sector, para lo cual se han considerado las pérdidas de potencia en las líneas y subestaciones, estimadas en base a un diseño preliminar.

Los valores más significativos de la demanda de potencia son:

<u>Años</u>	<u>KW</u>
1,985	3,617
1,994	5,598
2,004	8,442

De donde se obtiene una tasa de crecimiento promedio anual del orden de 4.5 % para el periodo de estudio.

C U A D R O N° 1-01

MAXIMA DEMANDA EN 1984 DE LAS LOCALIDADES  
COMPRENDIDAS EN EL SECTOR ILLIMO

LOCALIDADES	Potencia Instalada (KW)	Máxima Demanda (KW)	Energía Producida (MWh)	Número de Grupos	Año de - instalac. de grupos
ILLIMO (*)	550	81	806	2	1979
MOCHUMI	-	92	-	-	-
TUCUME	-	90	-	-	-
PACORA	-	58	-	-	-
JAYANCA	-	107	-	-	-
MOTUPE (**)	200	180	342	1	1957

(\*) Actualmente, desde la C.T. Illimo, se suministra energía a las localidades de Illimo, Tucume, Mochumi, Pacora

(\*\*) La localidad de Motupe es abastecida por una pequeña central térmica.

PROYECCION DE LA ENERGIA Y MAXIMA DEMANDA DE LAS LOCALIDADES DEL SECTOR ILLIMO

LOCALIDADES	UNID.	AÑO																					
		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004		
<u>MOCHUMI</u>																							
CONSUMO DE E.	MWh	544	672	751	813	866	916	962	1006	1047	1090	1133	1172	1215	1254	1294	1336	1376	1418	1460	1503		
MAX. DEMANDA	Kw	236	293	326	350	372	391	408	424	439	454	470	483	497	511	524	538	551	564	577	591		
<u>TUCURIE</u>																							
CONSUMO DE E.	MWh	525	658	745	818	885	948	1009	1071	1132	1194	1256	1320	1384	1451	1520	1521	1662	1735	1814	1892		
MAX. DEMANDA	Kw	229	288	324	352	378	401	424	446	467	488	509	529	549	571	591	613	634	655	677	699		
<u>ILLIMO</u>																							
CONSUMO DE E.	MWh	469	575	637	684	722	756	788	814	842	868	891	917	939	961	983	1005	1027	1047	1070	1089		
MAX. DEMANDA	Kw	208	257	284	305	321	335	348	358	369	379	388	398	407	415	423	431	439	447	455	412		
<u>PACORA</u>																							
CONSUMO DE E.	MWh	314	391	440	478	512	545	573	604	633	639	688	716	746	774	803	831	861	892	923	954		
MAX. DEMANDA	Kw	147	185	208	226	241	255	268	281	293	304	316	327	339	350	361	372	383	395	406	417		
<u>JAYANCA</u>																							
CONSUMO DE E.	MWh	805	994	1110	1201	1282	1354	1423	1489	1551	1611	1735	1735	1795	1855	1915	1975	2036	2098	2161	2221		
MAX. DEMANDA	Kw	325	400	443	475	503	527	550	570	590	610	628	646	664	681	698	714	731	748	765	781		
<u>NOTUPE</u>																							
CONSUMO DE E.	MWh	1002	1240	1384	1499	1599	1689	1775	1856	1935	2010	2087	2163	2237	2312	2389	2464	2540	2617	2694	2773		
MAX. DEMANDA	Kw	386	474	523	561	592	620	646	670	692	713	734	755	775	794	814	832	852	871	889	908		
<u>CERVEC. DEL N.</u>																							
CONSUMO DE E.	MWh	9840	10880	10320	10560	10800	11040	11280	11520	11760	12000	12240	12480	12720	12960	13200	13440	13680	13920	14160	14400	14640	14880
MAX. DEMANDA	Kw	1640	1680	1720	1760	1800	1840	1880	1920	1960	2000	2040	2080	2120	2160	2200	2240	2280	2320	2360	2400	2440	2480
<u>JUGOS DEL NORT.</u>																							
CONSUMO DE E.	MWh	2160	2280	2400	2520	2640	2760	2880	3000	3120	3240	3360	3480	3600	3720	3840	3960	4080	4200	4320	4440		
MAX. DEMANDA	Kw	360	380	400	420	440	460	480	500	520	540	560	580	600	620	640	660	680	700	720	740		



## C A P I T U L O    I I

### SELECCION TECNICO - ECONOMICA DEL SIS TEMA DE SUB TR ANSMISION

#### 2.1.- Generalidades.

En el presente capítulo, se hace un análisis Técnico-Económico comparativo de las alternativas para el suministro eléctrico al sector de Illimo, con el objeto de establecer un esquema eléctrico que permita diseñar adecuadamente las instalaciones eléctricas capaces de satisfacer los requerimientos de energía en la zona del proyecto.

El análisis fundamentalmente se refiere a la selección de los niveles de tensión de las líneas de subtransmisión y que estos niveles de tensión sirvan como premisas en el diseño electromecánico de la S.E. Illimo.

#### 2.2.- Metodología para el análisis Técnico-Económico.

Para la selección técnico-económica de los niveles de tensión de las líneas de subtransmisión, se hace uso del programa "Diseño Optimo de Lineas de Transmisión y Distribución", existente en la División de Lineas de Transmisión (ELECTROPERU).

Dicho programa permite la determinación de la tensión óptima de transmisión o distribución entre dos o más alternativas, así como la determinación del conductor óptimo (material y calibre) y del respectivo soporte óptimo (longitud y esfuerzo de flexión).

La optimización se obtiene mediante la minimización de los costos anuales (inversión y pérdidas) y de los costos de cada Kw-h transmitido por kilómetro de línea.

El problema en cuanto a la selección de las características principales de la línea, consiste en determinar el sistema que representa los mínimos costos anuales por cada KWH que se espera que debe transmitirse por el sistema cuyo esquema ha sido previamente establecido.

En cuanto a la selección óptima de la línea, desde el punto de vista eléctrico, el principal problema reside en la determinación de las máximas demandas en cada tramo (si tiene ramificaciones) ya que es necesario considerar un cierto factor de simultaneidad en la combinación de las cargas. Esto es de suma importancia, puesto que dicho factor influencia no solo en la máxima potencia que se considera que es transmitido, sino también en el factor de carga y por consiguiente en el factor de pérdidas.

En lo concerniente a las características óptimas

de la línea desde el punto de vista mecánico, el problema es más simple, por cuanto consiste en la solución simultánea de la ecuación de cambio de estado y de los costos de los soportes.

### 2.3.- Premisas generales.

#### 2.3.1.- Premisas para la comparación técnica.

Para el análisis técnico de las alternativas se tendrán en cuenta las siguientes premisas:

- a.- Los esquemas propuestos en cada alternativa, deberán satisfacer la demanda eléctrica en el año 2004.
- b.- La capacidad de la sub-estación será la que cubra las máximas demandas de cada centro de carga.
- c.- La máxima caída de tensión permisible en las líneas será menor o igual que el 6%.
- d.- La regulación de tensión no excederá del 10%.

#### 2.3.2.- Premisas para la comparación Económica.

Se tomarán en cuenta las siguientes premisas:

- a.- Las características principales de las líneas de transmisión serán las

que representen los mínimos costos anuales por cada Kwh transmitido por  $\pm$  Km. de línea.

- b.- El costo de generación hidráulica (C. H. Carhuaquero) se ha considerado en 0.04 dólares/Kwh.
- c.- El periodo de análisis será de 20 (veinte años).
- d.- La vida de utilización del sistema de transmisión será de 20 años.
- e.- Se considera una tasa de interés del 12% anual.
- f.- Se considera un valor de recuperación del 20%.

#### 2.4.- Formulación de alternativas.

Tomando en cuenta las nuevas condiciones existentes en la zona del proyecto, para el suministro al sector Illimo se formulan las siguientes alternativas (ver Lámina TG-2-01).

##### Alternativa A.

Esta alternativa considera la configuración planteada en un estudio anterior, a la cual se ha agregado el suministro a la localidad de Motupe (incluye cargas domésticas e industriales). Esto es:

- Línea 60KV: Lambayeque-Illimo-Motupe, 68Km. simple terna.
- Subestación Illimo 60/10., 3 MVA.
- Subestación Motupe 60/10 KV., 5 MVA.
- Línea 10 KV: Illimo-Tucume-Mochumi, 8.5 Km., sim-

ple terna.

- Línea 10 KV: Illimo-Pacora-Jayanca, 11 Km., simple terna.

#### Alternativa B.

Esta alternativa considera el suministro a la zona mediante una línea de 60 KV y las líneas de distribución primaria de 20 KV. En esta alternativa se tienen dos variantes:

#### Variante 1.

- Considera que el suministro a Motupe será mediante una línea de 20 KV. tanto para la carga doméstica como para la industrial. Por lo tanto, comprende:

- Línea 60 KV: Lambayeque-Illimo, 27 Km., simple terna.
- Subestación Illimo, 60/20 KV, 8 MVA.
- Línea 20 KV: Illimo-Tucume-Mochimi, 8.5 Km. simple terna.
- Línea 20 KV: Illimo-Pacora-Jayanca-Motupe, 41 Km., doble terna.

#### Variante 2.

Considera que el suministro a la carga doméstica de Motupe será mediante una línea de 20 KV, la cual alimenta a las localidades de Pacora y Jayanca.

El nivel de tensión y las obras para la carga in--

dustrial, ya sea en 60 KV ó 20 KV, debe ser definido por los usuarios. Esta variante comprende:

- Línea 60 KV: Lambayeque-Illimo, 27 Km., simple terna. Subestación Illimo 60/20 KV, 8 MVA. Se ha previsto que para los casos de emergencia los dos grupos de la central térmica (actual), se conecten a las barras de 20 KV, para lo cual será necesario cambiar el transformador.
- Línea de 20 KV: Illimo-Pácora-Jayanca-Motupe - (carga doméstica), 41 Km. Simple terna.

En la lámina N° TG-201, se muestran los esquemas eléctricos propuestos para este ramal.

## 2.5.- Evaluación de alternativas.

### 2.5.1.- Aspectos Económicos.

#### a.- Inversiones.

El cálculo de las inversiones alcanzan hasta el nivel de la instalación e incluyen: suministro, transporte y montaje de los equipos y materiales.

Los precios se han considerado en moneda extranjera, al cambio de un dólar = 3,335 soles a Junio de 1,984.

En el cuadro N° 2-01, se muestran los costos unitarios de las líneas de transmisión de 10, 20 y 60 KV; los cuales fueron obtenidos considerando al conductor óptimo (material y calibre) y el respectivo soporte óptimo (longitud y esfuerzo de flexión).

En los cuadros N° 2-02 y 2-03, se muestran los costos correspondientes a las subestaciones, los cuales fueron determinados en función de la capacidad final de los transformadores de potencia, necesarios para cubrir las máximas demandas del centro de carga respectivo y a un equipamiento mínimo.

b.- Costos de pérdidas de Transmisión.

Los costos anuales de pérdidas por efecto Joule se han obtenido considerando la máxima demanda promedio de energía de cada línea, para lo cual se determinó los factores de carga y los factores de pérdidas respectivos.

Estos costos anuales de pérdidas, se han calculado considerando una tarifa promedio de 0.04 dólares/Kwh.

c.- Costos Anuales Totales.

El análisis económico se efectúa en función de los costos anuales totales

les (inversión y costos de pérdidas de energía) de cada una de las alternativas planteadas.

En los cuadros N° 2-04, 2-05 y 2-06 se muestran los resultados de la selección óptima de las líneas consideradas en las alternativas propuestas.

Esta selección se ha efectuado teniendo en cuenta las líneas que producen los mínimos costos anuales (inversión y costos de pérdidas de energía) y los costos de cada Kwh transmitido por Km. de línea.

Asimismo, en el cuadro N° 2-07 se muestran los resultados de los costos anuales totales, considerando en ellos los montos correspondientes a la inversión inicial. (líneas, subestaciones y costos de pérdidas de energía).

d.- Conclusiones.

Los resultados de la evaluación económica en base a los costos anuales totales para cada alternativa son:

Alternativa A: US \$ 422,132

Alternativa B: son

- Variante 1: US \$ 320,239

- Variante 2: US \$ 356,483

Como puede notarse, la variante 1 de la alternativa B, presenta el menor costo anual total del orden del 11.3% respecto a la variante 2 y del orden del 31.8% respecto a la alternativa A. Sin embargo, si en la variante 2 no consideramos los costos de la línea para el suministro independiente de la carga industrial de Motupe, ya que por ser una carga particular, ésta debería estar a cargo de los propios interesados, los resultados serían los siguientes:

Alternativa A: US \$ 422,132

Alternativa B:

Variante 1: US \$ 320,239

- Variante 2: US \$ 244,699

En este caso, la variante 2, de la alternativa B, presenta el menor Costo Anual Total del orden de 30.8% respecto a la variante 1, del orden de 72.5% respecto a la alternativa A. Por lo tanto desde el punto de vista económico, resulta más económico la variante 2 de la alternativa B.

#### 2.5.2.- Aspectos Técnicos.

Desde el punto de vista técnico, las

alternativas planteadas presentan las siguientes ventajas y desventajas:

Alternativa A.

Ventajas.

- Mayor capacidad de transporte de la línea 60KV, por lo tanto, mayores posibilidades de alimentar nuevas cargas no previstas.
- Menores pérdidas de energía.

Desventajas.

- Imposibilidad de alimentar directamente a las cargas ubicadas en todo el recorrido de la línea de 60 KV.
- Mayor complejidad en la operación del sistema.

Alternativa B - Variante 1.

Ventajas.

- Posibilidad de alimentar directamente a las cargas ubicadas en el recorrido de las líneas de 20 KV.

Desventajas.

- Mayores pérdidas de energía.
- La alta seguridad y confiabilidad de servicio que requieren las cargas

industriales de Motupe (Cervecería del Norte y Jugos del Norte), no serían satisfechas a cabalidad debido a que la línea de 20 KV también suministrará energía a las poblaciones, las cuales tienen otro grado de seguridad de servicio y confiabilidad de servicio.

#### Alternativa B - Variante 2.

##### Ventajas.

- Posibilidad de alimentar directamente a las cargas ubicadas en el recorrido de las líneas de 20 KV.
- Se puede obtener el grado de seguridad y confiabilidad de servicio requeridos por las cargas industriales de Motupe, al considerar el suministro de estas cargas, en forma independiente de las poblaciones.
- Mayor facilidad de operación del sistema.

##### Desventajas.

- Mayores pérdidas de energía.

#### 2.6.- Selección de la alternativa recomendada.

Tomando en consideración los aspectos técnico-económicos antes expuestos, se selecciona el esquema eléctrico de la alternativa B - variante 2, como la solución recomendada, la misma que compren---

de las siguientes obras:

- Línea de 60kv: Lambayeque-Illimo, 27 Km., simple terna.
- Subestación Illimo 60/20 KV.
- Línea de 20 KV: Illimo-Pacora-Jayanca-Motupe, 41 Km., simple terna.
- Línea de 20 KV: Illimo-Tucume-Mochumí, 8.5 Km., - simple terna.

Cabe anotar, que dada la magnitud del diseño de las instalaciones antes mencionadas, el presente trabajo está referido a la elaboración del Estudio Definitivo de la Subestación Illimo, en tanto que el diseño de las líneas, constituyen un estudio aparte.

Nota importante : El presente trabajo no pretende desarrollar los cálculos detallados de la L.T., sólo se hace una breve descripción de la Metodología aplicada en la evaluación técnico-económica. Por tanto, no está al alcance del presente capítulo, precisar detalles del programa utilizado.

CUADRO N° 2 - 01

COSTOS UNITARIOS DE LA LINEA DE TRANSMISION.

Conductor : AASC					
Estructura : De Concreto para 10 y 20KV, de Madera para 60KV					
Aisladores : Tipo PIN para 10 y 20KV, tipo Campana para 60KV					
Sección	10 KV		20 KV		60 KV
	C <sub>L.T.</sub> (S.T.)	C <sub>L.T.</sub> (D.T.)	C <sub>L.T.</sub> (S.T.)	C <sub>L.T.</sub> (D.T.)	C <sub>L.T.</sub> (S.T.)
mm <sup>2</sup>	\$/km.	\$/km.	\$/km.	\$/km.	\$/km.
16	3,445	5,265	4,400	6,482	6,304
25	4,310	6,779	5,160	7,885	7,188
35	5,124	8,173	5,818	9,075	7,936
50	6,180	10,050	6,607	10,185	8,813
70	7,260	12,105	7,450	12,350	9,730
95	8,502	14,400	8,308	13,788	10,645
120	9,585	16,432	9,030	15,223	11,402
150	10,735	18,640	9,778	16,732	12,176
185	11,941	20,983	10,538	18,288	12,950
240	13,628	24,307	11,563	20,420	13,980

S.T. Simple Terna

D.T. Doble Terna.

CUADRO N° 2-02

ESTIMACION DE COSTOS DE LAS SUBESTACIONES

ALTERNATIVA A.

ITEM	DESCRIPCION	CANT.	COSTOS(DOLARES)	
			UNITARIO	TOTAL
	<u>S.E. Illimo 60/10KV - 3MVA</u>			
1	<u>Equipos Principales :</u>			
	- Seccionador tripolar 60 KV, con cuchilla de puesta a tierra.	1	22,540	22,540
	- Seleccionador tripolar 60 KV de barras.	1	13,870	13,870
	- Interruptor tripolar 60KV	1	73,690	73,690
	- Transformador de tensión $\frac{60}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0.100Kv}{\sqrt{3}}$	3	6,070	18,210
	- Transformador de potencia de 60/10Kv y de 3 MVA.	1	52,910	52,910
	- Celdas de 10 KV, con interruptor extraíble.	5	22,500	112,500
	Parcial :			293,720
2	<u>Materiales y equipos auxiliares :</u>			
	Estimado en un 35% de equipo principal			102,802
3	<u>Construcción (obras civiles montaje) :</u>			
	Estimado en 40% de equipo principal			117,488
	Total :			514,010

Continuación del cuadro N° 2-02

<u>S.E. Motupe, 60/10KV-5MVA</u>				
1	<u>Equipos Principales :</u>			
	- Seccionador tripolar 60KV, con cuchilla de puesta a tierra	1	22,540	22,540
	- Interruptor tripolar 60 KV.	1	73,690	73,690
	- Transformador de tensión $\frac{60}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0.100KV}{\sqrt{3}}$	3	6,070	18,210
	- Transformador de potencia 60/10KV-5MVA.	1	74,380	74,380
	- Celdas de 10KV, con interruptor extraíble	4	22,500	90,690
	Parcial :			278,820
2	<u>Materiales y equipos auxiliares :</u>			
	Estimado en un 35% de Equipo principal			111,528
	Total :			487,935
	<u>Costo total Alternativa A :</u>			1'001,945

## CUADRO Nº 2-03

## ESTIMACION DE COSTOS DE LAS SUBESTACIONES

ALTERNATIVA B.

ITEM	DESCRIPCION	CANT.	COSTOS (DOLARES)	
			UNITARIO	TOTAL
	<u>Variante 1.</u>			
	<u>S.E. Illimo 60KV-8MVA</u>			
1	<u>Equipos Principales :</u>			
	- Seccionador tripolar, 60 KV. con cuchilla de puesta a tierra.	1	22,540	22,540
	- Interruptor tripolar, 60 KV.	1	73,690	73,690
	- Transformador de tensi- ón $\frac{60}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0.100 \text{ KV}}{\sqrt{3}}$	3	6,070	18,210
	- Transformador de poten- cia, 60/20 KV-8MVA.	1	95,000	95,000
	- Celdas 20 KV, con inte- rruptor extraíble	6	25,000	<u>150,000</u>
2	<u>Materiales y equipos au- xiliares :</u>		PARCIAL:	359,440
	Estimado en un 35% de Equi- po Principal.			125,804
3	<u>Construcción (Obras civi- les, montaje) :</u>			
	Estimado en un 40% de Equi- po Principal.			143,776
	Total :			<u><u>629,020</u></u>

Continuación de cuadro N° 2-03

	<u>Variante 2.</u>			
	<u>S.E. Illimo 60/20KV-8MVA.</u>			
1	<u>Equipos Principales :</u>			
	- Seccionador tripolar 60 KV, con cuchilla de puesta a tierra.	1	22,540	22,540
	- Interruptor tripolar, 60 KV.	1	73,690	73,690
	- Transformador de tensión $\frac{60}{\sqrt{3}} / \frac{0.100}{\sqrt{3}} \text{ KV}$	3	6,070	18,210
	- Transformador de potencia 60/20 KV-8MVA.	1	95,000	95,000
	- Celdas 20 KV, con interruptor extraíble.	7	25,000	175,000
	Parcial :			<u>384,440</u>
2	<u>Materiales y Equipos Auxiliares :</u>			
	Estimado en un 35% de Equipo Principal			134,554
3	<u>Construcción (Obras civiles, montaje) :</u>			
	Estimado en un 40% de Equipo Principal.			153,776
	Total :			<u><u>672,770</u></u>

CUADRO N° 2 - 04

RESULTADOS DE LA SELECCION TECNICO-ECONOMICA DE LA LINEA DE TRANSMISION

I T E M	UNIDAD	A L T E R N A T I V A			" A "	TOTALES.
		TRONCAL AC(α)	RAMAL B'D'(β)	RAMAL B'E (α)		
TRONCAL O RAMAL						
NIVEL DE TENSION	kV	60	10	10		-
SECCION DEL CONDUCTOR	mm <sup>2</sup>	185	70	70		-
LONGITUD TOTAL	Km.	68	8.5	11		-
INVERSION INICIAL	Mil \$	1,967.72	61.71	79.86		2,109.29
PERDIDAS PROMEDIAS	MW-h	265.274	48.19	71.08		384.544
COSTO ANUAL TOTAL	Mil \$	268.554	10.02	13.314		291.880
COSTO DE TRANSMISION	¢/kw-h	1.18	0.44	0.59		-
REGULACION DE TENSION	%	5.41	5.73	7.81		-
MAX. CAIDA DE TENSION	%	2.78	4.07	5.53		-

CUADRO N° 2 - 05

RESULTADOS DE LA SELECCION TECNICO-ECONOMICA DE LA LINEA DE TRANSMISION

I T E M	UNIDAD.	ALTERNATIVA " B " ,			VARIANTE : 1	
		TRONCAL $\overline{AB}$ ( $\gamma$ )	RAMAL $\overline{B'D'}$ ( $\theta$ )	RAMAL $\overline{B'E'}$ ( $\alpha$ )	TOTALES	
NIVEL DE TENSION	kV.	60	20	20	-	
SECCION DEL CONDUCTOR	mm <sup>2</sup> .	120	35	2 x 240	-	
LONGITUD TOTAL	km	27	8.5	41	-	
INVERSION INICIAL	Mil \$	745.9	49.453	837.22	1,632.573	
PERDIDAS PROMEDIAS	MW-h	172.26	24.21	2 x 206.93	610.33	
COSTO ANUAL TOTAL	Mil \$	104.67	7.447	126.35	238.467	
COSTO DE TRANSMISION	¢/KW-h	0.48	0.33	0.65	-	
REGULACION DE TENSION	%	3.14	2.42	9.7	-	
MAX. CAIDA DE TENSION	%	1.57	1.72	4.5	-	

CUADRO N° 2 - 06

RESULTADOS DE LA SELECCION TECNICO-ECONOMICA DE LA LINEA DE TRANSMISION

I T E M	UNID.	ALTERNATIVA " B # ,				VARIANTE : 2	
		TRONCAL A B (66)	RAMAL B'D' (66)	RAMAL B'E' (66)	RAMAL B'C" (66)	TOTALES	
NIVEL DE TENSION	kV.	60	20	20	20	-	
SECCION DEL CONDUCTOR	mm <sup>2</sup>	120	35	70	2 x 185	-	
LONGITUD TOTAL	Km.	27	8.5	41	41	-	
INVERSION INICIAL	MIL \$	745.9	49.453	305.45	749.81	1,850.613	
PERDIDAS PROMEDIAS	MW-h	183.64	24.21	115.56	2 x 168.4	660.21	
COSTO ANUAL TOTAL	MIL \$	105.128	7.447	44.664	111.784	269.023	
COSTO DE TRANSMISION	\$/KW-h	0.46	0.33	1.04	0.73	-	
REGULACION DE TENSION	%	3.15	2.42	8.71	9.18	-	
MAX. CAIDA DE TENSION	%	1.55	1.72	5.83	4.3	-	

C U A D R O N° 2-07

COSTOS ANUALES TOTALES DE LAS ALTERNATIVAS AS.

