

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



**"DISEÑO DE LA SUBESTACION PALLASCA 66/20 kV. PARA EL  
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO STGO. DE CHUCO-PALLASCA-CABANA"**

**TESIS**

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

Presentado por:

**JULIO PEDRO HAGEI ALEJANDRO**

Noviembre 1984  
Lima-Perú

A MIS QUERIDOS

PADRES Y

HERMANOS

# I N D I C E

	<u>Página</u>
INTRODUCCION	.01
CAPITULO I: GENERALIDADES	02
1.1 Ubicación	02
1.2 Geografía	02
1.3 Características Climatológicas	02
1.4 Vías de Comunicación	03
1.5 Principales Actividades Económicas	04
1.6 Condiciones Sísmicas	04
1.7 Sistemas Principales de Generación Existentes	05
1.7.1 Central Hidroeléctrica Cañón del Pato	05
1.7.2 Turbinas a Gas	06
1.8 Líneas de Transmisión y Subestaciones Existentes	07
1.8.1 Sistema Trujillo Norte - Motil - Shorey	07
1.8.2 Sistema Subestación Huallanca en 66 kV	09
1.9 Descripción de la Configuración del Pequeño Sistema Eléctrico	10
1.9.1 Descripción de la Instalación Proyectada S.E. Pallasca	10
1.10 Estudio de Demanda de Localidades	11
1.11 Demandas de las Minas	14
CAPITULO II: ANALISIS DE LA ALIMENTACION ELECTRICA AL PEQUEÑO SISTEMA	24
2.1 Ubicación de la Subestación	24
2.1.1 Ubicación de las Cargas	25

	<u>Página</u>	
2.1.2	Determinación de los Centros de Carga	27
2.1.3	Selección de la Ubicación de la Subestación	27
2.2	Metodología	31
2.2.1	Costos Utilizados	31
2.2.2	Cálculos Eléctricos	32
2.3	Selección de Ruta de la Línea a 66 kV Huallanca-Pallasca	39
2.3.1	Introducción	39
2.3.2	Ruta A	41
2.3.3	Ruta B	41
2.3.4	Ruta C	42
2.3.5	Resultados Económicos y Recomendaciones	42
2.4	Selección de Ruta de la Línea a 33 kV Quiruvilca-Santiago de Chuco	44
2.4.1	Introducción	44
2.4.2	Alternativa A	44
2.4.3	Alternativa B	45
2.4.4	Resultados Económicos y Recomendación	46
2.5	Selección de la Mejor Alternativa del Pequeño Sistema	48
2.5.1	Evaluación Económica de las Alternativas	48
2.5.2	Conclusión	51
CAPITULO III: EVALUACION DE NIVELES DE TENSION		53
3.1	Nivel de Tensión 66 kV	53

	<u>Página</u>
3.1.1 Nivel de Tensión 66 kV	53
3.1.2 Nivel de Tensión 138 kV	54
3.1.3 Conclusiones	56
3.2 Nivel de Tensión 20 kV	58
3.2.1 Alternativa N° 1: Nivel de Tensión 10 kV	58
3.2.2 Alternativa N° 2: Nivel de Tensión 20 kV	59
3.2.3 Alternativa N° 3: Nivel de Tensión 33 kV	59
3.2.4 Evaluación Técnico-Económica de las Alternativas	59
3.2.5 Conclusiones	61
3.3 Niveles de Aislamiento	65
CAPITULO IV: EVALUACION Y DETERMINACION DE LA POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	67
4.1 Diagrama de Carga de Localidades y Minas	68
4.1.1 Diagrama de Carga de Localidades del Pequeño Sistema Eléctrico	68
4.1.2 Diagrama de Carga de las Minas	68
4.2 Integración de las Cargas al Pequeño Sistema Eléctrico	71
4.2.1 Integración de las Localidades	71
4.2.2 Integración de las Minas	73
4.3 Servicios Auxiliares	79
4.4 Selección del Tipo de Transformador a Usar	80
4.4.1 Potencia del Transformador	80
4.4.2 Grupo de Conexión	84
4.4.3 Regulación Bajo Carga	84

	<u>Página</u>
4.5 Conclusión	89
CAPITULO V: EVALUACION TECNICA-ECONOMICA DE LA ELECCION DEL TIPO DE SUBESTACION	 90
5.1 Conceptos Generales	90
5.2 Criterios para Selección del Tipo de Subestación	91
5.3 Selección del Esquema de Conexión de la Subestación	98
5.3.1 Esquema de un Juego de Barras	98
5.3.2 Esquema de Barras Principal y Transferencia	99
5.3.3 Conclusiones	100
5.4 Comparación Técnica-Económica de la Protección en 66 kV - Subestación Pallasca	101
5.4.1 Alternativa 1	101
5.4.2 Alternativa 2	102
5.4.3 Evaluación Económica de las Alternativas	103
5.4.4 Conclusiones	104
CAPITULO VI: ESQUEMAS UNIFILARES Y DISPOSICION DE EQUIPOS	 109
6.1 Esquema Unifilar	109
6.2 Disposición de Equipos	109
6.2.1 Selección del Equipo	111
6.2.2 Equipo de Medida	113
6.2.3 Servicios Auxiliares	113
6.2.4 Protección	115
6.2.5 Telecomunicaciones	116

	<u>Página</u>
CAPITULO VII: ESTUDIO DE FALLAS, DISEÑO Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN	118
7.1 Estudio de Fallas	118
7.1.1 Generalidades	118
7.1.2 Hipótesis de Cálculo	120
7.1.3 Metodología Empleada	122
7.1.4 Valores de Cálculo	123
7.1.5 Resultados	124
7.2 Diseño y Coordinación de la Protección	131
7.2.1 Introducción	131
7.2.2 Subestación Pallasca	131
7.2.3 Subestación Huallanca	133
CAPITULO VIII: DISEÑO DE LA MALLA DE TIERRA	136
8.1 Introducción	136
8.2 Diferencias de Potencial Tolerables	137
8.2.1 Corriente Tolerable	137
8.2.2 Tensión de Paso	138
8.2.3 Tensión de Toque	139
8.3 Resistividad del Terreno	139
8.3.1 Medición de la Resistividad del Terreno	139
8.4 Diseño de la Red de Tierra	142
8.5 Cálculo de la Red de Tierra Profunda	144
8.5.1 Consideraciones del Cálculo	144
8.5.2 Cálculo de los Valores de Premisa	145

	<u>Página</u>
8.5.3 Diseño de la Malla	145
8.5.4 Conclusiones	147
CAPITULO IX: METRADO Y PRESUPUESTO	148
9.1 Metrado	148
9.2 Presupuesto	154
9.3 Análisis Económico	155
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	160
BIBLIOGRAFIA	163
ANEXOS:	
N° 1	166
N° 2	170
N° 3	176
RELACION DE PLANO	219



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

El presente trabajo consiste en el diseño de la "Subestación Pallasca", el cual es parte del Proyecto "Estudio Definitivo del Pequeño Sistema Eléctrico Santiago de Chuco - Pallasca - Cabana", que será ejecutada con el fin de instalar la Subestación de transformación necesaria. Esta Subestación complementada con un sistema de Líneas de Subtransmisión, brindarán el suministro de energía eléctrica en forma permanente, confiable y segura a los centros poblados ubicados entre los límites de los Departamentos de La Libertad y Ancash.

El diseño de la Subestación consiste en una llegada en 66 kV, un transformador de potencia 66/20 kV y un patio de 20 kV; estando todos estos equipos al exterior. Los equipos de control, comunicaciones y baterías están ubicados en un pequeño edificio.

La Subestación Pallasca tiene por finalidad de evacuar la energía eléctrica receptionada desde la Subestación Huallanca (Central Hidroeléctrica del Cañón del Pato). El enlace de ambas instalaciones se efectúa mediante una Línea de Transmisión 66 kV.

El autor agradece muy sinceramente la colaboración brindada por la Cía. S. y Z. Consultores Asociados S.A., a la que expreso mi reconocimiento.

## C A P I T U L O    I

### GENERALIDADES

#### 1.1 UBICACION.

La Subestación Pallasca se encuentra ubicada en las cercanías del Distrito de Pallasca, Provincia de Pallasca, en el Departamento de Ancash, República del Perú. A una altitud de 3,200 m.s.n.m.

El área del Pequeño Sistema Eléctrico Santiago de Chuco - Pallasca - Cabana, está delimitada por las paralelas 17°25' a 17°59' de Latitud Sur y los meridianos 70°12' a 70°35' de Longitud Oeste, como se muestra en el plano N° 001.

#### 1.2 GEOGRAFIA.

La geografía del área del Pequeño Sistema Eléctrico, es preponderantemente accidentada, de escasa vegetación en ciertos lugares. Existe terrenos de cultivo y topografía accidentada eriazada. El área incluye varios ríos: Santa, Manta, Chuspiraca, Pullipampa, Ashoc, Cabana y Huandoval.

#### 1.3 CARACTERISTICAS CLIMATOLOGICAS.

Las condiciones climatológicas en la zona del Proyecto son las siguientes:

- Temperatura Máxima	30°C
- Temperatura Mínima	-5°C
- Temperatura Promedio Anual	13°C
- Velocidad Máxima en Viento	90 km/h a 10 m de altura
- Condición de Hielo	Ninguna
- Humedad Relativa Máxima	70%
- Precipitación Pluvial (mes de Enero a Marzo)	100-200 mm

#### 1.4 VIAS DE COMUNICACION.

Las vías de comunicación a la S.E. Pallasca son las siguientes:

##### - Carretera Afirmada:

- a) Pallasca - Estación Quiróz - Chuquicara - Santa - Chimbote.
- b) Pallasca - Cabana - Estación Quiróz - Chuquicara - Santa - Chimbote.
- c) Pallasca - Mollepata - Santiago de Chuco.
- d) Pallasca - Pampas - Minas Pasto Bueno.
- e) Pallasca - Lacabamba - Conchucos.

##### - Camino de Herradura:

- a) Pallasca - Huacachuchuque - Cabana.
- b) Pallasca - Mollepata.
- c) Pallasca - Lacabamba - Conchucos

##### - Correos y Telégrafos.

## 1.5 PRINCIPALES ACTIVIDADES ECONOMICAS.

La actividad productiva que caracteriza a las localidades del Pequeño Sistema Eléctrico Santiago de Chuco - Cabana - Pallasca, es la agropecuaria, la cual impone hábitos y calendarios en las familias, por lo tanto en su disponibilidad de ingreso.

De su producción total, destinan el 8% a la comercialización, el 17% para semillas y 75% para auto-consumo.

Los principales productos comercializados son: papa, maíz, trigo, cebada, oca y habas.

El ganado: vacuno, lanar, caprino y porcino.

El nivel de vida de las familias es bajo en general, manifestado en el grado de instrucción alcanzado, falta de servicios, alta migración y comercialización tradicional en el desarrollo de su actividad principal.

El mayor desarrollo de las localidades está condicionado a mayor población residente, mejores niveles de producción agropecuaria y concentración de servicios.

## 1.6 CONDICIONES SISMICAS.

La zona corresponde a la de mayor actividad sísmica del territorio nacional, puesto que corresponde a la zona 2 del plano de Regionalización Sismo Tectónica Preliminar del Perú y las inten

sidades pueden alcanzar el Grado I de la escala de Mercalli Mo dificada.

Se presentan fallas regionales y locales, entre las principales podemos mencionar:

- Tramo Tauca - Cabana falla normal de rumbo NE-SW sobre rocas pizarrosas de la formación Chicama.
- Zona Sur del poblado de Pallasca falla normal de rumbo NW-SE, con buzamiento aproximado 40°SW.
- Aceleración vertical                      0.2 g
- Aceleración horizontal                    0.5 g
- Frecuencia de oscilación                10 Hz

## 1.7 SISTEMAS PRINCIPALES DE GENERACION EXISTENTES.

Los principales Sistemas de Generación existente en la zona, es tá conformado por las centrales hidroeléctrica Cañón del Pato y las Turbinas a Gas de Chimbote y Trujillo, de las cuales sería posible alimentar al Pequeño Sistema Eléctrico.

### 1.7.1 CENTRAL HIDROELECTRICA CAÑON DEL PATO.

Se ubica sobre el río Santa a la altura de la localidad de Huallanca aguas arriba de la afluencia del río Quitaracsa. La Central se ubica en caverna y su potencia alcanza a los 150 MW con 6 unidades de 25 MW.

El equipo electromecánico fue instalado en tres etapas con dos

unidades por etapa. La puesta en operación de cada etapa de 1958, 1967 y 1981.

Las cuatro primeras turbinas fueron Westinghouse de fabricación norteamericana y las dos últimas Ganz Mavag de origen Húngaro.

Durante el estiaje la producción de la central está limitada por la disponibilidad de recursos hídricos del río Santa, llegando a valores inferiores a la mitad del caudal de diseño que alcanza a los  $48 \text{ m}^3/\text{seg}$ .

#### 1.7.2 TURBINAS A GAS.

En Chimbote (S.E. Chimbote N° 2) se encuentran instaladas 3 unidades y en Trujillo (S.E. Trujillo Sur) se ubica una cuarta unidad.

Sus características son las siguientes:

Marca	: "General Electric"
Modelo	: 5,000 N
Potencia Turbina	: 20,500 kW
Potencia Efectiva	: 20,000 kW
Factor de Potencia	: 0.85
Tensión nominal	: 13.8 kV (Chimbote) 10.0 kV (Trujillo)
Combustible	: Petróleo Diesel

Los equipos poseen un dispositivo de embrague que les permite trabajar desacoplados de la turbina, como compensadores síncronos.

## 1.8 LINEAS DE TRANSMISION Y SUBESTACIONES EXISTENTES.

La energía generada en las centrales existentes en la región es distribuída a través de dos sistemas principales.

El primero de ellos transmite energía desde Trujillo hacia la zona minera de Quiruvilca, y el otro desde la Subestación Huanllanca alimenta a la Mina El Aguila y al Callejón de Huaylas - en 66 kV. Tal como se muestra en el plano N° 002. (Diagrama Unifilar del Sistema Existente).

### 1.8.1 SISTEMA TRUJILLO NORTE - MOTIL - SHOREY.

Este sistema está compuesto de una línea 138 kV Trujillo Norte - Motil, una subestación 138/33 kV en Motil y 3 líneas 33 kV Motil - Shorey. Consorcio Energético del Valle del Río Moche es propietaria de la línea 138 kV y de una terna Motil - Shorey 33 kV. Las restantes dos ternas en 33 kV son propiedad de la Compañía Nor-Perú.

Las características técnicas son las siguientes:

#### a) Línea de Transmisión 138 kV Trujillo Norte - Motil:

Longitud	:	60 Km
Tensión	:	138 kV
Potencia	:	20 MW
N° de Ternas	:	1
Estructuras	:	Torres de Celosía

Conductor : Aluminio Acero (ACSR)  
300 MCM

Estado Actual : Bueno, es de reciente puesta en servicio (1982)

b) Línea en 33 kV Motil - Shorey - Líneas 1 y 2:

Longitud : 20 Km

Tensión : 38 kV con aisladores pin

N° de Ternas : 2

Estructuras : Poste de celosía soldada

Conductor : Cobre 6 AWG

Cable de Guarda : 1

Estado Actual : Buenas las estructuras y aisladores, pero los conductores ya están dando problemas (con más de 30 años de antigüedad)

c) Línea en 33 kV Motil - Shorey - Línea 3:

Longitud : 20 Km

Tensión : 33 kV con aisladores de suspensión

N° de Ternas : 1

Estructuras : Torres de celosía, iguales a los de 138 kV.

Conductor : Aluminio Acero (ACSR) 300 MCM

Cable de Guarda : 1

Estado Actual : Bueno, es de reciente puesta en servicio (1982).



d) Subestación 138/33 kV Motil:

Altitud	:	3,000 m.s.n.m.
Transformador	:	12 MVA 0A con regulación bajo carga
Tensión Nominal	:	Primario 138 kV Secundario 33 kV
Estado Actual	:	Buena, de reciente puesta en servicio (1982)
Salida en 33 kV	:	3

## 1.8.2 SISTEMA SUBESTACION HUALLANCA EN 66 kV.

Este sistema está constituido básicamente por el transformador de 138/66/13.8 kV de Huallanca, con 2 salidas en 66 kV, una hacia Mina El Aguila y otra a Huaraz - Ticapampa.

Las características principales de esta Subestación son:

Altitud	:	1,817 m.s.n.m.
Transformador	:	0A de 25/25/8 MVA
Tensión Nominal	:	Primaria 138 kV Secundaria 66 kV Terciaria 13.8 kV
Salidas en 66 kV	:	2 (Mina El Aguila y Huaraz)
Salidas en 13.8 kV	:	2 (Serv. Auxiliares y Corongo)
Estado Actual	:	Buena, pero las salidas en 66 kV cuando salen fuera de servicio por falla permanente, - pueden permanecer en este estado varios días. Como dato interesante se puede mencionar, que el interruptor de la salida a Mina El Aguila ha registrado 416 disparos.

## 1.9 DESCRIPCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DEL PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO.

Con respecto a la configuración del Pequeño Sistema Eléctrico se recomienda el siguiente esquema eléctrico:

- Una salida independiente en 66 kV de Huallanca.
- Una línea de 66 kV desde Huallanca hasta Pallasca.
- Una Subestación de 66/20 kV en Pallasca con cuatro (04) salidas en 20 kV.
- Cuatro líneas de subtransmisión troncales en 20 kV: una hasta Santiago de Chuco, otra aprovechando el soporte de la línea de 66 kV hasta Llupo y las otras dos (02) restantes en doble terna hasta las Minas de Pasto Bueno.
- Cambio de tensión a 20 kV de redes primarias y líneas de subtransmisión existentes en 10 kV.
- Red Primaria de 20 kV y transformadores de distribución trifásicos 20/.40/.23 kV y donde se requiera transformadores monofásicos 20/.23 kV.

### 1.9.1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN PROYECTADA - S.E. PALLASCA.

Esta instalación es proyectada en su totalidad y consiste básicamente en un módulo o celda de llegada en 66 kV, un transformador de potencia 66/20 kV y un patio de 20 kV; estando todos estos equipos al exterior.

También está previsto la instalación de los paneles de control y servicios auxiliares al interior, en la casa de control.

Los trabajos a realizar en la subestación son los siguientes:

- Suministro, transporte y montaje de los equipos de maniobra, protección y medida de 66 kV y 20 kV, con sus pórticos metálicos, bases y soportes de los equipos, así como de los transformadores: principal 6 MVA - 66/20 kV y de servicios auxiliares 50 KVA - 20/0.23 kV.
- Suministro, transporte y montaje de los paneles de control que se instalarán en la sala de control.
- Conexión completo entre los equipos de 66 kV, 20 kV y transformadores, instalados al exterior y los paneles de control y protección.
- Suministro, transporte y montaje de los equipos de servicios auxiliares: rectificador, banco de acumuladores, iluminación exterior, red de tierra superficial.
- Ejecución de las obras civiles. Entre otros, los siguientes:
  - . Nivelación.
  - . Excavaciones.
  - . Red de tierra profunda.
  - . Fundaciones y bases para equipos y pórticos.
  - . Casa de control e iluminación.
  - . Cerco de puertas.
  - . Acabados y resanes.

#### 1.10 ESTUDIO DE DEMANDA DE LOCALIDADES.

La metodología usada en el estudio de demanda para el Pequeño

Sistema, es similar a la indicada en el informe del Mercado Eléctrico del Perú, presentado en 1980 por la firma Consultora Canadiense Montreal Engineering (Overseas) Limited Monenco.

La metodología aplicada se orienta para los pequeños centros - poblados a cuantificar la demanda en relación al número de habitantes, viviendas y actividades productivas de los pueblos. En función a estos parámetros y pronósticos de crecimiento se establece la demanda existente y potencial.

En forma específica se considera conveniente estimar independientemente las demandas del sector doméstico, de alumbrado público, comercial y otras cargas especiales.

- Demanda del Sector Doméstico:

Para el cálculo de la demanda del sector doméstico se puede adoptar un consumo unitario mínimo, de acuerdo al tipo de localidad y a la existencia o no del servicio eléctrico.

Para la zona en estudio, sin servicio o con servicio deficiente, el consumo inicial se estima entre 15 a 20 kWh/mes usuario, de acuerdo al tipo y posibilidades de la población. Estos valores representan una demanda máxima de potencia por usuario de 120 a 180 W.

El crecimiento del consumo doméstico, se estima igual al crecimiento de la población, o en base a información estadística de otras localidades similares con servicio.

Para el caso de crecimientos demográficos con tasas menores a 1% o negativas se adopta una tasa de crecimiento de 1%.

- Demanda del Alumbrado Público:

Para el sector alumbrado público se estima el consumo de energía en función a la longitud de las calles a ser iluminadas y al tipo de lámparas a usarse.

Para lámparas de mercurio de alta presión de 125 W el consumo alcanzaría a los 4 kW/Km. Esto representa un consumo de 1,460 kWh/mes asumiendo una utilización de 12 horas por día.

El crecimiento de la demanda de alumbrado público puede estimarse en 1% anual.

- Consumo Comercial:

Por lo que respecta al consumo comercial, la demanda puede estimarse en un 25% superior a la del consumo doméstico.

El crecimiento de la demanda puede ser calculado en relación al crecimiento de la población y de otras actividades que pudieran surgir como consecuencia de la electrificación y otros programas de desarrollo.

- Consumo Cargas Especiales:

Los consumos por cargas especiales deben ser evaluados independientemente.

A falta de información, se estima como consumo para pequeñas industrias artesanales el 5% de la suma del consumo doméstico más el comercial y público.

- Demanda Total:

La demanda total será igual a la suma de las demandas parciales a las cuales se les sumará un porcentaje por pérdidas de carga. Este porcentaje puede variar entre 5 y 10% del valor total de la energía consumida.

Los resultados se muestran en los Cuadros N° 1-1, 1-2 y 1-3. Estos valores son de suma importancia para la definición de las características del equipamiento a ser considerado para el Proyecto.

#### 1.11 DEMANDAS DE LAS MINAS.

Las minas más importantes están ubicadas en los alrededores de la Unidad Pasto Bueno (conformada por las Minas Huaura, Huazapán y Consuzo), de la Negociación Minera S.A. - Fermín Málaga Santolalla e Hijos, a una distancia de 29 Km de la localidad de Pampas.

Las otras minas existentes son la Mina Magistral en la zona de Puchaquilca y la Mina El Plomo.

- Unidad de Pasto Bueno:

Ha programado expandir la planta y la producción minera, según el siguiente Cuadro proporcionado por ellos:

Etapa	Capacidad TM/año	Potencia Requerida kW	Período
A	150,000	1,200	1982 - 1984
B	300,000	2,200	1985 - 1988
C	450,000	4,000	1989

El diagrama de carga proporcionado por la Compañía se muestra en el Gráfico N° 1.1, el cual tiene un factor de carga de 0.925, que es muy elevado y se analiza posteriormente para su reajuste.

Haciendo un análisis del Cuadro de Producción y Potencia proyectada para la Unidad Pasto Bueno se observa que la potencia estimada para la tercera etapa es elevado. Se ha estimado una potencia de 3,500 kW para esa etapa, en base a la información obtenida y a la relación directa Producción-Potencia. Además con la implementación de nuevos equipos se tiene mayor eficiencia de planta.

La programación de la implementación se desplaza un año, por la actual huelga laboral.

Se estima la real demanda de potencia de la Unidad Pasto

Bueno como sigue:

Año 1983	1,200 kW
Año 1986	2,200 kW
Año 1990	3,500 kW
Año 2006	3,800 kW

- Unidad Minera Puchaquilca:

Conformada por la Mina Magistral, por información de campo, su máxima demanda actual es de 325 kW y en el lapso de tres años esperan duplicar su actual producción y alcanzar a la vez una máxima demanda de 650 kW para 1986, luego pequeños incrementos de potencia.

- El Plomo:

La Mina El Plomo tiene una M.D. actual de 100 kW, posee pocas reservas de minerales, implicando un estancamiento respecto a las otras Minas. Estimándose por informaciones recopiladas que su máxima demanda en 1986 sería de 150 kW, concluyendo en 200 kW el año 1990, manteniéndose luego constante.