ALTERNATIVAS	Lineas de Transmisión		Subestaciones		Totales		COSTO RELATIVO
	Inversión inicial	Costo anual total	Inversión inicial	Costo anual total	Inversión inicial	Costo anual total	
	Dólares	Dólares	Dólares	Dólares	Dólares	Dólares	DOLARES
ALTERNATIVA "A"	2'109,290	291,880	1'001,945	130,252	3'111,325	422,132	1.318
ALTERNATIVA "B" VARIANTE 1	1'632,573	238,467	629,020	81,772	2'261,593	320,239	1.00
ALTERNATIVA "B" VARIANTE 2	1'850,613	269,023	672,770	87,460	2'523,383	356,483	1.113

## C A P I T U L O    I I I

### DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LA SUBESTACION ILLIMO, 60/20KV

#### 3.1.- Determinación de las características de los transformadores.

##### 3.1.1.- Potencia Nominal.

Para determinar la potencia nominal de los transformadores y las etapas de equipamiento de la subestación Illimo 60/20KV, se consideran los siguientes factores:

- Potencia final de la subestación y capacidad de sobrecarga de los transformadores.
- Número de transformadores e incidencia en el costo de la subestación.
- Aspectos técnicos.

##### a.- Potencia final de la subestación y capacidad de sobrecarga de los transformadores.

En base a los resultados del estudio de la Demanda Eléctrica, se ha elabo

rado la lámina TG-3-01 y el cuadro -  
Nº 3-01, donde se muestra la Máxima  
Demanda de la S.E. Illimo.

En dicho cuadro se observa que la Má-  
xima Demanda en el año inicial (1985)  
será de 4,255KVA y que el año final  
de estudio (2,004) ascenderá a 9,931  
KVA.

Para determinar la potencia nominal  
del transformador a instalarse en la  
S.E. Illimo, debemos considerar, que  
si bien un transformador puede tener  
en períodos de sobrecarga un enveje-  
cimiento más acelerado que el que ex-  
perimenta cuando trabaja con su car-  
ga nominal en temperatura ambiental  
igual a la normalizada, por otra par-  
te, es cierto que cuando trabaja en  
condiciones de subcarga con respecto  
a su carga nominal, y/o en temperatu-  
ra ambiental inferior a la normaliza-  
da, su envejecimiento es más lento.

Por lo tanto, para establecer la ca-  
pacidad de Sobrecarga del transforma-  
dor, debemos determinar la temperatu-  
ra ambiental promedio del área del -  
proyecto y los diagramas de carga  
diario, con los cuales operará el  
transformador.

Influencia de la Temperatura Ambiental.

La temperatura en el material aislante es igual a la suma de la elevación de temperatura con respecto a la ambiental, producida por la carga eléctrica del transformador, más el valor de dicha temperatura ambiental. De aquí la importancia de esta variable.

Reconociendo la influencia de las condiciones ambientales en la operación de los transformadores, las Normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (C.E.I.) fijan en su publicación: 76,2<sup>o</sup> Edición, que su campo de aplicación lo constituyen los transformadores que trabajan en temperaturas del medio ambiente de:

- 30°C como máximo para la temperatura promedio en un día cualquiera.
- 20°C como máximo para la temperatura promedio en un año cualquiera.
- 40°C como máximo absoluto durante la operación del transformador.

Respecto a la temperatura ambiental de la zona del proyecto, el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENA-MHI) ha proporcionado los datos de las temperaturas mínimas, medias y máximas de los últimos años (1,974-1,983).

En el cuadro N° 03-02 se muestran los cálculos estadísticos de la distribución de los valores para las temperaturas mínima, media y máxima, respectivamente, obteniéndose los siguientes valores promedio:

Temperatura mínima : 16°C.  
- Temperatura media : 21°C.  
Temperatura máxima : 29°C.

Podemos apreciar que la temperatura máxima promedio no excede los 30°C, de la Norma C.E.I., en un día cualquiera.

#### Diagrama de carga.

Teniendo en cuenta, que el servicio eléctrico actual de las localidades comprendidas en el proyecto, es parcial (de 18 a 24 horas), para determinar el diagrama de carga diario de la futura S.E. Illimo, se ha considerado la forma del diagrama de carga de Lambayeque, por ser la ciudad más cercana a la zona del proyecto que cuenta con servicio eléctrico las 24 horas del día.

En la lámina N° TG-302, se muestra el diagrama de carga diario de la S.E. Illimo, para el año final de estudio (2004).

Como se puede apreciar en dicha lámina, la carga dura aproximadamente cuatro (4) horas, entre las 18 hasta las 22 horas.

Cálculo de la capacidad de sobrecarga.

Debido a las variaciones hora a hora, tanto de la carga eléctrica como de la temperatura ambiental, las asociaciones técnicas (A.S.A., N.E.M.A., C.E.I., etc.) consideran procedimientos de cálculo simplificados, mediante el uso de tablas para determinar la capacidad de sobrecarga de los transformadores.

En el cuadro N° 3-03 se muestra la tabla A.S.A. 92-01.250B, la cual considera los siguientes factores:

Diagrama de carga simplificado.

En el cuadro N° 3-04, se muestran los valores de carga diario de la S.E. Illimo - para el año 2,004. Para simplificar el diagrama de carga diario, convirtiéndolo en otro equivalente, del tipo escalonado, se han calculado los correspondientes valores medio-cuadráticos de la carga en la punta (4 horas), y de las cargas previas a la punta (12 horas), obteniéndose los siguientes resultados:

Carga punta : 9.332 MVA.

Carga previa a la punta : 4.320 MVA.

En la lámina N° TG-302 se encuentran representados con línea gruesa los escalones de punta y previo a la punta.

- Temperatura ambiental.

De acuerdo a los resultados de los cálculos estadísticos la temperatura ambiental promedio es de 21°C.

- Sistema de Refrigeración del Transformador.

Se recomienda que el sistema de refrigeración de los transformadores sea del tipo ON/AN-AF, es decir, que funcionando con refrigeración natural puedan entregar su potencia nominal, y que con la adición de ventiladores se pueda aumentar en un 25%.

- Duración de las sobrecargas.

Conforme se vio en los diagramas de carga diario, la punta de la carga dura aproximadamente cuatro (4) horas.

- Sobrecarga y carga continua que la precede.

Considerando una potencia nominal de 8 MVA para el transformador a instalarse en la S.E. Illimo, se tiene los siguientes valores de sobrecarga en la punta y subcarga previa a la punta.

$$\text{Sobrecarga en la punta} = \frac{\text{Carga de punta}}{\text{Pot. del trafo}} =$$

$$= \frac{9.332}{8} = 1.17 = 117\%.$$

$$\text{Subcarga previa a la punta} = \frac{\text{Car. prev. punt.}}{\text{Pot. del traf.}}$$

$$= \frac{4.320}{8} = 0.54 = 54\%.$$

Para verificar si el transformador puede soportar la sobrecarga en horas de punta, sin sacrificio de su vida útil, se utilizará la tabla A.S.A. 92-01.250B (ver cuadro N° 3-03). De la tabla antes mencionada, se obtiene :

Valor unitario de carga admisible durante cuatro horas, para 50% de carga previa y 20°C de temperatura ambiente = 1.26.

Idem para 50% de carga previa y 30°C de temperatura ambiente = 1.15.

Idem para 70% de carga previa y 20°C de temperatura ambiente = 1.24.

Idem para 70% de carga previa y 30°C de temperatura ambiente = 1.13.

Efectuando una doble interpolación entre

los valores anteriores, obtenemos la carga admisible en nuestro caso, correspondiente a 54% de carga previa y 21°C. El resultado es : Carga de punta admisible durante cuatro horas = 1.245 = 124.5%.

Como la punta de carga equivalente de nuestro diagrama es de 117%, se concluye que el transformador de 8 MVA puede soportar la punta de carga sin sacrificio de su vida útil.

b.- Número de transformadores e incidencia en el costo de la sub-estación.

Como se puede observar en la lámina N° - TG-3-01, el desarrollo de la máxima demanda de la S.E. Illimo, tiene dos etapas bien definidas. La primera etapa comprende desde el año 1,985 hasta 1,994; y la segunda etapa desde 1,995 hasta el año final de estudio (2,004); prácticamente cada etapa comprende 10 años, por lo que la subestación podría ser equipada por etapas, con dos transformadores de 4 MVA cada uno.

Por lo tanto, para el equipamiento de la S.E. Illimo, se plantean dos alternativas, cuyos esquemas eléctricos se muestran en la lámina N° TG-3-03.

Alternativa N° 1.

Equipamiento de la subestación en una sola etapa, con un transformador de 8 MVA.

Alternativa Nº 2.

Equipamiento de la subestación por etapas, con dos transformadores de 4 MVA cada uno.

Evaluación económica de las alternativas.

La evaluación económica se efectuará a base de los Gastos Totales Actualizados de cada una de las alternativas, considerando en ellos los montos referentes a las Inversiones y al valor residual de los equipos.

El período de análisis abarca 20 años, y para efectos de comparación se toma como año de referencia a 1,984.

A fin de apreciar la sensibilidad del análisis económico, con respecto a las tasas de descuento, se considerarán las siguientes tasas de descuento: 10%, 12% y 14%.

El valor residual de los equipos instalados se calculará con el criterio de la Depreciación Lineal, la vida útil de los mismos se estima en veinticinco (25) años.

La estimación de los costos de inversión

de cada alternativa, se muestra en los cuadros N° 3-05 y 3-06 respectivamente.

Igualmente, en el cuadro N° 3-07 se muestra la comparación económica de las dos alternativas.

Como se puede apreciar en este último cuadro, la alternativa N° 1 presenta menores Costos Totales Actualizados que la alternativa N° 2, pero con una relación de costo muy pequeña (del orden de 5.23%, 3.08%, y 1.17% para las tasas de descuento de 10%, 12% y 14% respectivamente).

En cambio, la alternativa N° 2 presenta menor costo de inversión inicial que la alternativa N° 1, con una relación de costos del orden del 12.44%.

c.- Aspectos Técnicos.

Desde el punto de vista técnico, las alternativas planteadas presentan las siguientes ventajas y desventajas:

Alternativa N° 1.

Ventajas.

- Al instalarse un solo transformador, puede eliminarse el sistema de barras de alta tensión (60KV) en la subestación.

Desventajas.

- Cuando se quiera aumentar la capacidad de transformación de la subestación, debido a un crecimiento mayor a lo previsto de la demanda de potencia, se debe cambiar el transformador por otro de mayor potencia.

- En el caso de falla en el transformador, la subestación saldrá de servicio, hasta la reparación del transformador.

- Cuando se quiera ampliar la subestación con una celda de línea de 60KV, para alimentar a ese nivel de tensión alguna carga (por ejemplo la carga industrial de Motupe), se tendrá que instalar un sistema de barras de 60KV.

Alternativa N° 2.

Ventajas.

- La instalación del segundo transformador, se realizará solo cuando la demanda de potencia en la subestación lo justifique; con lo cual se evitará tener una potencia instalada ociosa.

Quando se tienen instalados los dos transformadores en paralelo, se consigue aumentar la seguridad de servicio de la subestación, ya que en caso de falla de -

uno de los transformadores, sólo se perderá la mitad de la potencia instalada en la subestación.

- Instalación de transformadores con una potencia nominal de 4 MVA, similares a las planteadas en las demás subestaciones del departamento de Lambayeque, con lo cual se tiende a normalizar las características principales de los transformadores.

#### Desventajas.

- El tener dos transformadores en paralelo, obliga a instalar un sistema de barras de 60 KV en la subestación, pero esto recién se hará cuando se instale el segundo transformador o cuando se amplíe la subestación con una celda de línea de 60 KV.

#### Selección de la alternativa recomendada.

Teniendo en cuenta los aspectos técnico-económicos, anteriormente expuestos y considerando el hecho de que, gran parte de la potencia de la subestación Illimo se debe a las cargas industriales de las fábricas de la ciudad de Motupe (Cervecería del Norte y Fábrica de Jugos), empresas privadas a quienes les corresponde definir sus equipamientos de acuerdo a sus proyecciones y planes, así como a la seguridad y confiabilidad de servicio

que sus instalaciones requieren; se recomienda que el equipamiento de la subestación Illimo sea por etapas con dos transformadores con una potencia nominal normalizada de 4 MVA cada uno.

### 3.1.2.- Regulación de tensión.

Considerando que los transformadores de potencia 220/60KV, 50 MVA de la S.E. Chiclayo Sur (de donde provendrá el suministro eléctrico a todo el sistema del departamento de Lambayeque) tendrán regulación bajo carga, y que la tensión de transmisión a nivel de 60 KV es bastante controlable; se recomienda que la regulación de los transformadores de la subestación Illimo sea en vacío.

El rango de regulación, teniendo en cuenta la caída de tensión de la línea de 60 KV, será de :

A.T. :  $60 \pm 4 \times 2.5\%$  KV.

B.T. : 20 KV.

### 3.1.3.- Grupo de conexión y puesta a tierra del Neutro de los Transformadores.

Es conocido, que la conexión a tierra del neutro presenta ventajas en la explotación de las instalaciones eléctricas, ello explica la razón por la cual generalmente se adopta este sistema para todas las ten

siones y cualquiera que sea la potencia de suministro.

En nuestro caso, tomando en consideración que los transformadores de potencia de la S.E. Chiclayo Sur, tendrán tanto el lado de 220 KV como el lado de 60 KV conectado a tierra, se recomienda que los transformadores 60/20KV de la subestación Illimo tengan el grupo de conexión Dyn 5, con el neutro puesto a tierra.

### 3.2.- Determinación del Esquema eléctrico de Principio.

#### 3.2.1.- Selección del Esquema Unifilar.

Para seleccionar el Esquema Unifilar de la S.E. Illimo, 60/20KV, es necesario considerar ciertos factores que influyen en la seguridad y flexibilidad del servicio de la instalación, así como en los costos de Inversión.

Para la etapa final de la subestación (Sistema de Alta Tensión) se plantean dos esquemas. (Ver lámina N° TG-304).

- Esquema de Protección Individual; en la cual cada celda de línea y/o celda de ~~tra~~ transformador está equipada con un interruptor automático con sus respectivos seccionadores; por lo tanto, la protección es independiente.

- Esquema de Protección Compartida; en la cual la protección de las celdas de línea y celdas de transformador es compartida; por lo tanto se instala interruptores automáticos en las celdas de transformador solamente (En el caso de tener dos celdas de línea, también se instala en las barras, seccionándolas).

Estos esquemas están analizados teniendo en cuenta los siguientes factores:

#### a.- Continuidad y seguridad de servicio.

Ambos esquemas presentan la misma con

tinuidad y seguridad de servicio, ya - que el suministro de la S.E. Illimo provendrá de la subestación Chiclayo Sur, mediante una línea de 60KV: Chi-- clayo-Lambayeque-Illimo; y una falla - en cualquier tramo de esta línea, deja ra sin servicio a la S.E. Illimo.

Asimismo, en el caso de falla en los - transformadores, solo saldrá de servi- cio el transformador fallado, ya que - en ambos esquemas la protección de los transformadores es independiente.

b.- Facilidades para el mantenimiento de los equipos.

Los dos esquemas presentan las mismas facilidades para el mantenimiento de - los equipos.

Así tenemos, que el mantenimiento de barras obliga a sacar la subestación de servicio, el mantenimiento de los - interruptos obliga a perder el circui- to correspondiente. El mantenimiento de los seccionados de barras se hace conjuntamente con las barras, y el man- tenimiento de los seccionadores de li- nea se efectúa conjuntamente con la li- nea. El mantenimiento de los transfor- madores se puede hacer independie-- mente, sin necesidad de sacar de servi- cio los dos a la vez.

c.- Posibilidad de ampliación de la subestación.

En el esquema de protección individual se puede ampliar tanto las celdas de línea como las celdas de transformador.

En el esquema de protección compartida sólo se puede ampliar con una celda más, para obtener en total dos celdas de línea y dos celdas de transformador. La desventaja de este esquema, en nuestro caso, no es significativa, ya que la S.E. Illimo no tendrá un número de celdas mayor que el indicado para este esquema.

d.- Costos de inversión.

El equipamiento de la S.E. Illimo, según el esquema de protección compartida, resulta ser más económico, ya que utiliza un interruptor menos con su respectivo seccionador.

Conclusión.

La S.E. Illimo 60/20KV, se equipará según el esquema de protección compartida.

3.2.2.- Análisis del Esquema Unifilar en la primera etapa.

Teniendo en cuenta, que en la primera

etapa de la S.E. Illimo la llegada de 60 KV será directa a un transformador de potencia y con el fin de obtener los menores costos de inversión en la implementación de la subestación, se plantea la protección "Linea-Transformador", la cual cuando se produce una falla en el transformador, la protección del mismo (relé buchholz, relé de sobrecorriente, relé de nivel de aceite, etc.) hace actuar un seccionador con cuchilla de puesta a tierra de alta velocidad, provocando de esta manera un cortocircuito franco, que es detectado por el relé de la S.E. Lambayeque, como una falla al final de la línea.

En el plano N° TG-3-03, se muestra el Esquema Unifilar de la S.E. Illimo. - Por lo tanto, la primera etapa de la S.E. Illimo, comprende el siguiente equipamiento:

Equipo de 60 KV.

- Un (1) seccionador tripolar con cuchillas de puesta a tierra de alta velocidad (HSG).
- Tres (3) transformadores monofásicos de tensión, para medición.
- Un transformador de potencia de 60/20 KV, 4 MVA, con transformadores de corriente incorporados en los bushings.

Todo este equipo está diseñado para ser instalado al exterior.

Equipo de 20 KV.

- Una (1) celda de llegada tipo metal-clad, equipada con un interruptor tripolar extraíble, para la protección de la barra de 20 KV.
- Dos (2) celdas de línea tipo metal-clad, equipada con interruptores tripolares extraíbles y transformadores de corriente, para la protección de las líneas de 20 KV Illimo, Túcume-Mochumí; Pacora-Jayanca-Motupe.
- Una (1) celda tipo metal-clad, equipada con un interruptor tripolar extraíble y transformadores de corriente, para la conexión con la central térmica existente.
- Una (1) celda para los servicios auxiliares, equipada con fusibles de potencia.

Todo este equipo se instalará al interior, en una sala de celdas.

3.2.3.- Operación de la subestación.

El objetivo de la subestación de Illimo, complementada con una línea de transmisión de 60KV, es el de suministrar energía eléctrica proveniente de la C.H. Carhuaquero a las pequeñas localidades ubicadas en el sector deno-

minado Sector Illimo.

En servicio normal de la subestación, el interruptor de la interconexión con la C.T. existente permanecerá normalmente abierto. Sólo en casos de emergencia, ya sea por fallas en la L.T. o en la subestación, entrarán a funcionar los grupos de la C.T. existente para suministrar en parte a las cargas principales de las localidades.

### 3.3.- Descripción de la ubicación y disposición de equipos.

En el plano N° TG-3-04, se muestran la ubicación y la disposición de equipos de la S.E. Illimo, tanto en planta como en cortes.

#### 3.3.1.- Ubicación.

Para determinar la ubicación de la S.E. - Illimo, se ha considerado la ubicación de la Central Térmica de Illimo, de donde actualmente se suministra energía a las localidades del sector (a excepción de Motupe). En esta Central Térmica, se tiene un área de terreno suficiente para instalar la subestación, haciendo algunas remodelaciones. Por lo tanto, la S.E. Illimo, estará ubicada a una cuadra de la carretera Panamericana Norte, con frente a la calle Paredes, a la entrada de la ciudad de Illimo y ocupará un área aproximada de 40x33m.

### 3.3.2.- Disposición de Equipos.

#### - Nivel de 60 KV.

Como ya se mencionó, todo el equipo de 60KV, así como el transformador de potencia estarán instalados al exterior.

La llegada de la línea de 60KV será a un pórtico, en el cual se instalará en forma vertical un seccionador tripolar con cuchilla de puesta a tierra, luego bajará a los transformadores de tensión, para continuar horizontalmente a un aislador soporte y al transformador de potencia.

Se ha previsto los espacios suficientes para el caso en que se requiera ampliar la subestación.

#### - Nivel 20 KV.

En esta instalación se plantea el sistema de barras al interior y en celdas metálicas blindadas autosoportadas del tipo metal-clad. Estas celdas estarán ubicadas en una sala de celdas que será una ampliación del edificio existente.

La conexión entre el transformador de potencia y las barras colectoras será por medio de un cable tripolar de  $3 \times 50 \text{mm}^2$ .

Las celdas de llegada del transformador de potencia y las celdas de salidas a las líneas de 20 KV se conectarán a las barras a través de un interruptor tripolar extraíble.

El transformador de 20/0.480 KV, 1000--KVA, que servirá de conexión de la S.E. con la Central Térmica estará ubicado en el mismo lugar que actualmente ocupa el transformador que suministra energía a las líneas existentes de 10KV.

#### Sala de Control.

Con la finalidad de efectuar una supervisión, se ha contemplado la instalación de tableros de control y protección para las líneas y transformador y un tablero de supervisión.

En ellos se instalarán los equipos y aparatos que sean necesarios para tal cometido. dichos tableros estarán instalados al interior en una sala existente de la Central Térmica, la cual será acondicionada.

En el plano N° TG-3-05, se muestran los frentes de tableros y celdas 20KV.

#### - Sala de Baterías.

El sistema de alimentación a los servicios auxiliares en corriente continua -

será a través de un banco de acumuladores de 110 Vcc de tipo plomo-ácido, instalado en un cuarto existente de la central térmica.

En el anexo A-1, se señalan los diferentes principios seguidos para determinar las disposiciones constructivas de la nueva subestación.

3.4.- Niveles de falla del sistema.

El nivel de fallas del sistema se ha estudiado, utilizando la técnica tradicional.

Se han analizado fallas trifásicas y fallas monofásicas a tierra en las barras de 60 KV y 20 KV de la sub-estación.

En el anexo N° A-2, se muestra el desarrollo del cálculo, cuyos resultados son los siguientes:

Ubicación		$I_{cc_{1\phi-t}}$ (A)	$I_{cc_{3\phi}}$ (A)	$P_{cc}$ (MVA)
Barra de 60 KV		1,060	1,682	174.82
Barra de 20KV	1º Etapa	1,284.0	1,122	38.88
	2º Etapa	2,196	1,836	63.61

Considerando que los valores obtenidos, son meno

res que los valores ofrecidos, por los Fabricantes de Equipos, y con la finalidad de normalizar las características principales de los equipos y materiales del sistema eléctrico del Departamento de Lambayeque, se ha establecido que los equipos de 60 KV tendrán un nivel de cortocircuito - de 1,500 MVA, y los equipos de 20 KV 250 MVA.

3.5.- Niveles de aislamiento.

Es práctica normal en el diseño de subestaciones, que para tensiones de servicio menores de 100KV, se emplee plena aislación para todos los equipos de la subestación. Asimismo, teniendo en cuenta - que la subestación se encuentra a una altura inferior a los 1000 metros sobre el nivel del mar, y que la contaminación y polución es baja y no justifica un incremento en el nivel del aislamiento. Pues, se decidió que los niveles de aislamiento - que deberán tener los equipos, sean los recomendados en las normas de IEC.

Equipo de 60 KV.

Tensión nominal	: 60 KV.
Tensión máxima de servicio	: 72.5 KV.
Tensión de resistencia a la onda de impulso (1.2/50 useg.)	: 325 KV <sub>pico</sub>
Tensión de resistencia a la frecuencia, durante un minuto	: 140 KV.

Equipo de 20 KV.

Tensión nominal	: 20 KV.
Tensión máxima de servicio	: 24 KV.
Tensión de resistencia a la onda de impulso (1.2/50 useg.)	: 125 KV <sub>pico</sub>

Tensión de resistencia a la frecuencia industrial, durante un minuto : 50 KV.

### 3.6.- Sistema de Protección.

Todo el sistema de protección está basado en relés secundarios. Para la primera etapa de la S.E. Illimo, se considera la protección de las siguientes zonas.

#### a.- Transformador de Potencia.

El transformador contará con relé térmico, relé de presión de gas tipo Buchholdz, relé de nivel de aceite y termómetros como elementos de protección.

Además, contarán con relés de sobrecorriente, como protección adicional.

Cuando ocurre una falla en el transformador, los relés de protección mencionados anteriormente, hacen actuar a la cuchilla de puesta a tierra de alta velocidad provocando un cortocircuito franco, que es detectado por el relé de la S.E. Lambayeque y manda disparo del interruptor respectivo. Simultáneamente, los relés de protección del transformador mandan a disparar al interruptor de 20 KV de la celda de llegada.

#### b.- Barra de 20 KV.

La protección de las barras de 20 KV, se rea-

liza con los relés de sobrecorriente instalados en el lado de baja tensión del transformador, los cuales en caso de falla mandan la apertura del interruptor de 20 KV, de la celda de llegada.

c.- Salidas de 20 KV.

La protección de las salidas de 20 KV, se realiza con los relés de sobrecorriente instalados en cada celda de 20 KV, los cuales en caso de falla, mandan la apertura del interruptor respectivo.

d.- Transformador de Servicios Auxiliares.

La protección del transformador de Servicios Auxiliares, se efectúa por medio de fusibles de potencia.

3.7.- Sistema de Control y Supervisión.

Con la finalidad de efectuar una supervisión, se ha contemplado la instalación de tableros de control, medida y protección, y un tablero de supervisión (Cuadro Sinóptico).