- Máxima Demanda de Minas:

Año 1983	1,625 kW
Año 1986	3,000 kW
Año 1990	4,400 kW
Año 2006	4,700 kW

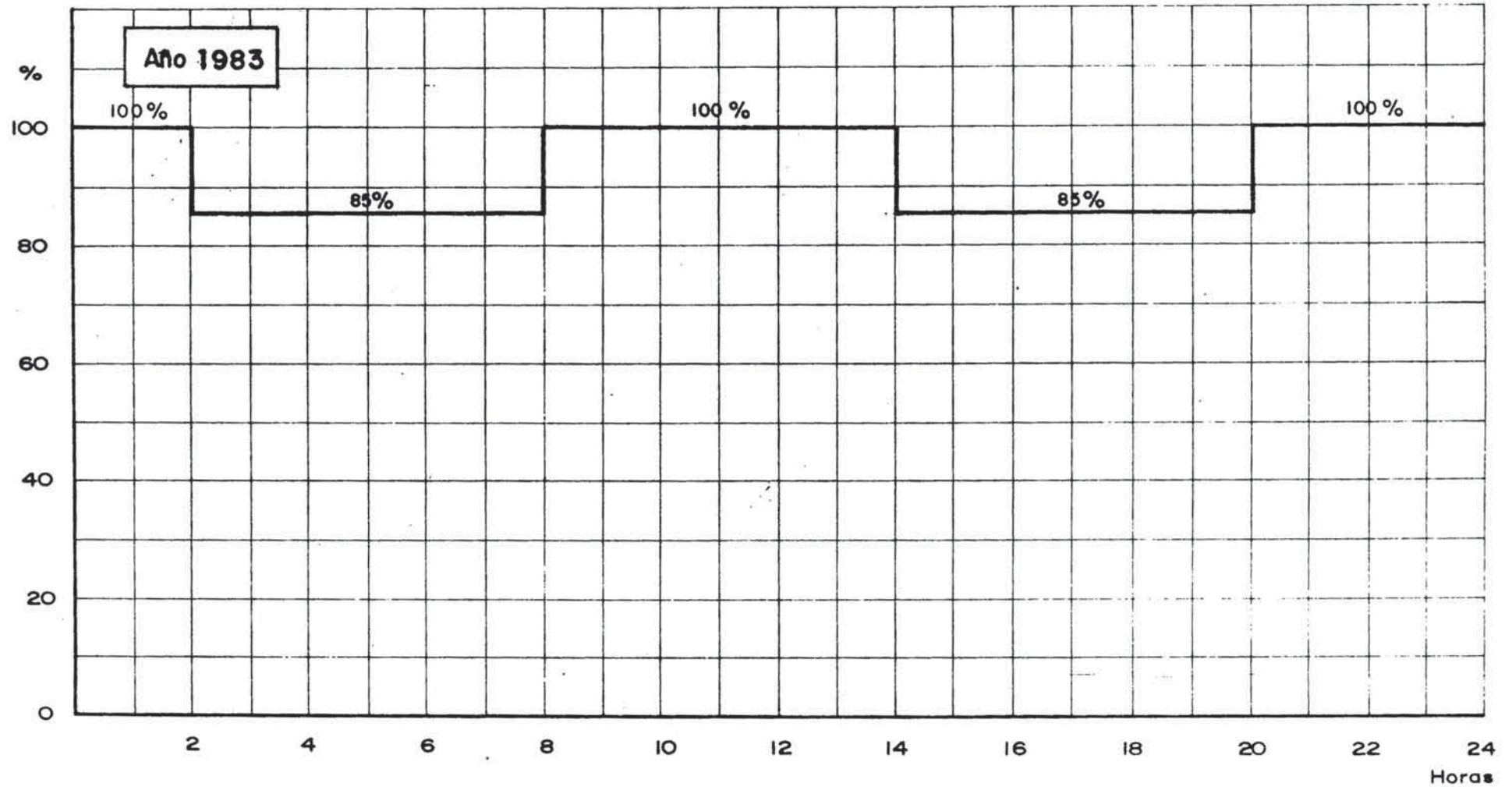


GRAFICO Nº 1.1

DIAGRAMA DE CARGA DE LA UNIDAD PASTO BUENO

(PROPORCIONADO POR LA GERENCIA DE PROYECTOS DE LA UNIDAD PASTO BUENO )

fc anual = 0.925



CUADRO No 1.1

## USUARIOS TOTALES DOMESTICOS Y COMERCIALES

~ AÑO	1983	1988	1993	1998	2002	2006
LOCALIDAD						
SANTIAGO DE CHUCO	617	698	955	1,165	1,268	1,474
CACHICADAN	171	194	265	323	351	409
SANTA CRUZ DE CHUCA	0	88	137	191	209	266
ANGASMARCA	0	58	82	110	118	144
TULPO	0	118	165	219	237	289
MOLLEBAMBA	0	75	110	155	174	221
MOLLEPATA	0	26	37	49	53	65
PAMPAS	0	497	768	1015	1147	1458
PUYALLI	0	49	67	91	98	120
CONCHUCOS	324	395	500	564	618	708
LACABAMBA	0	48	67	91	97	119
TILACO	0	23	32	42	46	56
COCHACONCHUCOS	0	17	24	32	34	41
CHORA	0	42	58	79	86	105
PALLASCA	165	204	255	311	338	393
HUACASCHUQUE	0	17	25	33	35	43
HUANDOVAL	0	83	131	182	199	256
BOLOGNESI	0	37	50	67	73	89
CARANA	276	336	427	481	527	603
TAUCA	0	224	329	414	450	549
ANCOS	0	19	27	37	39	48
LLAPO	0	56	79	105	113	138
SANTA ROSA	0	49	70	93	101	124

CUADRO No 1.1

## USUARIOS TOTALES DOMESTICOS Y COMERCIALES

---

ANO	1983	1988	1993	1998	2002	2006
LOCALIDAD						
HUAYATAN	0	54	75	101	109	133
PUEBLO NUEVO	0	24	34	46	50	62
MIRAFLORES 1	0	49	69	91	98	120
MIRAFLORES 2	0	27	39	53	56	69
YEGUADA	0	38	53	70	75	91
TOTAL	1,553	3,545	4,930	6,210	6,798	8,193

CUADRO No 1.2

## MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA (kW)

AND	1983	1988	1993	1998	2002	2006
LOCALIDAD						
SANTIAGO DE CHUCO	361	390	454	514	553	590
CACHICADAN	105	113	132	151	163	174
SANTA CRUZ DE CHUCA	0	46	57	71	77	85
ANGASMARCA	0	42	48	56	60	64
TULPO	0	68	79	92	99	106
MOLLEBAMBA	0	44	53	64	71	78
MOLLEPATA	0	37	41	45	48	51
PAMPAS	0	211	285	359	405	464
PUYALLI	0	36	41	47	51	52
CONCHUCOS	152	170	197	217	235	251
LACABAMBA	0	36	41	47	50	53
TILACO	0	18	21	24	25	26
COCHACONCHUCOS	0	17	19	22	23	24
CHORA	0	21	25	30	33	36
PALLASCA	114	123	135	149	158	166
HUACASCHUQUE	0	17	19	22	23	24
HUANDOVAL	0	63	74	86	93	101
BOLDONESI	0	39	43	48	52	55
CABANA	156	172	197	217	235	250
TAUCA	0	121	143	161	169	182
ANCOS	0	17	20	23	24	26
LLAPO	0	37	43	50	53	57
SANTA ROSA	0	36	42	48	51	55

CUADRO No 1.2

MAXIMA DEMANDA DE POTENCIA (kW)

ANO	1983	1988	1993	1998	2002	2006
LOCALIDAD						
HUAYATAN	0	41	47	54	58	59
PUEBLO NUEVO	0	18	21	24	26	27
MIRAFLORES 1	0	22	27	32	35	36
MIRAFLORES 2	0	37	41	46	48	49
YEGUADA	0	39	43	49	52	53
MINAS *	1,625	3,050	3,875	4,000	4,100	4,200
M.D. TOTAL DIVERS.	2,300	4,135	4,829	5,268	5,553	5,830

\*La Maxima Potencia de las Minas son las correspondientes a su Integracion

TABLA No 1.3

## CONSUMO DE ENERGIA (kW/h)

ANO	1983	1988	1993	1998	2002	2006
LOCALIDAD						
SANTIAGO DE CHUCO	948,346	1,040,859	1,232,745	1,419,473	1,545,838	1,713,314
CACHICADAN	275,075	302,231	358,295	415,385	456,059	507,278
SANTA CRUZ DE CHUCA	0	109,786	135,627	166,746	182,436	210,925
ANGASHMARCA	0	98,798	113,864	132,251	141,933	157,411
TULPO	0	177,932	206,694	241,567	260,881	291,021
MOLLEBAMBA	0	104,913	124,775	151,135	166,776	190,392
MOLLEPATA	0	87,287	96,329	106,652	113,097	121,785
PAMPAS	0	470,437	647,990	832,801	955,413	1,169,775
PUYALLI	0	95,560	108,019	124,278	133,060	146,260
CONCHUCOS	399,951	455,234	534,820	598,830	655,496	727,346
LACABAMBA	0	95,201	108,019	124,278	132,617	145,791
TILACO	0	42,684	48,637	55,640	59,964	66,080
COCHACONCHUCOS	0	40,526	45,520	51,443	54,641	59,511
CHORA	0	49,519	58,769	71,167	77,710	88,388
PALLASCA	298,444	327,396	366,695	410,631	440,498	478,123
HUACASCHUQUE	0	40,526	45,910	51,863	55,084	60,132
HUANDOVAL	0	165,522	193,757	226,522	244,577	273,440
BOLOGNESI	0	91,244	101,395	114,206	121,969	132,514
CABANA	408,957	460,032	536,029	599,637	655,875	724,451
TAUCA	0	273,495	339,377	398,940	432,203	492,573
ANCOS	0	41,246	46,689	53,541	56,859	62,321
LLAPO	0	98,078	112,695	130,153	139,715	154,579
SANTA ROSA	0	95,560	109,188	125,117	134,391	148,144

TABLA No 1.3  
 CONSUMO DE ENERGIA (kW/h)

---

ANO	1983	1988	1993	1998	2002	2006
LOCALIDAD						
HUAYATAN	0	97,359	111,137	128,474	137,940	152,378
PUEBLO NUEVO	0	43,044	49,417	57,318	61,739	68,441
MIRAFLORES 1	0	52,037	63,055	76,202	83,033	94,893
MIRAFLORES 2	0	87,647	97,108	108,331	114,428	123,486
YEGUADA	0	91,604	102,564	115,465	122,857	133,605
MINAS	10,818,600	20,305,680	25,798,200	26,630,400	27,296,160	33,167,940
TOTAL	13,149,373	25,441,437	31,893,319	33,718,446	35,033,249	41,862,299

## C A P I T U L O    I I

### ANALISIS DE LA ALIMENTACION ELECTRICA

#### AL PEQUEÑO SISTEMA

Se plantean tres (03) alternativas para la alimentación eléctrica al Pequeño Sistema, que se detallan a continuación:

- Alternativa A: Se considera la alimentación de todo el sistema - de 66 kV existente en Huallanca con una subestación transformadora en las proximidades del centro de carga resultante.
- Alternativa B: Se analiza la posibilidad de extraer energía en 33 kV desde Quiruvilca, se consideran los pueblos ubicados en el Nor-Oeste separados del resto del sistema.
- Alternativa C: Se analiza la posibilidad de alimentar al sistema en dos puntos, para ello se secciona al mismo hacia el Este de la localidad de Pallasca, toda la energía proviene de Huallanca.

#### 2.1 UBICACION DE LA SUBESTACION.

Para determinar la posición de la subestación de transformación, se determina el centro de carga teórico, del Pequeño Sistema Eléctrico.

Para la obtención de los centros de cargas de las alternativas presentadas, se aplica el promedio de coordenadas X e Y con respecto a un centro geográfico escogido previamente mediante las relaciones:



$$X = \frac{\sum P_i X_i}{\sum P_i}$$

$$Y = \frac{\sum P_i Y_i}{\sum P_i}$$

Siendo  $X_i$ ,  $Y_i$  distancia en Km en el eje X y en el eje Y, respectivamente de la carga  $i$  dada en  $P_i$  (kW). Este centro de carga teórico sirve para determinar la posición de la subestación de transformación.

#### 2.1.1 UBICACION DE LAS CARGAS.

Los resultados del estudio de demanda del capítulo anterior son utilizados para identificar las potencias  $P_i$ . Como las cargas varían según la hora y según los años el centro de carga teórico variará en forma dinámica. Sin embargo, se toman en cuenta solamente a la hora de máxima demanda doméstica los valores al año inicial (1990) y al año final (2006).

Considerando el centro de coordenadas ubicado a  $8^{\circ}03'32''$  de Latitud Sur y  $78^{\circ}10'1''$  de Longitud Oeste del meridiano de Greenwich (Ver plano N° 003), las distancias en Km con respecto a este punto son indicadas en el Cuadro N° 2-1.

CUADRO N° 2-1

CUADRO DE DATOS SOBRE UBICACION DE LAS  
CARGAS DEL PEQUEÑO SISTEMA

<u>N°</u>	<u>Localidad</u>	<u>Coord. X</u>	<u>Coord. Y</u>	<u>POT 1990</u> <u>(1)</u>	<u>POT 2006</u> <u>(2)</u>
1	Santiago de Chuco	-30	9.00	419	590
2	Cachicadan	2.4	3.50	122	174
3	S.C. de Chuca	3.2	6.30	49	85
4	Angasmarca	12.8	7.80	44	64
5	Tulpo	19.4	9.50	71	107
6	Mollebamba	21.6	11.80	47	78
7	Mollepata	23.6	14.40	38	51
8	Yeguada	24.0	11	39	53
9	Miraflores 1	22.8	13.4	22	36
10	Huayatan	-3.2	8.6	41	59
11	Pueblo Nuevo	-2.3	9.8	18	27
12	Pallasca	19.0	21.2	128	166
13	Pampas	34	14.8	223	464
14	Minas	36.3	12	1449*	2730*
15	Puyalli	27.7	12	36	52
16	Chora	28.3	20.6	22	36
17	Lacabamba	29.9	22.1	38	53
18	Cochaconchucos	32.2	19.9	17	23
19	Tilaco	32	19.2	18	26
20	Conchucos	35.2	22.7	162	251
21	Huacaschuque	18.2	26.7	18	24
22	Huandoval	21.4	29.5	66	101
23	Bolognesi	13.2	31.8	41	55
24	Cabana	17.7	36.2	166	250
25	Tauca	14.6	44.8	123	182
26	Ancos	8.2	47	18	26
27	Llapo	14	49.7	39	57
28	Santa Rosa	11.1	51.1	38	55
29	Miraflores 2	12.6	52.3	37	49

\* Incluyendo el factor de incidencia.

### 2.1.2 DETERMINACION DE LOS CENTROS DE CARGA.

La determinación de los centros de carga de las alternativas dadas, se han obtenido con el Programa CENCAR.

### 2.1.3 SELECCION DE LA UBICACION DE LA SUBESTACION.

Para las tres alternativas mencionadas en la introducción y agrupándolas según el caso se obtienen los resultados marcados en el plano N° 003 por lo que se puede concluir que la subestación de transformación principal debe ir en Pallasca por las siguientes razones:

- El lugar es de fácil acceso. Existen 4 carreteras:
  - 1) Hacia Chimbote vía Quiróz y Chuquicará.
  - 2) Hacia Chimbote vía Cabana y Chuquicará.
  - 3) Hacia Trujillo vía Santiago de Chuco.
  - 4) Hacia Conchucos.
- El emplazamiento físico es estable a diferencia de los lugares A1, A2, B1 y B2 que recaen en zonas con grandes pendientes y de periódicos derrumbes.
- Una futura ampliación del sistema para alimentar en 66 kV a Huamachuco y Cajabamba desplazaría el centro de carga hacia el lado de Pallasca.
- En caso de una alimentación independiente en 66 kV a las Minas de Pasto Bueno daría el mismo resultado que el caso anterior (lugares C1 y C2).

DETERMINACION DEL CENTRO DE CARGA

ALTERNATIVA A

LOCALIDAD	COORD. X	COORD. Y	POT.1990	POT.2006	X*P.I.	Y*P.I.	X*P.F.	Y*P.F.
1 SANTIAGO DE CHUCO	-0.30	9.00	419	590	-125.70	3,771.00	-177.00	5,310.00
2 CACHICADAN	2.40	3.50	122	174	292.80	427.00	417.60	609.00
3 SANTA CRUZ DE CHUCA	3.20	6.30	49	85	156.80	308.70	272.00	535.50
4 ANGASMARCA	12.80	7.80	44	64	563.20	343.20	819.20	499.20
5 TULPO	19.40	9.50	71	107	1,377.40	674.50	2,075.80	1,016.50
6 MOLLEBAMBA	21.60	11.80	47	78	1,015.20	554.60	1,684.80	920.40
7 MOLLEPATA	23.60	14.40	38	51	896.80	547.20	1,203.60	734.40
8 YEGUADA	24.00	11.00	39	53	936.00	429.00	1,272.00	583.00
9 MIRAFLORES 1	22.80	13.40	22	36	501.60	294.80	820.80	482.40
10 HUAYATAN	-3.20	8.60	41	59	-131.20	352.60	-188.80	507.40
11 PUEBLO NUEVO	-2.30	9.80	18	27	-41.40	176.40	-62.10	264.60
12 PALLASCA	19.00	21.20	128	166	2,432.00	2,713.60	3,154.00	3,519.20
13 PAMPAS	34.00	14.80	223	464	7,582.00	3,300.40	15,776.00	6,867.20
14 MINAS	36.30	12.00	3,800	4200	137,940.00	45,600.00	152,460.00	50,400.00
15 PUYALLI	27.70	12.00	36	52	997.20	432.00	1,440.40	624.00
16 CHORA	28.30	20.60	22	36	622.60	453.20	1,018.80	741.60
17 LACABAMBA	29.90	22.10	38	53	1,136.20	839.80	1,584.70	1,171.30
18 COCHACONCHUCOS	32.20	19.90	17	23	547.40	338.30	740.60	457.70
19 TILACD	32.00	19.20	18	26	576.00	345.60	832.00	499.20
20 CONCHUCOS	35.20	22.70	177	251	6,230.40	4,017.90	8,835.20	5,697.70
21 HUACASCHUQUE	18.30	26.70	18	24	329.40	480.60	439.20	640.80
22 HUANDOVAL	21.40	29.50	66	101	1,412.40	1,947.00	2,161.40	2,979.50
23 BOLOGNESI	13.20	31.80	41	55	541.20	1,303.80	726.00	1,749.00
24 CABANA	17.70	36.20	180	250	3,186.00	6,516.00	4,425.00	9,050.00
25 TAUCA	14.60	44.80	123	182	1,795.80	5,510.40	2,657.20	8,153.60
26 ANCOS	8.20	47.00	18	26	147.60	846.00	213.20	1,222.00
27 LLAPO	14.00	49.70	39	57	546.00	1,938.30	798.00	2,832.90
28 SANTA ROSA	11.10	51.10	38	55	421.80	1,941.80	610.50	2,810.50
29 MIRAFLORES 2	12.60	52.30	37	49	466.20	1,935.10	617.40	2,562.70
TOTALES			5,929	7,394	172,351.70	88,338.80	206,627.50	113,441.30
CENTRO DE CARGA					*X*INI.	*Y*INI.	*X*FIN.	*Y*FIN.
					29.07	14.90	27.95	15.34

DETERMINACION DEL CENTRO DE CARGA

ALTERNATIVA B

LOCALIDAD	COORD. X	COORD. Y	POT.1990	POT.2006	X*P.I.	Y*P.I.	X*P.F.	Y*P.F.
1 SANTIAGO DE CHUCO	-3.30	9.00	419	590	-125.70	3,771.00	-177.00	5,310.00
2 CACHICADAN	2.40	3.50	122	174	292.80	427.00	417.60	609.00
3 SANTA CRUZ DE CHUCA	3.20	6.30	49	85	156.80	308.70	272.00	535.50
10 HUAYATAN	-3.20	8.60	41	59	-131.20	352.60	-188.80	507.40
11 PUEBLO NUEVO	-2.30	9.80	18	27	-41.40	176.40	-62.10	264.60
TOTALES			649	935	151.30	5,035.70	261.70	7,226.50

"X"INI. "Y"INI. "X"FIN. "Y"FIN.

CENTRO DE CARGA .23 7.76 .28 7.73

4 ANGASHARCA	12.80	7.80	44	64	563.20	343.20	819.20	499.20
5 TULPO	19.40	9.50	71	107	1,377.40	674.50	2,075.80	1,016.50
6 MOLLEBAMBA	21.60	11.80	47	78	1,015.20	554.60	1,684.80	920.40
7 MOLLEPATA	23.60	14.40	38	51	896.80	547.20	1,203.60	734.40
8 YEGUADA	24.00	11.00	39	53	936.00	429.00	1,272.00	583.00
9 MIRAFLORES 1	22.80	13.40	22	36	501.60	294.80	820.80	482.40
12 PALLASCA	19.00	21.20	128	166	2,432.00	2,713.60	3,154.00	3,519.20
13 PAMPAS	34.00	14.80	223	464	7,582.00	3,300.40	15,776.00	6,867.20
14 MINAS	36.30	12.00	3,800	4200	137,940.00	45,600.00	152,460.00	50,400.00
15 PUYALLI	27.70	12.00	36	52	997.20	432.00	1,440.40	624.00
16 CHORA	28.30	20.60	22	36	622.60	453.20	1,018.80	741.60
17 LACABAMBA	29.90	22.10	38	53	1,136.20	839.80	1,584.70	1,171.30
18 COCHACONCHUCOS	32.20	19.90	17	23	547.40	338.30	740.60	457.70
19 TILACO	32.00	19.20	18	26	576.00	345.60	832.00	499.20
20 CONCHUCOS	35.20	22.70	177	251	6,230.40	4,017.90	8,835.20	5,697.70
21 HUACASCHUBUE	18.30	26.70	18	24	329.40	480.60	439.20	640.80
22 HUANDOVAL	21.40	29.50	66	101	1,412.40	1,947.00	2,161.40	2,979.50
23 BOLOGNESI	13.20	31.80	41	55	541.20	1,303.80	726.00	1,749.00
24 CABANA	17.70	36.20	180	250	3,186.00	6,516.00	4,425.00	9,050.00
25 TAUCA	14.60	44.80	123	182	1,795.80	5,510.40	2,657.20	8,153.60
26 ANCOS	8.20	47.00	18	26	147.60	846.00	213.20	1,222.00
27 LLAPO	14.00	49.70	39	57	546.00	1,938.30	798.00	2,832.90
28 SANTA ROSA	11.10	51.10	38	55	421.80	1,941.80	610.50	2,810.50
29 MIRAFLORES 2	12.60	52.30	37	49	466.20	1,935.10	617.40	2,562.70
TOTALES			5,280	6,459	172,200.40	83,303.10	206,365.80	106,214.80

"X"INI. "Y"INI. "X"FIN. "Y"FIN.

CENTRO DE CARGA 32.61 15.78 31.95 16.44

DETERMINACION DEL CENTRO DE CARGA

ALTERNATIVA C

LOCALIDAD	COORD. X	COORD. Y	POT.1990	POT.2006	X*P.I.	Y*P.I.	X*P.F.	Y*P.F.
13 PAMPAS	34.00	14.80	223	464	7,582.00	3,300.40	15,776.00	6,867.20
14 MINAS	36.30	12.00	3,800	4200	137,940.00	45,600.00	152,460.00	50,400.00
16 CHORA	28.30	20.60	22	36	622.60	453.20	1,018.80	741.60
17 LACABAMBA	29.90	22.10	38	53	1,136.20	839.80	1,584.70	1,171.30
18 COCHACONCHUCOS	32.20	19.90	17	23	547.40	338.30	740.60	457.70
19 TILACO	32.00	19.20	18	26	576.00	345.60	832.00	499.20
20 CONCHUCOS	35.20	22.70	177	251	6,230.40	4,017.90	8,835.20	5,697.70
<b>TOTALES</b>			<b>4,295</b>	<b>5,053</b>	<b>154,634.60</b>	<b>54,895.20</b>	<b>181,247.30</b>	<b>65,834.70</b>

"X"INI. "Y"INI. "X"FIN. "Y"FIN.

CENTRO DE CARGA

36.00 12.78 35.87 13.03

1 SANTIAGO DE CHUCO	-3.00	9.00	419	590	-125.70	3,771.00	-177.00	5,310.00
2 CACHICADAN	2.40	3.50	122	174	292.80	427.00	417.60	609.00
3 SANTA CRUZ DE CHUCA	3.20	6.30	49	85	156.80	308.70	272.00	535.50
4 ANGASMARCA	12.80	7.80	44	64	563.20	343.20	819.20	499.20
5 TULPO	19.40	9.50	71	107	1,377.40	674.50	2,075.80	1,016.50
6 MOLLEBAMBA	21.60	11.80	47	78	1,015.20	554.60	1,684.80	920.40
7 MOLLEPATA	23.60	14.40	38	51	896.80	547.20	1,203.60	734.40
8 YEGUADA	24.00	11.00	39	53	936.00	429.00	1,272.00	583.00
9 MIRAFLORES 1	22.80	13.40	22	36	501.60	294.80	820.80	482.40
10 HUAYATAN	-3.20	8.60	41	59	-131.20	352.60	-188.80	507.40
11 PUEBLO NUEVO	-2.30	9.80	18	27	-41.40	176.40	-62.10	264.60
12 PALLASCA	19.00	21.20	128	166	2,432.00	2,713.60	3,154.00	3,519.20
15 PUYALLI	27.70	12.00	36	52	997.20	432.00	1,440.40	624.00
21 HUACASCHUBUE	18.30	26.70	18	24	329.40	480.60	439.20	640.80
22 HUANDOVAL	21.40	29.50	66	101	1,412.40	1,947.00	2,161.40	2,979.50
23 BOLOGNESI	13.20	31.80	41	55	541.20	1,303.80	726.00	1,749.00
24 CABANA	17.70	36.20	180	250	3,186.00	6,516.00	4,425.00	9,050.00
25 TAUCA	14.60	44.80	123	182	1,795.80	5,510.40	2,657.20	8,153.60
26 ANCOS	8.20	47.00	18	26	147.60	846.00	213.20	1,222.00
27 LLAPO	14.00	49.70	39	57	546.00	1,938.30	798.00	2,832.90
28 SANTA ROSA	11.10	51.10	38	55	421.80	1,941.80	610.50	2,810.50
29 MIRAFLORES 2	12.60	52.30	37	49	466.20	1,935.10	617.40	2,562.70
<b>TOTALES</b>			<b>1,634</b>	<b>2,341</b>	<b>17,717.10</b>	<b>33,443.60</b>	<b>25,380.20</b>	<b>47,606.60</b>

"X"INI. "Y"INI. "X"FIN. "Y"FIN.

CENTRO DE CARGA

10.84 20.47 10.84 20.34

## 2.2 METODOLOGIA.

### 2.2.1 COSTOS UTILIZADOS.

El análisis de las diversas alternativas planeadas están referidas a Marzo de 1983 en U.S.Dólares.

El conjunto de los precios unitarios considerados para la Sierra estuvieron basados en:

- Precios de fabricantes nacionales de conductores, transformadores y estructuras.
- Precios de representantes de importación para los equipos de protección, aisladores y herrajes.
- Actualización de los costos unitarios del MEM-DGE - Año 1977.

En lo referente a los costos de penalización por energía y por demanda se utilizan los costos promedios (Estudios Tarifario para el Sistema Interconectado Centro-Norte, MEM, ELECTROPERU, - EDF, SOFRELEC, 1982) marginales de la zona con los siguientes resultados:

	<u>Costo por Demanda</u> US\$/kW-año	<u>Costo por Energía</u> US\$/kW-hora
Para 66 kV y 30 kV	45.75	0.0372
Para 20 kV	26.09	0.0463

Para la evaluación del costo de utilización de las instalaciones del Consorcio Energético del Valle del río Moche se tomó una proporción de los costos directos de la línea de 138 kW y de la S.E. de Motil 138/33 kV según el promedio de energía a consumir por la carga de Santiago de Chuco y alrededores con el

siguiente resultado:

	<u>Costo Directo</u> US\$ x 10 <sup>6</sup>	<u>Costo de Utiliz.</u> US\$ x 10 <sup>6</sup>
Línea 138 kV Trujillo-Motil	5	0.5
S.E. 138/33 kV Motil	1	0.1

Para la evaluación del costo de las ternas de cobre 6 AWG en 33 kV del referido Consorcio que va de Motil a Shorey como ya requiere un cambio de conductores se considera como una línea nueva depreciada a la mitad (30 años de antigüedad) más el costo de reposición de los conductores es decir:

	<u>Costo Directo</u> Nuevo US\$ x 10 <sup>3</sup>	<u>Costo</u> Reposición US\$ x 10 <sup>3</sup>	<u>Costo de</u> Utilización US\$ x 10 <sup>3</sup>
Línea 33 kV Motil-Shorey	175,000	55.249	142.749

### 2.2.2 CALCULOS ELECTRICOS.

#### a) Disposiciones Geométricas Típicas:

A fin de tomar una base referencial de cálculo se pre-estimaron las siguientes distancias medias geométricas:

- Línea de 66 kV                    3.0 m
- Línea de 33 kV                    1.8 m
- Línea de 20 kV                    1.4 m

#### b) Factores de Caída de Tensión:

Para la evaluación preliminar se determinan los factores de caída de tensión tomando en cuenta la serie milimétrica de



conductores de aleación de aluminio dado que este tipo de conductor se tienen mejores características para la zona de estudio dado que para una misma resistencia eléctrica del ACSR.

- Poseen un diámetro casi similar permitiendo por ende un vano viento parecido.
- Poseen un costo menor como conductor en US\$/Kg.
- Los empalmes son más simples por tratarse de un único material.
- Poseen un menor peso lineal lo cual da una menor flecha.

La ecuación usada para el cálculo de la caída de tensión trifásica es:

$$\% V = \frac{\rho \cos \phi + X \operatorname{sen} \phi}{10 V^2 \cos \phi} \Sigma P \times l$$

Siendo:

- $\rho$  = Resistencia en ohm/Km a 40°C.
- $X$  = Impedancia de la línea en ohm/Km.
- $V$  = Tensión entre fases en kV
- $P$  = Potencia en kW.
- $l$  = Longitud en Km
- $\cos \phi$  = Factor de Potencia
- $\% V$  = Porcentaje de caída de tensión.

Llamando factor de caída de tensión FCT a la primera parte del segundo miembro se obtiene que:

$$FCT = \frac{\rho \cos \phi + X \sin \phi}{10 \cdot V^2 \cdot \cos \phi}$$

Resolviendo para las distancias mencionadas en a) se obtienen el siguiente Cuadro para  $\cos \phi = 0.80$  en 66 kV y  $\cos \phi = 0.85$  en 30 y 20 kV (Ver página siguiente).

Asimismo, se incluye la máxima potencia de transmisión en MW según la Norma N° DGE 019-CA-211983 del MEM.

c) Pre-selección de Conductores:

A fin de tener un estimado de las alternativas a estudiar se realiza una pre-selección de conductores basados en la caída de tensión máxima de las líneas (10%) partiendo de la premisa de que se tendrá un transformador con regulador bajo carga tanto en Pallasca como en Motil. Consideraciones debidas a corona, al cortocircuito y a la capacidad de carga en condiciones de máximas cargas han sido tomados en cuenta como secciones mínimas toda vez que el nivel al cortocircuito es relativamente bajo al año horizonte (289 MVA a 66 kV de Huallanca en el año 2004) y debido a que en todos los casos el límite por caída de tensión es superior al límite por corona y capacidad de carga de los conductores estudiados.

En resumen se tienen las siguientes secciones mínimas en aleación de aluminio:

FACTORES DE CAIDA DE TENSION

POTENCIA MAXIMA ADMISIBLE

Sección (mm <sup>2</sup> )	66 kV		33 kV		20 kV	
	FCT 1/kW.Km x 10 <sup>5</sup>	Máx. Pot. MW	FCT 1/kW.Km x 10 <sup>5</sup>	Máx. Pot. MW	FCT 1/kW.Km x 10 <sup>5</sup>	Máx. Pot. MW
16	6.24	9.9	24.081	5.0	65.27	3.0
25	4.22	13.4	16.007	6.7	43.29	4.0
35	3.29	16.5	12.376	8.3	33.40	5.0
50	2.55	21.0	9.374	10.5	25.23	6.4
70	2.07	26.0	7.470	13.0	20.04	7.9
95	1.72	32.2	6.073	16.1	16.24	9.7
120	1.51	37.8	5.252	18.9	14.01	11.4
150	1.37	43.0	4.717	21.5	12.55	13.0
185	1.24	50.1	4.206	25.1	11.15	15.2
240	1.13	59.0	3.759	29.5	9.94	17.9

Adicionalmente debe tenerse en cuenta que cada una de las líneas Shorey-Motil en 33 kV con conductor de cobre 6AWG tiene las siguientes características:

FCT  $1.6588 \times 10^{-5}$   
Máx. Pot. 6.1 MW

En 66 kV - 50 mm<sup>2</sup> por corona y 20 mm<sup>2</sup> por cortocircuito.  
 En 20 kV - 11 mm<sup>2</sup> por cortocircuito.

d) Selección de Conductores:

Para la selección óptima de los conductores del sistema -  
 propuesto del punto se ha utilizado el siguiente costo CT  
 a optimizar en US\$/año en función de la sección a utilizar  
 a partir de la sección mínima por caída de tensión.

CT = Costo directo + Costo de pérdidas.

CT = Costo directo + Pérdidas energía x Costo de Energía +  
 Pérdidas de Potencia x Costo por Demanda.

Los costos directos han sido obtenidos según lo establecido  
 en el punto 2.2.1 anualizados mediante el factor de cargo  
 fijo FC (Carrying Charge) cuya expresión es:

$$FC = \frac{1}{FA} + TM$$

Siendo:

TM = Tasa de Mantenimiento

$$FA = \frac{(1 + i)^n - 1}{(1 + i)^n \cdot i} \quad \text{Factor de Anuali- zación}$$

i = Tasa de interés

n = Número de años del período de estudio

El promedio de las pérdidas de energía anual así como el de las pérdidas de potencia anual han sido obtenidos según:

Pérdidas de potencia:

$$\frac{1}{FA} \sum_{t=1}^n \frac{3 I^2(t) \cdot \rho \cdot l}{(1+i)^t \cdot 1000} \text{ kW/año}$$

Pérdidas de energía:

$$\frac{1}{FA} \sum_{t=1}^n \frac{3 I^2(t) \cdot \rho \cdot l \cdot 8,760 \cdot fp}{(1+i)^t}$$

Siendo  $I(t)$  Corriente máxima al año  $t$

$\rho$  Resistencia del conductor en ohm/Km

$l$  Longitud de la línea en Km

$fp$  Factor de Pérdidas =  $f$  (factor de carga)

Para el caso de líneas con varias cargas (caso de las redes de subtransmisión) se toman las siguientes expresiones:

Pérdidas de potencia:

$$\frac{1}{FA} \sum_{t=1}^n \frac{3 \rho \sum_{a=1}^n I_a^2(t) \cdot l_a}{(1+i)^t \times 1000}$$

Pérdidas de energía:

$$\frac{1}{FA} \sum_{t=1}^n \frac{3 \rho \cdot 8,760 \cdot fp \sum_{a=1}^m I_a^2(t) \cdot l_a}{(1+i)^t}$$

Donde  $I_a(t)$  es la corriente acumulada del tramo en el año  $t$  con una longitud de línea la correspondiente desde el tramo  $a=1$  hasta el último  $a=m$ .

En todos estos cálculos se asume que:

- El factor de pérdida es constante año a año.
- No se consideran otras pérdidas sean por fugas o por corona.
- El Salvamento es cero.
- El costo directo de las líneas corresponden a una gama de secciones de aleación de aluminio.

La variación por compensación de reactivo entre un conductor y otro es despreciable.

Los datos base usados son los siguientes:

$$i = 0.120 \text{ (12.0\%)}$$

$$m = 20$$

$$TM = 0.00 \text{ (0\%)}$$

Se asume  $TM = 0$  dado que no se tiene estadística acerca de las líneas en el Perú.

## 2.3 SELECCION DE RUTA DE LA LINEA A 66 kV HUALLANCA - PALLASCA.

### 2.3.1 INTRODUCCION.

La concepción de energizar al pequeño sistema eléctrico desde una derivación de la línea a 66 kV Huallanca-Pallasca preveía una derivación de las líneas Huallanca-Mina El Aguila, sin embargo, a la luz de los datos recopilados y a los resultados procesados se puede concluir que una salida independiente desde Huallanca es lo más recomendable a una derivación por las siguientes razones:

- Económicamente es ligeramente mejor (ver cálculo adjunto y plano N° 004 de las dos alternativas).
- Desde el punto de vista operativo es una opción más sencilla sin complicaciones de medición; coordinación de protección; secuencias de desconexión-reconexión, etc.
- Por confiabilidad de servicio ya que la línea existente Huallanca - Mina El Aguila tiene un alto índice de salidas de servicio.
- Por flexibilidad futura ya que la línea existente tiende a saturarse por caída de tensión y daría una mayor caída de Pallasca y una posible alimentación de Huamachuco y a las minas de Pásto Bueno en 66 kV.

## COMPARACION ECONOMICA PARA LA ALIMENTACION AL CENTRO DE CARGA:

Descripción	Uni.	Precio US\$	Alternativa 1		Alternativa 2	
			Cant.	Parcial	Cant.	Parcial
L.T. 66 kV 70 mm <sup>2</sup>	Km	22,879	-	-	21	480,459
S.E. Derivación	SG	962,000	SG	962,000	-	-
Celda salida de 66 kV	SG	331,200	-	-	SG	331,200
<b>T O T A L E S:</b>				962,000		811,659

Adicionalmente se debe decir que las pérdidas de energía serán mayores para la Alternativa 1 que para la Alternativa 2, ya que sólo se contaría con un tramo común de 21 Km en el primer caso, mientras que se tendrá dos tramos de líneas independientes con resistencias y cargas similares por cada uno de ellos en el segundo caso.

Para la determinación específica en las alternativas de rutas se ha toma en cuenta:

- Planos del IGM en 1/100,000 y 1/25,000.
- Fotografías aéreas de la zona.
- Ruta de carreteras existentes y futuras.
- Rutas existentes de líneas de transmisión.
- Estudio geológico preliminar.
- Areas cultivadas presentes y futuras.
- Inspección ocular.



Para la evaluación de las rutas se ha tomado items promedio para las líneas de 20, 30 y 66 kV de simple y doble terna a Mayo de 1983.

### 2.3.2 RUTA A.

Parte de la Central del Cañón del Pato y aprovechando la ruta seguida por la línea de 66 kV existente hasta la localidad de Tres Cruces; luego se continúa por la ruta del Hui-chaypuquio y Llacusbamba en donde se desvía hacia los poblados de Yupán, Bambas y Cumamires y se dobla siguiendo paralela a la carretera, conectando los pueblos Santa Rosa, Llapo, luego se atraviesa hasta Tauca, continuando nuevamente paralela a la carretera por las localidades de Cabana, Huandoval, Huacaschuque hasta llegar finalmente a Pallasca con una longitud de 77.4 Km.

El recorrido de esta alternativa se puede observar en el plano N° 003.

Se considera que parte de Pallasca independientemente la terna de 20 kV de alimentación a los pueblos comprendidos entre Pallasca y Llapo con una longitud de 31.5 Km.

### 2.3.3 RUTA B.

Parte de Huallanca por el mismo recorrido de la Ruta A hasta la localidad de Tres Cruces de donde continúa siguiendo paralela a la línea 13.8 kV hasta la localidad de Corongo, aprovechando la carretera existente; luego continúa en forma rec

ta pasando por Nueva Victoria, Ñahuín, Cerro Pokoc Grande, Laguna Pochorgo, Cerro Santa Rosa y Cerro Miracruz. Esta zona recta pasa por la parte alta de los cerros, los que forman una especie de Meseta; luego continúa por Huandoval y llega a Pallasca. Totalizando una longitud de 65.9 Km.

El recorrido de esta alternativa se puede apreciar en el plano N° 003.

La línea de alimentación en 20 kV se considera similar a la Ruta A.

#### 2.3.4 RUTA C.

Partiendo de Huallanca continúa la Ruta A hasta Pallasca en 66 kV y la Ruta de 20 kV se regresa aprovechando la misma estructura de la línea 66 kV.

#### 2.3.5 RESULTADOS ECONOMICOS Y RECOMENDACIONES.

ALTERNATIVA A HUALLANCA-LLAPO-PALLASCA TASA = 12%

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
LT 66 kV 70 mm <sup>2</sup>	Km	77.4	22,879	1'770,834
LT 20 kV 35 mm <sup>2</sup>	Km	30.5	11,490	356,190
Carr. Queb. Rocoso	Km	3.0	27,360	82,080
Carr. en T. Cult.	Km	36.5	4,885	178,302
Carr. Recta	Km	1.0	357	357
Dem. Potencia	kW	2,111	45.75	96,582
Energía	kWh	9'598,262	.0372	357,055
				<u>2'841,400</u>

## ALTERNATIVA B HUALLANCA-CORONGO-PALLASCA TASA T = 12%.

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
LT 66 kV 70 mm <sup>2</sup>	Km	44.9	22,879	1'027,267
LT 66 kV 70 mm <sup>2</sup> (hielo)	Km	21.0	25,167	528,507
Carr. Queb. Rocoso	Km	12.0	27,360	328,320
Carr. en T. cultiv.	Km	28.0	4,885	136,780
Carr. Recta	Km	9.5	357	3,391
LT 20 kV 16 mm <sup>2</sup>	Km	30.5	11,490	356,190
Carr. en T. cultiv.	Km	21.5	4,885	105,027
Carr. Recta	Km	1.0	357	357
Dem. Potencia	kW	1806.7	45.75	82,659
Energía	kWh	8'214,616	.0372	305,583
				<u>2'874,081</u>
				=====

Nota: Para este caso se ha considerado el valor de la línea de transmisión sin el costo de las carreteras de acceso.

## ALTERNATIVA C HUALLANCA-LLAPO-PALLASCA CON 66 Y 20 kV.

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
LT 66 kV 70 mm <sup>2</sup>	Km	46.4	22,879	1'061,586
LT 66 kV 70 mm <sup>2</sup> + 20 kV 16 mm <sup>2</sup>	Km	30.5	29,740	921,940
Carr. Queb. Rocoso	Km	3.0	27,360	82,080
Carr. en T. cultiv.	Km	36.5	4,885	178,302
Car. Recta	Km	1.0	357	357
Dem. Potencia	kW	2,111	45.75	96,582
Energía	kWh	9'598,262	.0372	357,055
				<u>2'697,902</u>
				=====

Por los resultados económicos obtenidos en las diferentes alternativas se concluye que la Alternativa C es la recomendable. Esto implica como única desventaja que en caso de falla en 20 kV se necesita una reparación con la línea de 66 kV en caliente, pero como ventajas técnicas adicionales al resultado económico se tendrían:

- Una inspección simultánea de las dos ternas (66 kV y 20 kV).
- Un menor costo por derecho de paso y de expropiaciones.
- Posibilidad de tener un prototipo de estructura que sirva de suspensión para el tramo de otra línea (como sería el caso de alimentar a Yupan y Bambas desde Huallanca en 13.8 kV).

## 2.4 SELECCION DE RUTA DE LA LINEA A 33 kV QUIRUVILCA-SANTIAGO DE CHUCO.

### 2.4.1 INTRODUCCION.

Bajo los mismos criterios generales que en Sub-capítulo 2.3 se procede a seleccionar dos alternativas bajo el supuesto de que se continúe una de las líneas de 33 kV de Minera Nor Perú (En la sub-estación Shorey) hasta Santiago de Chuco.

### 2.4.2 ALTERNATIVA A.

El recorrido de esta alternativa se hace partiendo de Shorey, aprovechando las líneas existentes en esa localidad para tomar una derivación, la cual sigue por la ruta paralela a la línea de telégrafo existente que continúa en forma recta hasta la localidad de Tres Cruces, donde se desvía siguiendo

hasta el Cerro Chungos en donde cambia nuevamente de dirección hacia la localidad de Huamanchal hasta la Hacienda Paybal desde donde dobla hacia la localidad de Cachulla para volver a cambiar de dirección pasando por la Hacienda La Merced. Se cruza la Quebrada Chivatos, la localidad de Moidal, Urupampa y finalmente llega a Santiago de Chuco, con una longitud total de la línea de 25 Km.

El recorrido de esta alternativa puede observarse en el plano N° 005.

#### 2.4.3 ALTERNATIVA B.

Partiendo de Shorey, se sigue paralela a la carretera existente, que une los cerros Escoria y Colorado donde cambia de dirección, siguiendo paralela a la carretera pasando por la localidad de Huacamarca, los Toritos y entre los Cerro Icochea y Totorá.

Desde aquí se desvía por las faldas del Cerro Coipin, Pampa Rosas, la Quebrada Lambullo, Huayatán, Peñas Sauca para finalmente llegar a Santiago de Chuco.

El recorrido de esta alternativa se puede ver en el Plano N° 005.

En estas alternativas, en ambas, existen dos posibilidades que son el de transmitir la energía en 20 kV y la otra en 33 kV.

## 2.4.4 RESULTADOS ECONOMICOS Y RECOMENDACION.

Siguiendo los pasos de sub-capítulo anterior se tienen con una tasa de interés del 12% los siguientes resultados:

Alternativa A.

SHOREY - SANTIAGO DE CHUCO - paralelo a la línea del telégrafo.

Longitud: 25 kM 33 kV 16 mm<sup>2</sup>

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
LT 33 kV 16 mm <sup>2</sup>	Km	25	14,700	367,500
Camino rocoso	Km	15	27,360	410,400
Camino en terreno no cultivado	Km	13	4,885	63,505
Camino recto	Km	1	357	357
Demanda Potencia	kW	37.67	194.87	7,341
Energía	kWh	374,217.6	0.0372	<u>13,920</u>
				<u>863,023</u>
				=====

SHOREY - SANTIAGO DE CHUCO - igual 20 kV 35 mm<sup>2</sup>

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
LT 20 kV 35 mm <sup>2</sup>	Km	25	11,400	385,000
Camino rocoso	Km	15	27,360	410,400
Camino en terreno no cultivado	Km	13	4,885	63,505
Camino recto	Km	1	357	357
Demanda Potencia	kW	28.28	194.87	5,510
Energía	kWh	280,882.1	0.0463	<u>13,004</u>
				<u>777,776</u>
				=====

Alternativa B.

SHOREY - SANTIAGO DE CHUCO - paralela a la carretera

Longitud: 28 Km 33 kV 16 mm<sup>2</sup>

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
LT 33 kV 16 mm <sup>2</sup>	Km	28	14,700	411,600
Camino rocoso	Km	19	27,360	519,840
Camino en terreno no cultivado	Km	3	4,885	14,655
Camino recto	Km	1	357	357
Demanda Potencia	kW	42.19	194.87	8,222
Energía	kWh	419,123.7	0.0372	<u>15,591</u>
				<u>970,265</u>
				=====

SHOREY - SANTIAGO DE CHUCO - igual 20 kV - 35 mm<sup>2</sup>

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
LT 20 kV 35 mm <sup>2</sup>	Km	28	11,400	411,600
Camino rocoso	Km	19	27,360	519,840
Camino en terreno no cultivado	Km	3	4,885	14,655
Camino recto	Km	1	357	357
Demanda Potencia	kW	31.67	194.87	6,172
Energía	kWh	314,587.9	0.0463	<u>14,565</u>
				<u>967,189</u>
				=====

De acuerdo a los datos anteriores se puede concluir que la Alternativa A es la recomendable por tener menor costo global tanto en 33 kV como en 20 kV.

## 2.5 SELECCION DE LA MEJOR ALTERNATIVA DEL PEQUEÑO SISTEMA.

De acuerdo a las evaluaciones parciales efectuadas en 2.3 y 2.4, las alternativas iniciales planteadas, adquieren las disposiciones mostradas en los planos N° 006, 007 y 008, en ellos se observan potencias de las cargas al año 2006 evaluados en base al estudio de demanda, conductores calculados de acuerdo a lo dispuesto en 2.2.2, potencias nominales de transformadores y distancias parciales de las líneas.

### 2.5.1 EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS.

Para la evaluación económica se considera las variantes principales de las dos últimas alternativas con respecto a la primera como ser costos de líneas y subestaciones transformadoras, pérdidas de potencia y energía, por estimarse éstas de mayor incidencia sobre los costos. En el caso particular de las líneas no se consideran los costos de los caminos de accesos por ser éstos comunes a todas las alternativas.

Las comparaciones económicas se muestran a continuación:



COMPARACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS A Y BAlternativa A.

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
S.E. 66/20 - 6 MVA	U	1	1'034,070	1'034,700
Línea <sub>2</sub> 66 kV AASC-70 mm <sup>2</sup>	Km	77	22,879	1'761,683
Línea <sub>2</sub> 20 kV AASC-95 mm <sup>2</sup>	Km	33.5	15,400	515,900
Pérdida de Pot. 66 kV	kW	2,111	45.75	96,578
Pérdida de Ener. 66 kV	kWh	9'598,262	0.0372	357,055
Pérdida de Pot. 20 kV	kW	17.76	194.87	3,461
Pérdida de Ener. 20 kV	kWh	218,036	.04629	10,098
				<u>3'779,475</u> =====

Alternativa B.

S.E. 66/20-5.7 MVA	U	1	1'004,000	1'004,000
Línea <sub>2</sub> 66 kV AASC-50 mm <sup>2</sup>	Km	77	19,480	1'499,960
Línea <sub>2</sub> 20 kV AASC-16 mm <sup>2</sup>	Km	22	10,240	225,280
Línea 33 kV-Cu-6AWG	Km	20	7,137	142,749
Línea <sub>2</sub> 20 kV AASC-35 mm <sup>2</sup>	Km	25	11,400	285,000
S.E. 33/20 kV-1,100 KVA	U	1	385,000	385,000
Línea 20 kV AASC-16 mm <sup>2</sup>	Km	2.5	10,240	25,600
Cost.Utiliz.Sist. 33 kV	-	-	600,000	600,000
Pérdida Pot. 66 kV	kW	2,047	45.75	93,650
Pérdida Ener. 66 kV	kWh	9'778,000	0.0372	363,741
Pérdida Pot. 33 kV	kW	13.37	341.71	4,569
Pérdida Ener. 33 kV	kWh	143,170	0.0372	5,338
Pérdida Pot. 20 kV	kW	54.49	194.87	10,618
Pérdida Ener. 20 kV	kWh	69,697	.04629	26,371
				<u>4'671,876</u> =====

COMPARACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS A Y C

Alternativa A.

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
S.E. 66/20 - 6 MVA	U	1	1'034,070	1'034,070
Línea <sub>2</sub> 66 kV AASC- 70 mm	Km	77	22,879	1'761,683
Línea <sub>2</sub> 20 kV AASC-D.T. 95 mm	Km	28.1	24,300	682,830
Pérdida de Pot. 66 kV	kW	2,111	45.75	96,578
Pérdida de Ener. 66 kV	kWh	9'598,262	0.0372	357,055
Pérdida de Pot. 20 kV	kW	250	194.87	48,717
Pérdida de Ener. 20 kV	kWh	8.564 x 10 <sup>6</sup>	.04629	<u>396,427</u>
				<u>4'377,360</u>
				=====

Alternativa C.

S.E. 66/20-2.6 MVA*	U	1	1'100,000	1'100,000
S.E. 66/20-5.3 MVA**	U	1	780,000	780,000
Línea <sub>2</sub> 66 kV AASC- 95 mm	Km	105	26,980	2'832,900
Línea <sub>2</sub> 20 kV AASC- 16 mm	Km	17.5	10,240	179,200
Pérdida de Pot. 66 kV	kW	1,753.15	45.75	80,207
Pérdida de Ener. 66 "	kWh	8'671,972	0.0372	322,597
Pérdida de Pot. 20 kV	kW	22.94	194.87	4,470
Pérdida de Ener. 20 kV	kWh	240,245	.04629	<u>11,120</u>
				<u>5'310,494</u>
				=====

\* Incluye dos (2) interruptores de 66 kV.

\*\* Incluye dos (2) celdas de salida en 20 kV.

### 2.5.2 CONCLUSION.

De la evaluación económica se concluye que la Alternativa A es la más conveniente.

Técnicamente es también aconsejable ya que uniformiza niveles de suministro eléctrico a todas las cargas en 20 kV posee una sola subestación transformadora y menos longitud de líneas de tensiones superiores a 20 kV lo que significa el mantenimiento y ocupa menos personal de servicio.

### C A P I T U L O    I I I

#### EVALUACION DE NIVELES DE TENSION

En el Proyecto "Subestación Pallasca", los parámetros eléctricos sobre los cuales se hace la selección de las características constructivas de equipos y aparatos son:

- Tensiones a que trabaja la instalación.
- Nivel de aislamiento admisible en los aparatos a instalar.
- Potencia máxima prevista en servicios continuos.
- Corriente de cortocircuito.

En este Capítulo se analizará los dos primeros puntos mencionados arriba.

Para la evaluación del tipo de tensión de servicio a usar en el Pequeño Sistema Eléctrico, se tiene en cuenta la variación del voltaje (aprox. 5%  $V_n$ ) en la S.E. Huallanca; debido al "Flicker" que se produce en el Sistema Interconectado.

Se han considerado los valores de las tensiones nominales y máximas de las tensiones normalizadas en el campo nacional e internacional. Se considera además, criterios económicos, condiciones de carga, distancia de línea de transmisión Huallanca-Pallasca y de las líneas de subtransmisión que alimentarán a las cargas comprendidas dentro del pequeño Sistema Eléctrico.