En principio, se ha previsto que la supervisión de la sub-estación, se haga mediante un operador, que sería el mismo que opera la Central Térmica.

3.8.- Sistema de Medición.

En lo que respecta al sistema de medición, se ha considerado los siguientes equipos de medición:

a.- Medición en la celda del transformador de 60 KV.

- Un Amperímetro indicador, de clase 1.0, con su respectivo conmutador amperimétrico.
- Un Voltímetro indicador, de clase 1.0, con su respectivo conmutador voltimétrico.
- Un Vatímetro indicador, de clase 1.0.
- Un medidor de energía activa, de clase 1.0.

b.- Medición en la celda de llegada de 20 KV.

- Un Voltímetro indicador, de clase 1.0, con su respectivo conmutador voltimétrico.

c.- Medición en las celdas de salida de 20 KV.

- Un amperímetro indicador, de clase 1.0, con su respectivo conmutador amperimétrico.

3.9.- Servicios Auxiliares.

Para los servicios auxiliares de la sub-estación Illimo, se ha previsto dos tipos de alimentación: en corriente alterna y en corriente continua.

En el plano TG-3-06, se muestra el esquema de Servicios Auxiliares.

a.- Alimentación en corriente Alterna.

Esta alimentación se realizará a través del transformador de Servicios Auxiliares, el cual suministra energía en 380V-3 $\phi$ , 220V-1 $\phi$ .

La tensión trifásica, será destinada a los servicios de fuerza, que se requiera en la sub-estación; y la tensión monofásica para el servicio de iluminación y menores.

En caso de emergencia se puede usar la energía de 480V, proveniente de la Central Térmica existente.

b.- Alimentación en corriente Continua.

A fin de tener asegurados los mandos y control de los equipos de maniobra, la señalización e iluminación de la sub-estación, en caso de fallar la corriente alterna se ha contemplado - el empleo de fuentes de corriente continua en 110 Vcc. Esta alimentación estará suministrada por un rectificador, conectado en carga flotante con una batería de acumuladores.

Para efectos de comunicaciones, también se ha contemplado el empleo de rectificador y batería de acumulación de 12 Vcc.

3.10.- Tableros de control.

Los aparatos de medida, protección y señalización estarán instalados en tableros metálicos del tipo autosoportado. Estos estarán ubicados en la sala de control y se han dispuesto de tal manera, que el operador tenga una visión completa del estado de operación de la sub-estación; y serán los siguientes:

- Un tablero de supervisión (cuadro sinóptico), - desde el cual se comandará al equipo de maniobra de 60KV, y se señalará el estado de posición de seccionadores e interruptores de toda la subestación.
- En el tablero de protección del transformador, se instalarán los relés de protección del transformador, así como la señalización correspondiente.
- En el tablero de servicios auxiliares, se tendrá las salidas en corriente alterna 380-220 V, y en la parte inferior, las salidas en corriente continua 110 Vcc.
- Tablero de rectificador-cargador, de 110 Vcc.
- Para las comunicaciones se ha considerado que se efectuará en corriente continua a 12 Vcc, la alimentación será suministrada a través de un tablero que contiene al rectificador y a un banco de acumuladores del tipo Niquel-Cadmio (Ni-Cd) en medio alcalino, todo en un solo tablero.

En el plano N° TG-3-05, se muestra el frente de estos tableros de control.

### 3.11.- Sistema de Puesta a Tierra.

La red de tierra se instala para prevenir accidentes. Todas las partes metálicas de la instalación que no pertenecen al circuito de corriente de trabajo, tienen que estar puestas a tierra, ya que al producirse averías, incluso por arcos eléctricos, pueden entrar en contacto con piezas bajo tensión.

La red de tierra profunda se ha diseñado considerando la necesidad de reducir a valores tolerables las tensiones de paso y de toque, que se originan ante la ocurrencia de fallas.

Esta red o malla, se ha dimensionado de acuerdo a la resistividad eléctrica del terreno sobre el cual se instalará la sub-estación. A esta malla se conectarán todas las estructuras metálicas, bases y soportes metálicos que normalmente están sin tensión, y los neutros del sistema.

Los detalles de cálculo de la red de tierra profunda, se presentan en el anexo A-5, y de cuyos resultados se concluye, que la red de tierra profunda usa conductor de Cobre de  $70\text{mm}^2$  de sección, compuesta de la siguiente manera: cinco conductores de 23m. de longitud y cuatro (4) conductores de 28m.; todos instalados a una profundidad de - 0.70m. Esta malla se unirá con la malla existente en la Central Térmica, formando una sola red.

En el plano TG-3-07, se muestra la red de tierra profunda de la sub-estación.

### 3.12.- Conductores, Aisladores y Cables de Potencia.

#### 3.12.1.- Conductores y Aisladores.

Por razones de uniformidad, se ha considerado que los conductores de las barras flexibles de 60 KV, y todos los elemen-

tos de conexión sean de Aleación de Aluminio y del mismo calibre que el de la línea (120 mm<sup>2</sup>).

Asimismo, los aisladores a emplearse en las barras serán los mismos que los que recepcionarán a las líneas. Estos serán del tipo Antineblina (Antifog) y bola--casquillo (ball and socket).

Los aisladores formarán cadenas de cinco (5) unidades. Los aisladores soportes tendrán un nivel de aislamiento similar a la cadena.

### 3.12.2.- Cables de Potencia.

La conexión entre los bornes de 20 KV - del transformador de potencia y la celda de llegada, se realizará mediante un cable tripolar de tipo seco de 3x50 mm<sup>2</sup> de sección.

La salida de las celdas de 20 KV, se realizará mediante cables tripolares del - tipo de 3x35 mm<sup>2</sup> de sección.

Asimismo, se ha previsto que la conexión de los cables se realice mediante cajas terminales tripolares, de acuerdo a la sección de cables que se utilicen.

### 3.13.- Cables de Control, Ductos, Tuberías y Canaletas.

#### 3.13.1.- Cables de Control.

Para efectos de control, señalización, mandos y medidas, se ha previsto el empleo de cables multipolares de 7, 4 ó 2 conductores.

Para los cables de medida de corriente, éstos deberán ser de calibre Nº 12 AWG o equivalente, para evitar el consumo de energía en ellos.

Para todos los otros fines, el calibre deberá ser del Nº 14 AWG o equivalente.

#### 3.13.2.- Ductos.

Se ha previsto el empleo de ductos de 4 vías entre la sala de celdas y el buzón de salida de cables.

#### 3.13.3.- Tuberías.

El cable de conexión entre el transformador de potencia y la celda de llegada de 20 KV, ira por una tubería de 4"  $\emptyset$  - de PVC-SAP. Similarmente los cables de conexión de los equipos y la canaleta colectora de cables irán por tuberías - de 2"  $\emptyset$  y 3"  $\emptyset$  de PVC-SAP.

3.13.4.- Canaletas.

Con la finalidad de efectuar un fácil -  
tendido de cables, y su posterior mante-  
nimiento o cambio, se ha previsto de ca-  
naletas que recogen todos los cables en-  
tre la sala de control y los equipos a  
controlarse. Característica principal -  
de ellas, es que su diseño se ha reali-  
zado preveyendo ampliaciones y la capa-  
cidad de cables que deben conducir.

En el plano N° TG-3-08, se muestra el -  
detalle de tuberías, bases y canaletas.

3.14.- Iluminación y protección contra incendios.

En la subestación se ha previsto un sistema de -  
iluminación interior y exterior, para condicio-  
nes de operación normal y de emergencia.

La iluminación normal se efectúa en 220 Vca., y  
es alimentada desde el tablero de Servicios Auxi-  
liares. Constarán de lámparas fluorescentes para  
iluminación interior y lámparas de luz mixta,  
instalados en postes y reflectores para la ilumi-  
nación exterior.

La iluminación de emergencia se efectuará en 110  
Vcc y estará basada en lámparas incandescentes -  
al interior y al exterior.

También se ha considerado un sistema de fuerza -

en corriente alterna 380V, con tomacorrientes trifásicos y en 220V para un sistema de fuerza - en corriente continua.

Los tomacorrientes están ubicados estratégicamente, a fin de que permitan cualquier trabajo en la sub-estación.

Asimismo, con la finalidad de extinguir algún incidente de siniestro, en la sub-estación, se han ubicado estratégicamente, extinguidores de incendio del tipo portátil. Estos serán de la clase - de polvo químico ABC, para todo tipo de incendio.

En el plano TG-3-09, se muestra el detalle de iluminación y protección contra incendios.

### 3.15.- Estructuras.

En principio, se ha considerado que las estructuras de soporte de los equipos y pórtico del patio de llaves, sean a base de perfiles de ángulos reticulados, pudiendo ser a base de vigas llenas y columnas de acero, resistentes a la corrosión.

### 3.16.- Sistema de comunicaciones.

Para el sistema eléctrico del departamento de Lambayeque, se ha previsto un sistema integral - de comunicaciones, el cual incluye radios móviles que facilitarán la operación y mantenimiento de las sub-estaciones y líneas de transmisión.

CUADRO N° 3-01

EVOLUCION DE LA MAXIMA DEMANDA  
DE POTENCIA DE LA S.E. ILLIMO

N°	AÑO	DEMANDA CORRESPONDIENTE A LA PUNTA	
		KW.	KVA (COS $\phi=0.85$ )
1	1985	3617	4255
2	1986	4046	4760
3	1987	4321	5083
4	1988	4545	5347
5	1989	4747	5584
6	1990	4930	5800
7	1991	5107	6008
8	1992	5276	6207
9	1993	5438	6397
10	1994	5598	6585
11	1995	6965	8194
12	1996	7139	8398
13	1997	7276	8560
14	1998	7431	8742
15	1999	7577	8914
16	2000	7732	9096
17	2001	7886	9277
18	2002	8038	9456
19	2003	8178	9621
20	2004	8442	9931

CALCULOS ESTADISTICOS DE LA DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS.

CUADRO N° 3 - 02

TEMPERATURAS MINIMAS.

t(°C)	f	x	f.x	f.x <sup>2</sup>
10	4	-4	-16	64
11	6	-3	-18	54
12	10	-2	-20	40
13	10	-1	-10	10
14	18	0	0	0
15	15	1	15	15
16	15	2	30	60
17	12	3	36	108
18	11	4	44	176
19	10	5	50	250
20	6	6	36	216
21	4	7	28	196
22	2	8	16	128
TOTAL	123		191	1317

$$t_{\text{mínima}} = 14^{\circ}\text{C} + \frac{191}{123} = 15.55 \approx 16^{\circ}$$

123

TEMPERATURAS MEDIAS.

t(°C)	f	x	f.x	f.x <sup>2</sup>
16	2	-2	-4	8
17	18	-1	-18	18
18	27	0	0	0
19	26	1	26	26
20	15	2	30	60
21	16	3	48	144
22	11	4	44	176
23	17	5	85	425
24	20	6	120	720
25	26	7	182	1274
26	1	8	8	64
TOTAL	179		521	2915

$$t_{\text{media}} = 18^{\circ}\text{C} + \frac{521}{179} = 20.91 \approx 21^{\circ}\text{C}$$

179

TEMPERATURAS MAXIMAS

t(°C)	f	x	f.x	f.x <sup>2</sup>
22	1	-3	-3	9
23	5	-2	-10	20
24	9	-1	-9	9
25	22	0	0	0
26	14	1	14	14
27	9	2	18	36
28	16	3	48	144
29	14	4	56	224
30	9	5	45	225
31	22	6	132	729
32	15	7	105	735
33	13	8	104	832
34	4	9	36	324
TOTAL	153		536	3364

$$t_{\text{máxima}} = 25^{\circ}\text{C} + \frac{536}{153} = 28.5 \approx 29^{\circ}\text{C}$$

153

TABLA A.S.A. 92-01.250 B

PUNTA DE CARGA DISRIAS, EN VALORES UNITARIOS RESPECTO A LA POTENCIA DE PLACA, QUE NO ALTERAN LA VIDA UTIL NORMAL.

Para transformadores de ventilación forzada tales que : Pot. con ventilad. conectados

Pot. con ventilad. desconectados

<<.1.33

DURACION DE LA PUNTA DE CARGA EN HORAS.	CARGA CONTINUA EQUIVALENTE QUE PRECEDE A LA PUNTA DE CARGA, EN % DE LA POT. NOMINAL																	
	90%																	
	70%					50%					TEMPERATURA AMBIENTE EN °C.							
	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50
1/2	2.00	2.00	1.97	1.82	1.66	1.49	2.00	2.00	1.89	1.74	1.58	1.40	2.00	1.92	1.77	1.61	1.43	1.25
1	1.90	1.77	1.64	1.50	1.35	1.19	1.81	1.71	1.57	1.43	1.28	1.11	1.77	1.63	1.49	1.35	1.19	1.00
2	1.64	1.53	1.42	1.29	1.16	1.02	1.61	1.50	1.38	1.26	1.12	0.97	1.58	1.46	1.34	1.21	1.08	0.91
4	1.46	1.36	1.26	1.15	1.03	0.90	1.45	1.35	1.24	1.13	1.01	0.88	1.44	1.34	1.23	1.11	1.00	0.85
8	1.37	1.27	1.17	1.07	0.96	0.84	1.37	1.27	1.17	1.07	0.96	0.83	1.36	1.27	1.17	1.06	0.95	0.83
24	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	0.78	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	0.78	1.31	1.21	1.11	1.00	0.89	0.78

CUADRO N° 3-04

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO DE LA SUBESTACION DE ILLIMO

HORAS	MW	M V A (COS $\phi=0.85$ )	(MVA) <sup>2</sup> Punta	(MVA) <sup>2</sup> Previa a punta
1	2.521	2.965		
2	2.521	2.965		
3	2.549	2.998		
4	2.631	3.095		
5	2.631	3.095		
6	3.645	4.288		
7	2.412	2.837		8.048
8	2.658	3.123		9.778
9	2.110	2.482		6.160
10	2.631	3.095		9.579
11	2.631	3.095		9.579
12	2.850	3.352		11.235
13	3.371	3.965		15.721
14	4.577	5.384		28.987
15	4.111	4.836		23.386
16	4.385	5.158		26.604
17	4.221	4.965		24.651
18	6.030	7.094		50.324
19	8.442	9.931	98.624	
20	7.893	9.285	86.211	
21	8.113	9.544	91.087	
22	7.236	8.512	72.454	
23	4.111	4.836		
24	2.850	3.352		
			348.376	224.052

$$\text{Carga punta} = \sqrt{\frac{348.376}{4}} = 9.332 \text{ MVA.}$$

$$\text{Carga previa a la punta} = \sqrt{\frac{224.052}{12}} = 4.320 \text{ MVA.}$$

CUADRO 3 - 05

ESTIMACION DE COSTOS DE LAS ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO DE LA SUBESTACION ILLIMO 60/20KV

Alternativa N° 1 : Con un solo Transformador.

ITEM	DESCRIPCION	METRADOS		COSTOS U.S.\$	
		U.	CANTID.	UNITARIO	TOTAL
1	<u>EQUIPOS PRINCIPALES :</u>				
	- Seccionador tripolar 60KV. con cuchilla de puesta a tierra.	c/u	1	22,540	22,540
	- Interruptor tripolar 60KV.	c/u	1	73,690	73,690
	- Transformador de tensión de $\frac{60}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0.100KV}{\sqrt{3}}$	c/u	3	6,070	18,210
	- Transformador de Potencia de 60KV, 8MVA, con transformadores de corriente incorporados en los busings,	c/u	1	95,000	95,000
	- Celda de 20KV, con interruptor extraíble.	c/u	5	25,000	125,000
	PARCIAL :				334,440
2	<u>MATERIALES Y EQUIPOS AUXILIARES :</u>				
	Estimado en un 35% de equipo principal.				117,054
3	<u>CONSTRUCCION</u> (Obras civiles y montaje) :				
	Estimado en un 40% de equipo principal.				133,776
	TOTAL :				585,270

CUADRO N° 3 - 06

ESTIMACION DE COSTOS DE LAS ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO DE LA SUBESTACION ILLINO 60/20KV

Alternativa N° 2 : Con dos Transformadores.

ITEM	DESCRIPCION	METRADOS		COSTOS U.S.\$	
		U.	CANTIDAD	UNITARIO	TOTAL
	<u>PRIMERA ETAPA</u>				
1	<u>EQUIPOS PRINCIPALES :</u>				
	- Seccionador tripolar 60KV, con cuchilla de puesta a tierra.	c/u	1	22,540	22,540
	- Interruptor tripolar 60KV.	c/u	1	73,690	73,690
	- Transformador de tensión de $\frac{60}{\sqrt{3}} / \frac{0.100 \text{ KV}}{\sqrt{3}}$	c/u	3	6,070	18,210
	- Transformador de Potencia de 60/20KV, 4MVA, con transformadores de corriente en los bushings.	c/u	1	58,000	58,000
	- Celdas de 20KV, con interruptor extraíble.	c/u	5	25,000	125,000
	PARCIAL :				297,440
2	<u>MATERIALES Y EQUIPOS AUXILIARES :</u>				
	Estimado en un 35% de equipo principal.				104,104
3	<u>CONSTRUCCION (Obras civiles y montaje) :</u>				
	Estimado en un 40% de equipo principal.				118,976
	TOTAL				520,520

Continuación del Cuadro Nº3-06 :

	<u>SEGUNDA ETAPA</u>				
1	<u>EQUIPOS PRINCIPALES :</u>				
	- Transformador de Corriente de 60KV.	c/u	3	6,230	18,690
	- Seccionador tripolar de barras, 60KV.	c/u	1	13,870	13,870
	- Interruptor tripolar 60KV.	c/u	1	73,690	73,690
	- Transformador de Potencia 60/20KV-4MVA, con transformadores de corriente en los bushings.	c/u	1	58,000	58,000
	- Celdas de 20KV, con interruptor extraíble.	c/u	1	25,000	25,000
	PARCIAL :				189,250
2	<u>MATERIALES Y EQUIPOS AUXILIARES :</u>				
	Estimado en un 35% de equipo principal.				66,237
3	<u>CONSTRUCCION (Obras civiles y montaje) :</u>				
	Estimado en un 40% de equipo principal.				56,775
	TOTAL :				312,262

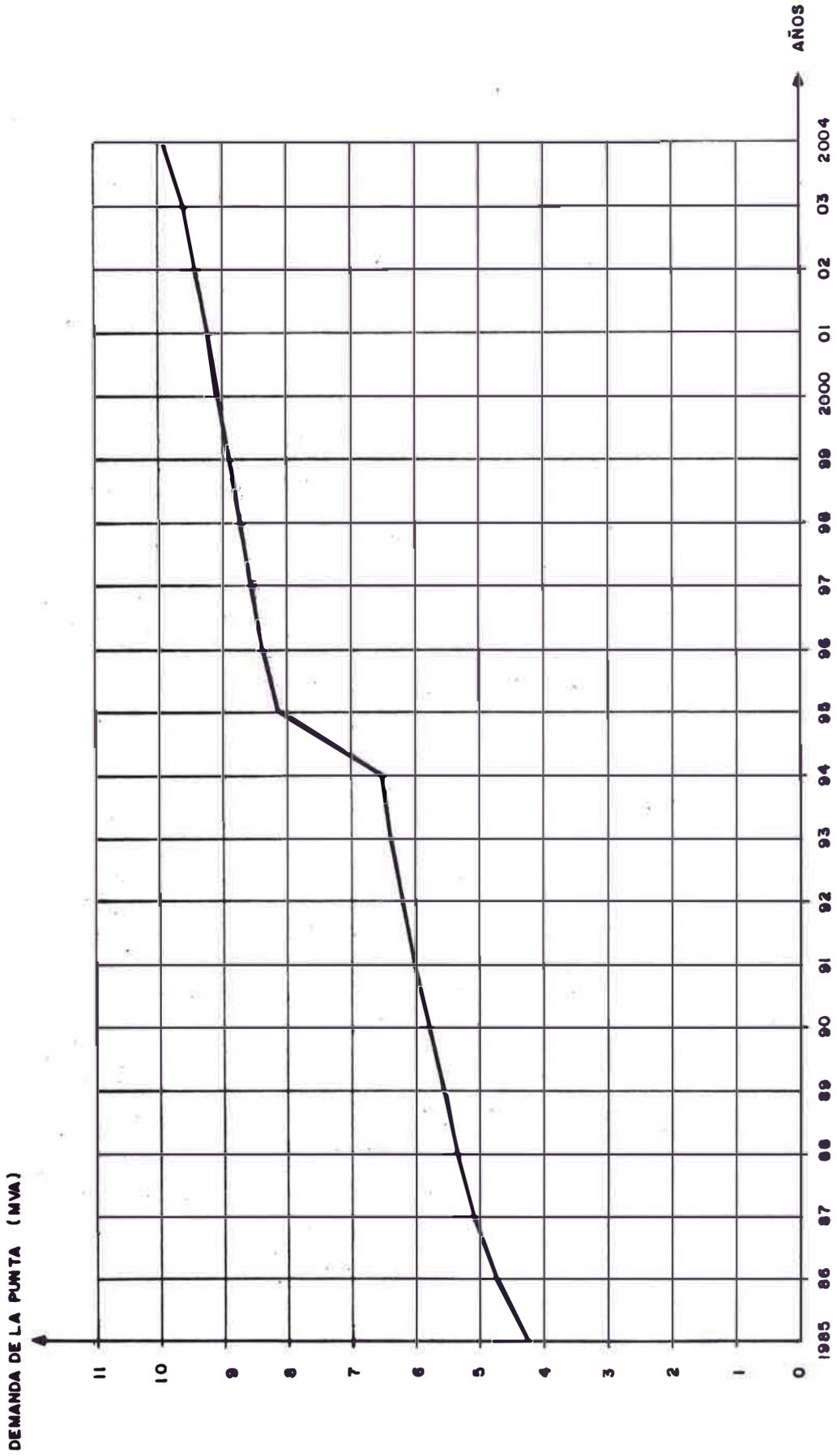
CUADRO No 3 - 07

COMPARACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO DE LA S.E. ILLIMO, 60/20 KV.

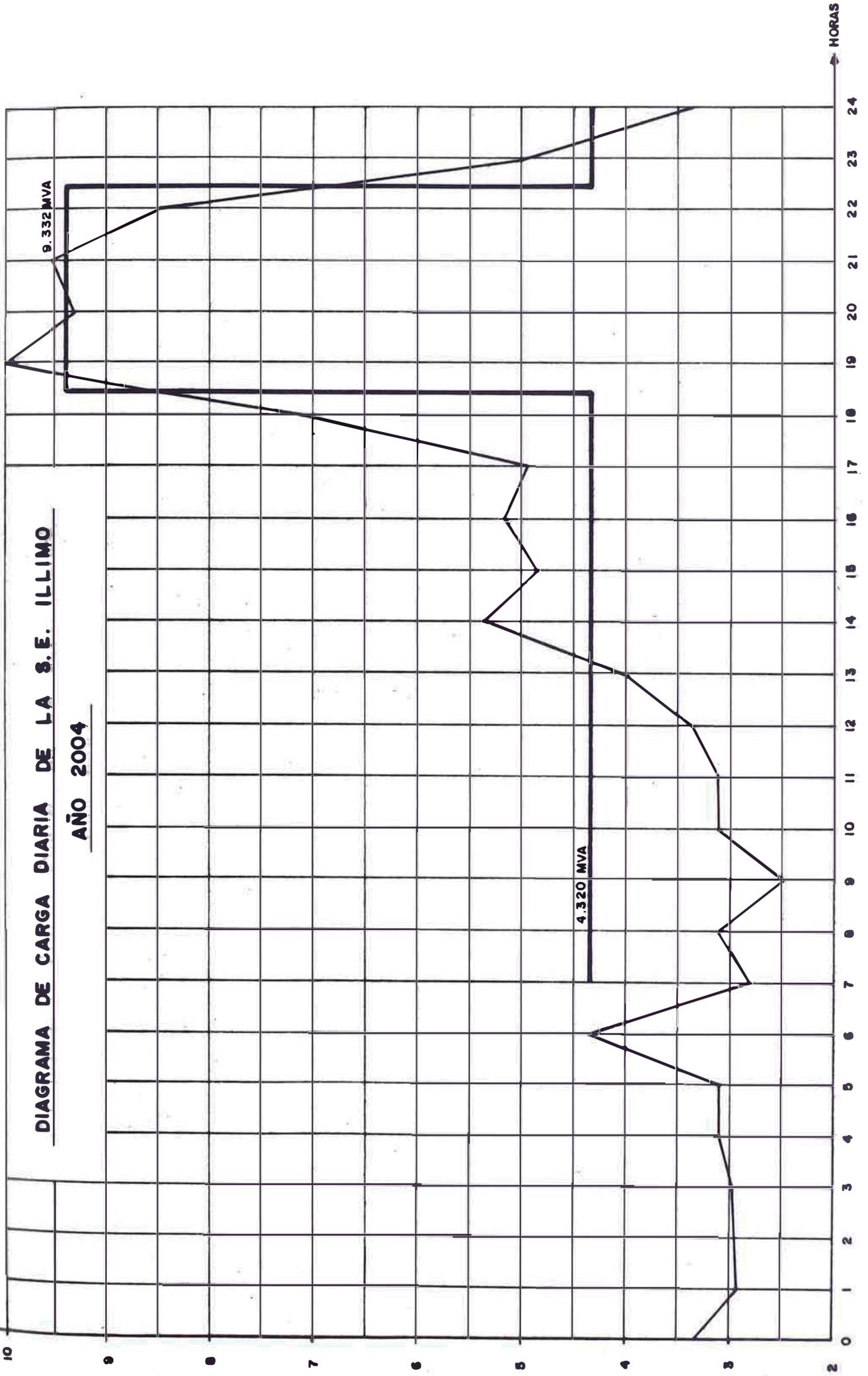
D E S C R I P C I O N	COSTOS DOLARES 10 %	TASAS DE DESCUENTO. 12 %	14 %
<u>ALTERNATIVA No 1.</u>			
Costo de Inversión Inicial (1,984).	585,270	585,270	585,270
Valor Residual .	-17,394	-12,126	-8,509
Gosto Total Actualizado	567,876	573,144	576,761
<u>ALTERNATIVA No 2.</u>			
<u>PRIMETA ETAPA :</u>			
Costo de Inversión Inicial (1,984).	520,520	520,520	520,520
Valor Residual.	-15,469	-10,785	-7,568
Gosto Actualizado.	505,051	509,735	512,952
<u>SEGUNDA ETAPA : (1,995)</u>			
Costo de Inversión Actualizado.	120,377	100,517	84,217
Valor Residual	-27,842	-19,411	-13,621
Costo Actualizado	92,535	81,106	70,596
Gosto Total Actualizado.	597,586	590,841	583,548

**EVOLUCION DE LA MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA DE LA**

**S. E. ILLIMO**



**DIAGRAMA DE CARGA DIARIA DE LA S.E. ILLIMO  
AÑO 2004**



## C A P I T U L O    I V

### ESPECIFICACIONES TECNICAS DE EQUIPOS Y MATERIALES

#### 4.1.- Especificaciones técnicas de suministro.

##### 4.1.1. Condiciones Generales de Suministro.

###### a.- Alcance.

Estas especificaciones se preparan con el objeto de efectuar la compra de todos los equipos y materiales, que forman parte de las instalaciones proyectadas y cubren las condiciones requeridas para el suministro, describen sus características, calidad mínima aceptable, su fabricación, pruebas y entrega.