### 3.1 NIVEL DE TENSION 66 kV.

La elección del nivel de tensión en la línea de transmisión entre la S.E. Huallanca y S.E. Pallasca, se define básicamente por el transformador de potencia de tres devanados en S.E. Huallanca, de 138/66/13.8 kV, 25/25/8 MVA.

El nivel de tensión 13.8 kV, cuyas salidas son una para servicios auxiliares y otra a Corongo, se descarta debido que para la potencia a transmitir y la longitud dada resulta insuficiente.

Se analiza las tensiones de 66 kV y 138 kV, para seleccionar el nivel de tensión adecuado.

#### 3.1.1 NIVEL DE TENSION 66 kV.

Las salidas de este nivel de tensión, son una a Huaraz-Ticapampa y otra a Mina El Aguila.

Existe suficiente disponibilidad de energía para la demanda requerida (7.5 MVA).

Analizando la transmisión en 66 kV, según Barera, tabla N° 3-1. Correlación KVA-Km vs. kV, tenemos:

	<u>Mínimo</u>	<u>Máximo</u>
KVA-Km	100,000	1'100,000
KVA	1,299	12,987

La correlación de este nivel es de 577,500 KVA-Km, encontrándose en medio de los límites dados.

Resulta una tensión adecuada para la transmisión de la potencia requerida.

En el capítulo anterior se analizó la posibilidad de alimentar al Pequeño Sistema Eléctrico desde una derivación de la L.T. - 66 kV Huallanca - Mina El Aguila, la cual fue descartada.

Evaluación Económica de la Alternativa en 66 kV.

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
Salida en 66 kV	SG	1	331,200	331,000
L.T. 66 kV-70 mm <sup>2</sup>	Km	77	22,879	1'761,683
Demanda Potencia	kW	2,111	45.75	96,578
Energía	kWh	9'598,262	0.0372	357,055
S.E. 66/20 kV-6MVA	SG	1	525,000	<u>525,000</u>
TOTAL:				<u>3'580,586</u> =====

### 3.1.2 NIVEL DE TENSION 138 kV.

En el nivel de tensión 138 kV, salen 3 ternas a Chimbo te (Sistema Interconectado).

La transmisión en 138 kV, según Barera, tabla N° 3-1 correlación KVA-Km vs. kV, tenemos:

TABLA N° 3-1

CORRELACION KVA x Km Vs. KV

KVA x Km	2.0	100 <u>1,950</u> (4,000)	1,000 <u>34,000</u>	10,000 <u>300,000</u>	100,000 <u>1'000,000</u> (2'000,000)	$1 - \frac{5.5}{13} \times 10^6$ ( $13 \times 10^6$ )	$14.2 \times 10^6$	$5 - \frac{20}{40} \times 10^6$ ( $40 \times 10^6$ )
kV	2.2	2.3	10	30	60	130	138	220

Subrayado para  $C_t = 15\%$   $\cos \emptyset = 0.80$  Atraso

En paréntesis para  $C_t = 15\%$   $\cos \emptyset = 0.98 \approx 0.99$  Atraso

kVA × Km	MVA
$14.2 \times 10^6$	184.4

Vemos que para la potencia a transmitir y la distancia considerada, no es nivel de tensión adecuado. Se encuentra fuera del nivel recomendado.

La tensión en 138 kV, implica un nivel de aislamiento mayor, - la cual incrementa los costos.

Evaluación Económica de la Alternativa en 138 kV.

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
Salida en 138 kV	SG	1	716,400	716,400
L.T. 138 kV - 107 mm <sup>2</sup>	Km	77	38,000	2'926,000
Demanda Potencia	kW	254	45.75	11,621
Energía	kWh	1'259,460	0.0372	46,852
S.E. 138/20 kV-6 MVA	SG	1	866,667	<u>866,667</u>
TOTAL:				<u>4'567,540</u> =====

### 3.1.3 CONCLUSIONES.

De los resultados técnicos y económicos obtenidos en las dos alternativas, se concluye que 66 kV, es el nivel de tensión recomendable.

Como ventaja técnica adicional al resultado económico se tendrá:



- Nivel de tensión ideal para la transmisión de potencia (7.5 MVA) y longitud de L.T. (77 Km).
  - Existe facilidad de salida en el nivel de tensión 66 kV, en la Subestación Huallanca.
  - La salida de 66 kV, en la S.E. Huallanca es una cola del sistema donde no se prevé generación adicional.
- Es decir, el incremento de la potencia de cortocircuito será sólo causado por el crecimiento del Sistema Interconectado.

### 3.2 NIVEL DE TENSION 20 kV.

Para la selección del nivel de tensión de las líneas de sub - transmisión, desde la Subestación Pallasca a los diferentes po - blados, se ha considerado condiciones de carga, distancias, nor - mas, recuperación del capital y niveles de cortocircuito en conductores.

Para el análisis del nivel de tensión adecuado, se elige como parámetro de comparación, la línea Pallasca-Santiago de Chuco, cuya potencia es 1275 kW y 33.1 Km de longitud.

En las alternativas a plantearse, se considera la utilización de la línea existente de 10 kV, en servicio entre Santiago de Chuco y Cachican, conductor de aluminio puro N° 3/0 AWG.

#### 3.2.1 ALTERNATIVA N° 1: NIVEL DE TENSION 10 kV.

Se plantea salida en 10 kV de S.E. Pallasca, línea de subtransmisión en 10 kV, hasta Santiago de Chuco y red de distribución primaria a la misma tensión en cada localidad.

Para la potencia a transmitir y la longitud estimada, resulta conductor de aleación de aluminio  $850 \text{ mm}^2$  de sección y caída de tensión 9.69%.

### 3.2.2 ALTERNATIVA N° 2: NIVEL DE TENSION 20 kV.

Se analiza, salida en 20 kV, de S.E. Pallasca, línea de subtransmisión en 20 kV, red de distribución primaria a la misma tensión en cada poblado y cambio de aisladores de 10 a 20 kV en la línea Santiago de Chuco - Cachicadan.

La línea Pallasca - Santiago de Chuco en 20 kV, será de aleación de aluminio  $70 \text{ mm}^2$ , caída de tensión 8.45%.

### 3.2.3 ALTERNATIVA N° 3: NIVEL DE TENSION 33 kV.

Se analiza salida en 33 kV de S.E. Pallasca, línea de subtransmisión a la misma tensión de Pallasca a Santiago de Chuco. Subestaciones transformadoras de 33/10 kV en las localidades y distribución primaria en 10 kV en los poblados.

La línea de subtransmisión de 33 kV Pallasca - Santiago de Chuco será de aleación de aluminio  $35 \text{ mm}^2$ , debido a razones mecánicas, ya que se supera en muchos casos los 1000 m de vano. Caída de tensión 6.76% para  $25 \text{ mm}^2$  de aleación de aluminio.

### 3.2.4 EVALUACION TECNICO-ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS.

La línea de 10 kV se descarta técnicamente, debido a que utiliza conductores de mayor calibre por caída de tensión. Se tendría que diseñar soportes de tipo pesado para llevar dichos conductores y los vanos resultantes serían demasiados cortos.

La transmisión en 20 kV, nos permitirá alimentar cargas muy alejadas, debido a la caída de tensión se tendrían conductores de menor sección para vanos relativamente grandes.

El nivel de tensión 33 kV, tiene la ventaja de utilizar conductores de menor sección, pero no aminora costos (ver punto 2.4), con respecto a 20 kV.

Se debe tener en cuenta, en este Proyecto, la sección mínima es  $35 \text{ mm}^2$  en las troncales, determinado por condiciones mecánicas.

La tensión de 33 kV, sólo se utilizaría en la línea de subtransmisión y en las localidades se tendrían una subestación transformadora 33/10 kV, según Resolución MEM, DGE-009 TD-2/1982 Tensiones Nominales y Tensiones Máximas de Equipos de Distribución.

Los valores nominales son:

Tensión Nominal kV	Tensión Máxima kV
10	12
13.2	15
20	24

En caso de existir tensiones diferentes a las normalizadas, éstas deberán sustituirse progresivamente.

Si la línea de 33 kV, debe llevar cable de guarda, se tendría que diseñar soportes que lleven dicho conductor adicional, la

cual elevaría los costos.

Los resultados de la evaluación económica de las alternativas se muestran en las siguientes páginas.

### 3.2.5 CONCLUSIONES.

Del análisis del nivel de tensión, resulta técnica y económicamente conveniente la Alternativa N° 2, que ofrece la ventaja de uniformizar los niveles de subtransmisión y distribución de todas las localidades en 20 kV, la cual se considera conveniente, tanto en montaje como en mantenimiento.

Además en las localidades con servicio eléctrico restringido, que requieren remodelación y ampliación de redes existentes, cambiarían a 20 kV, por facilidad de operación y mantenimiento del sistema. Lo más importante es la disminución de los costos directos; actualmente la capacidad de muchas subestaciones existentes es insuficiente, por lo que es necesario el cambio de transformadores. Resulta más económico nuevas subestaciones a 20 kV, que el uso de una subestación principal de 20/10 kV y subestaciones de distribución en 10 kV.

ALTERNATIVA N° 1

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cant.</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
Celda Salida 10 kV - 1600 KVA	U	1	50,967	50,967
LT, 10 kV Aleac. Alum. 850 mm <sup>2</sup>	Km	33.1	85,064	2'815,618
Pérdidas Potencia 10 kV	kW	103	26.09	2,687
Pérdidas Energía 10 kV	kWh	144,129	0.04629	6,672
Red Primaria 10 kV (pueblos)	Km	4.3	6,500	27,950
Transformadores:				
3Ø-10/.380-.220 kV - 160 KVA	U	3	4,730	14,190
3Ø-10/.380-.220 kV - 100 KVA	U	5	3,400	17,000
3Ø-10/.380-.220 kV - 75 KVA	U	4	3,170	12,680
3Ø-10/.380-.220 kV - 50 KVA	U	5	2,630	13,150
T O T A L:				2'960,914

ALTERNATIVA N° 2

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cant.</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
Celda Salida 20 kV - 1600 KVA	U	1	55,342	55,342
LT. 20 kV Aleac. Alum. ~ 70 mm <sup>2</sup>	Km	33.1	13,274	439,369
Cambio aisladores 10 a 20 kV	Km	6	1,520	9,120
Pérdida Potencia - 20 kV	kW	348	26.09	9,079
Pérdida Energía - 20 kV	kWh	448,417	0.04629	20,757
Red Primaria 20 kV (pueblos)	Km	4.3	7,350	31,605
Transformadores:				
3Ø-20/.380-.220 kV - 160 KVA	U	3	5,900	17,700
3Ø-20/.380-.220 kV - 100 KVA	U	5	4,050	20,250
3Ø-20/.380-.220 kV- 75 KVA	U	4	3,700	14,800
3Ø-20/.380-.220 kV- 50 KVA	U	5	3,050	15,250
T O T A L:				633,273

ALTERNATIVA N° 3.

<u>Descripción</u>	<u>Unid.</u>	<u>Cant.</u>	<u>Costo Unitario</u>	<u>Costo Total</u>
Salida 33 kV - 1600 MVA	U	1	65,116	65,116
S.E. 33/10 kV - 1600 MVA	U	1	367,000	367,000
L.T. 33 kV Aleac. Alum. 35 mm <sup>2</sup>	Km	33.1	14,822	490,608
Pérdida Potencia - 33 kV	kW	257	45.75	11,758
Pérdida Energía - 33 kV	kWh	360,797	0.0372	13,422
Pérdida Potencia - 10 kV	kW	0.69	26.09	18
Pérdida Energía - 10 kV	kWh	8,087	0.04629	374
Red Primaria 10 kV (Pueblos)	Km	4.3	6,500	27,950
Transformadores:				
3Ø-10/0.380-0.220 kV-160 KVA	U	3	4,730	14,190
3Ø-10/0.380-0.220 kV-100 KVA	U	5	3,400	17,000
3Ø-10/0.380-0.220 kV- 75 KVA	U	4	3,170	12,680
3Ø-10/0.380-0.220 kV- 50 KVA	U	5	2,630	13,150
T O T A L:				1'033,266



### 3.3 NIVELES DE AISLAMIENTO.

El Nivel Básico de Aislamiento (BIL) está definido por la máxima tensión de cresta de una onda de sobretensión de impulso de frente escarpado, que es capaz de resistir el aislamiento de un equipo, sin que ocurra corriente disruptiva entre fases.

El aislamiento interno de todo el equipamiento está definido por las Normas C.E.I. (Comisión Electrotécnica Internacional) de acuerdo a los siguientes valores:

#### Lado 66 kV.

- Tensión máxima de servicio	72.5 kV
- Tensión de prueba a 60 Hz, 1 minuto	140 kV rms
- Tensión de prueba con onda de impulso 1.2/50 $\mu$ s	325 kV (pico)

#### Lado 20 kV.

- Tensión máxima de servicio	24 kV
- Tensión de prueba a 60 Hz, 1 minuto	50 kV rms
- Tensión de prueba con onda de impulso 1.2/50 $\mu$ s	125 kV (pico)

Tomando en consideración los valores normalizados, y realizando la corrección por incremento de altura (densidad relativa del aire igual a 0.70). Se ha llegado a obtener los siguientes valores para el aislamiento externo de todo el equipamiento:

Lado 66 kV.

- Tensión nominal	80 kV
- Tensión máxima de servicio	100 kV
- Tensión de prueba a 60 Hz, 1 minuto	185 kV rms
- Tensión de prueba con onda de impulso 1.2/50 $\mu$ s	450 kV (pico)

Lado 20 kV.

- Tensión nominal	30 kV
- Tensión máxima de servicio	36 kV
- Tensión de prueba a 60 Hz, 1 minuto	70 kV rms
- Tensión de prueba con onda de impulso 1.2/50 $\mu$ s	170 kV (pico)

## C A P I T U L O    I V

### EVALUACION Y DETERMINACION DE LA POTENCIA DEL TRANSFORMADOR

En el diseño de la potencia del transformador, se debe conocer la relación existente entre la potencia nominal del transformador y el valor de las diferentes cargas que se producen en el ciclo de trabajo de las 24 horas.

Un transformador, puede trabajar con fuertes porcentajes de sobrecarga, mantenidos durante varias horas. Esto debido a la naturaleza generalmente variable de la carga eléctrica, a los valores variables de la temperatura ambiental, y a la naturaleza del deterioro del aislamiento por efecto térmico.

Para determinar la capacidad de sobrecarga de los transformadores, intervienen los siguientes factores:

- Diagrama de carga simplificado.
- Temperatura ambiente, donde opera el transformador.
- Sistema de refrigeración del transformador.
- Duración de la sobrecarga.

Se considera las capacidades de sobrecargas indicadas en "Loading Guide for Oil - Immersed Transformers" - I.E.C. Pub. 354 (1972).

#### 4.1 DIAGRAMA DE CARGA DE LOCALIDADES Y MINAS.

##### 4.1.1 DIAGRAMA DE CARGA DE LOCALIDADES DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO.

El diagrama se ha elaborado de la sumatoria de diagramas de carga, de consumo doméstico y comercial, alumbrado público, - cargas especiales e industriales. De localidades que cuentan con servicio eléctrico restringido y localidades sin servicio eléctrico, agrupadas de acuerdo a afinidades entre ellas.

El diagrama de carga promedio anual del conjunto de localidades es típico para zonas rurales, debido a que la carga continua equivalente en el período que precede a la punta (12 horas previas) es 29.33% MD. La duración de la punta de la carga es una hora (entre las 19 y 20 horas). Ver Gráfico N° 4.1.

##### 4.1.2 DIAGRAMA DE CARGA DE LAS MINAS.

Se elaboró el diagrama sobre la base del diagrama de carga de la Unidad de Pasto Bueno y de la información recopilada de las otras minas.

Analizando el diagrama de carga, vemos que la carga equivalente en el período que precede a la punta es 72.84% MD.

La máxima demanda ocurre durante las horas 8.5 a 13.5.

Las centrales hidroeléctricas de las minas aportan un 10% de la

GRAFICO Nº 4.1

DIAGRAMA DE CARGA PROMEDIO ANUAL DEL CONJUNTO DE LOCALIDADES (Sin las Minas)

M.D. \_\_\_\_\_ 2970 Kw.

fc. anual \_\_\_\_\_ 0.31 (con perdidas)

fc. anual \_\_\_\_\_ 0.32 (sin perdidas)

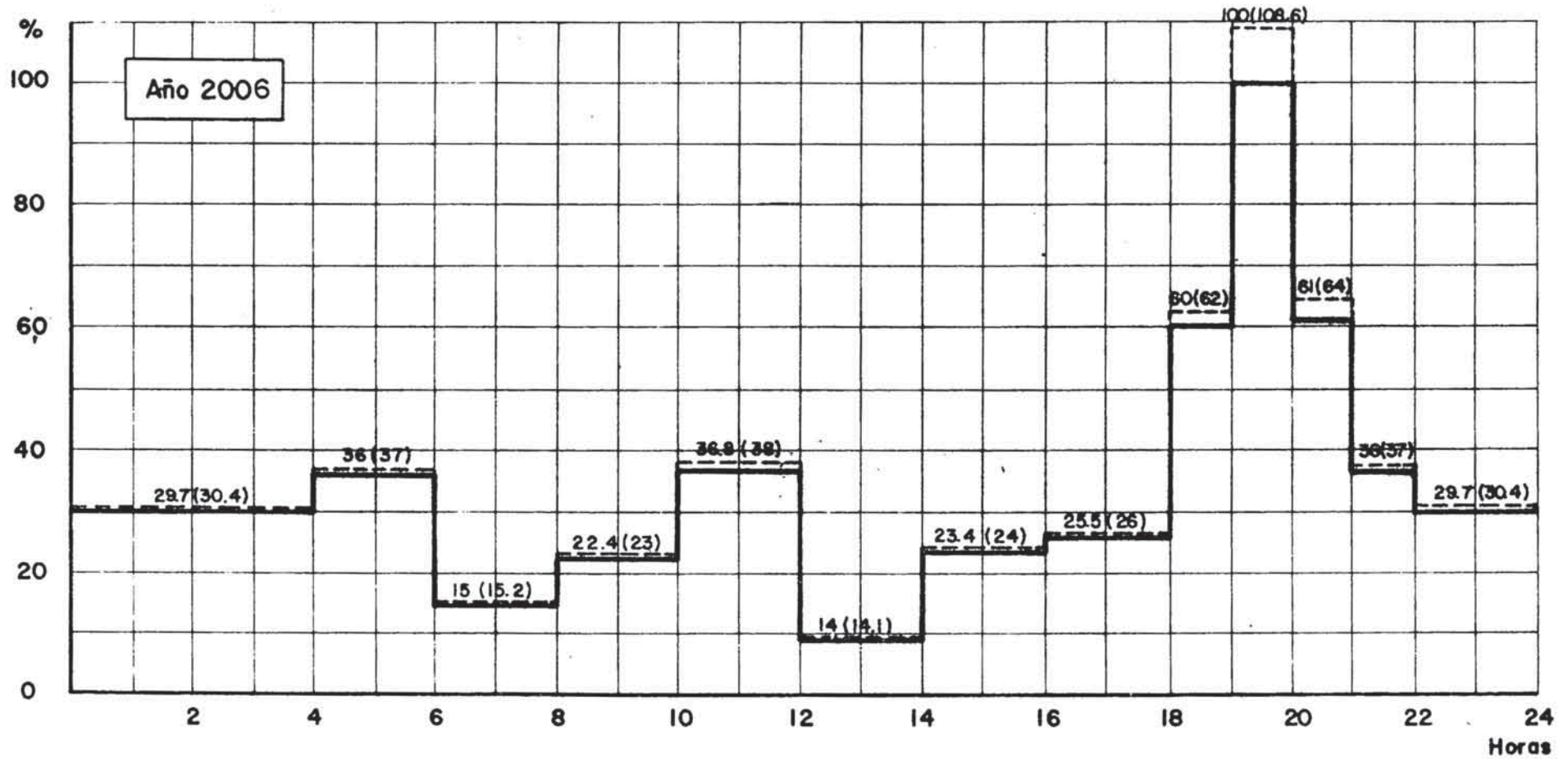
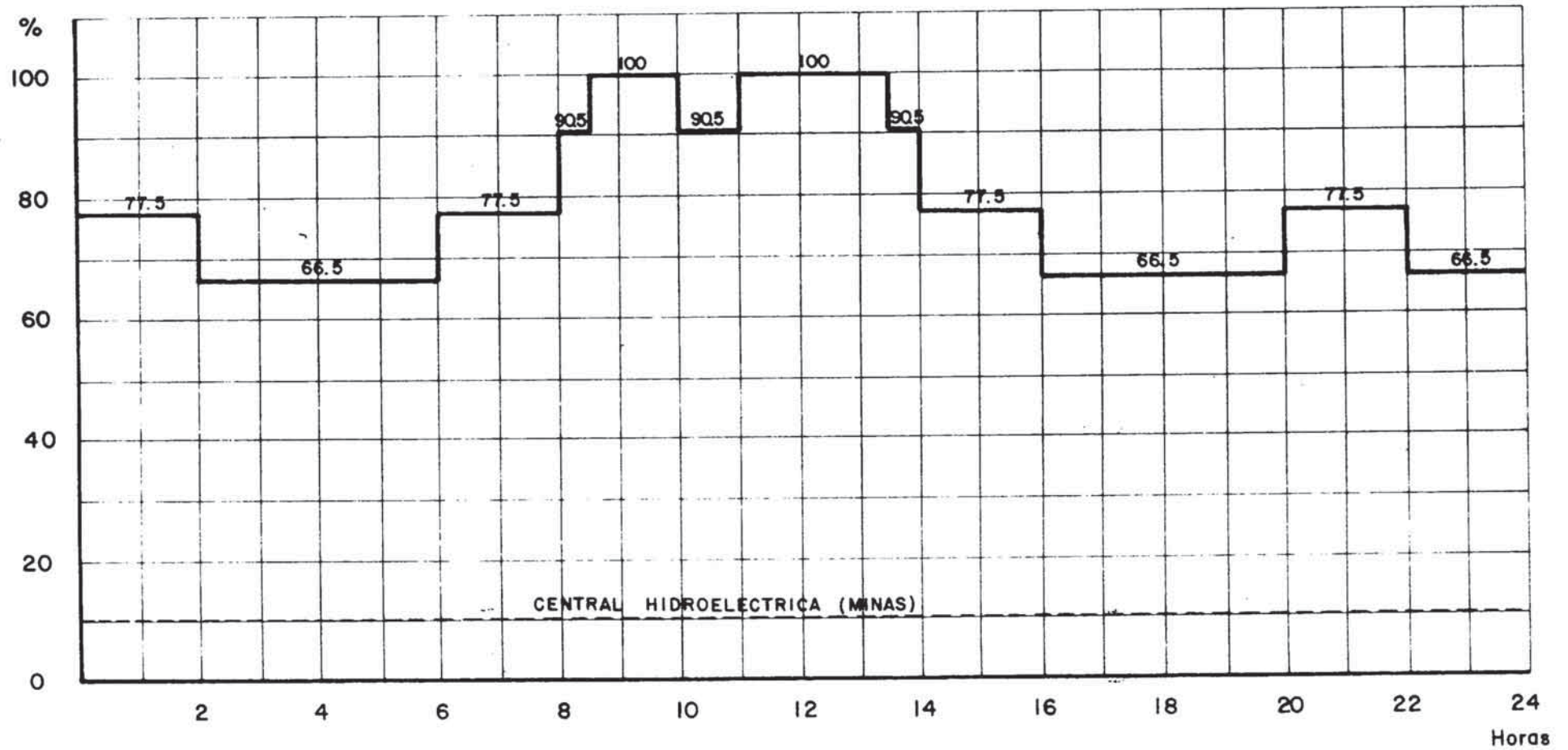


GRAFICO Nº 4.2

DIAGRAMA DE CARGA DE LAS MINAS

M.D. : 100% 4200 Kw. Año 2006

fc. anual = 0.78



potencia suministrada, disponible para casos de emergencia.

Ver Gráfico N° 4.2.

#### 4.2 INTEGRACION DE LAS CARGAS AL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO.

##### 4.2.1 INTEGRACION DE LAS LOCALIDADES.

La evaluación de integración de las cargas de las localidades en estudio al Pequeño Sistema Eléctrico, está basado en la concepción misma del sistema, de dar servicio eléctrico con un carácter social y productivo a la zona.

Se considera una integración por etapas con el criterio de beneficio social, integracionista y productivo.

Con las consideraciones anteriores se concluye que:

- a) Los poblados que cuentan con servicio eléctrico y en los que sólo es necesario una remodelación parcial y ampliación, se integran al término de la construcción de las líneas de transmisión.
- b) Los poblados que actualmente están en vías de instalar provisionalmente una Central Térmica, también se integran inmediatamente.
- c) Los poblados restantes, más importantes y cercanos a la línea de subtransmisión se integran al sistema dos años después de la integración de los anteriores.

- d) El resto de poblados se integrarán en conjunto dos años después de la integración de los anteriores.

Se considera que la Línea de Transmisión y Subtransmisión estará operativa en 1986.

Por lo tanto el esquema de integración será el siguiente:

Año 1986	Santiago de Chuco
	Cachicadan
	Pallasca
	Conchucos
	Cabana
	Pampas
	Tauca
Año 1988	Mollebamba
	Tulpo
	Santa Cruz de Chuca
	Huandoval
	Lacabamba
	Bolognesi
	Santa Rosa
	Mollepata
	Llipo
	Angamarca
	Huacachuque
	Chora



Año 1990      Puyalli  
                   Cochaconchucos  
                   Tilaco

Las siguientes localidades sólo se consideran como cargas:

Año 1990      Miraflores 1 (Mollebamba - Mollepata)  
                   Miraflores 2 (Santa Rosa - Llapo)  
                   Huayatan  
                   Pueblo Nuevo  
                   Yeguada  
                   Ancos

#### 4.2.2 INTEGRACION DE LAS MINAS.

La integración de las Minas está basada en las siguientes consideraciones generales:

- Todos los grupos térmicos pasan a reserva.
- Las Centrales Hidráulicas pueden operar.
- En el sistema, si operan las centrales hidráulicas lo harían independientemente, bajo ningún concepto o eventualidad lo podrán hacer en paralelo al sistema.
- La evaluación es a partir de 1986, cuando la línea proyectada sea operativa.
- El factor de carga es evaluado de acuerdo a la información recopilada.
- Las potencias a considerarse son las evaluadas en el acápite 1.10.

Por la magnitud de la Máxima Demanda de Potencia de las Minas, es importante su integración al Pequeño Sistema Eléctrico, tanto para el beneficio global de la zona; como para la implementación del sistema. Por lo tanto se considera factible su integración.

Luego de un análisis se observa las siguientes condiciones específicas:

- La máxima demanda estaría cubierta por la línea de transmisión y por las centrales hidráulicas.
- Las centrales hidráulicas que operarían son de la Unidad Pasto Bueno, la Central Hidroeléctrica de 800 kW y la Central Hidroeléctrica de 125 kW, las cuales estarían sujetas a las consideraciones generales.
- Se asume que el conjunto de las Centrales Hidroeléctricas sólo generarían como máximo una potencia de 700 kW en 1986, 600 kW en 1990 y 500 kW en el año 2006, por consideraciones de los años de servicio.

La Máxima Demanda de las minas a considerarse es:

Año 1986	2,300 kW
Año 1990	3,800 kW
Año 2006	4,200 kW

Lo planteado se considera factible, por las siguientes razones:

1. Si en el año 1979 han remodelado la Central Hidráulica de 800 kW y poseen en stock una turbina, les será más económico

ca siguiendo en operación para la recuperación del capital, además comparativamente su costo de operación es menor que los derechos a pagar por el servicio eléctrico a una demanda equivalente, puesto que a mediados de 1982 su costo de operación era 4.00 S/./kWh.

2. Con el esquema planteado, forzamos a la Unidad Pasto Bueno a tener una potencia disponible en cualquier momento para salvaguardar la seguridad de operación de su centro de operación de producción y lo más importante la seguridad del personal de las galerías en cuanto al sistema de ventilación forzada y bombeo. Esta consideración está basada en el caso que por fenómenos inevitables impiden el normal funcionamiento de la línea de transmisión, sobre todo si se observa el recorrido de la línea que aun siendo la más segura, es imposible el diseño de la línea de transmisión con probabilidad cero de falla, en la operación.

El diagrama de carga del sistema integrado se muestra en el Gráfico 4.3 y en el Cuadro 4.1 se muestran los resultados de la integración.

Del diagrama de carga, se obtiene que la carga promedio en el período que precede a la punta es 73.97% MD.

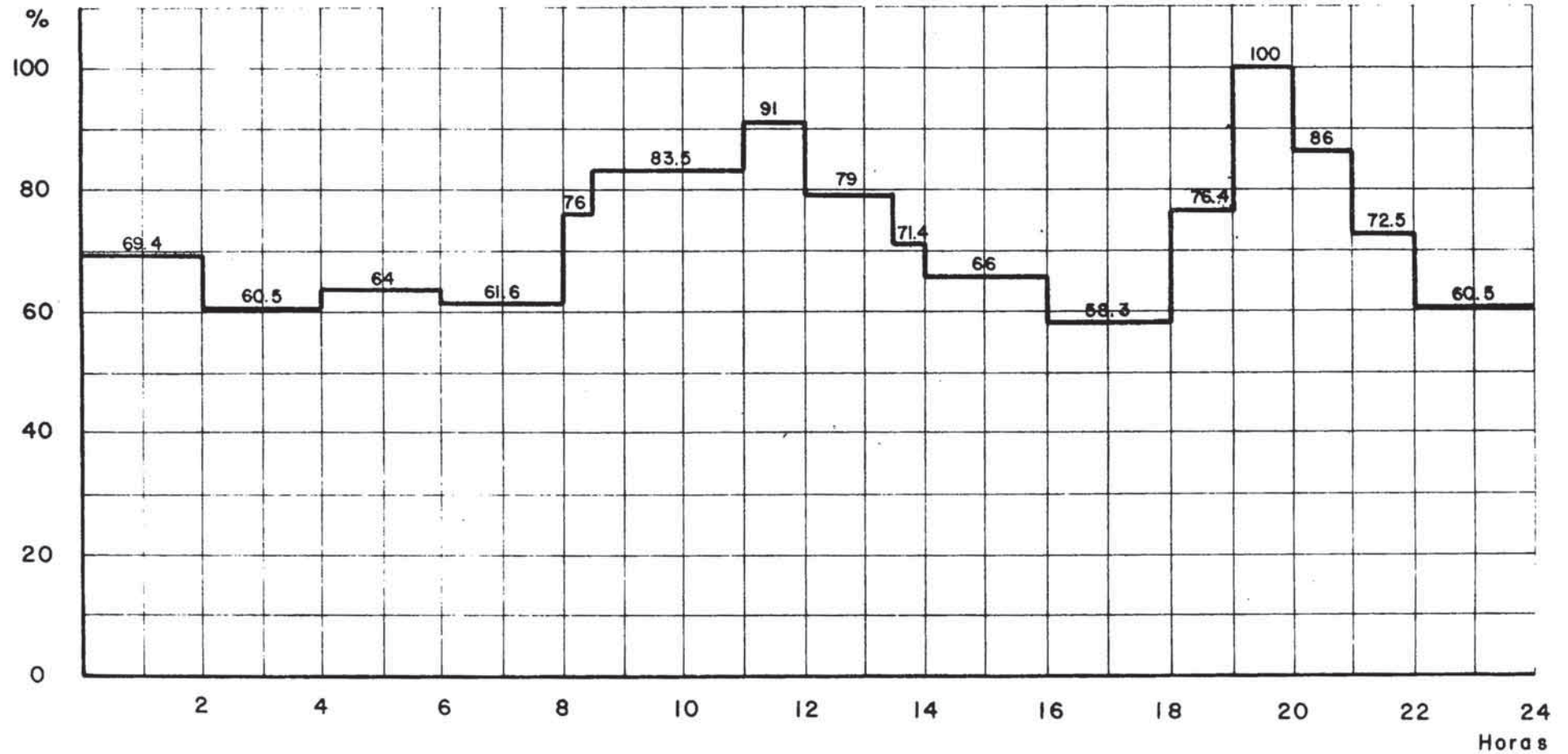
La punta de la carga, tiene una duración de una hora (entre las horas 19 a 20).

GRAFICO Nº 4.3

### DIAGRAMA DE CARGA DEL SISTEMA INTEGRADO

M.D. 100% < > 5830 Kw. Año 2006

fc. anual = 0.71



CUADRO No 4.1

## MAXIMA DEMANDA DE LA POTENCIA DE LA INTEGRACION (kW)

ANO	1983	1986	1988	1990	1994	1998	2002	2006
LOCALIDAD								
SANTIAGO DE CHUCO	0	372	390	414	466	514	553	590
CACHICADAN	0	108	113	120	136	151	163	174
SANTA CRUZ DE CHUC	0	0	46	51	60	71	77	85
ANGASMARCA	0	0	42	44	50	56	60	64
TULPO	0	0	68	72	81	92	99	106
MOLLEBAMBA	0	0	44	47	55	64	71	78
MOLLEPATA	0	0	37	38	42	45	48	51
PAMPAS	0	186	211	237	301	359	405	464
PUYALLI	0	0	0	38	44	47	51	52
CONCHUCOS	0	162	170	181	201	217	235	251
LACABAMBA	0	0	36	38	42	47	50	53
TILACO	0	0	0	18	21	24	25	26
COCHACONCHUCOS	0	0	0	17	20	22	23	24
CHDRA	0	0	21	22	26	30	33	36
PALLASCA	0	118	123	127	138	149	158	166
HUACASCHUQUE	0	0	17	18	20	22	23	24
HUANDOVAL	0	0	63	67	76	86	93	101
BOLOGNESI	0	0	39	40	44	48	52	55
CABANA	0	164	172	182	201	217	235	250
TAUCA	0	112	121	129	148	161	169	182
ANCOS	0	0	17	18	20	23	24	26
LLAPO	0	0	37	39	44	50	53	57
SANTA ROSA	0	0	36	38	42	48	51	55

CUADRO No 4.1

## MAXIMA DEMANDA DE LA POTENCIA DE LA INTEGRACION (kW)

---

ANO	1983	1986	1988	1990	1994	1998	2002	2006
LOCALIDAD								
HUAYATAN	0	0	0	43	48	54	58	59
PUEBLO NUEVO	0	0	0	18	22	24	26	27
MIRAFLORES 1	0	0	0	22	27	32	35	36
MIRAFLORES 2	0	0	0	37	44	46	48	49
YEGUADA	0	0	0	39	44	49	52	53
MINAS	0	2,300	3,050	3,800	3,900	4,000	4,100	4,200
MAXIMA DEMANDA TOTAL DIVERSIFICADA	0	3,223	4,090	4,548	4,736	5,268	5,553	5,830

## 4.3 SERVICIOS AUXILIARES.

En la Subestación Pallasca se define la alimentación de los servicios auxiliares desde la barra de 20 kV, mediante un transformador de relación 20/0.23 kV y con una potencia de 50 KVA de acuerdo a lo que se desprende del siguiente cálculo:

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR DE  
SERVICIOS AUXILIARES

U s o s	Potencia Instalada	F.D.	Máxima Demanda (W)
- Alumbrado exterior	2,600	1	2,600
- Alumbrado interior			
. Sala de control	1,920		
. Sala de baterías	160	0.9	2,160
. Sala de comunicac.	240		
. Depósito	80		
- Ventiladores (futuro)	12,800	1	12,800
- Gradines	2,200	1	2,200
- Fuerza	8,000	0.5	4,000
- Rectificador	3,000	1	3,000
- Calefacción	9,000	0.8	7,200
- Reserva	5,000	0.5	2,500
T O T A L:			38,960

Considerando que en una Subestación el factor de simultaneidad es muy alto (casi 1), que el factor de potencia es 0.8 y, tomado la potencia normalizada de fabricación, se llega al valor de 50 KVA como potencia del transformador de servicios auxiliares.

#### 4.4 SELECCION DEL TIPO DE TRANSFORMADOR A USAR.

##### 4.4.1 POTENCIA DEL TRANSFORMADOR.

Considerando la integración de las cargas del Pequeño Sistema Eléctrico y la potencia de servicios auxiliares, se recomienda un transformador de 6 MVA de potencia nominal, que estaría cubierta en el año 1990. Todas las localidades se encontrarán integradas y conjuntamente con la demanda de las minas, tendrán un crecimiento vegetativo a partir de ese año.

El transformador de potencia deberá estar previsto de un número de ventiladores necesarios, a fin de que se pueda elevar la potencia a 7.5 MVA, bajo condiciones nominales de operación y porcentaje de sobrecarga en condiciones de emergencia, para el año 2006.

Por lo tanto, se elige un transformador trifásico de 6 MVA de potencia nominal, relación de transformación 66/20 kV, 60 Hz, refrigeración con ventilación forzada para 7.5 MVA.



PROCEDIMIENTO DE CALCULO SIMPLIFICADO:

El procedimiento de cálculo simplificado, se basa en el uso de tablas, para determinar la capacidad de sobrecarga del transformador.

Para el cálculo, se considera el diagrama de carga del sistema integrado (Gráfico N°4.3), la temperatura ambiente máxima de 30°C, y el uso de "Loading Guide for Oil - Immersed Transformer" I.E.C. Pub. 354 (1972).

Del diagrama de carga, el período de punta es el comprendido entre las 19 y 20 horas, el valor de la carga en este período es igual a 5880 kW ( $P_{\text{punta}} = P_{\text{D.C.}} + P_{\text{S.A.}}$ )

Siguiendo con el cálculo, la carga continua equivalente en el período que precede a la punta, debe tener en cuenta las cargas de las 12 horas previas al período de punta. El valor de esta carga equivalente será:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{previa}} &= \sqrt{\frac{1}{19-7} \{ (61.6^2 + 0.5 \times 76^2 + 2.5 \times 83.5^2 + 91^2 + \\
 \text{a la} & \quad 1.5 \times 79^2 + 0.5 \times 71.4^2 + 2 \times 66^2 + 2 \times 58.3^2 + \\
 \text{punta} & \quad 76.4^2) \left( \frac{5880}{100} \right)^2 \} } \\
 &= 4,349 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

La potencia nominal del transformador:

$$P_{\text{nom}} = 4800 \text{ kW}$$

$$\circ \circ \circ - \text{Punta de carga : } \frac{P_{\text{punta}}}{P_{\text{nom.}}} = \frac{5880}{4800} = 1.23 \text{ p.u.} = 123\%$$

- Carga equivalente a la punta:

$$\frac{P_{\text{previa a la punta}}}{P_{\text{nom.}}} = \frac{4349}{4800} = 0.91 \text{ p.u.} = 91\%$$

- Duración de la punta de carga: 1 hora

Verificaremos si el transformador puede soportar la sobrecarga de punta, sin sacrificio de su vida útil.

De tablas, obtenemos:

- Valor unitario de carga admisible durante 1 hora, para 70% de carga previa, y 30°C de temperatura ambiente = 1.38
- Idem para 90% de carga previa y 30°C de temperatura ambiente = 1.26

Efectuando una interpolación entre los valores dados, obtenemos la carga de punta admisible en nuestro caso, correspondiente a 91% de carga previa y a 30°C. El resultado es:

$$\begin{aligned} \text{Carga de punta admisible durante 1 hora} &= 1.254 \approx 1.25 \text{ p.u.} \\ &= 125\% \end{aligned}$$

Como la punta de carga del diagrama de carga del Sistema Integrado es de 123%, se concluye que el transformador puede soportar la punta de carga sin sacrificio de su vida útil.

Tiempo de Sobrecarga en horas	Sobrecarga sin exceder la temperatura nominal de los bobinados																	
	Carga previa al pico																	
	50 %						70 %						90 %					
	Temperatura ambiente máxima °C						Temperatura ambiente máxima °C						Temperatura ambiente máxima °C					
	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30	40	50
1/2	2.00	1.99	1.83	1.64	1.46	1.25	2.00	1.88	1.71	1.52	1.32	1.10	1.92	1.75	1.56	1.34	1.12	*
1	1.89	1.75	1.61	1.46	1.30	1.12	1.82	1.68	1.54	1.38	1.20	1.02	1.74	1.58	1.43	1.26	1.08	*
2	1.64	1.52	1.41	1.28	1.15	1.00	1.60	1.49	1.37	1.24	1.10	0.95	1.56	1.44	1.31	1.18	1.04	*
4	1.46	1.37	1.27	1.16	1.04	0.90	1.45	1.36	1.25	1.14	1.02	0.88	1.44	1.34	1.25	1.12	1.01	*
8	1.40	1.30	1.21	1.11	1.01	0.86	1.40	1.30	1.21	1.11	1.01	0.86	1.40	1.30	1.21	1.11	1.01	*
24	1.38	1.28	1.20	1.10	1.00	0.84	1.38	1.28	1.20	1.10	1.00	0.84	1.38	1.28	1.20	1.10	1.00	*

Tiempo de Sobrecarga en horas	Sobrecarga con 10 °C de temperatura adicional en los bobinados																	
	Carga previa al pico																	
	50 %						70 %						90 %					
	Temperatura ambiente máxima °C						Temperatura ambiente máxima °C						Temperatura ambiente máxima °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	1.96	1.79	1.62	1.43	2.00	2.00	1.85	1.68	1.49	1.29	2.00	1.88	1.71	1.52	1.32	1.09
1	1.98	1.86	1.72	1.58	1.44	1.28	1.92	1.79	1.65	1.50	1.35	1.18	1.84	1.70	1.56	1.40	1.23	1.05
2	1.72	1.61	1.50	1.38	1.26	1.13	1.69	1.58	1.46	1.34	1.22	1.08	1.65	1.53	1.41	1.28	1.16	1.02
4	1.52	1.44	1.34	1.24	1.14	1.03	1.52	1.41	1.33	1.22	1.12	1.01	1.50	1.42	1.32	1.22	1.11	1.00
8	1.46	1.38	1.29	1.19	1.09	0.99	1.46	1.37	1.29	1.19	1.09	0.99	1.46	1.37	1.29	1.19	1.09	0.99
24	1.44	1.36	1.26	1.18	1.08	0.98	1.44	1.36	1.26	1.18	1.08	0.98	1.44	1.36	1.26	1.18	1.08	0.98

\* Resultan inferiores a la carga previa

no considerado 2.00 limit de 2.00 maxima

Constante de tiempo 10 min

Temperatura ambiente 20 °C

#### 4.4.2 GRUPO DE CONEXION.

El grupo de conexión se elige considerando una adecuada protección contra fallas fase a tierra y debido a que instalaciones similares por esta zona cuentan con transformadores - del grupo a designar.

Por el tipo de falla se requiere contar con neutro en el lado 20 kV. El grupo de conexión en el lado de baja tensión será en estrella con neutro a tierra y el lado de alta tensión en Delta.

#### 4.4.3 REGULACION BAJO CARGA.

Para un normal funcionamiento del Pequeño Sistema Eléctrico es necesario garantizar que la tensión suministrada a los usuarios tenga pequeñas variaciones con relación a su valor nominal.

Debido a la caída de tensión a lo largo de la línea y un transformador son función de la carga, es necesario adoptar en el tiempo la tensión aplicada a las líneas que salen de la Subestación. Para lograr este objetivo el transformador viene o se recomienda que venga dotado de un cambiador de derivaciones bajo carga.

En el Pequeño Sistema existe una fuerte caída de tensión en las líneas y no existe regulación bajo carga en la Subestación Hua-

llanca. Adicionalmente, las cargas de las minas son apreciables, por lo que es muy necesario la regulación bajo carga en la Subestación Pallasca.

Una evaluación numérica en el que se puede observar que los porcentajes de máxima caída y las variaciones de esa caída con respecto al diagrama de carga diaria, son los siguientes:

(Gráfico 4.3).

<u>Descripción</u>	<u>Máxima Caída</u>	<u>Máxima Variación de la caída</u>
Línea de transmisión 66 kV - Huallanca - Pallasca	9.69%	41.7%
Línea de transmisión 20 kV - Pallasca - Santiago de Chuco	8.45%	67.4%
Red Primaria	0.5%	67.4%
Red Secundaria	5%	67.4%

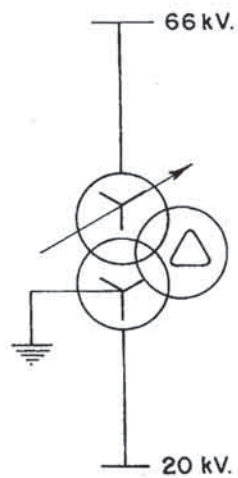
Esta situación corresponde a la relación entre la máxima demanda (7 a 8 de la noche) y la correspondiente a una hora intermedia de 4 a 5 de la tarde, lo que significaría que si no se tuviese regulador bajo carga en el transformador de 66 kV de Pallasca, se tendría una variación de 13.44% del voltaje en los últimos usuarios de la red secundaria, mientras que disponiendo del regulador en el transformador de la Subestación Pallasca, se tendría una máxima variación del orden de 9.40% (de 209 a 228.65 voltios en el último usuario y de 220 a 233.27 voltios - en el primero).

Como se puede ver, esta variación es demasiado grande así como el porcentaje total de las caídas de tensión, por lo que se quisiera limitar la caída de tensión de la línea 66 kV, a una misma caída equivalente hasta los bornes de 20 kV de los transformadores de distribución, sería necesario un poco más que duplicar la sección de la línea. La cual implicaría un incremento del costo varias veces superior al costo del regulador.

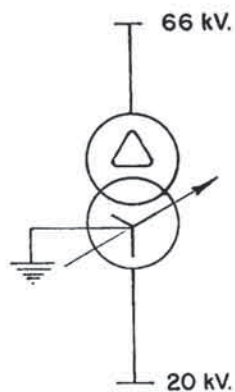
Debido a que se tendría una variación de voltaje muy grande y una caída de tensión apreciable, se justifica el uso de regulador bajo carga en el transformador de potencia de la Subestación Pallasca.

Se presenta tres alternativas, para definir la ubicación del regulador bajo carga en el transformador de potencia.

- a) Alternativa 1. Transformador de potencia de 3 devanados, sumergidos en aceite. El primario conectado en estrella y regulador bajo carga; el secundario conectado en estrella con neutro a tierra; y el arrollamiento terciario de compensación, conectado en triángulo, para impedir la dispersión de flujo debido a las armónicas de orden superior, que origina pérdidas relativamente elevadas.

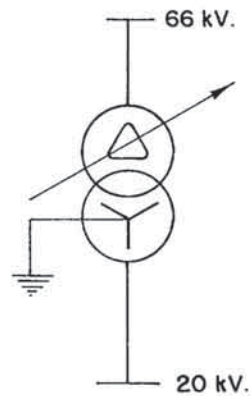


- b) Alternativa 2. Transformador de potencia de 2 devanados, sumergidos en aceite. El primario conectado en triángulo, y el secundario en estrella con neutro a tierra y regulador bajo carga. La ubicación del conmutador bajo carga en el lado de 20 kV, es debido a que se tiene en cuenta de que existe el neutro físicamente, por lo que el aislador del conmutador es menor que si se ubica en el lado 66 kV.



- c) Alternativa 3. Transformador de potencia de 2 devanados, sumergidos en aceite. Primario conectado en triángulo con regulador bajo carga, y el secundario en estrella con neutro a tierra. Se ubica el conmutador bajo carga en el lado 66 kV, debido a la regulación de la carga esta dada por

la magnitud de la corriente y no por distancias eléctricas; los equipos de medición irán en el lado de 20 kV.



- d) Evaluación de Alternativas y Conclusiones. En la primera alternativa se requiere de un transformador de potencia con un bobinado adicional para el terciario, la cual incrementa un 10% la potencia del transformador. La finalidad del devanado terciario es eliminar los armónicos que se producen y tener el neutro accesible tanto en alta y baja tensión. El costo se incrementa un 5% del costo del transformador de potencia, esta inversión adicional no justifica el beneficio que se obtendría en la parte técnica, debido a que el terciario no tendría otra utilidad. El regulador bajo carga en el lado de alta se analiza más adelante.

En la segunda alternativa, se requiere una bobina adicional para la regulación bajo carga, debido a que la magnitud de la corriente es elevada y se tendrá una regulación gruesa. Además se debe acomodar la geometría del bobinado de B.T. para la ejecución de los accesorios.



La incidencia del costo del regulador bajo carga es de 25 a 30% del costo del transformador de potencia.

Por último, en la tercera alternativa, el regulador bajo carga en el lado de A.T. maneja corrientes pequeñas, esto implica una regulación fina y el uso de espiras delgadas. Además no se requiere de una bobina adicional para la regulación.

El regulador en el lado A.T. resulta más económico en un 8% del regulador bajo carga en el lado de B.T.

Se concluye por razones técnicas y económicas resulta elegida la alternativa N° 3. La determinación de la ubicación del regulador bajo carga se define por la magnitud de la corriente a regular y no por el nivel de aislamiento, debido a la tensión.

#### 4.5 CONCLUSION.

De acuerdo al análisis realizado en los puntos anteriores se concluye que técnica y económicamente, para la Subestación Pallasca, se requiere un transformador de potencia de 2 devanados, sumergidos en aceite, prevista para circulación forzada de aire, de una potencia nominal de 6 MVA; ONAN/ONAF, de relación 64/21 kV, Grupo de conexión DYn 5 y regulación bajo carga en el lado A.T.

Para las especificaciones técnicas del transformador de potencia seleccionado. Ver Anexo N° 3.

## C A P I T U L O    V

### EVALUACION TECNICA-ECONOMICA DE LA ELECCION

#### DEL TIPO DE SUBESTACION

##### 5.1 CONCEPTOS GENERALES.

La Subestación tiene la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (Tensión y Corriente) y de proveer un medio de interconexión entre las líneas de un sistema.

Las características de una instalación deben cumplir con las exigencias fundamentales:

- a) Eficiencia en el funcionamiento: Los requisitos de una instalación con relación al servicio a prestar son:
- Garantizar una suficiente continuidad en el suministro de la energía.
  - Mantener dentro de los límites tolerables parámetros característicos de la instalación (regulación de tensión adecuada y frecuencia dentro del límite).
  - Estar en grado de proporcionar una protección selectiva en caso de falla, de manera que sólo quede fuera de servicio la parte en falla.
  - Garantizar una protección contra los peligros de contactos accidentales de las personas con partes normalmente en tensión o con partes aisladas, pero que pueden quedar con tensión por fallas en el aislamiento o por otras causas.

- b) Duración de la vida: es el tiempo por el cual esta en condiciones de ofrecer la eficiencia funcional, de manera que opere correctamente desde el punto de vista técnico, que el número de fallas que se presente sea el menor posible o que las reparaciones no resulten costosas comparativamente con el costo del equipo o de la instalación.

## 5.2 CRITERIOS PARA SELECCION DEL TIPO DE SUBESTACION.

No es posible fijar normas definidas para la determinación del número de juegos de barras y de la aparamenta de la instalación, por cuanto cada caso requiere un estudio para preveer una flexibilidad y continuidad razonable en la explotación con un costo mínimo, de acuerdo a la potencia que debe suministrarse.

La selección de una subestación queda determinada por todos o algunos de los siguientes factores:

- Importancia de la instalación (tensión y potencia de suministro).
- Características y ubicación del terreno.
- Importancia y continuidad de servicio.
- Facilidad de mantenimiento de los aparatos.
- Grado de seguridad para el personal.
- Posibilidades de ampliación de las instalaciones.
- Tipo de operación.
- Costos de inversión.

La Subestación Pallasca, queda determinada por los siguientes factores:

- a) Importancia de la instalación: La Subestación Pallasca es importante, debido que alrededor de 25 localidades de la zona del pequeño sistema eléctrico se verán beneficiadas con el suministro de energía, y un grupo de minas que representan una carga significativa.

Los niveles de tensión de la Subestación son 66 kV en el lado de transmisión y 20 kV en el lado de subtransmisión, y potencia de suministro de 7.5 MVA para el último año de estudio.

Para la tensión y potencia dada, se recomienda preferentemente instalaciones simples y económicas.