###### b.- Normas.

Todos los equipos y materiales deberán cumplir y ser probados con las prescripciones de las normas, especificaciones, códigos y recomendaciones de los organismos.

- Instituto de Investigaciones Tecnológicas - Industriales y Normas Técnicas (ITINTEC).
- Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).
- Código Nacional de Electricidad (MEM).

c.- Documentación Técnica.

El postor entregará junto con su cotización, croquis dimensionales de los equipos y materiales propuestos, incluyendo además toda la información técnica necesaria, para demostrar que el equipo cumple con las presentes especificaciones.

d.- Requerimientos de Fabricación y Construcción.

Todo el equipo deberá ser lo suficientemente fuerte como para soportar el uso durante muchos años, deberá ser de una construcción adecuada para el desensamble, suspensión y erección.

El equipo a ser instalado en el patio de llaves deberá ser de construcción a prueba de agua, para evitar el ingreso de agua en el interior del equipo, aún cuando el equipo sea lavado en caliente con toberas de chorro.

Asimismo, el equipo deberá soportar con seguridad una máxima velocidad del viento de 25 m/s.

En el diseño sísmico, para el esfuerzo estático deberá considerarse simultáneamente una aceleración de 0.5G en la dirección horizontal y 0.2G en la dirección vertical.

e.- Intercambilidad.

Todos los dispositivos, elementos y piezas si milares deberán ser intercambiables a fin de realizar el mínimo de ajustes y sin modificar las características de los equipos. Todas las piezas susceptibles de desgasta deberán ser - fácilmente reemplazables.

f.- Inspección y Pruebas.

El propietario podrá inspeccionar y probar la calidad del material utilizado y las partes - de los equipos a suministrarse, tanto durante su fabricación como al final de ella.

g.- Herramientas.

El fabricante deberá suministrar las herrami- entas, llaves y dispositivos especiales que - se requieran para cada equipo, para la opera- ción, mantenimiento, montaje y desmontaje de los equipos.

Las herramientas especiales se consideran como parte del suministro y en la oferta se dará - la lista de ellas.

h.- Repuestos.

El fabricante deberá proporcionar y determi-- nar las piezas de repuestos de cada equipo o juego de equipos, previstos y necesarios para cumplir un periodo de por lo menos cinco (5) años de operación.

4.1.2.- Condiciones de utilización de los suministros.

a.- Características Geográficas y Climatológicas.

Los equipos y materiales, objetos de las especificaciones técnicas, serán utilizadas en la S.E. Illimo, cuyas características geográficas y climatológicas son:

Altitud	: menor de 1000 m. s.n.m.
Temperatura máxima	: 29°C.
Temperatura media	: 21°C.
Temperatura mínima	: 16°C.
Humedad relativa	: entre - 90% y 100%
Velocidad máxima del viento	: 25 m/s.
Precipitación pluvial	: poco - frecuente
Contaminación	: poca.
Descargas atmosféricas	: no se - tiene registro.
Clima	: semicá- lido, - seco.
Temperatura del suelo	: 20°C.
Composición del suelo	: arcilla y humus
Resistividad térmica del suelo	: 120°C cm/w.

b.- Características eléctricas del sistema.

Nivel 60 KV.

Número de fases	: Trifásico.
Frecuencia	: 60 Hz.
Tensión nominal de la red	: 60 KV.
Tensión máxima de servicio	: 72.5 KV.
Tensión de la resistencia a la frecuencia industrial	: 140 KV.
Tensión de resistencia a la onda de impulso (1.2x50useg.)	: 325 KV <sub>pico</sub>
Potencia de cortocircuito	: 1500 MVA.

Nivel de 20 KV.

Número de fases	: Trifásico.
Frecuencia	: 60 Hz.
Tensión nominal de la red	: 20 KV.
Tensión máxima de servicio	: 24 KV.
Tensión de resistencia a la frecuencia industrial	: 50 KV.
Tensión de resistencia a la onda de impulso (1.2x50useg.)	: 125 KV <sub>pico</sub>
Potencia de cortocircuito	: 250 MVA.

Servicios Auxiliares.

Corriente Alterna ( $3\phi$ ,  $1\phi$ ), 60Hz.: 380/  
220V.

Corriente Continua: 110 Vcc. mando y -  
control.

Corriente continua: 12 Vcc. Comunica--  
ciones.

4.1.3.- Transformador de Potencia, 60/20 KV.

a.- Características generales.

El transformador será trifásico, tipo exterior, en baño de aceite, con ventilación natural; pero con previsión para ventilación forzada, tomas de regulación en vacío en el lado de alta tensión, debiendo entregar en el secundario en funcionamiento normal, la potencia nominal especificada, estando el conmutador en cualquiera de las tomas.

El transformador deberá tener transformadores de corriente instalados en los aisladores pasatapas (Bushings).

b.- Características Eléctricas.

Los valores nominales del transformador serán los siguientes:

Tipo : Trifásico.

Potencia nominal continua (ONAN)	: 4 MVA.
Potencia nominal forzada (ONAF)	: 5 MVA.
Tensión nominal primaria	: 60±4x2.5% KV.
Tensión nominal secundaria	: 20 KV.
Frecuencia	: 60 Hz.
Grupo de conexión	: Dyn5.
Regulación de tensión	: manual en vacío.
Neutro	: sólidamente puesto a tierra.

c.- Requerimientos de diseño y construcción.

El transformador será de la ~~más~~ alta eficiencia y tendrá una impedancia transitoria comprendida entre el 8% y 9%.

El transformador deberá ser capaz de resistir sin peligro, sobre cualquier toma y en las condiciones de servicio los esfuerzos electromagnéticos causados por corrientes de cortocircuito.

El tanque deberá ser de una estructura de planchas de acero soldadas y se deberá preveer que se pueda realizar el lavado en caliente de los aislado-

res pasatapas (bushings).

El tanque deberá estar provisto de las válvulas necesarias para el vaciado y toma de muestras de aceite.

Los arrollamientos serán de cobre electrolítico, dispuestos por capas.

El transformador deberá estar provisto de un sistema de preservación del aceite, que en principio será un conservador del tipo diafragma con respiradero deshidratante, lleno de cristales de silicona y ventanilla de observación.

El transformador tendrá un conmutador de tomas que será accionado en vacío desde el suelo. El número de tomas conmutables sobre el arrollamiento de alta tensión (60 KV), incluyendo la toma principal será de nueve (9), siendo la regulación de las tomas referidas a la tensión nominal de  $\pm 2.5\%$ .

El transformador deberá contar con los siguientes dispositivos de protección :

- Relé de presión del tipo Buchholz ó su equivalente a fin de detectar las fallas internas del transformador, con contactos de alarma y desconexión.
- Indicador del nivel de aceite, con contactos de alarma y desconexión.
- Relé Térmico, con tres juegos de contactos ajustables, los que se usarán automáticamente en secuencia del aumento de temperatura de los arrollamientos.
- Termómetro, a fin de medir la temperatura del aceite aislante y de preferencia deberá ser del tipo dial, con contactos de alarma y desconexión.

d.- Transformadores de corriente tipo "Bushing".

El transformador de potencia tendrá instalados en los aisladores pasapas (bushings), tanto en el lado de 60KV, como en el de 20KV transformadores de corriente, de las siguientes características :

Características principales de los transformadores de corriente:

	<u>60KV</u>	<u>20KV</u>
Relación de transformación:	50-25/1/1A	150-75/5/5A
Consumo y clase de precisión de los arrollamientos :		
- Arrollamiento de protección:	30VA,5P10	30VA,5P10
- Arrollamiento de medición :	30VA,Cl.1.0	30VA,Cl.1.0

e.-Accesorios.

El transformador de potencia deberá incluir, entre otros, los siguientes accesorios :

- Tanque conservador de aceite.
- Desecador de aire.
- Relé Buchholz.
- Indicador del nivel de aceite.
- Relé térmico.
- Termómetro.
- caja terminal para los bornes de 20KV.
- Válvula de seguridad.
- Válvula de filtrado.
- Válvula para el vaciado y muestreo del aceite.
- Cáncanos de suspensión del transformador.

- Anillos para la suspensión de la cubierta.
- Anillos de tracción.
- Ruedas orientables.
- Bornes de puesta a tierra.
- Placa de características.
- Dispositivo para la detección de fallas en el conmutador a escalones.
- Refuerzos en el bastidor para colocación de las gatas de levantamiento.
- Indicador de posición del conmutador.

Se debe incluir, además, cualquier herramienta especial necesaria para un correcto transporte, instalación, operación y mantenimiento del transformador y su equipo auxiliar.

#### 4.1.4.-Seccionador con cuchilla de puesta a tierra de 60KV.

##### a.-Características generales.

El seccionador a instalarse en la sub-estación será tripolar, del tipo giro con pivote de mando manual con palanca, de instalación al exterior, y de montaje vertical, con cuchillas de puesta a tierra de alta velocidad.

b.- Características Eléctricas.

Los valores nominales del seccionador, serán los siguientes:

Tipo	: Tripolar.
Tensión nominal	: 60 KV.
Tensión máxima de servicio	: 72.5 KV.
Corriente nominal continua	: 800 A.
Corriente nominal momentánea	: 12.5 KA.
Nivel de aislamiento(BIL)	: 325 KV.

c.- Requerimientos de diseño y construcción.

Los contactos de las hojas o cuchillas deberán garantizar un buen contacto eléctrico, y en principio, serán galvanizados con plata.

Los aisladores deberán ser diseñados para un ambiente medianamente contaminado y deberán tener suficiente resistencia mecánica, para soportar los esfuerzos por apertura y cierre, así como los esfuerzos debidos a sismos, y a la corriente momentánea de cortocircuito.

Las partes giratorias deberán estar diseñadas de tal manera que las oper

ciones sean seguras y suaves después de largos periodos de uso y sin requerir inspección, lubricación, etc.

d.- Cuchilla de puesta a tierra de alta velocidad.

Las cuchillas serán de tipo automático, de alta velocidad (Automatic High Speed Switch - HSG).

La maniobra de apertura deberá ser manual y el cierre de la cuchilla deberá ser automático por mando de los equipos de protección.

Las características principales serán las siguientes:

Tensión normal	: 60 KV.
Corriente de choque	: 12.5 KA.
Tiempo máximo de cierre	: 5 ciclos.
Número de operaciones permisibles a 12.5 KA	: 8
Número máximo de operaciones sin carga	: 100

e.- Accesorios.

Los siguientes accesorios deberán ser suministrados con el seccionador:

- Caja de control.
- Placa de datos.
- Terminal de tierra.
- Dispositivos de bloqueo.
- Manivela para la operación manual.
- Estructura soporte.
- Otros necesarios.

4.1.5.- Transformador de tensión de 60 KV.

a.- Características generales.

Los transformadores de tensión a instalarse en la subestación, serán del tipo inductivo, para montaje al exterior, completamente herméticos, y con borne de conexión a tierra.

b.- Características Eléctricas.

Las características principales de los transformadores de tensión serán las siguientes:

Tipo	: Inductivo.
Tensión nominal	: 60 KV.
Tensión máxima de servicio	: 72.5 KV.
Relación de transformación	: $\frac{60}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{\sqrt{3}}$ KV.
Consumo y clase de precisión	: 50VA, Cl.1.0
Nivel de aislamiento	: 325 KV <sub>pico</sub>

c.- Requerimientos de diseño y construcción.

El transformador de tensión deberá ser del tipo de inmersión en aceite y de sellado hermético.

Los aisladores deberán ser diseñados para un ambiente medianamente contaminado y deberán tener una adecuada resistencia mecánica y eléctrica.

El transformador deberá estar provisto de un tubo con válvula de seguridad para prevenir el aumento de presión interior del tanque.

Deberán tener un dispositivo de protección contra cortocircuitos del devanado secundario del transformador.

Asimismo, deberá tener bornes de tierra para la conexión entre fase y tierra.

d.- Accesorios.

Los siguientes accesorios deberán ser suministrados con cada transformador de tensión:

- Caja de conexiones.

- Placa de datos.
- Terminal de tierra.
- Tubo de vinilo de protección para el cable del circuito secundario.
- Otros necesarios.

#### 4.1.6.- Interruptores de 20 KV.

##### a.- Características generales.

Los interruptores de 20 KV a instalar se en la subestación, serán de pequeño volumen de aceite, tripolares del tipo extraíble, para montaje al interior (en celdas del tipo Metal-clad).

##### b.- Características Eléctricas.

Las características principales de los interruptores serán las siguientes:

Tipo	: Tripolar.
Tensión nominal	: 20 KV.
Tensión máxima de servicio	: 24 KV.
Corriente nominal continua	: 400 A.
Corriente nominal momantánea	: 10 KA.
Potencia de ruptura	: 250 MVA.
Ciclo de funcionamiento	: 0-0.3s -co-3m-co
Nivel de aislamiento	: 125 KV <sub>pico</sub> .

c.- Requerimientos de diseño y construcción.

Los interruptores deberán tener un mecanismo de disparo libre.

Los aisladores soportes deberán contar con la suficiente resistencia mecánica y eléctrica para resistir los esfuerzos debidos a la apertura, cierre y extinción del interruptor.

Los contactos de las mordazas de conexión deberán ser en principio galvanizados en plata.

Los interruptores serán del tipo extraíble, montados sobre una base con ruedas y para ser instalados dentro de celdas metálicas, del tipo metalclad.

Deberán ser diseñados para poder instalárselos conjuntamente con transformadores de corriente o tensión.

La tensión de mando de los interruptores será de  $110V_{cc}$ .

d.- Accesorios.

Los siguientes accesorios deberán ser

suministrados con cada interruptor:

- Placa de datos.
- Bobinas de apertura y cierre.
- Banderas indicadoras de posición (roja y verde).
- Contador de operaciones.
- Cable multipolar y enchufes.
- Mecanismos de operación manual.
- Contactos auxiliares.
- Bases para transformadores de medida.
- Otros necesarios.

4.1.7.- Transformador de corriente de 20 KV.

a.- Características generales.

Los transformadores de corriente a instalarse en la subestación, deberán ser para montaje al interior, en celdas, completamente herméticas, de dos arrollamientos en el secundario y de doble conexión en el primario.

b.- Características Eléctricas.

Las características principales de los transformadores de corriente son:

Tensión nominal	: 20 KV.
Tensión máxima de servicio	: 24 KV.

Relación de transformación : 150-75/5/5A.  
Consumo y clase de precisión para:  
- Protección : 30VA, 5P10  
- Medición : 30VA, Cl.1.0  
Nivel de aislamiento : 125KV<sub>pico</sub>

c.- Requerimientos de diseño y construcción.

Los transformadores de corriente deberán ser del tipo resina u otro aislante similar y de sellado hermético.

Los conductores internos deberán estar adecuadamente reforzados teniendo en cuenta la intensidad de las corrientes.

Deberá tenerse en cuenta que serán instalados en las bases rodantes de los interruptores extraíbles de 20 KV.

d.- Accesorios.

Los siguientes accesorios serán suministrados con cada unidad:

- Placa de datos.
- Terminal de tierra.
- Base soporte.
- Caja de conexiones.
- Otros necesarios.

4.1.8.- Transformadores de tensión de 20 KV.

a.- Características generales.

Los transformadores de tensión a instalarse en la subestación, serán del tipo inductivo, para montaje al interior, en celdas y completamente herméticos, y para conexión fase a tierra.

b.- Características Eléctricas.

Las principales serán las siguientes:

Tensión nominal	: 20 KV.
Tensión máxima de servicio	: 24 KV.
Relación de transformación	: $\frac{20}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{\sqrt{3}}$ KV.
Consumo y clase de precisión	: 30VA, Cl. 1.0
Nivel de aislamiento	: 125 KV <sub>pico</sub>

c.- Requerimientos de diseño y construcción.

Los transformadores de tensión deberán ser del tipo de resina u otro aislante similar, completamente herméticos. Se instalarán al interior en celdas de 20 KV.

Deberán contar con bornes de tierra y un dispositivo de protección contra los cortocircuitos en el devanado se-

cundario del transformador.

d.- Accesorios.

Los siguientes accesorios deberán ser suministrados con cada unidad:

- Caja de conexiones.
- Placa de datos.
- Terminal de tierra.
- Otros necesarios.

4.1.9.- Bases y Fusibles de 20 KV.

a.- Características generales.

Las bases y fusibles a instalarse en la subestación serán unipolares, del tipo cartucho, para ser instalados al interior y serán accionados por pérti gas.

b.- Características Eléctricas.

Las principales características son:

Tensión nominal	:	20 KV.
Tensión máxima de servicio	:	24 KV.
Base portafusible	:	
Corriente nominal	:	100A.
Fusible tipo cartucho	:	
- Corriente nominal	:	1A.
- Poder de ruptura	:	250 NVA.

Nivel de aislamiento : 125 KV<sub>pico</sub>

c.- Requerimientos de diseño y construcción.

Los fusibles deberán ser capaces de satisfacer las condiciones de falla y de operación normal.

Las pértigas de accionamiento deberán ser del largo apropiado con aislamiento suficiente que garantice la seguridad humana, aún en condiciones desfavorables de uso.

Los contactos de las bases y los bornes de los fusibles deberán garantizar un buen contacto eléctrico. En principio podrán ser galvanizados con plata.

d.- Accesorios.

Se deberán suministrar los siguientes accesorios:

- Placa de datos.
- Pértigas de accionamiento y operación.
- Otros necesarios.

4.1.10.- Transformador de Servicios Auxiliares.

a.- Características generales.

El transformador de servicios auxiliares, de la subestación, será para montaje al interior, trifásico, del tipo de inmersión en aceite y circulación natural del aceite, además deberá estar provisto de tomas de regulación en vacío en el lado de alta tensión.

b.- Características Eléctricas.

Las características eléctricas principales del transformador son:

Tipo	: Trifásico.
Potencia nominal	: 25 KVA.
Tensión nominal primaria	: $20 \pm 2 \times 2.5\%$ KV.
Tensión nominal secundaria	: 380-220 V.
Frecuencia	: 60 Hz.
Grupo de conexión	: Dyn 5.
Regulación de tensión:	manual en vacío.
Nivel de aislamiento	: 125 KV <sub>pico</sub>

c.- Requerimientos de diseño y construcción.

El tanque será de plancha de fierro soldada y la tapa se fijará a éste mediante pernos.

La parte activa del transformador estará fijada a la tapa, de modo que se

pueda levantar con ésta, sin necesidad de abrir las conexiones externas.

El núcleo magnético estará compuesto de columnas, de sección aproximadamente circular y dispuestos en un solo plano.

Los arrollamientos estarán formados por bobinas redondas de cobre electrolítico, aisladas cuidadosamente y dispuestas concéntricamente con las columnas del núcleo.

d.- Accesorios.

El transformador deberá estar provisto de todos sus accesorios de suministro normal y su embalaje para el transporte.

4.1.11.- Equipo de corriente continua.

a.- Características generales.

El equipo de corriente continua consiste en rectificadores-cargadores, y banco de acumuladores estacionarios.

Este equipamiento estará disponible para las tensiones de 110 Vcc y de 12 Vcc.

b.- Características Eléctricas.

- Batería de Acumuladores :

Tensión Nominal	:	110Vcc	12Vcc
Tensión Nominal por celda	:	2Vcc	2Vcc
Número de celdas	:	55	6
Capacidad de des- carga a régimen - de 10 horas	:	30-A-h	20 A-h
Tensión máxima por celda	:	2.25V	2.25V
Tensión mínima por celda	:	1.75V	1.75V

- Cargador - Rectificador :

	Sist.110Vcc	Sist.12Vcc
Lado de corriente alterna	: Monofásico	Monofásico
Tensión Nominal	: 220V	220V
Frecuencia	: 60Hz.	60Hz.
Lado de corriente continua:		
Carga de equilib.:	110V±10%	12V±10%
	0 - 30 A	0 - 15 A
Carga flotante	: 110 ± 3%	12V ± 3%
	0-30 A	0 - 15 A

c.- Requerimientos de diseño y cons-  
trucción .

- Batería de Acumuladores.

Los acumuladores de 110 Vcc serán del tipo plomo-ácido y estarán instalados en vastidores de madera. Las celdas de baterías serán cerradas mediante tapones equipados de indicadores de nivel.

Las celdas deberán estar protegidas contra el polvo y previstas contra la evaporación del electrolito.

Los acumuladores de 12 Vcc, serán del tipo Níquel-Cadmio (Ni-Cd) en medio alcalino, previstas para ser instaladas en el mismo tablero del rectificador-cargador de baterías; deberán ser por lo tanto de reducido volumen y gran capacidad.

Las baterías deberán estar diseñadas para operar en un recinto cerrado y trabajarán en carga flotante juntamente con los cargadores-rectificadores respectivos.

Cargador - Rectificador.

El cargador-rectificador será usado como equipo de suministro de corriente continua de carga de equilibrio y carga flotante de la batería respectiva. El rectificador-cargador deberá estar provisto de un regula-

dor de tensión que sea automático, y de reguladores controlados de Silicio. El cargador-rectificador deberá ser capaz de ajustar automáticamente la tensión de salida en corriente continua, para el caso de carga flotante y deberá ser capaz de efectuar la carga inicial, carga ordinaria y la sobrecarga mediante un conmutador de control que será montado en el mismo tablero del cargador.

d.- Accesorios.

Los siguientes elementos deberán ser suministrados con cada batería de acumuladores:

- Placa de datos.
- Conectores entre celdas.
- Termómetro del tipo respiradero.
- Conectores terminales.
- Otros necesarios.

4.1.12.- Tableros de control.

a.- Descripción general.

Las siguientes especificaciones determinan, desde el punto de vista técnico, el suministro y montaje listo para la operación de los tableros de control con los equipos y aparatos e-

léctricos de mando, señalización, medida, protección, alarmas y conexiona do de la subestación.

b.- Descripción de la operación.

Tablero de supervisión y mando -  
Cudro Sinóptico.

En este tablero deberán estar ubica dos los mandos de apertura y cierre, y señalización de posición de los - interruptores de 60 KV, así como la señalización de posición de los sec cionadores de 60 KV, y la señaliza ción del sistema de 20 KV.

También se debe instalar en este ta blero la indicación de la medida de tensión y corriente del sistema de 60 KV, es decir, voltímetros y ampe rímetros con sus conmutadores.

Tablero de protección del transfor mador.

Se ha previsto un tablero por trans formador, y en dicho tablero debe-- rán estar instalados los relés de - protección de sobrecorriente (51) y relé de sobrecorriente homopolar .- (51N), así como un vatímetro y un - contador de energía.