- b) Características y ubicación del terreno: Se encuentra ubicada a 3,200 m.s.n.m., cerca de la localidad de Pallasca que es un lugar de fácil acceso, existe 4 carreteras, el emplazamiento físico es estable a diferencia de zonas próximas con grandes pendientes y de periódicos derrumbes en épocas de lluvias.

Se considera una Subestación tipo intemperie, porque el costo del terreno es barato y el área disponible para la construcción de la Subestación es la adecuada.

El equipamiento tanto en 66 kV como en 20 kV estará ubicado al exterior y los equipos de control, comunicaciones y baterías en un pequeño edificio.

De acuerdo a esta forma de disposición, la llegada en 66 kV y las salidas en 20 kV serán de tipo aérea. La decisión de efectuar la disposición de la zona de 20 kV al exterior se tomo considerando que el nivel de aislamiento para la altura en que se encuentra la localidad de Pallasca representa un nivel de 30 kV, la cual implica que este tipo de instalación al interior sería en un edificio con dimensiones mucho más grandes que para 20 kV.

Los equipos de protección se encuentran expuestos a la intemperie, su diseño debe ser capaz de soportar condiciones atmosféricas adversas (lluvias, vientos e inclemencias atmosféricas diversas).

- c) Importancia y continuidad de servicio: La importancia de servicio está dada en relación a la prevención de fallas, debido a que se trata de encontrar una solución óptima entre la confiabilidad y la economía.

Existen requisitos mínimos para suministrar la demanda en un sistema de potencia, el primero sería disponer de un sistema adecuado para transmitir la potencia generada a la carga, esto significa una red convenientemente diseñada para

interconectar los puntos de suministro y confiable en su operación para establecer un mínimo de interrupciones de servicio.

En la Subestación Pallasca se recomienda una llegada directa en 66 kV al transformador de potencia y cualquier falla sería despejada o eliminada en la Subestación Huallanca.

En la salida de la línea de subtransmisión de 20 kV se considera un juego de barras, el pórtico será diseñado con dos cubículos, debido a que es la solución más económica.

- d) Facilidades de mantenimiento de los aparatos: Un sistema eléctrico requiere de un normal mantenimiento, con períodos de tiempo previamente establecidos, los relés deben ser probados, los interruptores verificados en su funcionamiento, los contactos de los interruptores y cuchillas limpias, los conductores y aisladores inspeccionados de posibles fallas estructurales y/o daños por calentamiento o contaminación.
  
- e) Grado de seguridad para el personal: Bajo condiciones de falla, la circulación de corriente por tierra origina un gradiente de potencial dentro y alrededor de una Subestación, que en situaciones adversas puede peligrar la vida de la persona.

Un buen diseño de una red de puesta a tierra limita al máxi

mo la diferencia de potencial entre los puntos accesibles se parados por la distancia de un paso (tensión de paso) y/o en tre el punto de tierra y cualquier otro punto que pudiera ser tocado (tensión de toque).

- f) Posibilidades de ampliación de las instalaciones: En el suministro de la energía eléctrica, otro aspecto importante, es proveer espacio suficiente para ampliaciones adicionales en la Subestación, capacidad de reserva en los transformadores y espacio necesario para circuitos de control adicional.

En la Subestación Pallasca se debe tener en consideración pa ra una posible ampliación de las instalaciones lo siguiente:

- No es posible llegar con otra terna de 66 kV, ya que las torres de 66 kV y 20 kV no serán diseñadas para una am - pliación a dos ternas de 66 kV.
- No es posible continuar a un nuevo centro de carga en 66 kV por cuanto no se avisora un crecimiento de un nuevo centro minero en el área.
- La no instalación de otro transformador en paralelo si es que utilizando banco de condensadores en el lado de 20 kV se pudiese conseguir una mayor utilización de la línea de 66 kV.

Dado que no se requiere de espacio para ampliación, se recom ienda tener un espacio disponible para la maestranza y dep ósito de la zona.

- g) Tipo de operación: Será permanentemente atendida por un personal capacitado, para casos de reposición de servicio y mantenimiento.

La operación de la protección en caso de falla, es en forma automática e instantánea.

- h) Costo de Inversión: Deben ser lo mínimo posible, donde se consideran costos directos e indirectos que deben efectuarse hasta que la Subestación esté terminada.

Para la Subestación Pallasca se tiene en cuenta:

- La economía en el equipo, el número de componentes básicos, tales como interruptores, transformadores de medida, aisladores, etc., son fijos para el arreglo seleccionado.

El costo relativo del equipo principal y de las obras civiles crecen casi linealmente con la tensión de servicio.

- El tipo de Subestación (intemperie), donde el espacio requerido por los equipos de protección ocupan grandes extensiones de terreno debido a la corrección por altura respecto del nivel del mar.

El área del terreno requerido aumenta en relación casi directa con el cuadrado de la tensión.



- Por último la mayoría de componentes estarán montados sobre bases o estructuras metálicas, la mínima altura de seguridad que tendrán si se parte de la base es 2.25 m para cimentaciones o estructuras de equipos.

El costo de estructuras de soportes, pórticos, etc. aumentan en función cuadrática de la tensión.

i) Conclusiones: De acuerdo al análisis de los criterios para la selección del tipo de Subestación se concluye:

- Para la tensión (66 y 20 kV) y potencia (7.5 MVA) dada, se recomienda instalaciones simples y económicas.
- De acuerdo a la zona de ubicación y al área disponible, la Subestación será de tipo intemperie, donde la llegada en 66 kV y las salidas en 20 kV son del tipo aéreo.
- Debido a la importancia y continuidad de servicio, se recomienda un juego de barras, tanto en la llegada en 66 kV y en las salidas en 20 kV cabe la posibilidad de considerar un juego de barras principal y transferencia en 66 kV.
- Debido a las condiciones expuestas para la ampliación de la Subestación, se concluye que no es necesario espacio para una futura ampliación, pero se recomienda un espacio disponible para cualquier eventualidad que pudiese surgir. Este espacio puede ser utilizado como maestranza y depósito.

### 5.3 SELECCION DEL ESQUEMA DE CONEXION DE LA SUBESTACION.

Las configuraciones típicas de barras, varían dependiendo de los tipos y voltajes de la Subestación. Dimensiones físicas, tipo y disposición de un mejor equipamiento.

Para la selección del esquema de conexión de la Subestación se ha considerado un juego de barras y de barra principal y transferencia.

#### 5.3.1 ESQUEMA DE UN JUEGO DE BARRAS.

Consiste en una barra principal, que se encuentra energizada en todo momento y todos los circuitos son conectadas a la barra. Esta disposición es la más simple.

- Ventajas:

- a) Instalación simple y de fácil operación.
- b) Complicación mínima en las conexiones en los equipos y del esquema de protección.
- c) Se requiere de un área pequeña.
- d) Costo reducido.

- Desventajas:

- a) Mínima seguridad.
- b) Una falla en el interruptor o en la barra interrumpe totalmente el suministro de energía.

- c) La revisión de cualquier interruptor elimina del servicio la salida asociada.
- d) Es imposible ampliar la Subestación sin ponerla fuera de servicio.

### 5.3.2 ESQUEMA DE BARRAS PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA.

Consiste de dos (2) barras independientes, una la barra principal, que está normalmente energizada. Bajo condiciones normales de operación, todos los circuitos de entrada y salida son alimentados de la barra principal.

La barra de transferencia sirve para efectuar la división del servicio sin tener que interrumpirlo. El enlace de barra se realiza por medio de interruptores de acoplamiento.

- Ventajas:

- a) Permite el mantenimiento de cualquier interruptor mientras se mantiene el servicio y la protección de la línea.
- b) La revisión de las barras o de los seccionadores de barras pueden efectuarse sin retirar el servicio, transfiriendo las líneas de una barra a la otra.
- c) Fácilmente expandible.
- d) Mayor flexibilidad del servicio.

- Desventajas:

- a) Si se produce una falla en el interruptor o una falla en barras, el sistema sale de servicio.
- b) Requiere de un interruptor adicional para la barra de transferencia.
- c) La operación con la barra de transferencia es a su vez peligrosa por quedar la salida sin interruptores.
- d) La inspección o trabajo en los seccionadores obliga a dejar fuera de servicio la barra correspondiente.

### 5.5.3 CONCLUSIONES.

La ventaja técnica que se obtendría con el esquema de barras principal y transferencia son mínimas respecto al tipo de carga (rural) que se alimentará; requiere de un área adicional para la instalación de la barra de transferencia y los seccionadores e interruptor de acomplamiento.

Si se produce una falla en la barra principal, queda completamente interrumpido el suministro de energía en todo el sistema.

Las fallas en la barra se eliminan con barras seccionadas, que dejan fuera de servicio únicamente la salida de la sección averiada; la desventaja, no puede transferir una salida de una sección a otra.

No se ha considerado como alternativa de comparación debido a la no elasticidad de servicio y a la inversión adicional que se tendría que hacer.

Costo relativo del esquema de comparación.

<u>Esquema de Conexión</u>	<u>Costo Comparación</u>
- Barra simple	100%
- Barra seccionada	122%
- Barra principal y transferencia	143%

Se concluye que resulta técnicamente aceptable y económicamente factible, el tipo de Subestación con un juego de barras simples, tanto en la llegada en 66 kV como las salidas en 20 kV.

#### 5.4 COMPARACION TECNICA-ECONOMICA DE LA PROTECCION EN 66 kV - SUBESTACION PALLASCA.

Para la protección en 66 kV, dado que se tiene el esquema de un juego de barras simples, se plantea dos alternativas:

##### 5.4.1 ALTERNATIVA 1.

Un juego de barras simples en 66 kV a la llegada de la Subestación Pallasca y dos transformadores de 3 MVA que se instalarán por etapas.

- Ventajas:

- a) Flexibilidad de operación.
- b) Permite un equipamiento por etapas.
- c) Selectividad en la protección.
- d) Permite racionalizar la carga.

- Desventajas:

- a) Para la tensión (66/20 kV) y potencia (7.5 MVA) dada, no se justifica un alto grado de confiabilidad.
- b) No es necesario el uso del interruptor en la celda de salida de la L.T. 66 kV Pallasca-Huallanca, debido a que la energía que se dejará de vender y el costo de operación no justifica la inversión.
- c) Las ventajas que se obtendría, teniendo en cuenta el tipo de carga a alimentar no compensan la instalación de los transformadores por etapas.

#### 5.4.2 ALTERNATIVA 2.

Llegada de la L.T. 66 kV directo al transformador de potencia de 6 MVA.

- Ventajas:

- a) Simplicidad en la protección.
- b) La flexibilidad de operación del equipamiento, conforme aumenta la carga, se basa no en el número de unidades de

transformación, si no en la ejecución oportuna de los ven  
tiladores, la cual disminuye los costos de equipamiento.

c) Este esquema es más adecuado para el sistema a alimentar.

- Desventajas:

a) No permite una flexibilidad de operación, pero para el ti  
po de carga (rural) no es importante.

b) Si se produce una falla en el transformador, no se podrá  
suministrar energía al sistema.

c) Las pérdidas de potencia del transformador son altas y fi  
jas desde el inicio de la operación.

#### 5.4.3 EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS.

Para la evaluación económica se considera las variantes principales de las celdas de llegada y de transformación, los costos de equipos componentes de cada celda en 66 kV. En la evaluación económica no se consideran los costos de los equipos co  
munes en ambas alternativas.

Los resultados de la evaluación económica se muestran a conti -  
nuación:

ALTERNATIVA 1	Unid.	Cant.	Unitario US\$	Total US\$
Descripción				
- Interruptor de potencia 66 kV	U	1	41,000	41,000
- Seccionador de barras 66 kV	U	1	9,500	9,500
- Seccionador de potencia 66 kV	U	2	2,300	13,800
- Transformador de corriente 66 kV	U	6	6,000	6,000
- Interruptor de potencia 20 kV	U	1	12,000	12,000
- Seccionador de barras 20 kV	U	1	5,000	5,000
- Transformador de corriente 20 kV	U	3	3,500	10,500
- Transformador de potencia 3 MVA	U	1	105,000	<u>210,000</u>
TOTAL:				307,800

ALTERNATIVA 2	Unid.	Cant.	Unitario (US\$)	Total (US\$)
Descripción				
- Transformador de potencia 6 MVA con ventilación for- zada para 7.5 MVA	U	1	175,000	<u>175,000</u>
TOTAL:				

#### 5.4.4 CONCLUSIONES.

La Alternativa 2 es seleccionada, resulta económica y técnicamente factible. Para la elección de esta Alternativa se tiene en cuenta el esquema lineal de la potencia del sistema, ya que la instalación por etapas de 2 transformadores no

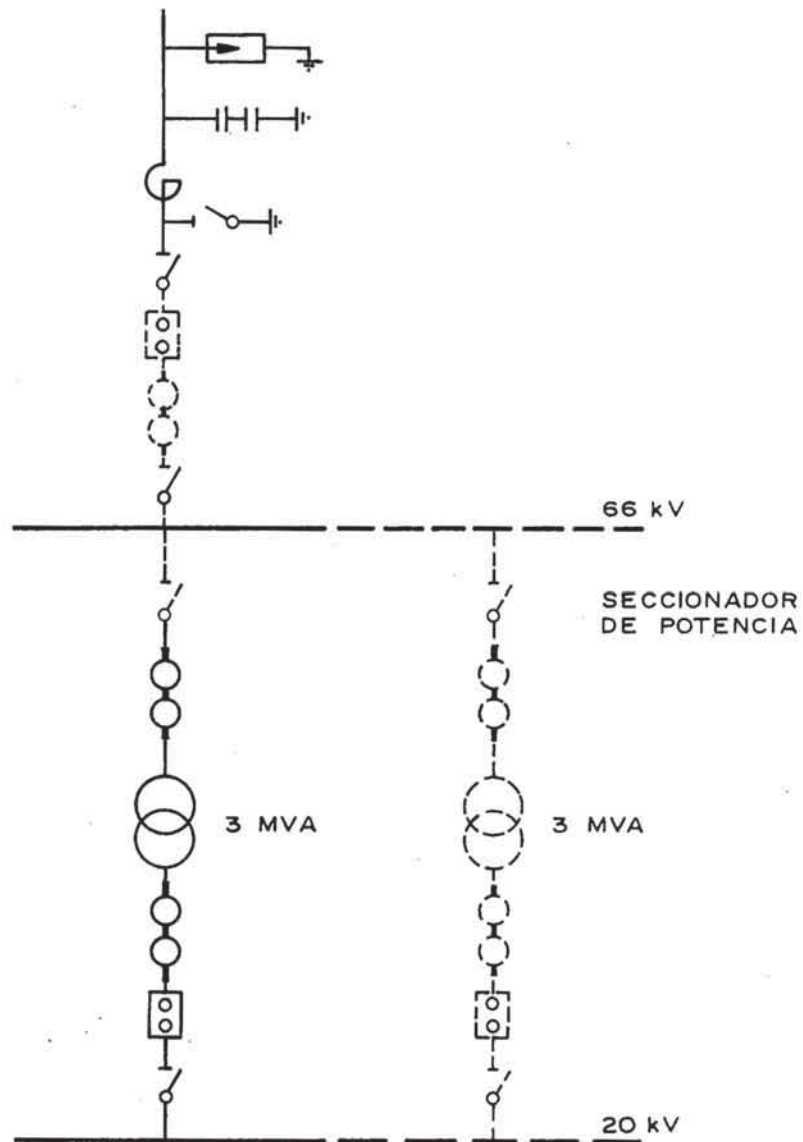


se justifica debido a que el segundo transformador se pondría casi de inmediato en paralelo. Las ventajas que se obtienen con la primera alternativa, no compensa económicamente al tipo de carga (rural) a alimentar.

Como detalle de operación, el uso de un transformador de potencia de 6 MVA, con ventilación forzada para 7.5 MVA, tiene pérdidas fijas que son altas desde el inicio, la cual el costo de estas pérdidas son mayores.

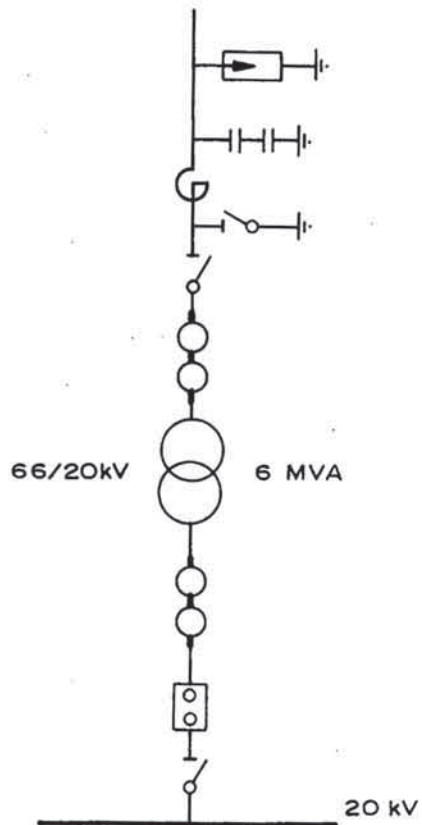
# GRAFICO N° 5.1

ALTERNATIVA 1  
DOS TRANSFORMADORES DE 3 MVA  
CON BARRA EN 66 kV



# GRAFICO N° 5.2

ALTERNATIVA 2  
UN TRANSFORMADOR DE 6 MVA  
SIN BARRA EN 66 kV



## C A P I T U L O    V I

### ESQUEMAS UNIFILARES Y DISPOSICION DE EQUIPOS

El punto de partida para la elaboración de arreglos preliminares en las subestaciones es un diagrama unifilar en donde se indican los principales equipos de la Subestación.

El objetivo básico en el estudio de la disposición de una Subestación a la intemperie consiste en obtener un arreglo que satisfaga las siguientes condiciones:

- a) Que la instalación presente una disposición la más clara y despejada posible a fin de visualizar rápidamente los circuitos que están bajo tensión.
- b) Que la solución adoptada ocupe un área reducida de terreno y que permita su fácil ampliación con la mínima interrupción de suministro.
- c) Que todos los aparatos estén dispuestos de manera de permitir su fácil acceso para la revisión y mantenimiento de los mismos.
- d) Que el costo de inversión sea el mínimo dentro de las posibilidades que ofrezca el esquema de principio adoptado asegurando, a su vez, la mayor continuidad de servicio.

### 6.1 ESQUEMA UNIFILAR.

El diagrama unifilar detallado de la Subestación de Pallasca, es uno de los planos fundamentales tanto para la preparación del Proyecto como para el conocimiento básico de la instalación por parte del personal de operación.

De acuerdo al tipo de Subestación definido en el capítulo anterior, se ha elaborado el diagrama unifilar de la Subestación Pallasca 66/20 kV. Ver Gráfico N° 6.1

### 6.2 DISPOSICION DE EQUIPOS.

En el diseño de estas instalaciones se han tomado en consideración criterios de protección y seguridad, tanto para las personas como para los equipos.

Las distancias y alturas mínimas de partes activas entre si y contra partes puestas a tierra, según DIN 57101/VDE 0101.

Un	Um	Distancia Mínima Fase-Fase Fase-Tierra	Altura Mínima
<u>kV</u>	<u>kV</u>	<u>mm</u>	<u>mm</u>
30	36	325	2625
80	100	950	3250

El borde superior de un zócalo puesto a tierra de un aislador debe situarse a una altura mínima de 2,300 mm sobre áreas accesibles.

El ancho mínimo de vías dentro de las instalaciones exteriores es de 1,000 mm.

El área de ubicación de la Subestación Pallasca es  $1,749 \text{ m}^2$ , de 46.70 m de largo por 37.45 m de ancho. Ver Plano N° 009.

El equipamiento tanto en 66 kV como en 20 kV, está ubicado al exterior y los equipos de control, comunicaciones y baterías en un pequeño edificio.

La disposición de la Subestación tipo aérea implica la construcción de un pórtico en la zona de 66 kV, de 12 m de altura y 9 m de ancho, para el anclaje de la llegada de la línea de 66 kV; - una zona del transformador de potencia de 6 MVA de 21.50 m de largo por 9 m de ancho; y un pórtico en la zona de 20 kV de  $45 \text{ m}^2$ , previsto para 3 cubículos. Cada cubículo es de 5 m de largo por 4.50 m de ancho, tiene 2 salidas; un cubículo es para 2 salidas adicionales futuras. Además una sala de control de  $49.50 \text{ m}^2$ , sala de baterías de  $19.25 \text{ m}^2$  y un depósito de  $34.65 \text{ m}^2$ .

El ancho de la vía de acceso en la Subestación es de 4.10 m.

Ver Planos N° 010 y 011 disposición de equipos de planta y cortes, respectivamente.

El cálculo de tiro de los conductores en barras y pórticos de la Subestación Pallasca son realizados en el Anexo N° 1. Las cargas de diseño de los pórticos de la Subestación se aprecian en el Plano N° 012.

## 6.2.1 SELECCION DEL EQUIPO.

### 6.2.1.1 ZONA DE 66 kV.

- 1 Seccionador de línea c.p.t., 100 kV, 630 A
- 3 Transformadores de tensión capacitivos  $\frac{66}{\sqrt{3}} / \frac{0.110}{\sqrt{3}}$  kV
- 3 Pararrayos 58 kV
- 2 Bobinas de bloqueo de 0.2 mH de la trampa de onda.
- 3 Transformadores de corriente 100 kV, 40-80/5-5A.
- Gb Material de conexionado (armaduras, aisladores, etc.).

### 6.2.1.2 ZONA DEL TRANSFORMADOR 66/20 kV.

- 1 Transformador de potencia de 2 devanados, sumergidos en aceite, relación 64/21 kV - 6 MVA - ONAN/ONAF, con grupo de conexión Dyn 5, prevista de ventilación forzada para una potencia de 7.5 MVA.

### 6.2.1.3 ZONA DE 20 kV.

- 1 Celda de llegada del transformador de potencia con el siguiente equipamiento:
  - . 1 Seccionador de barras 36 kV, 400 A.
  - . 3 Transformadores de corriente 36 kV, 150-300/5-5 A.
  - . 3 Transformadores de tensión  $20:\sqrt{3}/0.110:\sqrt{3}$  kV

4 Celdas de salida con el siguiente equipamiento:

- . 1 Interruptor 36 kV, 350 MVA, 400 A.
- . 1 Seccionador de barras, 36 kV, 400 A.
- . 1 Seccionador de línea con puesta a tierra, 36 kV, 400 A.
- . 3 Transformadores de corriente 36 kV, 75-150/5-5 A.
- . 3 Pararrayos de 18 kV.

1 Celda de transformador de servicios auxiliares, comprendiendo el siguiente equipamiento:

- . 1 Seccionador bajo carga con fusible limitador de corriente 36 kV. Seccionador de 400 A. Fusible de 6 A.
- . 1 Transformador trifásico de 50 KVA 20/0.23 kV, con grupo de conexión Dyn 5.

Gb Material de conexionado.

#### 6.2.1.4 ZONA DE CONTROL Y SERVICIOS AUXILIARES.

- 2 Panel de protección de líneas de 20 kV.
  - 1 Panel de regulación de tensión.
  - 1 Panel de protección de transformador de potencia.
  - 1 Panel de protección de reserva.
  - 1 Panel de alimentación de c.a. (220 V, 60 Hz).
  - 1 Panel de distribución c.a. (220 V, 60 Hz).
  - 1 Panel de distribución de c.c. (48 V).
  - 1 Pupitre de mando y señalización.
  - 1 Juego de baterías de 48 V cc con un cargador automático.
- Ver plano N° 013 de la disposición de paneles de control y pupitre de mando.



- Sistema de Iluminación Normal y de Emergencia.
- Red de Tierra Profunda.
- Sistema de puesta a tierra superficial.
- Cables de control y energía.
- Sistema de comunicaciones.
- Pórticos y estructuras de soporte.

#### 6.2.2 EQUIPO DE MEDIDA.

En la llegada de 66 kV en la Subestación de Pallasca se medirá tensión y corriente. La tensión se tomará a través de los transformadores de tensión capacitivos utilizados para el sistema de comunicaciones.

En el lado de 20 kV, a la salida del transformador de potencia, se medirá: tensión, corriente, potencia activa, máxima demanda, energía activa y energía reactiva.

En las salidas de 20 kV se medirá únicamente corriente.

#### 6.2.3 SERVICIOS AUXILIARES.

Se ha definido la alimentación de los servicios auxiliares desde las barras de 20 kV, mediante un transformador de relación 20/0.23 kV, con una potencia de 50 KVA, de acuerdo al Capítulo IV (Evaluación y Determinación de la Potencia del Transformador).

En lo que respecta a los servicios auxiliares en corriente con t nua, se ha definido la utilización de un banco de baterías - de 48 V trabajando en forma flotante con un rectificador. La razón para definir una tensión de 48 V es la de utilizar una sola batería tanto para los equipos de comunicaciones como para el equipo de control y alumbrado de emergencia.

Ver Plano N  014. Diagrama unifilar de Servicios Auxiliares.

La capacidad de la batería de 48 V será de 75 a-h de acuerdo al siguiente cálculo:

CAPACIDAD DE BATERIA

	Potencia	Unid.	Potencia Máxima (w)	Horas	Consumo (w-h)
Motores 20 kV	330	20 (6)	1980	1/50	39.6
Mando 20 kV	300	20 (6)	1800	1/50	36
Motor Interruptor 66 kV	300	1 (1)	300	1/50	6
Motor Seccionador 66 kV	200	1 (1)	200	1/50	4
Mando Interruptor 66 kV	300	1 (1)	300	1/50	6
Mando Seccionador 66 kV	200	1 (1)	200	1/50	4
Señalización General	10	50 (10)	100	3	300
Alumbrado de Emergencia	50	16 (16)	800	3	2400
Reserva	200	2 (1)	200	3	600
<b>TOTAL:</b>					<b>3395.6</b>

$$\text{Capacidad de la batería : } \frac{3395.6 \text{ W-h}}{48 \text{ V}} = 70.7 \text{ A-h}$$

Las cantidades que se indican entre ( ), indican las unidades que pueden actuar a la vez.

#### 6.2.4 PROTECCION.

El esquema planteado para la protección del sistema de transmisión en este PSE estará constituido por un relé de distancia a la salida de Huallanca y relés de sobrecorriente de tiempo inverso en la Subestación de Pallasca. El transformador de potencia estará protegido mediante una protección diferencial.