- Tablero de Servicios Auxiliares.

Este tablero servirá para la distribución de la energía eléctrica destinada a alimentar los servicios internos de la subestación. Básicamente estos servicios están divididos en dos tipos, a saber:

- Corriente Alterna 380-220V, para distribuir la energía eléctrica a los circuitos de corriente alterna del alumbrado normal interior y exterior, fuerza (motores monofásicos y trifásicos), alimentación a los rectificadores-cargadores, entre otros.
- Corriente Continua 110Vcc, para distribuir la energía eléctrica en corriente continua para los servicios de fuerza, iluminación de emergencia interior y exterior, y mandos entre otros a 110 Vcc.

c.- Requerimientos de diseño y construcción.

Los materiales a utilizarse deberán ser de la mejor calidad y cuidadosamente elaborados y trabajados. Los tableros deberán ser del tipo autosoportado y fabricados a base de planchas y perfiles de acero.

En la parte frontal de los tableros deberán estar instalados los aparatos, instrumentos y equipos de señalización.

Todos los tableros deberán tener acceso tanto por la parte anterior como por la posterior. Deberá preverse la iluminación interior de los tableros al momento de abrirse las puertas.

#### 4.1.13.- Celdas de 20 KV, al interior.

##### a.- Descripción general.

El sistema de recepción y distribución de 20 KV (llegadas, salidas y barras) estará instalado en celdas metálicas blindadas del tipo metalclad, instalados al interior. Cada una de ellas corresponderá a una llegada o salida; y contarán con el equipo de maniobra, control, medida y protección. Además servirán de soportes y base de barras.

##### b.- Disposición de Equipo.

###### - Celda de llegada.

Servirá para conectar las barras colectoras de distribución con el

cable de llegada del transformador de potencia en 20 KV.

Los equipos a instalarse serán entre otros, los siguientes: interruptor extraíble, transformadores de tensión, barras y cajas terminales de los cables. Además, en la parte frontal superior de la celda se instalará un voltímetro con su conmutador y señalización.

- Celdas de Salida.

Servirán para el enlace desde las barras colectoras hacia las líneas de distribución de 20 KV.

Los equipos a instalarse serán entre otros: interruptor extraíble, transformadores de corriente, barras y cajas terminales de los cables. Asimismo, en la parte frontal superior de la celda se instalarán los relés de sobrecorriente, un amperímetro con su conmutador y señalización.

- Celda del transformador de Servicios Auxiliares.

En esta celda se instalará el transformador de servicios auxiliares - con su respectivo fusible de pro--

tección.

c.- Requerimientos de diseño y construcción.

Las celdas a construirse deberán ser del tipo autosoportados y fabricadas a base de perfiles y planchas metálicas.

Cada celda deberá estar completamente separada de las otras y del exterior mediante paredes de planchas de acero. Deberá preverse que las celdas tengan un fácil acceso por la parte interior hacia las barras y una puerta de escape de gases en la parte superior del compartimiento del interruptor.

En la parte frontal las celdas deberán contar, según sea el tipo de celda, con una o dos puertas. Una con acceso al compartimiento del interruptor, y la otra (superior) con acceso al compartimiento de aparatos de protección y medida.

Las celdas serán construídas de tal manera que puedan instalarse en cada extremo y permitan efectuarse ampliaciones de este tipo, reduciendo al mínimo las interrupciones de servicio.

4.1.14.- Equipos y Aparatos de Protección, Medida, señalización y Alarma.

a.- Relés de Protección.

Los relés de protección deberán ser del tipo para empotrar, para conexión eléctrica posterior, a prueba de polvo, para poder ser instalados en tableros metálicos, con cubierta removible.

El consumo, en volt-ampers, de los relés deberá ser lo más bajo posible. Los relés deberán estar provistos de un enchufe de prueba de tipo corredizo, a fin de poder efectuar pruebas sin necesidad de remover el relé.

Cada relé deberá ser identificado mediante tarjetas y además deberá poseer un mecanismo que indique la operación y reposición del relé.

Los relés deberán operar bajo las siguientes características de alimentación de los transformadores de medida:

Tensión nominal de medida : 100Vca.  
- Corriente nominal de medida: 5A.

Todos los relés de sobrecorriente - (51, 51N) deberán ser de tiempo inverso con características extremadamente inverso.

b.- Aparatos de Medida.

Los Indicadores de Medida, deberán ser de preferencia electrodinámicos, cuadrados, de escala de un cuarto de cuadrante, rango amplio para ser empotrados en tableros, de instalación vertical, con conexión posterior y a prueba de polvo.

Los voltímetros y amperímetros deberán suministrarse con sus respectivos conmutadores.

Los contadores de energía, deberán ser del tipo para empotrar en tablero, para conexión posterior, a prueba de polvo, cuadrados, con cubierta transparente removible. Además, cada contador deberá ser del tipo de precisión con retenes para prevenir la rotación inversa de los ejes en caso de flujo inverso de potencia.

Todos los aparatos de medida en corriente alterna, deberán estar previstos para ser alimentados por transformadores de corriente y tensión de

los siguientes rangos: 1A y 100V respectivamente; frecuencia: 60 Hz.; clase de precisión: 1.0.

c.- Interruptores de baja tensión.

Los aparatos para la protección y maniobra de alimentación de llegada y salida de los circuitos de servicios auxiliares 380-220Vca, 110 Vcc y 12 Vcc, deberán ser del tipo termomagnéticos, en caja moldeada, para montaje frontal en tablero y conexión posterior, de mecanismo de disparo libre.

Además, deberán tener un elemento térmico de apertura para el caso de sobrecargas con un apropiado retardo de tiempo en concordancia con el grado de magnitud de la sobrecarga. No obstante, esta cantidad no debe operar contra corrientes de arranque, - como en el caso de conectar circuitos de iluminación o arranque de motores.

Para situación de corrientes de cortocircuitos, un elemento electromagnético deberá abrir el circuito.

d.- Señalización y Alarmas Audibles.

Toda la señalización de los tableros

y celdas se alimentará desde las salidas instaladas para el efecto en el tablero respectivo. La tensión de alimentación será de 12 Vcc.

Deberán preverse pulsadores-probadores de lámparas para los tableros de control, tableros de alarma y celdas de 20 KV, con excepción de los tableros de supervisión y mando (cuadro sinóptico) que poseen sus propios probadores de lámparas.

La subestación deberá preverse bocinas de alarma en corriente continua del tipo intermitente, para ser alimentadas en 110 Vcc. Asimismo, deberá preverse bocinas de alarma en corriente alterna de 220 Vca, para el caso en que falle la corriente continua.

#### 4.1.15.- Cables de Potencia de 20 KV.

##### a.- Características generales.

Los cables de potencia serán tripolares, con aislamiento de polietileno reticulado.

##### b.- Características Eléctricas.

Tipo : Tripolar.

Tensión nominal : 20 KV.  
Tensión máxima  
de servicio : 24 KV  
Material del con  
ductor : Cobre  
Material aislante: Polietileno reti-  
culado.  
Instalación : Directamente ente-  
rrado o en canale-  
tas de concreto.  
Calibre : 3 x 50 mm<sup>2</sup>.

c.- Requerimientos de diseño y construc-  
ción.

Los cables estarán constituidos por capas continuas, ordenadas de adentro hacia afuera como sigue: conductor, blindaje del conductor, aislamiento, blindaje del aislamiento, separador y chaqueta exterior.

El conductor será de cobre blando recocido, con cableado concpentrico.

El blindaje del conductor, deberá es  
tar formado por una capa de cinta, -  
semiconductora de nylon con recubri-  
miento de goma semivulcanizada.

El aislante deberá ser de material -  
termofijo formado por reticulación -  
química de un compuesto de polietile

no termoplástico reticulable.

El blindaje del aislamiento, deberá estar formado por una capa de material semiconductor aplicado sobre el aislamiento y una capa conductora metálica aplicada sobre la carga semiconductor.

El separador, será una cinta de plíster corrugada entre la pantalla de el aislamiento y la chaqueta exterior.

La chaqueta exterior consistirá de un compuesto de PVC de color rojo, cuyo espesor mínimo no será menor que el 80% del espesor promedio.

#### 4.1.16.- Cajas Terminales de 20 KV.

##### a.- Características generales.

Las cajas terminales serán adecuadas para el tipo de cable suministrado.- Serán instaladas tanto al exterior como al interior.

##### b.- Características Eléctricas.

Las principales características son:

Tipo : Tripolares.  
Tensión n6minal: 20 KV  
Tensi6n m6xima  
de servicio : 24 KV  
Nivel de aisla-  
miento : 125 KV<sub>pico</sub>

c.- Requerimiento de dise1o y construc-  
ci6n.

Las cajas terminales deber6n tener -  
suficiente resistencia t6rmica, mec6-  
nica y electromagn6tica, para sopor-  
tar los efectos de la corriente de -  
cortocircuito y de la expansi6n t6r-  
mica.

El sistema de soporte de las cajas  
terminales deber6 ser de estructuras  
de perfiles de acero, dise1ado para  
no inducir corrientes par6sitas.

La conducci6n de los conductores de  
los conectores terminales deber6n  
ser de tipo empernados. Las superfi-  
cies de contacto deber6n ser cadmia-  
das.

4.1.17.- Cables de Control y Fuerza.

a.- Generalidades.

Los cables, ser6n para el control, -  
medida y protecci6n de la subestaci6n,

así como para los servicios de alumbrado y fuerza. Los cables podrán ir instalados en ductos, canaletas o directamente enterrados según sea el caso.

b.- Características generales.

El conductor deberá ser de cobre electrolítico, cableado, con una conductividad del 100% y de temple blando.

El aislamiento de los conductores deberá ser de cloruro de polivinilo (PVC) de excelente flexibilidad, antinflamables y autoextinguibles, y con una temperatura de trabajo mínima de 60°C.

La protección de los cables deberá ser a base de cloruro de polivinilo, especial, de gran resistencia al ambiente y a la humedad, no deberá ser afectada por agentes químicos hasta una temperatura mínima de 60°C. Asimismo, deberá tener buena resistencia a la abrasión y gran resistencia mecánica.

c.- Características Eléctricas.

Los cables deberán tener un blindaje electrostático diseñado para operar

con una tensión de servicio de 600V.

Los calibres de los cables a usarse, serán los siguientes:

- Circuitos secundarios de transformadores de corriente, 4x12AWG.
- Circuitos de medida de tensión, mando y protección: 2x14AWG, 7x14AWG, 2x12AWG.
- Circuito de luz y fuerza: 2x2.5mm<sup>2</sup>, 2x6mm<sup>2</sup>, 4x6mm<sup>2</sup>.

d.- Estructuras de soportes de cables.

Las estructuras de soporte de cables deberán ser del tipo escalera, prefabricadas, hechas de acero liviano para uso exterior y hecha de "COR-TEN" o material equivalente de acero perfilado de superior resistencia a la corrosión atmosférica, para uso exterior.

Los cables deberán ser fijados a las estructuras de soporte, colgadores, - pernos, tuercas de anclaje y otros accesorios para soportar y las estructuras de soporte de cables.

4.1.18.- Iluminación y Tomacorrientes.

a.- Generalidades.

Las especificaciones cubren el suministro, transporte y montaje de las instalaciones eléctricas de luz y fuerza de la sub-estación.

b.- Servicios de Luz y Fuerza en Corriente Alterna.

Comprende los servicios de iluminación interna y externa de la sub-estación en operación normal, así como las alimentaciones de los tomacorrientes.

La iluminación interior normal comprende de los diferentes ambientes del edificio de control de la sub-estación.

La iluminación exterior normal se realizará por medio de lámparas de luz mixta, los cuales irán instalados en sus respectivos artefactos, y estos en pastrales y postes. Para la iluminación del patio de llaves, se instalarán sobre los pórticos, reflectores con lámparas incandescentes.

c.- Servicio de Luz y Fuerza en corriente Continua.

Estos servicios estarán en operación cuando la alimentación en corriente alterna salga de servicio.

Una iluminación interior de emergencia se ha previsto para todos los ambientes de los edificios de control de la sub-estación.

Para la iluminación exterior de emergencia, se instalarán sobre los pórticos, reflectores con lámparas incandescentes.

d.- Conductores, Tuberías y Cajas.

Todos los conductores para la iluminación y otros usos deberán ser de cobre sólido con aislamiento termoplástico (TW) adecuado para 600V.

Las tuberías de los circuitos para la iluminación, tomacorrientes, etc. deberán ser de PVC, del tipo liviano.

Para los interruptores se usarán cajas rectangulares de  $4" \times 2\frac{1}{2}" \times 1\frac{1}{7}"$  - de profundidad y deberán ser de acero galvanizado de  $1/32$  de espesor y del tipo liviano.

Para centros y salidas especiales y cajas de paso, se usarán cajas octogonales de  $4" \times 1\frac{1}{2}" \times 1/32"$  de espesor, y de acero galvanizado del tipo liviano.

4.1.19.- Red de Tierra.

a.- Generalidades.

Las redes de tierra, tanto la profunda como la superficial, con todas sus conexiones entre ambos y los equipos, serán suministrados e instalados por el contratista de acuerdo con los planos.

La red de tierra desempeñará la función de: protección, servicio y dispensador de las descargas.

b.- Red de Tierra Profunda.

Esta red de tierra será realizada mediante una malla, de conductor de cobre, cableado, desnudo de 70mm<sup>2</sup> de sección, como mínimo. La malla deberá ser enterrada a una profundidad mínima de 0.70m. El contratista deberá tener especial cuidado de que la continuidad de la malla no se vea interrumpida o dañada por la posterior instalación de los equipos y materiales.

El edificio de control, tendrá conductores de conexión con la red de tierra profunda. A estos conductores se conectarán todas las partes metálicas instaladas en ellos, que no es

tén normalmente bajo tensión y los puntos que eléctricamente así lo requieran.

c.- Red de Tierra Superficial.

La red de tierra superficial estará formada por un sistema de platina de cobre de 5mmx30mm, y que conectará a todas las estructuras metálicas no vivas, tanto al exterior como al interior, bases de aparatos y equipos, paneles y tableros de control, celdas, etc.

4.1.20.- Barras Flexibles.

a.- Generalidades.

El presente punto, cubre las especificaciones técnicas para el suministro del conductor, grapas para el cuello muerto, aisladores, ferretería, y los conductores necesarios en la instalación de las barras de 60KV.

b.- Conductor.

El conductor a usarse en las barras y demás conexiones de los aparatos y equipos de 60 KV, deberán ser de Aleación de Aluminio, del tipo: aluminio, magnesio y silicio, de cableado concéntrico y de las siguientes características:

Sección : 120 mm<sup>2</sup>.  
Diámetro exterior : 14.25 mm.  
Peso del conductor : 333 Kg/Km.  
Resistencia a la corriente -  
continua a 20°C: 0.282 Ohm/Km.  
Carga mínima de rotura : 3,054 Kg.  
Número de hilos : 19.

c.- Aisladores y Ferretería.

Los aisladores deberán ser del tipo - suspensión, antineblina, normalizado para ensamble tipo bola y casquillo - (ball and socket). El material dieléctrico, aislante, podrá ser de porcelana o de vidrio templado.

Los aisladores formarán cadenas de 5 unidades, ensamblados convenientemente con adaptadores horquilla-bola y casquillo-ojo, para fijerse a las estructuras y grapas de anclaje.

d.- Conectores.

El contratista deberá suministrar todos los conectores terminales, conectores de derivación, grapas de anclaje, y empalmes necesarios para la conexión de las barras con los equipos del conductor, con todos y cada uno -

de los equipos que sea necesario.

Todos los conectores terminales, conectores de derivación y grapas de anclaje, deberán ser hechos de aleación de aluminio del tipo de presión compresión, para un conductor de aleación de aluminio de sección de 120 mm<sup>2</sup>.

#### 4.1.21.- Estructuras Metálicas.

##### a.- Generalidades.

Todas las estructuras de soporte deberán ser en principio, metálicas, de acero. De preferencia, las estructuras deberán ser del tipo celosía, a base de perfiles de acero. En el caso de los soportes para equipos individuales tales como transformadores de tensión y otros, estos soportes podrán ser a base de vigas llenas de perfil H, cuadradas o tubulares.

##### b.- Pórticos.

Las estructuras metálicas para el soporte de los conductores de línea y de barras, serán formadas por columnas y barras del tipo celosía, realizada con perfiles angulares de acero galvanizado, ensamblado con pernos y tuercas del tipo vigas, unas del tipo perfil H o cuadradas.

c.- Estructuras de Aparatos.

Los bastidores para los aparatos serán constituidos por perfiles o tubos de acero galvanizado, de preferencia ensamblados con pernos y tuercas.

Los bastidores de soportes de los equipos deberán resistir los esfuerzos máximos admisibles, aplicables a los bornes de los aparatos, así como los esfuerzos del viento sobre los bastidores y los aparatos mismos.

Todas las estructuras serán provistas con huecos, pernos y accesorios necesarios para acomodar los aisladores, seccionadores y otros aparatos previstos, y para asegurar la estructura a su cimentación.

d.- Pernos y Tuercas.

Todas las partes de metal se unirán por medio de pernos, tuercas y varillas roscadas, cuyo diámetro mínimo, será de 16mm. Los pernos y las tuercas serán de acero y tendrán cabezas exagonales.

4.2.- Especificaciones Técnicas de Montaje.

4.2.1.- Condiciones generales de montaje.

a.- Alcance.

Estas especificaciones técnicas, se prepararán con la finalidad, de definir el trabajo a efectuar por el contratista, su calidad mínima aceptable y recomendar los procedimientos que en casos específicos debe requerir para la construcción y montaje de la sub-estación.

b.- Leyes y Reglamentos.

Las Leyes, Decretos, Reglamentos, Resoluciones, Códigos y Normas del gobierno del Perú, así como las ordenanzas, reglamentos de las autoridades locales que tengan jurisdicción sobre el Proyecto, rigen para todos los efectos de las presentes especificaciones.

c.- Documentación Técnica.

Al contratista se le entregarán los planos, las especificaciones técnicas y la tabla de cantidades y precios de el Proyecto. En caso de existir divergencias entre estos documentos, los planos prevalecen sobre las especificaciones y éstas sobre las tablas de cantidades y precios.

Asimismo, durante el montaje, el contratista deberá mantener un registro permanente de todos los cambios que se produzcan con relación a los pla--

nos del Proyecto.

d.- Embalaje.

El embalaje de los equipos y aparatos, deberá ser de tal forma que no permita libertad de movimiento. En general, todo equipo delicado deberá ser transportado en forma separada de las celdas y tableros, en donde serán instalados, con un embalaje adecuado que impida daños sobre ellos.

El contratista será responsable de la destrucción total o parcial de los aparatos, equipos, etc.; debiendo reponerlos.

El Contratista se encargará de almacenar los equipos, antes de su instalación, siendo responsables de cualquier daño o pérdida que sufra el o los equipos.

Una vez terminados todos los trabajos, el Contratista devolverá al propietario todos los equipos y materiales sobrantes que no hayan sido utilizados en el trabajo.

e.- Transporte.

El Contratista recabará todo el mate-

rial proporcionado por el propietario de sus almacenes en la zona. El Contratista se encargará de transportar dichos materiales y equipos al lugar de las obras, para lo cual deberá adoptar los medios que garanticen la mínima posibilidad de deterioro del material.

Los bultos deberán ser marcados con indicación muy clara de los lugares a los cuales están destinados a fin de evitar confusiones.

El Contratista deberá elegir las rutas de transporte más conveniente a fin de evitar problemas de tráfico. Asimismo, deberán tener especial cuidado con la altura de puentes y túneles; y con los cruces de las líneas de comunicaciones.

#### 4.2.2.- Montaje electromecánico de la subestación, 60/20 KV.

##### a.- Generalidades.

El Contratista instalará todo el equipo electromecánico en las ubicaciones mostradas en los planos, dejándolos probados y listos para la operación.

El Contratista tendrá la obligación de familiarizarse con las instrucciones de los distintos fabricantes de los equipos y de seguirlas para el cuidado, instalación y pruebas de los mismos.

b.-. Transformador de Potencia.

El Contratista llevará a cabo todas las operaciones de instalación de los transformadores, hasta su puesta para la operación.

El Contratista vaciará el gas inerte con que vendrá llenado el tanque de cada transformador; instalará los aisladores pasantes de alta y baja tensión, hará las conexiones internas, sellando todas las aberturas provistas, usando juntas. Llenará el tanque con aceite y hará las pruebas necesarias para asegurarse que no hayan fugas de aceite o aire. El Contratista ~~armará~~ e instalará, asimismo, todos los accesorios con que venga provisto el transformador.

Previamente al llenado del tanque, el Contratista procederá a filtrar, de-aerrear al vacío y probar el aceite aislante.

El Contratista, proveerá el filtro, el extractor de aire al vacío y los

tanques para el almacenamiento, transporte y tratamiento del aceite.

c.- Seccionador.

El contratista armará todas las partes del seccionador y las montará en las estructuras soportes correspondientes.- Los polos de cada seccionador estarán alineados con precisión sobre dichas estructuras.

El Contratista se asegurará de que los seccionadores estén ajustados y efectuarán entre otros, las siguientes pruebas:

- Control de funcionamiento mecánico.
- Control de funcionamiento de los circuitos de alimentación, de mando y de señalización.
- Control de calidad de las protecciones de las superficies.

d.- Transformadores de Medida, Tensión y Corriente.

El Contratista tratará con bastante cuidado estos equipos, por estar constituidos de material aislante frágil.

El Contratista montará estos equipos en sus estructuras de soporte, asegurando

se de su verticalidad.

El Contratista seguirá las instrucciones de los fabricantes para llevar a cabo todas las operaciones del montaje, interconexión. Y efectuará entre otras, las siguientes pruebas:

- Control de funcionamiento de los circuitos.
- Control de puluridad de los equipos.
- Control de calidad de las superficies.

e.- Estructuras de soporte en el patio de llaves.

El Contratista instalará todas las estructuras de soporte en el patio de llaves de la sub-estación, incluyendo el pórtico terminal de la línea de transmisión, columnas de soporte de equipo, etc.

f.- Tableros de Control y Celdas.

Los Tableros de Control y Celdas, y los equipos relacionados con ellos, serán tratados con el cuidado especial que requieren, para evitar la distorsión de los paneles y la falta de alineación, entre las distintas unidades que componen los tableros de control y celdas, mientras se los transporta para ubicarlos finalmente en los lugares especificados.

Los tableros de control, serán nivelados, asegurándose que las caras verticales, estén perfectamente verticales, de forma de permitir la libre operación de las puertas, paneles y bastidores deslizantes.

Cuando los tableros de control vengan en secciones paradas, éstas se armarán en la forma requerida y recomendada por el proveedor, uniendo las distintas secciones con pernos y luego fijando asimismo, todas las interconexiones eléctricas con cables de control entre los equipos y el alumbrado interior.

g.- Transformador de Servicios Auxiliares.

El Contratista colocará en su ubicación el transformador de Servicios Auxiliares.

El Contratista hará las conexiones internas, armará e instalará los accesorios y equipos auxiliares que se provean con el transformador, filtrará, desecará al vacío y probará el aceite aislante antes de la puesta en servicio.

h.- Batería de Acumuladores y cargador-rectificador.

El Contratista ensamblará e instalará la batería, el cargador de baterías, y

hará las conexiones entre éstos y las baterías; y armará e instalará los equipos auxiliares y accesorios que se provean.

El Contratista dará la carga inicial a la batería y regulará el cargador automático.

i.- Cables de Potencia.

Los cables de potencia se instalarán - en canaletas, en ductos y en tuberías, tal como se muestra e indica en los planos.

Durante la instalación de los cables, el contratista tendrá especial cuidado en el manipuleo, para evitar daños de cualquier tipo.

Al manipular los carretes en que vienen los cables, se tendrá especial cuidado en no dañar los extremos de los mismos que sobresalen por el costado de los carretes. Estos se harán rodar únicamente en la dirección indicada en su cubierta. Al quitar la cubierta de los carretes, se tendrá cuidado de no dañar la cubierta de los cables.

El tendido de los cables en ductos y -

bandejas, se hará con un máximo de precaución, para evitar dañar en alguna forma a los mismos. De ser posible, los carretes o bobinas de cables se dispondrán en forma tal que los conductores puedan ser introducidos en los ductos en la forma más directa posible, con un mínimo de cambios de dirección o número de curvas.

j.- Cables de Fuerza y Control.

El Contratista determinará el recorrido más adecuado de todos los cables de fuerza y control en el patio de llaves y sala de control, por las canaletas = diseñadas e instaladas para tal fin.

En la determinación del recorrido del cable, el contratista buscará:

- Recorridos simples y fáciles.
- Recorridos cortos.
- Reunir los cables del mismo tipo y de la misma función.

Se tratará de evitar en lo posible:

- Paralelismo de cables de potencia y control.
- Cercanía de cables de media y baja tensión.

Instalación de cables en lugares don de puedan exponerse a accidentes por causa de montajes, trabajos de mantenimiento, goteo de líquidos, gases - de escape, etc.

Los cables serán cuidadosa y metódicamente instalados, a fin de que cualquier cable pueda ser fácilmente localizado.

k.- Aisladores, Barras y Conectores.

Los aisladores deberá ser tratados de forma que no sufran daño alguno, debiendo el contratista mantenerlos en las jabs de envío hasta el momento de su instalación. Deberá asegurarse que los pernos de montaje sean ajustados a la presión correspondiente, sin ejercer - una torsión excesiva que pueda dañar a los aisladores.

Todos los accesorios y conectores deberán ser limpiados con esmero, antes de llevar a cabo las conexiones, y el contratista deberá seguir las instrucciones de los fabricantes.

Los conductores que forman las barras deben ser puestos bajo tensión mecánica, usando los valores finales de tensión mecánica, antes de ser instalados.

1.- Instalación del Sistema de Puesta a Tierra.

Se conectarán a tierra todas las partes metálicas que no lleven corriente eléctrica.

El conductor de tierra, será instalado con el mínimo número de empalmes, y en la parte inferior de las zanjas. La zanja se rellenará con tierra, apisonándola para prever un contacto efectivo entre la tierra y el conductor de puesta a tierra.

El conductor de tierra, será desgrasado químicamente y deberá estar perfectamente seco, antes de instalar los conectores.

Se tomarán las precauciones del caso - para asegurarse que los moldes para soldadura térmica, estén secos, antes de llevar a cabo la soldadura y que las aberturas para los cables no hayan sido excesivamente desgastadas. Todas las soldaduras serán inspeccionadas visualmente y mediante golpe de martillo. No se aceptarán soldaduras defectuosas.

Las varillas de puesta a tierra se instalarán haciendo una excavación (pozo) y luego rellenándola con tierra apiso-

nada para lograr un mejor contacto, tratando el terreno, durante el relleno, con sales del tipo Samck-gel o similar.

Toda el área del patio de llaves, excepto pistas y veredas deberá cubrirse con una capa de 10 cm. de espesor de grava gruesa de 3/4" a 1".

## C A P I T U L O   V

### METRADO Y PRESUPUESTO

#### 5.1.- Objetivo.

El presente metrado y presupuesto ha sido elaborado con la finalidad de establecer los costos aproximados de la subestación Illimo 60/20KV.

#### 5.2.- Criterios básicos para el análisis de precios.

##### 5.2.1.- Suministro de Materiales y Equipos Electromecánicos.

Para establecer los precios correspondientes a los diversos materiales y Equipos, - se ha tomado como referencia las cotizaciones de los diferentes fabricantes y en ciertos casos se han ajustado algunos precios al mes de Enero de 1,986.

##### 5.2.2.- Transporte de los Equipos Electromecánicos.

En el Cuadro TG-5-01, se pueden observar - los costos por transporte, tanto para suministro importado como para suministro nacional.

5.2.3.- Montaje, pruebas y puesta en servicio.

También en el cuadro de metrado y presupuesto, podemos observar los costos que se pagarán por este concepto, tanto por intervención de personal extranjero, como por la intervención de profesionales peruanos.

5.3.- Costo Total de la Subestación Illimo 60/20KV.

A nivel de Diseño Electromecánico de la S.E. Illimo, el costo total será de: U.S. \$ 362,759

I/. 6330,144.55

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	SUMINISTRO				TRANSPORTE		MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO		SUB-TOTAL		TOTAL EQUIV. M.E.
				EXTRANJERO		NACIONAL		FOB - CIF M.E.	* LOCAL M.M.	M.E.	M.M.	M.E.	M.M.	
				FOB Uniferno M.E.	FOB Total M.E.	Uniferno M.M.	Total M.M.							
1.	<u>TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE POIENCIA</u> - Transformador trifásico 60 ± 4 x 2.5 %/20 kV- 4 MVA (ONAN), regulación de tensión en vacío, con transformadores de corriente tipo bushing. - Transformador trifásico 20 ± 2 x 2.5 %/0.480- kV 1 MVA (ONAN), regulación de tensión en vacío	u.	1	\$.	\$.	I/.	I/.	\$.	I/.	\$.	I/.	\$.	I/.	\$.
2.	<u>SECCIONADORES 60 kV</u> - Seccionador tripolar 72.5 kV, 800 A con curchillo de puesta a tierra de alta velocidad y de tipo automático de 12.5 kA	u.	1	21,000	21,000			4,000	800	500	5,000	25,500	5,800	25,832
3.	<u>TRANSFORMADORES DE MEDIDA, 60 kV</u> - Transformadores de tensión monofásico tipo inductivo 60/ 0.1 kV c/ 1.0 - 50 VA $\frac{V_1}{V_2}$	u.	3	5,850	17,550			2,300	500	355	3,950	20,205	4,450	20,460
4.	<u>BARRAS Y CONECTORES DE 60 kV</u> - Cable de aleación de aluminio, similar al de la línea de transmisión (120mm <sup>2</sup> ) - Material de conexión	m.	80											
5.	<u>CADENAS DE AISLADORES Y AISLADORES SOPORTES DE 60 kV</u> - Cadenas de anclaje de 60 kV - Aisladores soportes de 60 kV	u.	3											
6.	<u>TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES</u> - Transformador trifásico, 25 kVA, 20 ± 2 x 2.5% /0.380 - 0.220 kV	u.	1			6930	6930		200		1420		8550	490
7.	<u>CELIDAS METALICLAD DE 20 kV</u> - Celda de llegada de transformador de potencia													

\* Para suministro importado : De puerto de desembarque a obra (CIF - Sitio)

Para suministro nacional : De fábrica a obra

**TABLA DE CANTIDADES Y PRECIOS**  
 S.E. ILLIMO 60/20 kv

TIPO DE CAMBIO 1984  
 FECHA. ENERO, 1984  
 CUADRO N° TG-5-01

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	SUMINISTRO				TRANSPORTE		MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO			SUB-TOTAL	TOTAL EQUIV. M.E.
				EXTRANJERO		NACIONAL		FOB-CIF M.E.	* LOCAL M.M.	M.E.	M.N.	M.E.		
				FOB Unitario M.E.	FOB Total M.E.	Unitario M.N.	Total M.N.							
	con un interruptor extraíble, transformadores de tensión, voltímetro y señalización	u.	1	9,860	9,860	I/.	380,000	650	I/.	480	I/.	10,990	I/.	32,854
	- Celda de salida con interruptor extraíble, transformadores de corriente y aparatos de mando, protección y señalización	u.	3	6,840	20,520	350,000	1,050,000	2,700	5,000	1,350	3,100	24,570	1,058,100	85,206
	- Celda de transformador de Servicios Auxiliares con fusibles de protección	u.	1	4,980	4,980	180,000	180,000	500	400	300	900	5,780	181,300	16,170
8.	<b>CABLES Y CAJAS TERMINALES, 20 kv</b>													
	- Cable tripolar seco, 24 kv, 50 mm <sup>2</sup>	m.	50			380	19,000		3,000		2,500		24,500	1,404
	- Cable tripolar seco, 24 kv, 35 mm <sup>2</sup>	m.	100			250	25,000		4,500		3,700		33,200	4,902
	- Cajas terminales tripolares, 24 kv tipo exterior para cable tripolar seco de 50 mm <sup>2</sup>	u.	1			4,500	4,500		300		350		5,150	295
	- Cajas terminales tripolares, 24 kv, tipo interior para cable tripolar seco de 50 mm <sup>2</sup>	u.	1			4,200	4,200		300		320		4,820	276
	- Cajas terminales tripolares, 24 kv, tipo exterior para cable tripolar seco de 35 mm <sup>2</sup>	u.	3			3,800	11,400		800		900		13,100	750
	- Cajas terminales tripolares, 24 kv, tipo interior para cable tripolar seco de 35 mm <sup>2</sup>	u.	3			3,500	10,500		800		880		12,180	698
9.	<b>TABLEROS DE MANDO, PROTECCION, MEDIDA SENALIZACION Y ALARMA</b>													
	- Tablero de supervisión y mando - Cuadro Síntico	Conj.	1			315,000	315,000		5,000		2,000		322,000	18,453
	- Tablero de Protección de Transformador 60/20 kv	Conj.	1			210,000	210,000		4,500		1,500		216,000	12,378
10.	<b>TABLEROS DE SERVICIOS AUXILIARES</b>													
	- Tablero 380/220 V c.a. y 110 V c.c.	Conj.	1			140,500	140,500		2,000		1,500		144,000	8,552
	- Rectificador-cargador 110 V c.c.	Conj.	1			120,000	120,000		1,500		2,000		123,500	7,077
	- Rectificador-cargador 12 V c.c.; y batería de 12 V c.c. de Níquel-Cadmio de 20 Ah	Conj.	1			105,000	105,000		1,500		2,000		108,500	6,218

\* Para suministro importado : De puerto de desembarque a obra (C I F - Sitio)  
 Para suministro nacional : De fábrica a obra

TABLA DE CANTIDADES Y PRECIOS

S.E. ILLIMO 60/20 kV

ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	SUMINISTRO				TRANSPORTE		MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO			SUB-TOTAL		TOTAL EQUIV. M.E.
				EXTRANJERO		NACIONAL		FOB-CIF M.E.	* LOCAL M.E.	M.E.	M.M.	M.E.	M.M.		
				FOB Unitario M.E.	FOB Total M.E.	Unitario M.M.	Total M.M.								
11.	<u>BATERIAS DE ACUMULADORES</u> - Batería de acumuladores 110 V, tipo Plomo- Acido de 60 A-h y accesorios	Conj.	1	85,000	85,000	I/.	I/.	420	300	350	300	85,320	I/.	4,912	
12.	<u>CABLEADO DE BAJA TENSION</u> - Cables 380/220 V c.c. completos e instalados - Cables 110 Vc.c. completos e instalados - Cables 12 V c.c. completos e instalados - Cables auxiliares de medición, protección, señalización, alarma etc. del equipamiento de la subestación.	Glb.		174,500	174,500			5,000	25,000	350	25,000	182,000		10,780	
		Glb.		125,000	125,000			2,000	350	250	350	127,350		7,548	
		Glb.		26,000	26,000			850	200	150	200	27,050		1,700	
13.	<u>RED DE TIERRA</u> - Red de tierra profunda expuesta por cables de cobre desnudo 70 mm <sup>2</sup> y cables de conexión a las estructuras metálicas	Glb.		20,940	20,940			650	200	150	200	21,790		1,399	
14.	<u>ESTRUCTURAS METALICAS</u> - Pónticas 60 kV, incluyendo bases y fundaciones. - Estructuras soportes equipos de 60 kV.	m.	300	300	90,000			10,000	5,000		5,000	105,000		6,017	
15.	<u>INSTALACIONES ELECTRICAS</u> - Alumbrado interior y tomacorrientes de los nuevos ambientes del edificio de control - Alumbrado exterior y tomacorrientes del Patio de Lloves	Conj.		40,000	40,000			4,000	8,000		8,000	52,000		2,980	
		Conj.		26,175	26,175			3,000	6,000		6,000	35,175		2,015	
16.	<u>EQUIPOS CONTRA INCENDIOS</u> - Extintores portátiles	u.	3	3,000	3,000			500	500		500	4,000		230	
		Conj.		15,000	15,000			2,000	2,500		2,500	19,500		1,117	
17.	<u>REPUESTOS</u> - Extintores portátiles	u.	3	18,000	54,000			150	60		60	54,210		3,107	
		Estimado		5,000	5,000			1,000			6,000	500		6,028	

\* Para suministro importado : De puerto de desembarque a obra (C I F - Sitio)  
Para suministro nacional : De fábrica a obra

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES :

1. Para lograr un adecuado Diseño de Subestaciones es necesario disponer de cuanta información referente al Proyecto sea posible obtener a nivel del Sistema Eléctrico.
2. Por razones económicas y por ser la S.E. Illimo 60/20 KV, de tipo Rural, en la primera etapa, se plantea la "Protección Línea-Transformador", mediante un seccionador con cuchillas de puesta a tierra de alta velocidad.
3. Con la previsión de que en el futuro esta Subestación alimente a las cargas Industriales de Motupe, se plantea en la segunda etapa del Proyecto el equipamiento de un sistema de barras simples de 60KV, con la finalidad de contar con una capacidad Instalada de 2 x 4 MVA (Dos transformadores).
4. Con la finalidad de dar mayor seguridad de servicio a las cargas Industriales de Motupe y de dar mayor estabilidad al Sistema, en la segunda etapa del Proyecto,

se plantea el sistema de protección a nivel de 60KV, mediante interruptores de potencia.

5. Es interesante el sistema de protección en A.T. para la segunda etapa, puesto que se emplean solamente 3 - (tres) interruptores (en vez de cuatro) en un sistema tipo H.
6. Dado que en la zona del Proyecto no se presentan descargas atmosféricas, no es necesario contar con el dimensionamiento de pararrayos.
7. La contaminación ambiental, es mínima en la zona, no afecta en el diseño de los equipos.
8. La disposición de equipos elegidos en la Subestación, adyacente a la Central Térmica existente, provee zonas claras de mantenimiento, lo que garantiza el trabajo del personal cómodo y sin peligro a acercarse a los conductores con tensión.
9. Debido a la capacidad de la Subestación, el transformador de potencia no requiere una protección Diferencial, la protección de respaldo en la etapa final del proyecto es mediante relés de sobrecorriente y de relés de sobrecorriente a tierra.
10. El Diseño de las Redes de puesta a Tierra de la subestación se hizo, además de verificar, con los valores de resistividades consideradas en el diseño de -

malla existente en la Central Térmica adyacente.

11.-Los valores obtenidos en los cálculos de cortocircuito, a nivel del sistema son bien bajos, tanto como para 60KV como para 20KV. Por lo tanto, los equipos principales se especifican con las características mínimas según Normas CEI, que cumplan los requisitos mínimos de diseño.

#### RECOMENDACIONES :

1. Habiendo efectuado la selección Técnico-económica de las redes de Subtransmisión, es recomendable que se respetan los conductores elegidos.
2. Puesto que la regulación de tensión en la S.E. Chichayo Oeste es automática bajo carga, se recomienda que la regulación en la S.E. Illimo sea en vacío, puesto que las tensiones son bastante controladas.
3. Habiendo efectuado cálculos de regulación de tensión, se recomienda que los transformadores de Potencia de la S.E. Illimo sea de  $\pm 4 \times 2.5\% V_n$ , en el lado de A.T.
4. En el dimensionamiento de los equipos principales en A.T. (Interruptores, seccionadores) se recomienda que se diseñen respetando la capacidad de transporte de la línea 60KV (que es mayor que la de la subestación).

- 5.-Como el nivel del presente trabajo es el de Licitación, queda por delante efectuar el estudio Ejecutivo, que podría muy bien servir de un interesante tema de tesis por las novedades en el sistema de protección.
- 6.-Debido a que el servicio eléctrico existente es restringido en la zona del proyecto, es recomendable la ejecución de obras que subsanen dicha situación, dentro de una concepción integral y en concordancia con el desarrollo del sistema eléctrico del departamento de Lambayeque.
- 7.-Para la subestación de Illimo, se recomienda el esquema eléctrico sencillo y económico planteado en la primera etapa del presente proyecto, en razón a que las cargas a servir son predominantemente del tipo doméstico que requieren una seguridad de servicio normal.
- 8.-En la elaboración de los diseños de las instalaciones propuestas, se han utilizado mayormente prescripciones de diversas normas internacionales, debido a que el Código Nacional de Electricidad del Perú presenta limitaciones en lo concerniente al diseño de instalaciones de mediana y alta tensión.  
  
Por tal razón y considerando que en el Perú se está incrementando la construcción de instalaciones de mayor potencia, es recomendable la elaboración de Normas que cubran la amplitud y complejidad de éstos diseños.
- 9.-Finalmente, debido a que el Perú es un país del tercer mundo, un país pobre, todo proyecto debe realizarse con equipamiento por etapas, evitando un sobredimensionamiento que en el futuro podrían representar un elefante blanco .

A N E X O    A - 1

PRINCIPIOS SOBRE LAS DISPOSICIONES CONSTRUCTIVAS

Para determinar las disposiciones de equipos en las subestaciones no es posible fijar normas definidas, ya que cada caso requiere un estudio adecuado, de manera tal que se obtenga flexibilidad en el funcionamiento y continuidad de servicio, con gastos mínimos de montaje y mantenimiento.

En general, las disposiciones constructivas deben reunir una serie de condiciones, que pueden resumirse en las siguientes :

- La solución adoptada debe ocupar un área adecuada de terreno y que permita su fácil ampliación con mínimas interrupciones de servicio.
- La instalación debe presentar una disposición lo más clara y despejada posible, a fin de visualizar rápidamente los circuitos que están bajo tensión.
- Todos los aparatos deberán estar dispuestos de manera que permita su fácil acceso para la revisión y mantenimiento de los mismos, y todas las partes bajo tensión deben quedar suficientemente alejadas del alcance de las personas, cuando se realicen los trabajos de mantenimiento.
- El costo de inversión debe ser el mínimo, dentro de las posibilidades que ofrezca el esquema eléctrico de principio adoptado.

Para las distancias mínimas requeridas entre los diferentes equipos y elementos de la instalación al exterior, nos basaremos en las recomendaciones de las normas CEI:

	<u>Distancias mínimas(mm)</u>
	<u>Nivel de 60 KV</u>
Distancia entre barras flexibles de la misma red :	1,300
Distancia entre barras (cables) de diferentes redes :	1,600
Distancia de las barras colectoras exteriores al canto interior de las estructuras :	1,200
Distancia longitudinal de partes con tensión al cerco exterior	2,300
Altura sobre el suelo de partes con tensión :	3,100

## A N E X O    A - 2

CALCULO DE LOS NIVELES DE FALLA  
DEL SISTEMAGeneralidades.

Teniendo en cuenta que en el futuro existirá una alimentación en 220 KV en la S.E. Chiclayo Sur, proveniente de C.H. Carhuaquero, ELECTROPERU realizó un análisis del nivel de cortocircuito en las barras de 60 KV de dicha sub estación, el cual arrojaba una potencia de ruptura máxima de 800 MVA; considerando que los fabricantes de interruptores de 60 KV no fabrican equipos para potencias menores de 1000 MVA, y teniendo en cuenta la futura Interconexión Centro-Norte, se decidió que estos equipos sean de 1500 MVA.

En el presente trabajo, tomando como dato los 1500 MVA - de potencia de cortocircuito en las barras de 60 KV de la S.E. Chiclayo Oeste, se efectúan los cálculos de fallas trifásicas y fallas monofásicas a tierra con el fin de obtener las potencias y corrientes de cortocircuito en cada barra de la S.E. Illimo 60/20 KV.

Para facilitar los cálculos en el diagrama de impedancias del sistema, sólo se han considerado los valores de reactancias de las líneas y transformadores (El error que se comete al despreciar las resistencias no es mayor del 5%).

En la lámina N° TG-A2-01, se muestra el diagrama de impedancias del sistema.

Desarrollo de los cálculos.

Valores Base :

Potencia base ( $N_B$ )	:	10 MVA	
Tensiones base ( $V_B$ )	:	60 KV	20 KV
Impedancias base ( $Z_B$ )	:	360 ohm.	40 ohm.
Corrientes base ( $I_B$ )	:	96.2223A	288.6669A.

Cálculo de los Valores en por unidad para las 3 secuencias.

- Impedancias representativas del Sistema, (Barra infinita).

Dato : Pcc = 1,500 MVA

Cálculo de la impedancia de secuencia positiva.

$$x_1 = \frac{N_B}{Pcc} = \frac{10}{1500} = 0.006667 \text{ p.u.}$$

Secuencia negativa, ( $x_2$ ).

$$x_2 = x_1 = 0.006667 \text{ p.u.}$$

Secuencia homopolar, ( $x_0$ ).

$$x_0 = x_1 = 0.006667 \text{ p.u.}$$

- Impedancias para la L.T. de S.E. Chiclayo Oeste a S.E. Lambayegue.

Secuencia positiva ( $x_1$ ).

$$x_1 = \frac{x}{Z_B} = \frac{5.2008}{360} = 0.014447 \text{ p.u.}$$

Secuencia negativa ( $x_2$ ).

$$x_2 = x_1 = 0.014447 \text{ p.u.}$$

Secuencia homopolar ( $x_0$ ).

$$x_0 = 3x_1 = 0.04334 \text{ p.u.}$$

- Impedancias para la L.T. de S.E. Lambayeque a S.E. Illimo.

Secuencia positiva ( $x_1$ ).

$$x_1 = \frac{x}{Z_B} = \frac{12.9924}{360} = 0.03609$$

Secuencia negativa ( $x_2$ ).

$$x_2 = x_1 = 0.03609 \text{ p.u.}$$

Secuencia homopolar ( $x_0$ ).

$$x_0 = 3x_1 = 0.10827 \text{ p.u.}$$

- Impedancias para los transformadores de la S.E. Illimo.

Datos :  $x = 8\%$  a  $N = 4 \text{ MVA}$ .

Secuencia positiva ( $x_1$ ).

$$x_1 = x \frac{N_B}{N} = 0.08 \times \frac{10}{4} = 0.20 \text{ p.u.}$$

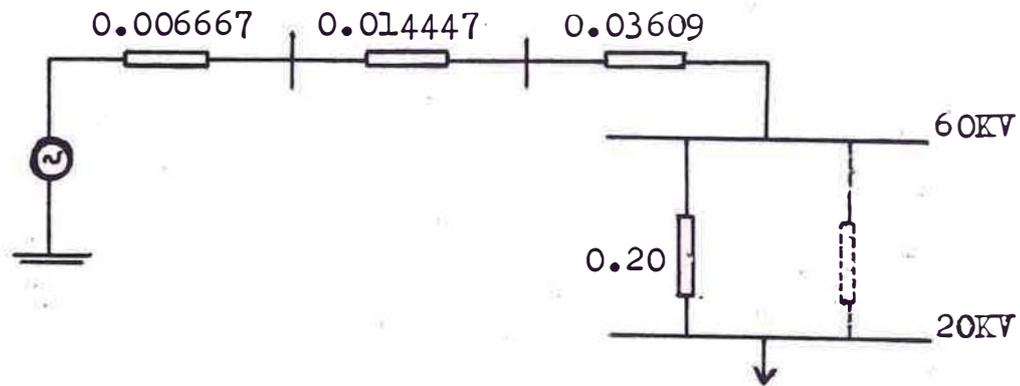
Secuencia negativa ( $x_2$ ).

$$x_2 = x_1 = 0.20 \text{ p.u.}$$

Secuencia homopolar ( $x_0$ ).

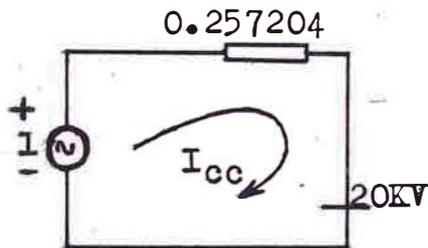
$$x_0 = 0.8 x_1 = 0.16 \text{ p.u.}$$

CALCULO DEL CORTOCIRCUITO TRIFASICO



Cortocircuito 3Ø en la barra de 20 KV.

- Primera Etapa. (un solo transformador)

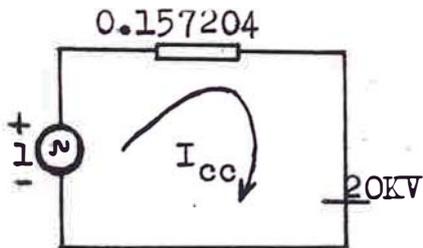


$$\bar{I}_{cc} = \frac{V}{Z_{cc}} = \frac{1}{j0.257204} = -j3.887964 \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} = 3.887964 \times 288.6669 = 1122.33 \text{ A.}$$

$$P_{cc} = \sqrt{3} \times I_{cc} \times 20 = 38.88 \text{ MVA.}$$

- Segunda Etapa. (dos transformadores)

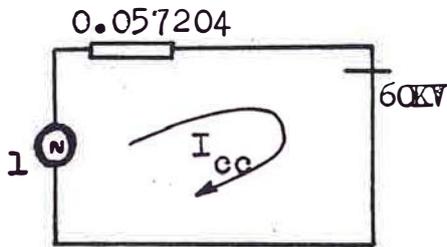


$$\bar{I}_{cc} = \frac{V}{Z_{cc}} = \frac{1}{j0.157204} = j6.361161 \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} = 6.361161 \times 288.6669 = 1836.26 \text{ A.}$$

$$P_{cc} = \sqrt{3} \times I_{cc} \times 20 = 63.61 \text{ MVA.}$$

Cortocircuito 3Ø en la barra de 60 KV.



$$I_{cc} = \frac{V}{Z_{cc}} = \frac{1}{j0.057204} = -j17.481295 \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} = 17.481295 \times 96.2223 = 1,682.09 \text{ A.}$$

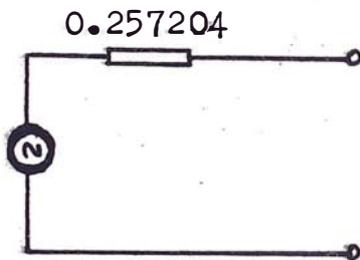
$$P_{cc} = \sqrt{3} \times I_{cc} \times 60 = 175 \text{ MVA.}$$

Cálculo del Cortocircuito monofásico a tierra.

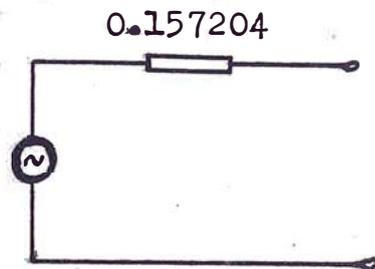
Cortocircuito 1Ø - tierra en barras de 20 KV.

Red de secuencia positiva :

- Con un transformador

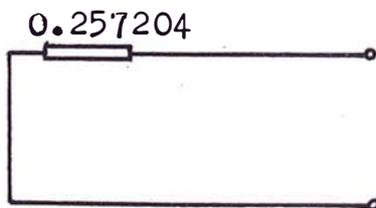


- Con dos transformadores

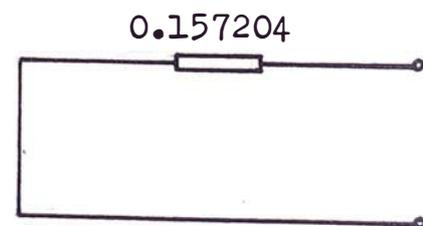


Red de secuencia negativa :

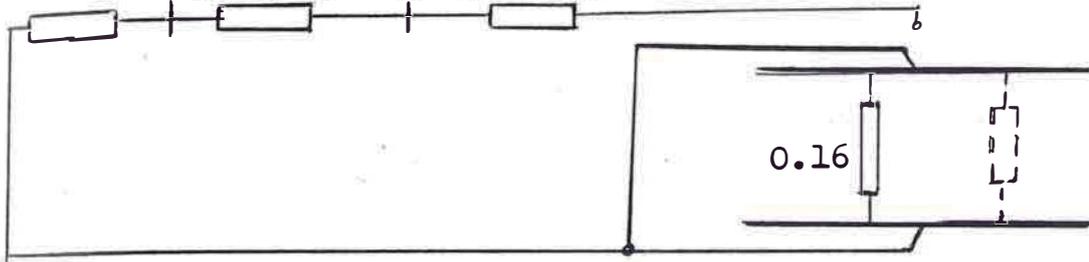
- Con un transformador



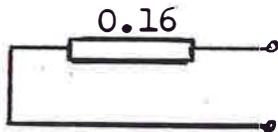
- Con dos transformadores



Red de Secuencia Homopolar.



-Con un transformador:

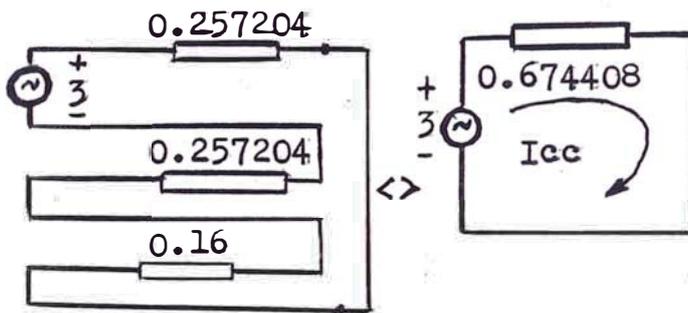


-Con dos transformadores:



RED COMPLETA

- Con un transformador :

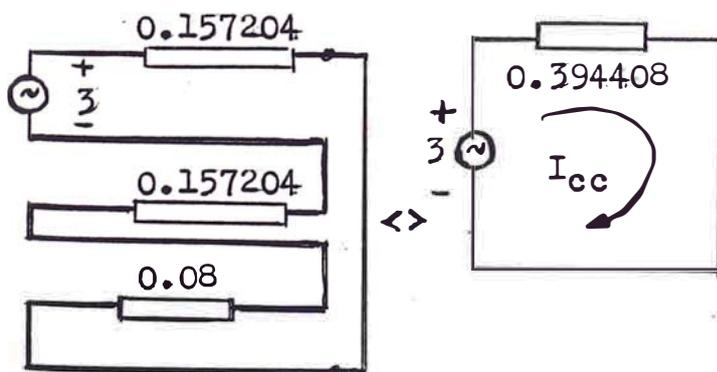


$$\bar{i}_{cc} = \frac{3}{j0.674408} = j4.448345 \text{ pu.}$$

$$I_{cc} = 4.448345 \times 288.6669$$

$$I_{cc} = 1,284.09 \text{ A.}$$

- Con dos transformadores :



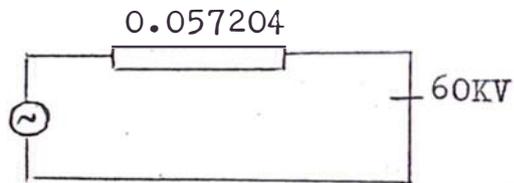
$$\bar{i}_{cc} = \frac{3}{j0.394408} = j7.606337 \text{ pu.}$$

$$I_{cc} = 7.606337 \times 288.6669$$

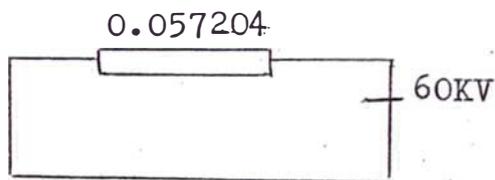
$$I_{cc} = 2,195.70 \text{ A.}$$

-Cortocircuito lØ- tierra en barras de 60KV

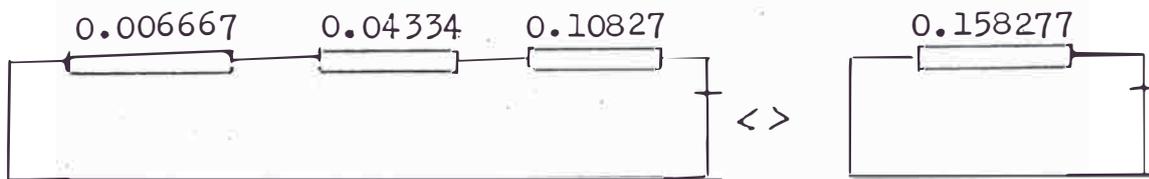
Red de Secuencia Positiva:



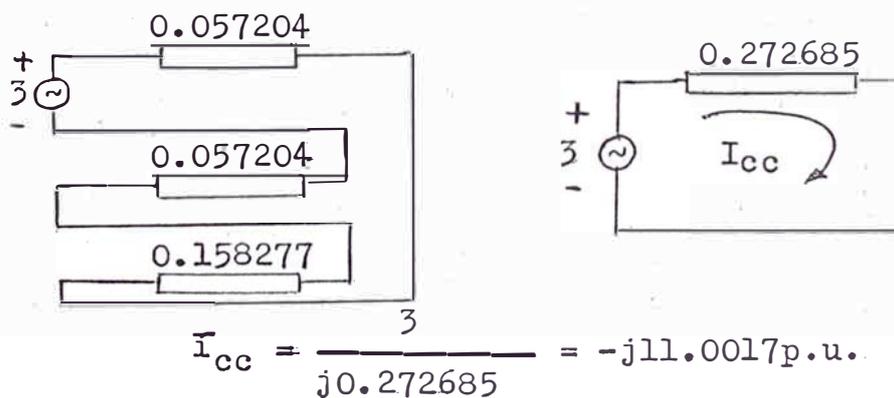
Red de Secuencia Negativa:



Red de Secuencia Homopolar:



Red Completa:



$$I_{cc} = 11.0017 \times 96.2223 = 1058 \text{ A.}$$

Luego,  $I_{cc\ lØ-t} = 1060 \text{ A.}$

A N E X O    A - 3

CALCULO DE LA REGULACION DE TENSION  
Y PERDIDAS DE POTENCIA

Se ha seguido el método fasorial, para la determinación de la regulación de tensión y pérdidas de potencia para las diferentes líneas de subtransmisión del Departamento de Lambayeque.

El cálculo se ha efectuado condicionado a las premisas siguientes:

- Fuente de alimentación: C.H. de Carhuaquero y futura interconexión Centro-Norte.
- La demanda a satisfacer, la correspondiente al año 2,004.

Las características generales de la línea son:

- Nivel de tensión : 60 KV.
- Factor de potencia : 0.85 en atraso.
- Tipo del conductor : aleación de Aluminio.
- Sección del conductor :
  - S = 120mm<sup>2</sup>, para L.T. Lambayeque-Illimo.
  - S = 150mm<sup>2</sup>, para L.T. Chiclayo-Lambayeque.
- Distancia media geométrica : 2,846 mm.
- Simple terna.

A continuación el cálculo detallado de la L.T. Chiclayo-Lambayeque-Illimo.

3.1.- Línea del tramo S.E. Lambayeque-S.E. Illimo.

Demanda 2,004 : 8442 KW, 9932 KVA.

Longitud : 27 Km.

a.- Cálculo de la corriente.

Se cumple :

$$S = VI^*$$

Siendo :

S = Potencia aparente de la carga en KVA.

V = Tensión en KV.

I = Corriente en Amp.

Luego :

$$I_{L-I} = \frac{S^*}{V^*} = \frac{9932 \angle -31.97}{60 \angle 0} = 165.53 \angle -31.79 \text{ Amp.}$$

b.- Caída de tensión ( $\Delta V_{L-I}$ ).

$$\Delta V_{L-I} = I_{L-I} \times Z$$

Siendo :  $Z = 0.5681 \angle 57.89$  (27)

Luego :  $\Delta V_{L-I} = 2.54 \angle 26.1^\circ$  KV.

c.- Pérdida de potencia ( $\Delta P_{L-I}$ )

$$\Delta P_{L-I} = (I_{L-I})^2 R_{(40^\circ C)}$$

Siendo :  $R_{(40^{\circ}\text{C})} = 0.302 (27) \Omega$

Luego :  $\Delta P_{L-I} = 223.42 \text{ KW.}$

d.- Tensión en Lambayeque ( $V_L$ )

$$V_L = V_I + \Delta V_{L-I}$$

$$V_L = 60 \angle 0^{\circ} + 2.54 \angle 26.1^{\circ} = 62.29 \angle 1.027^{\circ} \text{ KV.}$$

e.- Potencia en Lambayeque ( $KVA_L$ )

Demanda en Lambayeque y Morrope : 7031 KW,  
8272 KVA.

Demanda en Illimo : 8442 KW.

Pérdidas en Lambayeque-Illimo : 223.42 KW.

Luego :  $KW_L = 15,696 \text{ KW, } 18,466 \text{ KVA.}$

3.2.- Línea del tramo S.E. Chiclayo-S.E. Lambayeque.

Demanda 2004 :  $KW_L = 15,696.4 \text{ KW, } 18,466 \text{ KVA.}$

Longitud : 11 Km.

a.- Cálculo de la corriente. ( $I_{CH-L}$ ).

$$I_{CH-L} = \frac{18466 \angle -31.79}{62.29 \angle -1.027} = 296.45 \angle -30.763^{\circ} \text{ Amp.}$$

b.- Caída de tensión ( $\Delta V_{CH-L}$ )

$$\Delta V_{CH-L} = I_{CH-L} \times Z$$

Siendo :  $Z = 0.5344 \angle 62.23 (11)$

$$\begin{aligned} \Delta V_{CH-L} &= 296.45 \angle -30.763 \times 0.5344 \angle 62.23(11) = \\ &= 1.74 \angle 31.47^{\circ} \text{ KV.} \end{aligned}$$

c.- Tensión en Chiclayo ( $V_{CH}$ )

$$V_{CH} = V_L + \Delta V_{CH-L} = 62.29 \left[ \frac{1.027 + 1.74}{31.47} \right] = 63.79 \text{ / } 1.82 \text{ KV.}$$

d.- Pérdida de Potencia ( $\Delta P_{CH-L}$ )

$$\Delta P_{CH-L} = (I_{CH-L})^2 R_{(40^\circ C)}$$

$$\Delta P_{CH-L} = (296.45)^2 \times 0.249 \text{ (11)} = 240.71 \text{ KW.}$$

e.- Regulación de tensión ( $\Delta V\%$ )

$$\Delta V\% = \frac{V_{CH} - V_I}{V_I} \times 100 = 6.3\%$$

f.- Porcentaje de pérdidas ( P%)

$$\Delta P\% = \frac{\Delta P_{L-I} + \Delta P_{CH-L}}{P_I + P_I} \times 100$$

$$\Delta P\% = \frac{223.42 + 240.71}{8442 + 15,473} \times 100 = 1.94\%$$

A N E X O A - 4

CALCULO DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE LA L.T. LAMBAYEQUE-ILLIMO, 60KV

Para determinar la capacidad de la linea, se utiliza la siguiente fórmula :

$$I = 5.6 \sqrt{\frac{(W_r + W_c) \times 10^4 \times D}{R_{AC}}}$$

$$W_r = 5.7 e \left[ \left( \frac{T}{1000} \right)^4 - \left( \frac{T_0}{1000} \right)^4 \right]$$

$$W_c = 0.00316 \frac{\sqrt{P.V.} \times \Delta t}{T_m^{0.123} \times \sqrt{D}}$$

Donde :

- I : Corriente máxima admisible en Amp.
- $W_c$  : Disipación por convección. en  $w/cm^2$ .
- $W_r$  : Disipación por radiación en  $w/cm^2$ .
- D : Diámetro exterior del conductor en cm.
- $R_{ac}$  : Resistencia eléctrica de 1 Km de conductor a la temperatura T, en corriente alterna y en  $\Omega$
- e : Coeficiente de emisividad superficial (asumiendo:  $e = 0.5$ ).
- T : Temperatura absoluta del conductor en  $^{\circ}K$ .
- $T_0$  : Temperatura absoluta del aire circundante en  $^{\circ}K$ .
- $T_m$  :  $\frac{T + T_0}{2}$  en  $^{\circ}K$ .
- P : Presión absoluta del aire en  $Kg/cm^2$ .
- $\bar{t}$  : Aumento de temperatura en  $^{\circ}C$ .

V : Velocidad del viento en Km/h.

Datos.

Conductor : aleación de Aluminio de  $S = 120\text{mm}^2$ .  
( $D = 1.425 \text{ cm.}$ ).

$$P = 0.0042 V^2, \quad \left( P \text{ en } \frac{\text{Kg}}{\text{m}^2} \text{ y } V \text{ en Km/h} \right)$$

$$V = 60 \text{ Km/h, luego : } P = 0.0042 \times 60^2 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^2} \times \frac{1\text{m}^2}{10^4\text{cm}^2}$$
$$P = 0.001512 \text{ Kg/cm}^2$$

$$T = 273 + 70 = 343^\circ\text{K.}$$

$$T_0 = 273 + 40 = 313^\circ\text{K.}$$

$$T_m = 328^\circ\text{K.}$$

$$R_{ac} = R_{(70^\circ\text{C})} = 0.33276 \Omega$$

Luego, efectuando calculos :

$$W_r = 0.0121 \text{ W/cm}^2.$$

$$W_c = 0.01173 \text{ W/cm}^2.$$

$$I = 178.89 \text{ Amp.} \Rightarrow I_n = 180 \text{ Amp.}$$

Luego, la línea de Transmisión 60KV de Lambayeque-Illimo tiene una capacidad de transporte de 180 Amp. Por lo tanto, se podrá transmitir hasta 18.7 MVA., en las condiciones normales de operación mencionadas.

A N E X O A - 5DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIE-  
RRA DE LA SUBESTACION

El diseño de red de tierra profunda de la subestación, - se hará teniendo en cuenta la existencia de una pequeña malla de tierra profunda de la Central Térmica, a la cual se unirá formando una sola red. Viendo el plano N° TG-3-07, se puede apreciar que la superficie cubierta por la malla de tierra es de (28 x 23) m<sup>2</sup>.

Datos necesarios.

$P_o$	= Resistividad del terreno.	= 110 ohm-m
$I_{cc}$	= Corriente de cortocircuito (caso desfavorable).	= 2,196 A.
$P_{si}$	= Resistividad superficial del terreno dentro de la subestación (enrripiado).	= 3,000 ohm-m.
$P_s$	= Resistividad superficial del terreno al exterior de la subestación.	= 1,000 ohm-m.
$T$	= Tiempo de apertura de los relés de potencia.	= 0.167 seg.
$L$	= Longitud	= 28 m.
$A$	= Ancho	= 23 m.
$h$	= Profundidad de enterramiento.	= 0.7 m.
$P_H$	= Resistividad promedio del hombre entre ambos pies.	= 1,000 ohm-m

Cálculos.

a.- Máxima tensión de Toque permisible.

$$E_T = P \sqrt{\frac{0.0027}{T}} ; \quad P = P_H + 1.5 P_{si}$$

$$E_T = (1,000 + 1.5 \times 3,000) \sqrt{\frac{0.027}{0.167}}$$

$$E_T = 2,211.5 \text{ V}$$

b.- Máxima tensión de paso permisible.

$$E_P = \frac{165 + P_{SE}}{\sqrt{T}} = \frac{165 + 1000}{\sqrt{0.167}}$$

$$E_P = 2,850.8 \text{ V}$$

c.- Cálculo de la resistencia de puesta a tierra teórica.  
Fórmula que es una simplificación de la fórmula de -  
Schwarz.

$$R_T = 0.433 \frac{P}{\sqrt{L \times A}}$$

$$R_T = 0.433 \times \frac{110}{\sqrt{28 \times 23}}$$

$$R_T = 1.88 \text{ ohm.}$$

d.- Corriente máxima de falla a ser considerada en el diseño.

Para tener en cuenta los futuros incrementos de la corriente de falla debido a la expansión del sistema, es necesario aplicar un factor de conexión apropiado; en nuestro caso el factor será de 1.5

Luego la  $I_F$  (corriente de falla en el diseño) será :

$$I_F = 1.5 \times 2,196 \text{ A.} \longrightarrow I_F = 3,294 \text{ A.}$$

e.- Determinación de la sección mínima del conductor de cobre.

Se aplica la siguiente fórmula:

$$S = \frac{I_F}{1973 \sqrt{\frac{\log \left( \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}{33 T}}}$$

Donde :

S = Sección en  $\text{mm}^2$ .

$T_m$  = Máxima temperatura permisible en  $^{\circ}\text{C}$ .

$T_a$  = Temperatura ambiente en  $^{\circ}\text{C} = 29^{\circ}$

T = Tiempo de apertura de relés = 0.167 seg.

Las normas VDE, indican que el valor máximo de temperatura permisible es de  $200^{\circ}\text{C}$ .

Luego, la sección será :

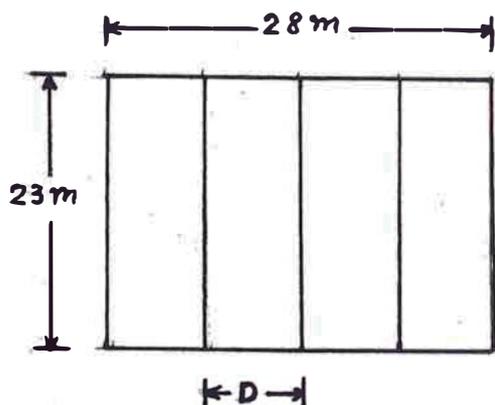
$$S = \frac{3,294}{1973 \sqrt{\frac{\log \left( \frac{200 - 29}{234 + 29} + 1 \right)}{33 \times 0.167}}} = 8.4 \text{ mm}^2.$$

$S = 8.4 \text{ mm}^2$ , que corresponderá a un conductor de  $S = 10 \text{ mm}^2$ .

Siendo la sección mínima recomendada por consideraciones de resistencia mecánica de  $67.4 \text{ mm}^2$  de sección. Por lo tanto, consideramos un conductor de  $70 \text{ mm}^2$  de sección y de diámetro  $d = 0.01075 \text{ m}$ .

f.- Disposición de la Malla de Tierra.

Haciendo una configuración preliminar, así escogemos lo siguiente que nos muestra 5 líneas paralelas.



Suponemos que el espaciamento  $D$  es uniforme, así tendremos :

$$D = \frac{28}{4} = 7$$

$$D = 7 \text{ metros.}$$

Calculamos ahora la Tensión de Toque.

$$E_r = K_m K_i \frac{P_o I_F}{L}$$

Donde :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} L_n \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} L_n \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \dots \left( \frac{2n-3}{2n-2} \right)$$

$K_m$ , es un factor que expresa la relación de: Espaciamento, dimensiones y profundidad del conductor ente

rrado.

D	= Espaciamiento entre conductores (m)	= 7
h	= Profundidad de enterramiento (m)	= 0.70 m.
d	= Diámetro del conductor (m)	= 0.01075m.
n	= N° de conductores en paralelo	= 5
L	= Longitud total al conductor (m)	= 171 m.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{.7^2}{16 \times 0.7 \times 0.01075} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \left( \frac{7}{8} \right)$$

$$K_m = 0.7643$$

Determinación del factor de irregularidad ( $K_i$ ) :

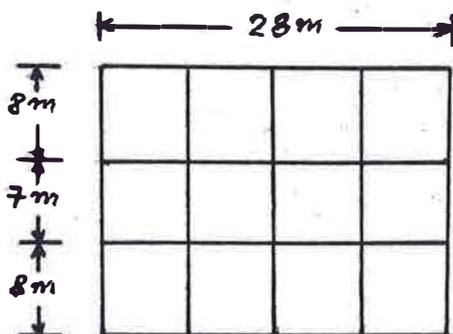
$$K_i = 0.65 + 0.172n = 0.65 + 0.172(5) = 1.51$$

$$K_i = 1.51$$

$$\text{Luego, } E_T = 0.7643 \times 1.51 \times \frac{110}{171} \times 3,249 = 2,445.5 \text{ V}$$

$E_T = 2445.5 \text{ V}$  que es mayor que  $E_T$  permisible

g.- Aquí podemos incrementar la longitud del conductor. Podríamos tener entonces la siguiente configuración:



Nota: Obsérvese que no hemos incrementado el N° de Conductores Paralelos críticos y por lo tanto  $K_m$  y  $K_i$  tienen el mismo valor.

Luego, tendremos :

$$E_T = 0.7643 \times 1.51 \times \frac{110}{227} \times 3,294 = 1,842.2 \text{ V}$$

$E_T = 1,842.2V$ , que es menor que  $E_T$  permisible, OK.

Ahora calculamos la tensión de paso, la cual viene dada por la siguiente fórmula :

$$E_p = K_s P_o \frac{I_f K_a}{L}$$

Donde :

$$K_s = \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots + \frac{1}{(n-1)D} \right] \times \frac{1}{\pi}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \times 0.7} + \frac{1}{7 + 0.7} + \frac{1}{7} \left( \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} \right) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ (0.7143 + 0.1299 + 0.1548) \right] = 0.3180$$

$$K_s = 0.318$$

$$\text{Luego : } E_p = 0.318 \times 1.51 \times \frac{110}{227} \times 3294 = 766.5 \text{ V}$$

$E_p = 766.5 \text{ V}$ , valor que es menor que  $E_p$  permisible. OK.

h.- Cálculo de la resistencia de puesta a tierra real.

Aplicando la fórmula simplificada de Schwarz e introduciendo la longitud real, tenemos :

$$R_R = \frac{P_o}{L_R} + 0.433 \times \frac{P_o}{\sqrt{L \times A}} \quad \text{Donde: } L_R = \text{Longitud real del conductor } 227 \text{ m.}$$

$$R_R = \frac{110}{227} + 0.433 \times \frac{110}{\sqrt{28 \times 23}} = 2.405 \text{ ohm.}$$

A N E X O    A - 6

CALCULO DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES  
DE 60 KV y 20 KV

6.1.- Cálculo de los Seccionadores de 60 KV.

Los seccionadores se calculan por:

- Corriente Nominal.
- Corriente Simétrica de ruptura ó térmica.
- Corriente Nominal de cierre ódinámica.

6.1.1.- Cálculo por corriente Nominal.

Podemos considerar dos casos, a saber:

a.- Seccionador debido a la capacidad de la linea.

La corriente nominal de estos seccionadores lo determinan las características de la linea de 60 KV, que tienen la capacidad de conducir hasta 180A en condiciones normales de servicio.

b.- Seccionador debido a la capacidad de la subestación.

Debido a la configuración del esquema de principio de la subestación, los seccionadores deben diseñarse para soportar la corriente nominal correspondiente a 5 MVA (ONAF), esto es :

$$I_n = \frac{1.25 \times 4000}{\sqrt{3} \times 60} = 48.11 \text{ A.}$$

Luego :  $I_n = 50 \text{ A.}$

Para no limitar la capacidad de la línea, los seccionadores de 60 KV, deben tener una corriente nominal mínima de 180 A.

6.1.2.- Cálculo por corriente simétrica de ruptura ( $I_{CCS}$ ).

De acuerdo a las normas CEI, para seccionadores :

$$I_{CCS} = \frac{N_{CC}}{\sqrt{3} \times V}, \text{ donde : } \begin{array}{l} N_{CC} = 175 \text{ MVA.} \\ V = 60 \text{ KV.} \end{array}$$

Luego :  $I_{CCS} = 1.7 \text{ KA.}$

6.1.3.- Cálculo por corriente nominal de cierre ( $I_{CH}$ ).

De acuerdo a las normas CEI, se tiene :

$$I_{CH} = 2.55 I_{CCS} = 2.55 \times 1.7 \text{ KA.}$$

$$I_{CH} = 4.33 \text{ KA.}$$

Por consiguiente, los seccionadores de 60 KV deben cumplir con los siguientes requisitos mínimos :

- Corriente Nominal : 180 A.

- Corriente simétrica de ruptura  
o térmica : 1.7 KA.
- Corriente Nominal de cierre o  
dinámica : 4.33 KA.

6.2.- Cálculo de los Interruptores de 20 KV.

Los interruptores se calculan por :

6.2.1.- Cálculo por corriente Nominal.

Los interruptores de 20 KV deben diseñarse para una corriente nominal correspondiente a 5 MVA (ONAF), o sea :

$$I_n = \frac{1.25 \times 4000}{\sqrt{3} \times 20} = 144.35 \text{ A.}$$

Luego :  $I_n = 150 \text{ A.}$

6.2.2.- Cálculo por Poder de ruptura simétrica.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el cálculo de cortocircuito a nivel del sistema, se concluye que los interruptores de 20 KV deberán cumplir con un poder de ruptura mínimo de  $N_{cc} = 63.61 \text{ MVA.}$

6.2.3.- Cálculo por corriente simétrica de ruptura.

De acuerdo a las Normas CEI, para interruptores :

$$I_{ccs} = \frac{N_{cc}}{\sqrt{3} V}, \text{ donde: } \begin{array}{l} N_{cc} = 63.61 \text{ MVA.} \\ V = 20 \text{ KV.} \end{array}$$

$$\text{Luego: } I_{\text{ccs}} = \frac{63610}{\sqrt{3} \times 20} = 1836.2 \text{ A.}$$

$$I_{\text{ccs}} = 1.84 \text{ KA.}$$

#### 6.2.4.- Cálculo por corriente nominal de cierre.

Según Normas CEI, se tiene :

$$I_{\text{CH}} = 2.55 I_{\text{ccs}}$$

$$I_{\text{CH}} = 2.55 \times 1.84 \text{ KA} = 4.7 \text{ KA.}$$

$$I_{\text{CH}} = 4.7 \text{ KA.}$$

#### 6.3.- Dimensionamiento de los transformadores de Medida.

##### 6.3.1.- Generalidades.

Se refiere a la determinación de la potencia de precisión de los transformadores de medida (T.M.); la misma que está en función de las cargas (instrumentos de medida y relés en general) a las cuales ha de alimentar.

El número de los devanadores secundarios de los T.M. se determinan de acuerdo a la filosofía de protección que se adopte en una sub-estación o más generalmente en un sistema eléctrico.

6.3.2.- Transformadores de corriente.

En nuestro caso se ha visto por conveniente, debido a las características de los núcleos, tener un devanado secundario para medición y otro para sistema de protección.

- Potencia de los Devanados Secundarios.

La potencia de cada núcleo secundario se determina sumando aritméticamente el consumo de voltamperios (VA) de las bobinas amperimétricas de todos los aparatos conectados a dicho núcleo. Además habrá que agregarle las pérdidas de potencia (VA) en los cables.

Las pérdidas de los cables dependen de : la longitud total (ida y retorno) del cable desde el transformador de corriente hasta los equipos, de la sección del conductor, del material y de la corriente nominal secundaria del transformador de corriente.

- Clase de precisión.

Según las Normas CEI - 185, para el presente proyecto se ha elegido las siguientes clases de precisión:

- 5P10, para los núcleos de protección de sobrecorriente.
- 1.0, para los núcleos de medición.

### 6.3.3.- Transformadores de tensión.

En el presente trabajo se requeriran tanto en alta tensión como en baja tensión, sólo para el sistema de medición.

#### - Potencia de los Devanadores Secundarios.

La potencia de cada núcleo se determina sumando el consumo en VA de las bobinas voltimétricas de los aparatos conectados a dicho devanado.

#### - Clase de precisión.

Según las Normas CEI - 186, se ha elegido la siguiente clase de precisión:

- 1.0 para el núcleo de medición.

#### Notas :

- La corriente nominal secundaria de los transformadores de corriente serpan de:  
1 Amperio (para equipos de 60 KV).  
5 Amperios (para equipos de 20 KV).
- El material de los alambres de cable serán de Cobre.
- La sección de los conductores se determinarán teniendo en cuenta una máxima caída de tensión del 1%.
- La potencia consumida en los dos conductores se calcula por :

$$\Delta P = 2 \times \frac{1}{\rho \times S} \times I_2^2$$

Donde :

L = Longitud de (l) un conductor,  
en m.

= Conductividad del material  
( $\sigma = 57$ , para el Cu).

S = Sección del conductor, en mm<sup>2</sup>.

I<sub>2</sub> = Corriente nominal secundaria  
del transformador de corriente,  
en Amp.

- Cuadro de consumo (VA) de los Relés y aparatos de medición a emplearse en la S.E. Illimo.

(en la sgte. página).

CUADRO DE CONSUMO (VA) DE LOS RELES  
Y APARATOS DE MEDICION A EMPLEARSE  
EN LA S.E. DEL PROYECTO

Cuadro N° TG - A6 - 01

		Consumo (VA) del equipo por circuito de :	
		Corriente	Tensión
R E L E S	Sobrecorriente	6	-
	Sobrecorriente a tierra	6	8
A P A R A T O S  M E D I C I O N	A	3	-
	V	-	3
	W	3	3
	W - h	2.5	3.5
	VAR	3	3
	VAR - h	2.5	3.5
	Cos $\phi$	6	6
	F	-	3
Syn	-	5	

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PA-

RA LA S.E. ILLIMO.

Cuadro No TG-A6-02.

U B I C A C I O N

60 KV 20 KV

DATOS	CORRIENTE NOMINAL DE RED (A)		LINEA	BARRA	BUSHING	EUSHING	SALIDA 2
	PROTECCION.	SOBRECORRIENTE					
DE EQUIPO	CONSUMO	6	180	132	48	145	80
	DEL EQUIPO	14				6	6
DISEÑO	M E D I C I O N		3	3	8.5	3	3
	LONGITUD DEL CABLE (IDA Y RETORNO)m		90	90	90	40	40
DISEÑO	CONSUMO DE CABLE (VA)		0.2	0.2	0.2	1.86	1.86
	CONSUMO	DEVANADO DE PROTECCION	20.0	6.2	6.6	21.86	21.86
	TOTAL ESTIMADO(VA)	DEVANADO DE MEDICION	4.86	4.86	10.36	4.86	4.86
DATOS A ESPECIFICAR.	RELACION DE TRANSFORMACION		200-100/1/1A	200-100/1/1A	50-25/1/1A	150-175/5/5A	150/75/5/5A
	DEVANADO DE PROTECCION	POTENCIA(VA)	30	30	30	30	30
	DEVANADO DE MEDICION	CLASE DE PRECISION	5P10	5P10	5P10	5P10	5P10
DATOS A ESPECIFICAR.	DEVANADO DE MEDICION	POTENCIA(VA)	30	30	30	30	30
	CLASE DE PRECISION	CLASE DE PRECISION	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

TRANSFORMADORES DE TENSION PARA LA S. E. ILLIMO

CUADRO N° TG - A6 - 03

DATOS DE DISEÑO	TENSION DE LA RED (KV)	60KV	20KV
	CONSUMO DEL EQUIPO DE MEDIDA (VA)	60	20
DATOS A ESPECIFICAR (NORMALIZADOS).	TIPO DE TRANSFORMADOR	INDUCTIVO	INDUCTIVO
	RELACION DE TRANSFORMACION	$\frac{60KV/\sqrt{3}}{0.1KV/\sqrt{3}}$	$\frac{20KV/\sqrt{3}}{0.1KV/\sqrt{3}}$
	DEVANADO SECUNDARIO (MEDIDA)	50	30
	POTENCIA (VA) CLASE DE PRECISION.	1.0	1.0

A N E X O A - 7

7.1.-CALCULO DE BARRAS COLECTORAS  
RIGIDAS DE 20 KV

Las barras se diseñan teniendo en consideración los siguientes factores :

- a.- Corriente Nominal.
- b.- Esfuerzos electrodinámicos producido por las corrientes de cortocircuito.
- c.- Efectos térmicos producidos por las corrientes nominales y de cortocircuito.
- d.- Resonancia.
- e.- Flecha.

7.1.1.- Corriente Nominal.

Las barras colectoras deben ser capaces de transportar la corriente nominal de  $I_n = 2 \times 144 = 288$  A en forma continua a la temperatura ambiente de  $-30^\circ\text{C}$  y a una temperatura en barras de  $60^\circ\text{C}$ .

Los fabricantes proporcionan tablas de corrientes nominales para distintas configuraciones de barras.

Para el presente Proyecto, acudimos a las tablas de corrientes nominales y escogemos una barra de cobre rectangular de 20 x 5 mm, la cual tiene las siguientes características :

- Ancho de la barra : 20mm.
- Grosor de la barra : 5 mm.
- Sección : 99.1 mm<sup>2</sup>.
- Peso : 0.882 Kg/m.
- Intensidad continua en A c.a. hasta 60Hz (1 - barra)
  - : - 319 (pintado)
  - 274 (desnudo)
- Temperatura ambiente : 35°C.
- Temperatura del emba-rrado : 65°C.

Se recomienda que las barras de cobre sean pintadas, y el factor de corrección por temperatura es de  $K=1.03$ ; luego la corriente admisible en forma continua será de :

$$I = 1.03 \times 319A = 328.57 A.$$

7.1.2.- Esfuerzos electrodinámicos producidos por las corrientes de cortocircuito.

Según los cálculos de cortocircuito, el Nivel de cortocircuito obtenido en barras de 20KV es de: 63.61 MVA, siendo la  $I_{cc3\phi} = 1836 A$ .

Luego, calculamos los esfuerzos electrodinámicos aplicando la siguiente fórmula :

$$F_{m\acute{a}x} = 13.265 \times \frac{l}{d} \times I_{cc3\phi}^2 \times 10^{-2}, \text{ Kg-f}$$

Donde:

$l$  = Distancia entre apoyos en cm. = 140 cm.

$d$  = Distancia entre conductores en cm. = 30cm.

$I_{cc3\phi}$  = Corriente máxima de cortocircuito en  
KA = 1.836 KA.

Efectuando cálculos, resulta :

$$F_{\text{máx}} = 2.09 \text{ Kg-f}$$

- Dimensionamiento de aisladores.

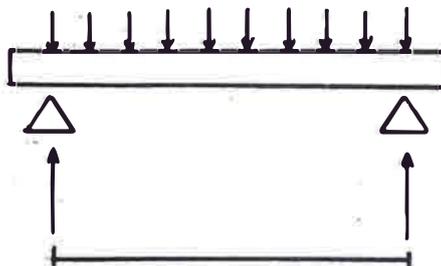
Una vez conocida la máxima fuerza entre apoyos, el esfuerzo de ruptura en la punta del aislador estará dado por dicha fuerza dividida por un coeficiente de seguridad adecuado (generalmente 0.5)

$$P = \frac{F_{\text{máx}}}{0.5} \text{ Kg-f}$$

Luego,  $P = 4.18 \text{ Kg-f}$

- Dimensionamiento mecánico de las Barras Colectoras.

En nuestro caso consideraremos la barra como una viga simplemente apoyada como hipótesis de cálculo (situación más desfavorable).



- El momento actuante está dado por:

$$M = \frac{F_s \cdot l}{8}, \text{ Kg-cm}$$

Donde:

$F_s$  = Fuerza total distribuida entre apoyos en Kg-f = 2.09 Kg-f.

$l$  = Longitud entre apoyos en cm=140cm.

Reemplazando valores se obtiene:

$$M = 36.575 \text{ Kg-cm}$$

- El esfuerzo de flexión máximo en la fibra extrema está dado por:

$$\sigma_p = \frac{M}{J/C} \text{ en } \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}$$

Donde:

$J$  = Momento de inercia en  $\text{cm}^4$ .

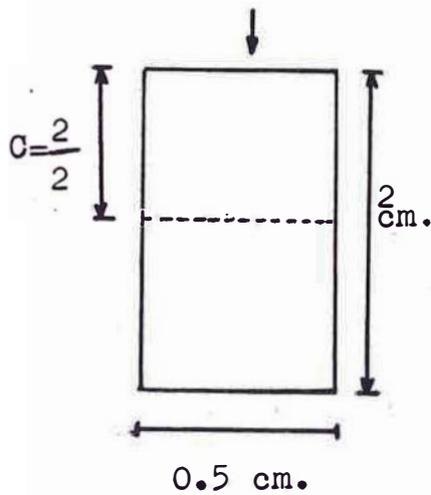
$C$  = Distancia a la fibra neutra en cm.

Nota :  $\sigma_p$  debe ser menor que  $\sigma_m$  ( $\sigma_m$  = esfu

erzo máximo admisible por el material = 1, 100  $\text{Kg}/\text{cm}^2$ , para el Cu.).

- Cálculo del momento de inercia (J) y de las distancias fibras neutras.(C)

- Barras en disposición vertical.



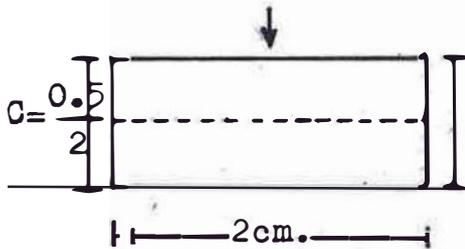
$$J_v = \frac{2 \times (0.5)^3}{12} = 0.0208 \text{ cm}^4.$$

$$J_v = 0.0208 \text{ cm}^4.$$

$$C_v = \frac{2}{2} = 1 \text{ cm.}$$

$$C_v = 1 \text{ cm.}$$

- Barra en disposición horizontal.



$$J_H = \frac{0.5 \times 2^3}{12} = 0.3333 \text{ cm}^4.$$

$$J_H = 0.3333 \text{ cm}^4.$$

$$C_H = \frac{0.5}{2} = 0.25 \text{ cm.}$$

$$C_H = 0.25 \text{ cm.}$$

- Esfuerzo máximo de flexión en la fibra extrema para la barra en posición vertical:

$$\sigma_p = \frac{M}{J_v / C_v} = \frac{36.575}{0.0208} \times 1 = 1,758 \text{ Kg/cm}^2.$$

- Esfuerzo máximo de flexión en la fibra extrema para la barra en posición horizontal:

$$p = \frac{M}{J_H/C_H} \times 0.25 = 27.434 \text{ Kg/cm}^2.$$

$\sigma_p > m$ , por lo tanto la barra de 20x5 mm. en la posición horizontal si es - solución.

### 7.1.3.- Efectos térmicos producidos por la corriente de cortocircuito.

El cálculo de la sobreelevación de temperatura en una barra debido a una corriente de cortocircuito permanente  $I_{ccp}$ , durante un tiempo  $t$ , se calcula por :

$$\Delta\theta = \frac{K}{A^2} I_{ccp}^2 (t + \Delta t) \times 10^2, \text{ } ^\circ\text{C} \dots (\alpha)$$

Donde:

$I_{ccp}$  = Corriente de cortocircuito permanente en KA = 1.84 KA.

$t$  = Tiempo del relé más el tiempo de apertura del interruptor en segundos = 2.5 seg. (caso más desfavorable).

$K$  = Constante del material = 0.0058 para el cobre.

$A$  = Area de la barra en  $\text{cm}^2 = 1 \text{ cm}^2$ .

$$\Delta t = \left( \frac{I_{CH}}{I_{ccp}} \right)^2 \times T$$

$I_{CH}$  = Corriente de choque = 2.55  $I_{ccp}$  (caso más desfavorable).

$T$  = Vale de 0.3-0.15,  $I_{ccp}^{3/2}$  (caso más desfavorable).

$$\Delta t = \left( \frac{2.55 \times I_{ccp}}{I_{ccp}} \right)^2 \times 0.3 = 1.95$$

Luego, reemplazando valores en ( $\alpha$ ) y considerando la temperatura de trabajo del embarrado que es  $\theta = 60^\circ\text{C}$ , se obtiene la temperatura de elevación total ( $\theta_t$ ) :

$$\theta_t = \theta + \Delta\theta$$

$$\theta_t = 60 + \frac{0.0058}{1^2} (1.84)^2 \times (2.5 + 1.95) \times 10^2 \cdot \text{C}$$

$$\theta_t = 68.74^\circ\text{C}.$$

Se sabe que el conductor de cobre trabajando como barra admite en cortocircuito, la temperatura máxima de  $200^\circ\text{C}$ .

Luego:  $68.74 < 200^\circ\text{C}$  , Correcto.

#### 7.1.4.- Resonancia.

Cuando la frecuencia natural ( $f_n$ ) con la que vibran las barras se encuentra muy cerca ( $\pm 10\%$ ) a la frecuencia eléctrica ( $f_e$ ) o a su doble, se puede producir el fenómeno de resonancia.

La frecuencia natural se calcula mediante la fórmula :

$$f_n = 112 \sqrt{\frac{E \times J}{G \times l^4}} , \text{ c/seg } \text{-----} (\beta)$$

Donde:

E = Módulo de elasticidad, para el Cu =  $1.25 \times 10^6$  Kg/cm<sup>2</sup>.

J = Momento de inercia en cm<sup>4</sup> = 0.3333 cm<sup>4</sup>.  
(Horizontal).

G = Peso de la barra en Kg/cm = 0.00882Kg/cm.

l = Longitud de la barra en cm = 140 cm.

Reemplazando valores en (  $\beta$  ), se tiene :

$$f_n = 39.27 \text{ c/s.}$$

Vemos que :  $f_n < 0.9 (f_e) = 54$  , Correcto.

#### 7.1.5.- Flecha.

En el caso más desfavorable, caso nuestro, que es considerar la barra como una viga simplemente apoyada, la flecha que ésta hace está dada por :

$$Fl = \frac{5 G l^4}{384 \times E \times J} \text{ cm ----- ( } \mathcal{V} \text{ )}$$

Donde :

G = Peso de la barra en Kg/cm.

l = Longitud de la barra en cm.

E = Módulo de elasticidad en Kg/cm<sup>2</sup>.

J = Momento de inercia en cm<sup>4</sup>.

Reemplazando los valores en (  $\mathcal{V}$  ), se obtiene :

$$Fl = 0.1059 \text{ cm.}$$

Para decidir si la flecha obtenida es aceptable o no, es necesario relacionarla con la longitud entre apoyos, como un porcentaje de ésta.

$$F_f = \frac{F1}{1} \times 100$$

$$F_{f\%} = \frac{0.1059}{140} \times 100 = 7.56\% , \text{ acceptable}$$

A N E X O A-8

SERVICIOS AUXILIARES DE LA S.E. ILLIMO

8.1.-Generalidades.

Los Servicios Auxiliares son instalaciones eléctricas en baja tensión, cuya finalidad es dotar alimentación para fuerza é iluminación en los equipos de alta tensión(equipos principales) para asegurar su correcto funcionamiento.

Están constituidos fundamentalmente por:

- Un transformador de potencia reductor a 380-220V., conectado a las barras de Servicios Auxiliares(380-220V.),cuya potencia se determina en función de las cargas, a las cuales alimentará.
- Un sistema de iluminación y fuerza para el servicio normal .
- Rectificador y Baterías de 110Vcc.para iluminación y fuerza de emergencia; y para mando de interruptores.
- Rectificador y Baterías de 12Vcc.para señalización, alarma y telecomunicaciones(Radio VHF).

8.2.-Cálculo de la Potencia del Transformador de Servicios auxiliares.

El cálculo se efectuará considerando las cargas que serán alimentadas en servicio normal por el transformador. En el esquema de servicios auxiliares se indican las diferentes cargas existentes.(Ver plano N° TG-3-06).

En la determinación de la Demanda Máxima de cada carga se aplica un Factor de Demanda de acuerdo a

la característica de cada una de ellas(Ver cuadro Nº TG-A8-01).

En el cuadro mencionado podemos observar que la Máxima - Demanda Total es de : 22,035W.

Puesto que las cargas no son conectadas todas a la vez, se considera un factor de simultaneidad de  $F_s = 0.8$  .

Luego tendremos una potencia simultanea de :

$$\text{Pot. Simultánea} = 0.8 \times 22,035 = 17.628 \text{ KW.}$$

Para determinar la Potencia Aparente del transformador - se considera un Factor de Potencia de:  $\cos \phi = 0.85$  .

Luego tendremos una potencia aparente de :

$$\text{Pot. Aparente} = \frac{17.628}{0.85} = 20.74 \text{ KVA.}$$

En consecuencia, la potencia obtenida por diseño sería - de 21KVA.

Finalmente, por normalización, se elige un transformador de potencia para servicios auxiliares de 25 KVA.

CUADRO Nº TG-A8-01 CARGAS	POTENCIA INSTALADA(W)	FACTOR DE DEMANDA	MAXIMA DEMANDA(W)
Alumbrado Interior	860	1	860
Tomacorrientes: Inte rior y exterior	9500	0.5	4750
Rectificador 380Vca/ 110Vcc.	5425	1	5425
Alumbrado exterior	1000	1	1000
Reflectores	1250	1	1250
Rectificadores 220 Vca/12Vcc.	4000	1	4000
Reserva	9500	0.5	<u>4750</u>
		TOTAL :	22035 W.

8.3.-Cálculo de las Baterías 110Vcc.

Para el cálculo de la capacidad de las mismas, asumimos un 30 % de maniobras en falla, luego tenemos:

EQUIPO	POTENCIA INSTALADA (W)	30 % POTENCIA (W)	NUMERO DE HORAS	CONSUMO (W-h)
<u>Mando de Interruptores :</u>				
-60 KV	1200	360	1/10	36
-20 KV	1600	480	1/10	48
<u>Mando de Seccionadores :</u>				
- 60 KV	2000	600	1/10	60
- 20 KV	-	-	-	-
<u>Alumbrado de Emergencia :</u>				
-Interior	125(⊗)	125	5	625
-Exterior	100(⊗)	100	5	500
<u>Reserva</u>	400(⊗)	400	5	2000
TOTAL:				3269 W-h.

(⊗) Se considera el 100 % .

$$\text{Capacidad de las baterías} = \frac{3269\text{W-h}}{110 \text{ V}} = 29.72 \text{ A-h.}$$

Luego, la capacidad de las baterías serán de 30 A-h.

La Corriente media de descarga de las mismas en 10 horas será :

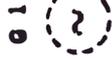
$$\text{Corriente de descarga} = \frac{30 \text{ A-h}}{10 \text{ h}} = 3 \text{ Amp.}$$

# DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DEL SISTEMA

S.E. CHICLAYO OESTE  
60/10 kV

$P_{cc} = 1500 \text{ MVA}$

60 kV



$L_1 \rightarrow 11 \text{ km, s.f.}$

0.4728 ohm/km

60 kV

$L_2 \rightarrow 27 \text{ km, s.f.}$

0.4812 ohm/km

60 kV



S.E. ILLIMO  
60/20 kV

8 %  
4 MVA

A.T.

20 kV

B.T.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA  
ELECTRICA Y ELECTRONICA

FECHA :

DISEÑO :

REVISADO :

APROBADO :

LAMINA N°

ENERO - 96

G. PAREDES U. J. CHAVEZ S.

TG-A2-01

B I B L I O G R A F I A

- 1.-ESTACIONES DE TRANSFORMACION Y DE DISTRIBUCION  
Gaudencio Zoppetti.Ed.Gustavo Gil S.A.
- 2.-PROTECTION RELAYS APPLICATION GUIDE  
The English Electric Company Limited.
- 3.-EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES  
C. Russell Mason.
- 4.-ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE -  
BOOK.  
Central station Engineers of the Westinghouse Electric  
Corporation.
- 5.-ESTACIONES DE TRANSFORMACION Y DISTRIBUCION  
Enciclopedia de Electricidad. Ed. CEAC S.A.
- 6.-GUIDE FOR SAFETY IN ALTERNATING CURRENT SUBSTATIONS GROUN  
DING.  
American Institute of Electrical Engineers.
- 7.-DISPOSICIONES CONSTRUCTIVAS DE SUBESTACIONES A LA INTEM  
PERIE EN ALTAS Y MUY ALTAS TENSIONES.  
Jorge Cavalloti.
- 8.-LAYOUT OF E.H.V. SUBSTATIONS.  
R.L.Giles .
- 9.-INSTALACIONES ELECTRICAS GENERALES  
Enciclopedia de Electricidad Ed. CEAC S.A.
- 10.-ANALISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA  
William D. Stevenson Ed. Mc. Graw Hill.