Como protecciones principales actuarán el relé de distancia para la línea de transmisión, el relé diferencial para el transformador principal y los relés de sobrecorriente para las líneas de salida en 20 kV. Como protecciones de respaldo actuarán los relés de sobrecorriente en el lado de 66 kV de la Subestación Pallasca.

La coordinación adecuada de estos relés permitirá que este sistema de protección sea rápido, selectivo y confiable al aclarar una falla.

Considerando que la falla más común es la fase a tierra debido a descargas atmosféricas, los interruptores de las salidas en

20 kV contarán con equipos de recierre trifásicos, de tal forma de que si la falla es transitoria no se afecte el suministro.

El uso de reclosers sería ventajoso sino fuera necesario efectuar mediciones para evitar el uso de transformadores de medida por lo que se considera que el uso de interruptores con relés de recierre en el lado de 20 kV es la más conveniente en este caso.

#### 6.2.5 TELECOMUNICACIONES.

Se ha considerado un enlace directo de teléfono del tipo "tone-ring", vía onda portadora, entre la Subestación Pallasca y la sala de control de la Casa de Máquinas de la Central. Cañón del Pato.

El equipo a ser suministrado estará previsto para que, en el futuro, se pueda transmitir en forma simultánea señales de datos y de voz por compresión de la banda de voz.

Los aparatos telefónicos estarán instalados en los pupitres de mando de ambas instalaciones.

## C A P I T U L O    V I I

### ESTUDIO DE FALLAS, DISEÑO Y COORDINACION

#### DE LA PROTECCION

#### 7.1 ESTUDIO DE FALLAS.

##### 7.1.1 GENERALIDADES.

Existe básicamente tres aspectos relacionados con la operación de los sistemas eléctricos:

- a) La operación normal del sistema, la que implica que no hay interrupciones de servicio y no existen cortocircuitos o circuitos abiertos en el sistema.
- b) La prevención de fallas, en los diseños se debe encontrar una solución óptima entre la confiabilidad y la economía en los criterios usados para la prevención de fallas, ya que teóricamente es posible diseñar sistemas libres de fallas, pero su costo puede ser mucho mayor que aquel que pueda ser económicamente realizable, esto no significa - que el diseño más económico resulte el mejor, ya que la confiabilidad del suministro a las cargas se debe lograr con la mejor técnica posible y el menor costo.
- c) Reducción de los efectos de fallas, es decir que una vez que se parte del hecho de la ocurrencia de fallas en el sistema, se debe buscar la forma de que sus efectos se minimicen y que su efecto se transmita a la menor cantidad

posible de partes o elementos del sistema.

Las consideraciones para el diseño es la minimización de los daños por fallas, ya que un sistema de potencia que prácticamente se autodestruye o que sufre interrupciones frecuentes y prolongados por ocurrencia de un cortocircuito, es un sistema débil que prestará un servicio deficiente.

Las corrientes de cortocircuito producen un brusco aumento de temperatura en los devanados de los transformadores y equipos, y en los conductores. Como la cubierta aislante de los conductores impide durante la corta duración del calentamiento la transmisión del calor al ambiente que lo rodea, se concentra en éste, y puede alcanzar una temperatura inadmisibles. El calentamiento causa, una disminución del poder dieléctrico de la materia aislante, de forma tal que aún produciéndose pequeñas sobretensiones, es posible que se originen averías después de varios cortocircuitos repetidos.

A esta sollicitación térmica hay que agregar otra sollicitación mecánica de gran amplitud producida por la corriente de cortocircuito inicial.

En las consideraciones para el cálculo de la corriente de cortocircuito, una posición adecuada es suponer que existen distintas fallas en diferentes lugares del sistema bajo estudio y analizar las secuencias de éstas.

Para el dimensionamiento básico de los equipos de protección, se ha realizado un estudio de cortocircuito para el Pequeño Sistema Eléctrico - Santiago de Chuco - Pallasca - Cabana.

Para efectuar el estudio, se realiza una simplificación que consiste en encontrar la impedancia equivalente de falla vista desde la barra de 138 kV de la Central Cañón del Pato, para de esta manera tomar en cuenta la influencia del sistema interconectado. El cálculo de la impedancia equivalente del sistema interconectado se realiza en el Anexo N° 2.

El cálculo de cortocircuito se efectúa mediante un programa de cómputo CCRJX, que determina los valores de potencia y las corrientes de cortocircuito simétricas y asimétricas.

#### 7.1.2 HIPOTESIS DE CALCULO.

Al realizar un proyecto y en la explotación de un sistema electro-energético es de máxima importancia conocer los valores de cortocircuito. Los cálculos referentes a la selección y verificación del equipamiento de interruptores, el dimensionamiento de conductor y la puesta a tierra, la coordinación de relés, la determinación de la influencia de las líneas eléctricas de potencia sobre las líneas de telecomunicación - etc., están basados en el cálculo previo de la corriente de cortocircuito.

Los problemas a resolver son:

- Cálculo de la reactancia equivalente y homopolar.
- Cálculo de la corriente (potencia) de cortocircuito en cada nodo (Subestación) de la red para fallas simétricas y asimétricas.
- El cálculo de la componente homopolar que pasa por las líneas como resultado de un cortocircuito con puesta a tierra.
- Cálculo de la corriente por una línea vecina al nodo fallado y las tensiones en un determinado nodo (tensión remanente).

Debido a las dimensiones de las redes estudiadas y al volumen de cálculos se admite considerar una aproximación de cálculo. Esto conduce a errores que son, en general menores de 10% para cálculo de la componente periódica de la corriente de falla.

De esta manera tenemos:

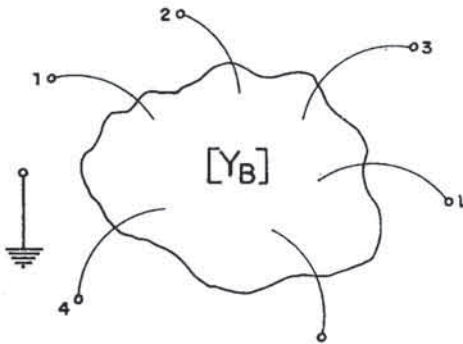
- a) Se desprecia el régimen permanente, lo que implica:
  - Las tensiones son en este régimen iguales a las tensiones medias (en el respectivo nivel); al aplicar el teorema de Thevenin, se afecta a la tensión nodal con el coeficiente de 1.08 para evitar subestimar la corriente de cortocircuito.
  - Se desprecia la circulación de cortocircuito.
- b) Los elementos de la red son simétricas y se representan por impedancias.



- c) Las cargas se desprecian.
- d) La red inversa (secuencia negativa), se considera igual a la red directa (secuencia positiva).

### 7.1.3 METODOLOGIA EMPLEADA.

Un sistema de potencia puede ser representado por su matriz de admitancia de barras. Las relaciones de corrientes y tensiones nodales quedan expresadas como sigue:



$$[I_B] = [Y_B] \cdot [V_B]$$

Si se desprecian las condiciones previas a la falla y se asume que el sistema es totalmente balanceado, no circularán corrientes de carga. La condición de falla se presenta cuando uno de los nodos (por ejemplo  $i$ ) se pone a tierra.

En esas condiciones todas las corrientes, excepto  $i$ , serán cero. Con el objeto de conocer la distribución de corrientes es por tanto necesario conocer los valores  $\{V_B\}$ , para lo cual hay que invertir la matriz.

#### 7.1.4 VALORES DE CALCULO.

- a) Los tipos de cortocircuitos considerados y los valores que se determinan son:
- Cortocircuito trifásico para el cual se calcula: corriente de falla, potencia de cortocircuito y distribución de este valor en la red por la Fase R.
  - Cortocircuito monofásico para el cual se calcula: la corriente de falla y su distribución para la Fase R, corriente a tierra y su distribución en la red homopolar.
  - Cortocircuito bifásico a tierra para el cual se calcula: la corriente a tierra y su distribución en la red homopolar.
- b) La distribución de los valores de falla se hace automáticamente para las líneas que llegan al punto fallado.
- c) Para cada nodo fallado se determina la impedancia nodal de secuencia directa, la impedancia nodal de secuencia homopolar y la relación de estos dos valores.
- d) En caso de cortocircuito no simétrico se calcula siempre el cortocircuito franco.
- e) El cortocircuito bifásico a tierra se calcula sólo en las barras donde la relación impedancia propia homopolar a directa sea menor que la unidad.

### 7.1.5 RESULTADOS.

La información básica son los parámetros eléctricos de secuencia positiva y homopolar para las líneas de 20 y 66 kV calculados.

En el Gráfico N° 7.1 se muestra el diagrama de impedancias del pequeño sistema eléctrico.

En el Gráfico N° 7.2 se indica el diagrama de potencias máximas de cortocircuito.

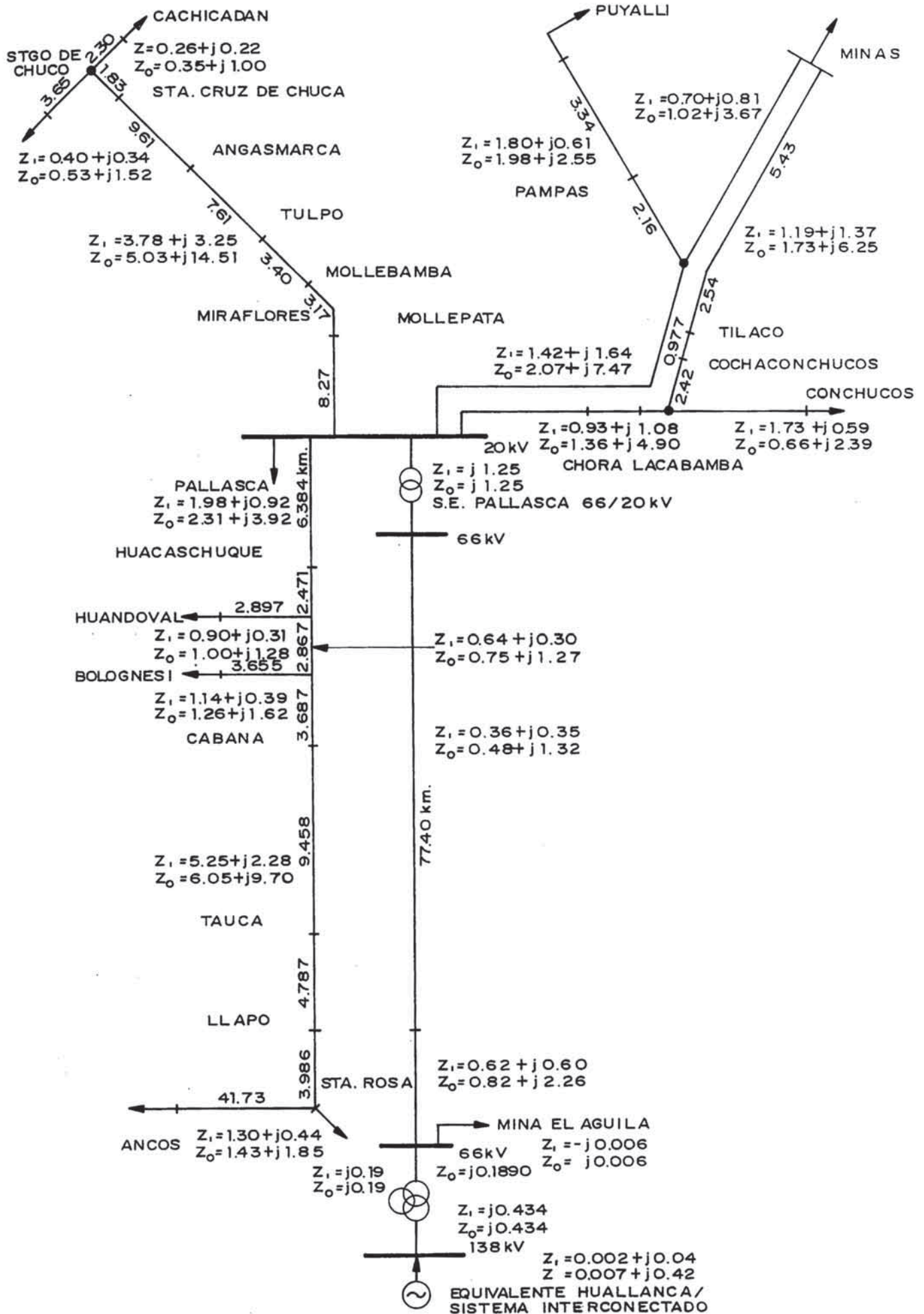
En la Tabla N° 7.1 se indican los resultados de los cálculos y potencias de cortocircuitos para la máxima y mínima generación en el año horizonte.

Donde:

Nodo	:	Número y nombre alfanumérico del nodo.
Tensión	:	Tensión nominal.
ZD	:	Impedancia propia nodal de secuencia positiva.
ZH	:	Reactancia propia nodal para la red de secuencia homopolar.
ZH/ZD	:	Relación de impedancias propias nodales.
I3	:	Corriente de cortocircuito trifásico, en kA (módulo y ángulo).
PSC	:	Potencia de cortocircuito trifásico, en MVA (módulo y ángulo).
I1	:	Corriente de cortocircuito monofásico por la fase R, en kA (módulo y ángulo).
3*IH1	:	El triple de la componente homopolar del cortocircuito.

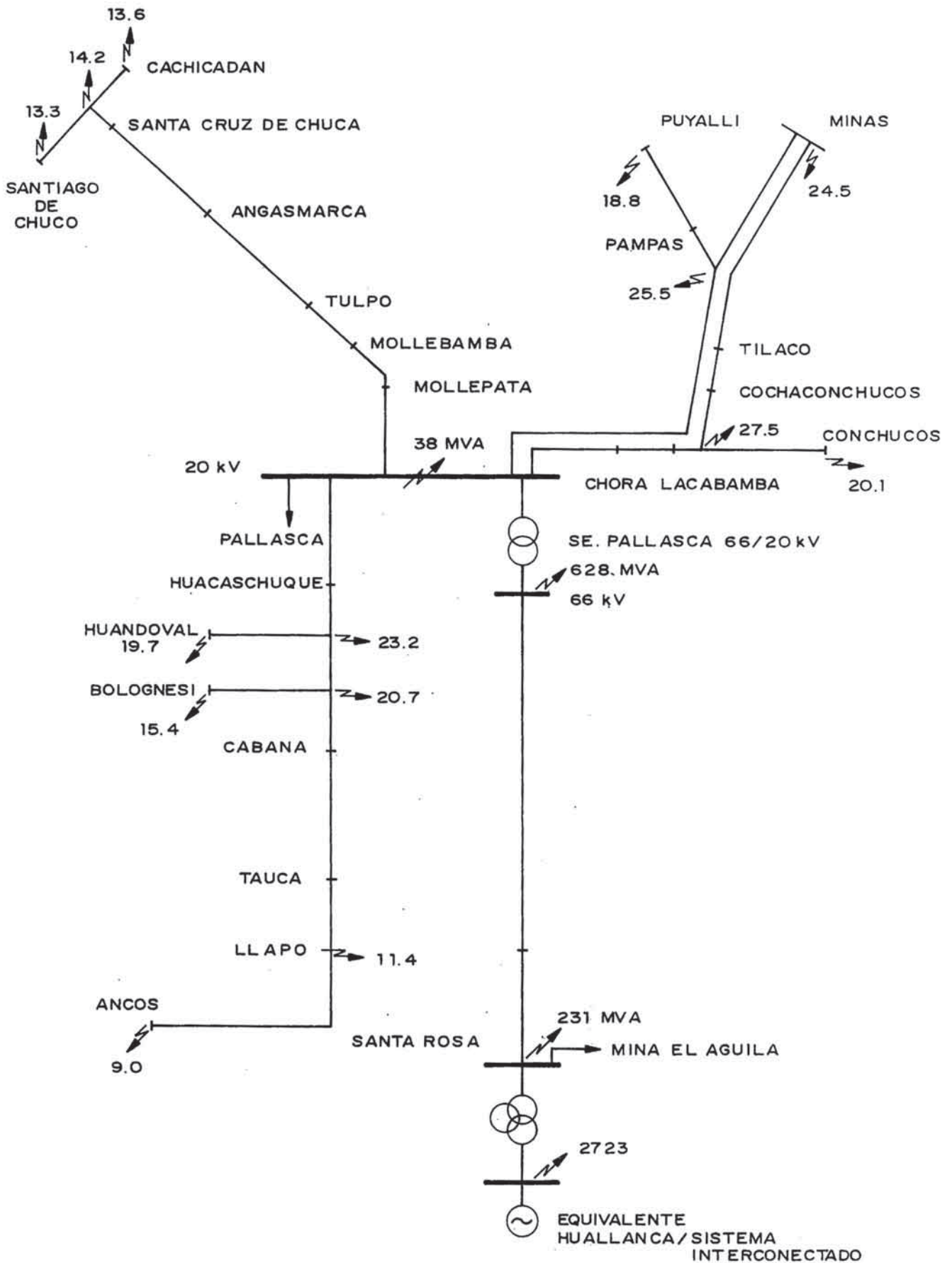
# GRAFICO N° 7.1

## DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS



# GRAFICO N° 7.2

## DIAGRAMA DE POTENCIAS MAXIMAS DE CORTOCIRCUITO



ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

\*\*\*\*\*

ANNO 1990 REGIMEN MAX. ALTERNATIVA NO.1

\*\*\*\*\*

NJJJ= 1 C.PATJEQ TENSION= 138 KV ZJ= 0.00220 J C.03960 ZH= 0.00254 J 0.25162 ZH/ZD= 6.34449 RA= 0 OHMS

				I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P		
				(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M	11.4	-86.8	2723.1	86.8	4.1	-88.8	4.1	-88.8		
0		1	C.PATJEQ	0	11.37	-86.82	2723.07	86.82	3.5	-88.7	2.4	-88.4		
2	HJALLA-0	1	C.PATJEQ	0	0.00	73.93	0.00	-78.93	0.6	-89.4	1.7	-89.4		

\*\*\*\*\*

NJJJ= 2 HJALLA-0 TENSION= 66 KV ZJ= 0.00220 J 0.47360 ZH= 0.00023 J 0.15482 ZH/ZD= 0.32690 RA= 0 OHMS

				I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P		
				(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M	2.0	-39.7	228.0	89.7	2.6	-89.8	2.6	-89.8	3.62	-89.80
1	C.PATJEQ	2	HJALLA-0	0	1.93	-89.73	228.04	89.73	1.9	-89.7	0.5	-89.4	0.65	-89.41
3	HJALLA13	2	HJALLA-0	0	0.00	-90.93	0.00	-90.93	0.0	-90.8	0.0	-90.0	0.00	-90.03
0		2	HJALLA-0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	-89.8	2.1	-89.8	2.96	-89.89
4	HJALLA66	2	HJALLA-0	0	0.00	-52.86	0.00	52.86	0.0	-58.8	0.0	-90.0	0.00	-90.03

\*\*\*\*\*

NJJJ= 3 HJALLA13 TENSION= 14 KV ZJ= 0.00220 J 0.65960 ZH= 0.00023 J 0.34082 ZH/ZD= 0.51670 RA= 0 OHMS

				I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P		
				(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M	6.8	-89.8	163.7	89.8	8.0	-89.8	8.0	-89.8	9.96	-89.89
2	HJALLA-0	3	HJALLA13	0	6.75	-89.81	163.73	89.81	8.0	-89.8	8.0	-89.8	9.96	-89.89

\*\*\*\*\*

NJJJ= 4 HJALLA66 TENSION= 66 KV ZJ= 0.00220 J 0.46730 ZH= 0.00023 J 0.14852 ZH/ZD= 0.31782 RA= 0 OHMS

				I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P		
				(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M	2.0	-39.7	231.1	89.7	2.6	-89.8	2.6	-89.8	3.71	-89.80
2	HJALLA-0	7	HJALLA66	0	2.02	-89.73	231.11	89.73	2.6	-89.8	2.6	-89.8	3.71	-89.80
0		4	HJALLA66	0	0.00	-42.35	0.00	42.35	0.0	-42.4	0.0	20.2	0.00	20.20

\*\*\*\*\*

NJJJ= 5 LLAPJ66 TENSION= 66 KV ZJ= 0.62038 J 1.06413 ZH= 0.82334 J 2.41025 ZH/ZD= 2.06776 RA= 0 OHMS

				I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P		
				(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M	0.3	-59.8	87.7	59.8	0.6	-65.5	0.6	-65.5		
4	HJALLA66	3	LLAPO56	0	0.77	-59.76	87.68	59.76	0.6	-65.5	0.6	-65.5		
0		5	LLAPO56	0	0.00	-43.03	0.00	43.08	0.0	-47.8	0.0	44.5		

\*\*\*\*\*

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

*****												
ANNO 1990 REGION MAX. ALTERNATIVA NO.1												
*****												
NJJJ= 6 PALLASOO TENSION= 66 KV ZD= 0.98154 J 1.41375 ZH= 1.30409 J 3.73000 ZH/ZD= 2.29589 RA= 0 OHMS												
			I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P	
			(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
			0.5	-55.2	62.8	55.2	0.4	-63.5	0.4	-63.5		
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M								
5	PALLASOO	5	PALLASOO	0	0.55	-55.23	62.75	55.23	0.4	-63.5	0.4	-63.5
7	PALLASOO	6	PALLASOO	0	0.00	-41.59	0.00	41.59	0.0	-49.9	0.0	0.0
*****												
ILF2251 PROGRAM INTERRUPT OLD PSW IS 0310000072058DDC REGISTER CONTAINED 3DB30C72AB522A3F												
NJJJ= 7 PALLASOO TENSION= 21 KV ZD= 0.98154 J 2.66750 ZH= 0.00000 J 1.25375 ZH/ZD= 0.44110 RA= 0 OHMS												
			I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P	
			(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
			1.0	-69.8	38.0	69.8	1.3	-73.4	1.3	-73.4	1.69	-79.26
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M								
6	PALLASOO	7	PALLASOO	0	1.04	-69.80	38.00	69.80	0.9	-73.4	0.0	0.0
0		7	PALLASOO	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	-73.4	1.69	-79.26
3	HJACASH	7	PALLASOO	0	0.00	-33.36	0.00	33.36	1.3	-73.4	0.0	0.0
18	CHORA	7	PALLASOO	0	0.00	-53.48	0.00	53.48	0.0	-58.2	0.00	-64.09
25	DER.PAM	7	PALLASOO	0	0.00	-55.48	0.00	55.48	0.0	-83.1	0.00	-88.93
28	MJLEPAT	7	PALLASOO	0	0.00	-22.68	0.00	22.68	0.0	-78.6	0.00	-84.42
*****												
NJJJ= 8 HJACASH TENSION= 21 KV ZD= 2.40864 J 3.32770 ZH= 1.66694 J 4.07704 ZH/ZD= 1.07223 RA= 0 OHMS												
			I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P	
			(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
			0.7	-54.1	26.3	54.1	0.7	-58.9	0.7	-58.9		
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M								
7	PALLASOO	8	HJACASH	0	0.72	-54.10	26.29	54.10	0.7	-58.9	0.7	-58.9
9	DERI.HUA	8	HJACASH	0	0.00	-33.93	0.00	33.93	0.0	-46.7	0.0	-70.3
*****												
NJJJ= 9 DERI.HUA TENSION= 21 KV ZD= 2.96101 J 3.58324 ZH= 2.31215 J 5.16983 ZH/ZD= 1.21835 RA= 0 OHMS												
			I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P	
			(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
			0.5	-50.4	23.2	50.4	0.6	-56.3	0.6	-56.3		
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M								
3	HJACASH	7	DERI.HUA	0	0.54	-50.43	23.23	50.43	0.6	-56.3	0.6	-56.3
10	HJACASH	7	DERI.HUA	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-78.7	0.0	-78.7
11	DERI.HUA	7	DERI.HUA	0	0.00	-31.43	0.00	31.43	0.0	-43.6	0.0	-63.6
*****												
NJJJ= 10 HJACASH TENSION= 21 KV ZD= 3.86496 J 3.88971 ZH= 3.30802 J 6.45336 ZH/ZD= 1.32250 RA= 0 OHMS												
			I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P	
			(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
			0.5	-52.2	19.7	45.2	0.5	-52.2	0.5	-52.2		
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M								
9	DERI.HUA	10	HJACASH	0	0.54	-52.18	19.70	45.18	0.5	-52.2	0.5	-52.2
*****												

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

*****												
AÑO 1990 REGIMEN MIN. ALTERNATIVA NO.2												
*****												
NODO= 1 C.PATJEJ TENSION= 138 KV ZD= 0.00130 J 0.02380 ZH= 0.00215 J 0.18004 ZH/ZD= 7.55407 RA= 0 OHMS												
			I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P	
			(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
NR	NOMBRE	M	13.0	-36.9	4531.1	86.9	6.0	-88.8	6.0	-88.8		
0	1 C.PATJEJ	0	18.96	-86.87	4531.06	86.87	5.4	-88.7	4.2	-88.5		
2	HJALLA-J	0	0.00	21.77	0.00	-21.77	0.6	-89.5	1.7	-89.5		
*****												
NODO= 2 HJALLA-J TENSION= 66 KV ZD= 0.00130 J 0.45780 ZH= 0.00020 J 0.14823 ZH/ZD= 0.32379 RA= 0 OHMS												
			I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P	
			(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
			2.1	-39.8	235.9	89.8	2.7	-89.8	2.7	-89.8	3.76	-89.87
1	C.PATJEJ	0	2.06	-87.84	235.91	89.84	2.0	-89.8	0.6	-89.6	0.81	-89.59
3	HJALLA13	0	0.00	-90.06	0.00	90.06	0.0	-90.1	0.0	-90.1	0.00	-90.09
0	HJALLA-J	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.7	-89.9	2.1	-89.9	2.95	-89.95
4	HJALLA66	0	0.00	-51.08	0.00	51.08	0.0	-57.2	0.0	-90.1	0.00	-90.09
*****												
NODO= 3 HJALLA13 TENSION= 14 KV ZD= 0.00130 J 0.64380 ZH= 0.00020 J 0.33423 ZH/ZD= 0.51916 RA= 0 OHMS												
			I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P	
			(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
			6.9	-89.9	167.8	89.9	8.2	-89.9	8.2	-89.9	10.18	-89.93
2	HJALLA-0	0	6.92	-89.88	167.75	89.88	8.2	-89.9	8.2	-89.9	10.18	-89.93
3	HJALLA13	0										
*****												
NODO= 4 HJALLA66 TENSION= 66 KV ZD= 0.00130 J 0.45150 ZH= 0.00020 J 0.14193 ZH/ZD= 0.31436 RA= 0 OHMS												
			I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P	
			(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
			2.1	-89.8	239.2	89.8	2.7	-89.8	2.7	-89.8	3.85	-89.87
2	HJALLA-0	0	2.09	-89.84	239.20	89.84	2.7	-89.8	2.7	-89.8	3.85	-89.87
5	LLAPO66	0	0.00	-45.05	0.00	45.05	0.0	-45.1	0.0	-101.9	0.00	-101.88
*****												
NODO= 5 LLAPO66 TENSION= 66 KV ZD= 0.61948 J 1.04833 ZH= 0.82331 J 2.40366 ZH/ZD= 2.08655 RA= C OHMS												
			I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P	
			(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)
			0.3	-59.4	88.7	59.4	0.6	-65.4	0.6	-65.4		
4	HJALLA66	0	0.73	-59.42	88.69	59.42	0.6	-65.4	0.6	-65.4		
5	LLAPO66	0	0.00	-45.10	0.00	45.10	0.0	-50.7	0.0	-0.4		
*****												



ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

ANNO 1990 REGIMEN MIN. ALTERNATIVA NO.2

NJJJ= 6 PALLAS66 TENSION= 66 KV ZJ= 0.98064 J 1.39795 ZH= 1.30406 J 3.72341 ZH/ZD= 2.31035 RA= 0 OHMS

				I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P		
				(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M	0.6	-55.0	63.2	55.0	0.4	-63.4	0.4	-63.4		
5	LLAPOS6	6	PALLAS66	0	0.33	-54.95	63.25	54.95	0.4	-63.4	0.4	-63.4		
7	PALLAS20	6	PALLAS66	0	0.00	-42.24	0.00	42.24	0.0	-50.7	0.0	0.0		

ILF2251 PROGRAM INTERRUPT OLD PSW IS 031D000D72058DDC REGISTER CONTAINED 3DB30C72A8522A3F

NJJJ= 7 PALLAS20 TENSION= 21 KV ZJ= 0.98064 J 2.65170 ZH= 0.00000 J 1.25375 ZH/ZD= 0.44346 RA= 0 OHMS

				I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P		
				(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M	1.1	-69.7	38.2	69.7	1.3	-73.3	1.3	-73.3	1.70	-79.24
6	PALLAS66	7	PALLAS20	0	1.05	-69.70	38.20	69.70	0.9	-73.3	0.0	0.0	0.0	0.0
0		7	PALLAS20	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	-73.3	1.3	-73.3	1.70	-79.24
8	HJACASH	7	PALLAS20	0	0.00	-33.27	0.00	33.27	0.0	-39.5	0.0	-58.2	0.00	-64.07
18	CHORA	7	PALLAS20	0	0.00	-31.97	0.00	31.97	0.0	-56.3	0.0	-83.0	0.00	-88.91
25	DER.PAM	7	PALLAS20	0	0.00	-52.84	0.00	52.84	0.0	-60.1	0.0	-78.5	0.00	-84.39
23	MALLEPAT	7	PALLAS20	0	0.00	-22.58	0.00	22.58	0.0	-27.0	0.0	-60.0	0.00	-65.91

NJJJ= 8 HJACASH TENSION= 21 KV ZJ= 2.40774 J 3.31190 ZH= 1.66694 J 4.07704 ZH/ZD= 1.07572 RA= 0 OHMS

				I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P		
				(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M	0.7	-54.0	26.4	54.0	0.7	-58.8	0.7	-58.8		
7	PALLAS20	8	HJACASH	0	0.73	-53.98	26.38	53.98	0.7	-58.8	0.7	-58.8		
9	DERI.HJA	3	HJACASH	0	0.00	-33.81	0.00	33.81	0.0	-46.7	0.0	-70.2		

NJJJ= 9 DERI.HJA TENSION= 21 KV ZJ= 2.96011 J 3.56744 ZH= 2.31215 J 5.16983 ZH/ZD= 1.22170 RA= 0 OHMS

				I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P		
				(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M	0.6	-56.2	23.3	50.3	0.6	-56.2	0.6	-56.2		
3	HJACASH	9	DERI.HJA	0	0.54	-50.32	23.30	50.32	0.6	-56.2	0.6	-56.2		
10	HJACASH	9	DERI.HJA	0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	-78.7	0.0	-78.7		
11	DERI.HJA	9	DERI.HJA	0	0.00	-31.32	0.00	31.32	0.0	-43.5	0.0	-63.5		

NJJJ= 10 HJACASH TENSION= 21 KV ZJ= 3.36406 J 3.87391 ZH= 3.30802 J 6.45336 ZH/ZD= 1.32536 RA= 0 OHMS

				I3		PSC		I1		3*IH1		3*IH2P		
				(KA)	(ANG)	(MVA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	(KA)	(ANG)	
NR	NOMBRE	NR	NOMBRE	M	0.5	-52.1	19.7	45.1	0.5	-52.1	0.5	-52.1		
7	DERI.HJA	10	HJACASH	0	0.54	-52.07	19.74	45.07	0.5	-52.1	0.5	-52.1		

3\*IH2P : El triple de la componente homopolar del cortocircuito bifásico a tierra. Este valor se calcula para  $ZH/ZD < 1$

La distribución de todos estos valores para las diferentes ramas conectados al nodo fallado se dan automáticamente.

## 7.2 DISEÑO Y COORDINACION DE LA PROTECCION.

### 7.2.1 INTRODUCCION.

Se define el sistema de protección a emplearse en las Subestaciones de Huallanca y Pallasca en 66 kV y 21 kV. Los niveles de cortocircuito en ambas Subestaciones se obtuvieron de un programa que contempla dos alternativas: carga máxima y mínima.

### 7.2.2 SUBESTACION PALLASCA.

#### Nivel de 20 kV.

- a) Para cada una de las salidas de 20 kV se ha previsto el empleo de relés de sobrecorriente a tiempo inverso: Dos relés para la protección contra fallas bifásicas y trifásicas; más un relé para la protección contra fallas a tierra. Este sistema conforma la protección principal de cada una de las salidas.

- b) Como protección de respaldo se ha previsto un relé de sobrecarga, alimentado por transformadores de corriente instalados en la salida de 21 kV del transformador principal. Además se cuenta con un relé de protección, contra fallas a tierra instalados en el neutro de la estrella del transformador principal.

Nivel 66 kV.

- c) La protección principal del transformador antes mencionado está conformado por relés diferenciales alimentados por transformadores de corriente instalados en 66 kV y 21 kV. La protección de respaldo está constituida por relés de sobrecorriente alimentados por transformadores de corriente en 66 kV. Además el transformador principal cuenta con relés de gas (Bucholzt) y temperatura de los bobinados y aceite.
- d) La actuación de los relés de protección involucrados en los puntos b) y c) envían un orden de disparo vía onda portadora (carrier) - al interruptor de la línea de 66 kV en la Subestación Huallanca. Los relés de protección de las salidas en 20 kV (punto a) actúan el interruptor receptivo.

### 7.2.3 SUBESTACION HUALLANCA.

- a) La salida de la línea de 66 kV está protegida por un relé de distancia contra fallas pre-fase y fase-tierra en forma direccional. Como protección de respaldo se han previsto relés de sobrecorriente. Además del circuito de corriente se llevan líneas hacia el relé diferencial (existente) del transformador 138/66 kV.

La actuación de los relés opera sobre el interruptor de la línea.

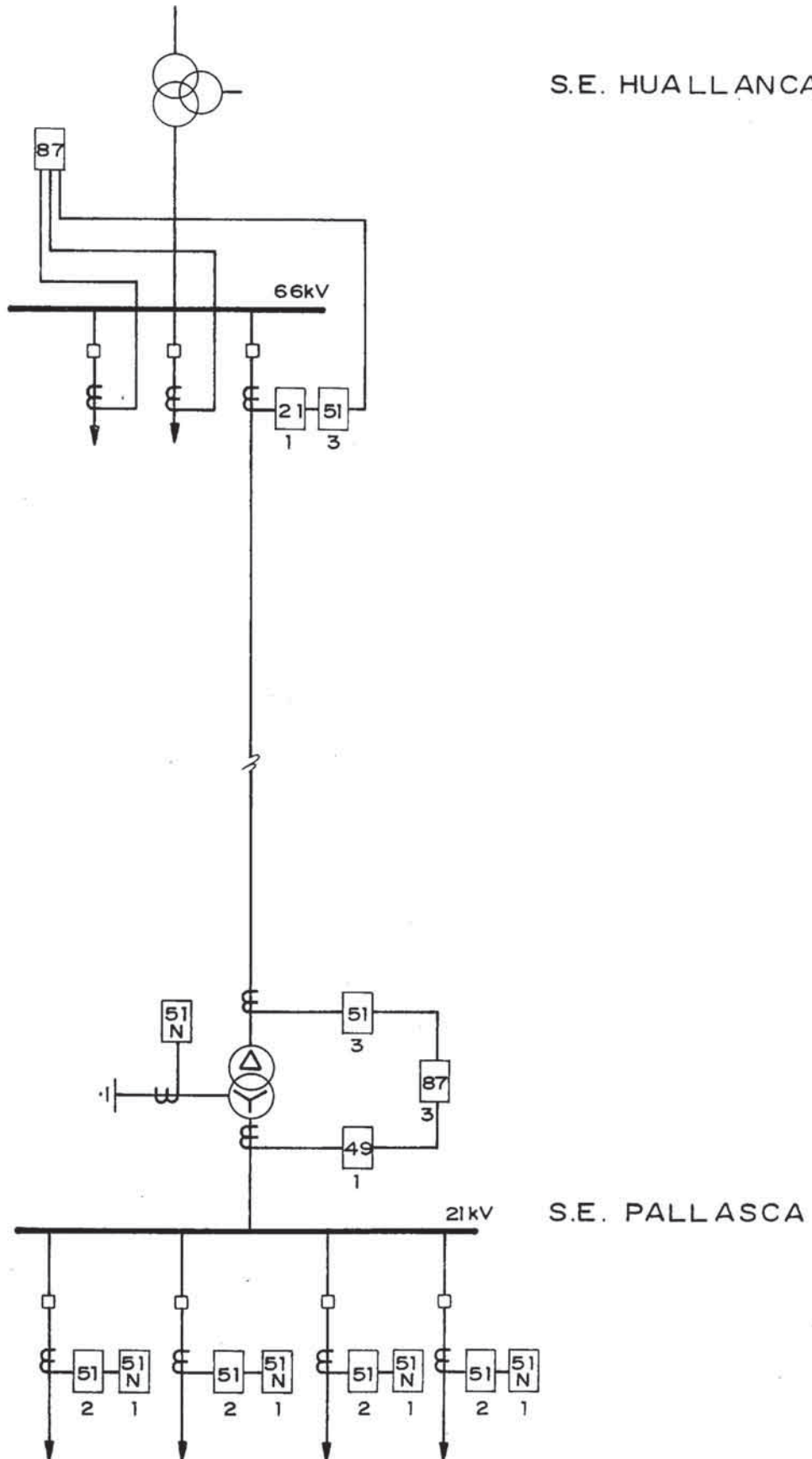
En los Gráficos N° 7.3 y 7.4 se muestra el esquema y la coordinación de protección, respectivamente.

El esquema piloto de la Subestación Pallasca 66/20 kV se muestran en el Plano N° 015 Llegada línea 66 kV y Transformador 66/20 kV, y Plano N° 016 Salida 20 kV.

# GRAFICO N° 7.3

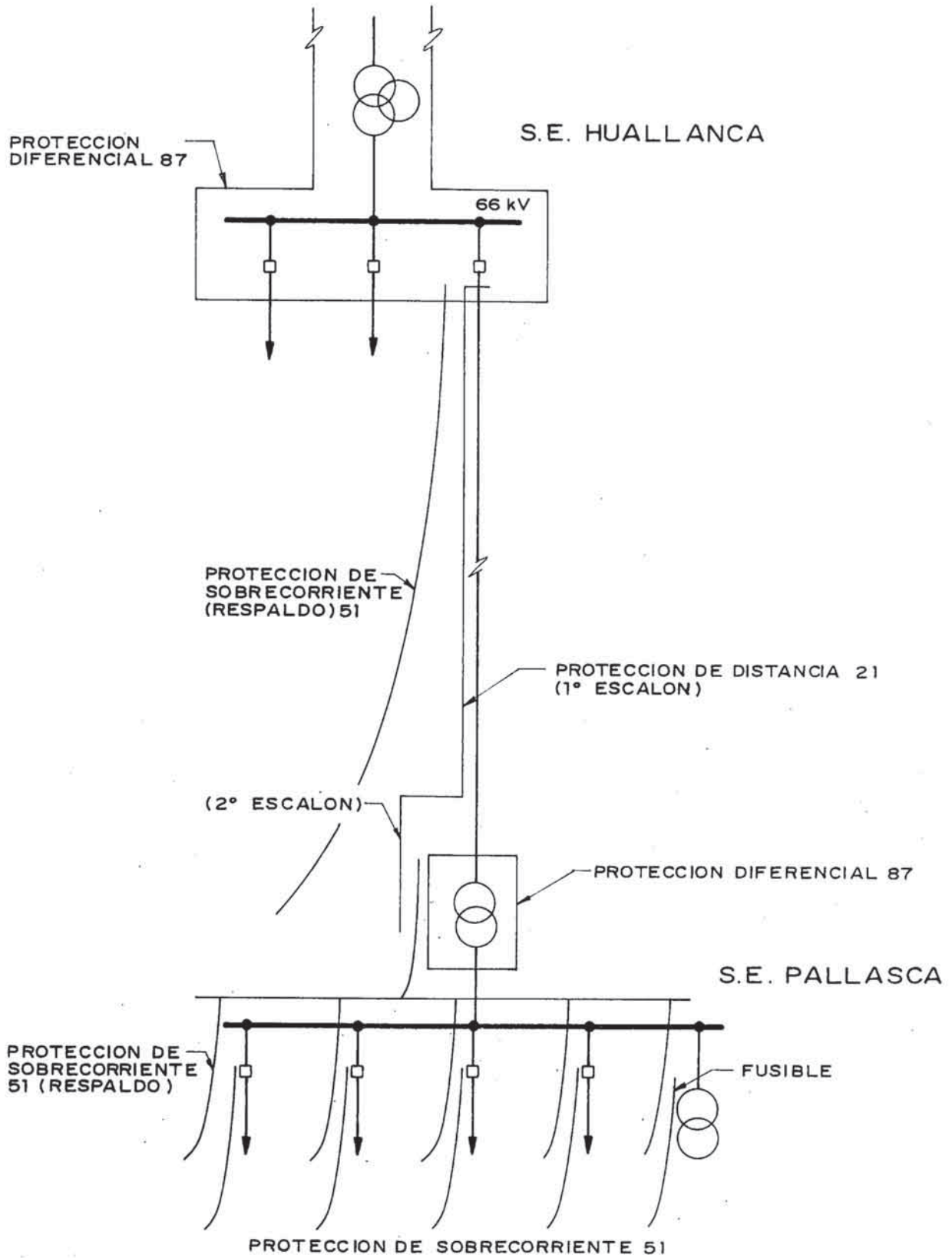
## ESQUEMA DE PROTECCION

S.E. HUALLANCA



# GRAFICO N° 7.4

## COORDINACION DE PROTECCION



## C A P I T U L O    V I I I

### DISEÑO DE LA MALLA DE TIERRA

#### 8.1 INTRODUCCION.

Bajo condiciones de falla, la circulación de corrientes por tierra origina un gradiente de potencial dentro y alrededor de una Subestación.

Los gradientes máximos a lo largo de la superficie de tierra - pueden ser grandes, que bajo condiciones adversas, puede peligrar la vida de una persona cerca de allí. También, puede existir diferencias de potencial entre las estructuras del equipo que están "puestos a tierra" y la tierra cercana.

En acción a la magnitud de los gradientes locales, otros factores influyen en el problema de seguridad. Estos incluyen tales como la duración del shock, la resistencia del cuerpo humano, las condiciones físicas del individuo, y la probabilidad del contacto. Todos estos factores son difíciles de evaluar.

Para que un accidente suceda, debe haber una coincidencia de varios factores, entre los que podemos mencionar:

- Una falla a tierra de un valor relativamente alto en relación a la red de tierra y a la resistividad de tierra.

- La existencia de un gran gradiente de potencial a causa de la resistividad del suelo y la desfavorable distribución de corrientes de tierra, que puede ser peligrosa en uno o más puntos.
- La presencia de un individuo, en una posición que el cuerpo toque dos (2) puntos con diferencia de potencial elevado.
- Ausencia de suficiente resistencia de contacto.
- Duración de la falla y del contacto humano (duración de la circulación de corriente a través del cuerpo) por un tiempo suficiente que cause daño para un valor determinado de corriente.

El tipo de accidente mencionado es menos frecuente que otros tipos de accidentes, debido a la baja probabilidad de la coincidencia de los factores desfavorables mencionados. Sin embargo, han ocurrido muchas desgracias por la presencia de gradientes peligrosos.

## 8.2 DIFERENCIAS DE POTENCIAL TOLERABLES.

### 8.2.1 CORRIENTE TOLERABLE.

Todo individuo puede soportar, sin fibrilación ventricular, corrientes determinadas por la ecuación:

$$I_k^2 \cdot t = 0.0135 \quad (1)$$

De donde:

$$I_k = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \quad (2)$$



$I_k$  : Corriente a través del cuerpo, en Amperes.

$t$  : Tiempo de duración del shock, en segundos.

0.0135 es una constante empírica, que se puede asumir, dado que la fibrilación puede ser prevenida manteniendo los watts-segundos totales de energía absorbida en el cuerpo debajo del valor mencionado (En un rango de 0.03 a 3.0 segundos).

### 8.2.2 TENSION DE PASO.

La diferencia de potencial se limita al máximo valor entre los puntos accesibles separados por la distancia de un paso, que se asume de un metro.

Para cálculos que siguen, se ha supuesto un valor de 1,000 ohmios, para la resistencia de las manos a ambos pies y también para la resistencia de un pie hacia el otro.

La resistencia de contacto cerca de la superficie del terreno se asume que es aproximadamente,  $3 \sigma_s$ , siendo  $\sigma_s$ , la resistividad superficial del terreno, en ohm-m.

Por consiguiente, la tensión de paso sería:

$$\begin{aligned}
 E_{\text{Paso}} &= (R_k + 2 R_f) I_k \\
 &= (1000 + 6 \sigma_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}} \\
 &= \frac{116 + 0.7 \sigma_s}{\sqrt{t}} \quad (3)
 \end{aligned}$$

### 8.2.3 TENSION DE TOQUE.

Es la diferencia de potencial tolerable, entre un punto de tierra donde pudiera estar parado un hombre y cualquier otro punto que pudiera ser tocado simultáneamente, por cualquiera de las manos.

La tensión de toque será:

$$\begin{aligned}
 E_{\text{toque}} &= \left( R_k + \frac{R_f}{2} \right) I_i \\
 &= (1000 + 1.5 \sigma_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}} \\
 &= \frac{116 + 0.174 \sigma_s}{\sqrt{t}} \quad (4)
 \end{aligned}$$

### 8.3 RESISTIVIDAD DEL TERRENO.

No se pueden dar valores generales acerca de la resistividad del terreno, porque éste varía grandemente de lugar en lugar. Lo más recomendable es efectuar una medición directa en el sitio donde será construída la Subestación y hallar un valor ponderado de la resistividad.

#### 8.3.1 MEDICION DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO.

La medición de resistividad eléctrica del terreno se ha realizado para el diseño de la malla a tierra en la Subestación Pallasca.

a) Equipo empleado.

Para la medición de la resistividad se utilizó un equipo eléctrico marca MEGGER modelo ET-3 (medidor de tierra de balance nulo), que tiene generador de corriente alterna incorporado, accionado manualmente con un dispositivo de manija.

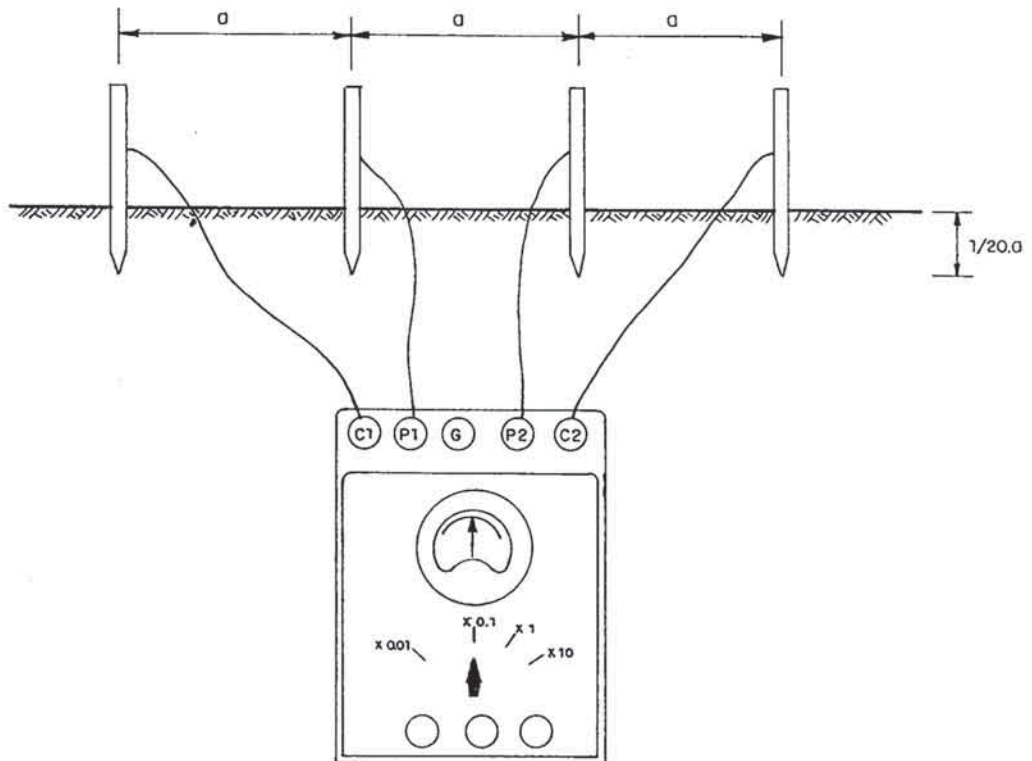
Los electrodos empleados consistieron en varillas de hierro forjado en juegos de 1.50 m por 1/2" de diámetro (4) y de 0.80 m por 1/2 Ø (4).

El conjunto de varillas insertadas en el terreno verticalmente y sobre una misma línea se conectaron al equipo de medición con cables de cobre N° 2 AWG aislados.

b) Técnica utilizada.

Se estableció el uso del instrumento probador mencionado en el punto 1 con cuatro electrodos alineados a intervalos iguales, el que permite aplicar el método de medición de WENNER.

Para efectuar la medición se varió la distancia entre electrodos para 3, 5 y 10 m y en otros a sólo 5 y 10 m. Se tuvo en cuenta que la profundidad de inserción de las varillas sea 3/20, 5/20 y 10/20 m, respectivamente, tal como se puede apreciar en el croquis siguiente.



c) Resultados.

El resultado de la medición de la resistividad del tercero, en la localidad de Pallasca, para el diseño de la puesta a tierra es de 264 ohms-m.

Para la resistividad superficial  $\sigma_s$ , se tiene en cuenta, la alta resistividad de la superficie inmediatamente debajo de los pies y un probable tratamiento, se considera el ripio o piedra chancada en la superficie.

#### 8.4 DISEÑO DE LA RED DE TIERRA.

Refiriéndonos a una red de tierra rectangular con  $n$  conductores enterrados a lo largo y  $m$  a lo ancho.

- La resistencia de la malla de tierra viene dado:

$$R = \frac{\sigma}{4 r_{eq}} + \frac{\sigma}{L} \quad (5)$$

Donde:

- $\sigma$  : Resistividad promedio de la tierra, en ohm-metro.
- $L$  : Longitud total de conductor enterrado, en m.
- $r_{eq}$  : Radio equivalente del área de la Subestación, en m.

- La tensión de toque viene dada:

$$E_{toque} = E_{malla}$$

$$E_{malla} = K_m K_i \sigma \frac{I_k}{L} \quad (6)$$

$E_{malla}$  : Diferencia de potencial, de un conductor de la red de tierra al centro de la superficie del mallado de tierra. Esta tensión debe ser por lo menos igual a la tensión de toque definida en 8.2.3, ya que un objeto, conectado a la red de tierra puede ser tocado en esas condiciones desfavorables.

$K_m$  : Factor que tiene en cuenta la geometría de la red, es decir, el efecto del número  $n$ , el espaciamiento

D entre conductores paralelos, el diámetro del conductor d y la profundidad h a la que se encuentra enterrado el conductor.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \left( \frac{7}{8} \right) \dots \left( \frac{2n-3}{2n-2} \right) \quad (7)$$

$K_i$  : Es un factor que toma en cuenta la irregularidad de la distribución de los flujos de corriente en las diferentes partes de la red de tierra. Viene dada por la ecuación empírica:

$$K_i = 0.65 + 0.172 n \quad (8)$$

$I_i$  : Máxima corriente de falla a tierra, en Amperes.

- La tensión de paso viene dada:

$$E_{\text{paso}} = K_s K_i \sigma \frac{I}{L} \quad (9)$$

$K_s$  : Es un factor que toma en cuenta la geometría de la red de tierra, en función de n, espaciamiento D, y profundidad de enterramiento h.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left\{ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots + \frac{1}{(n-1)D} \right\} \quad (10)$$

$K_i$ ,  $\sigma$ , I y L son definidos anteriormente.

## 8.5 CALCULO DE LA RED DE TIERRA PROFUNDA.

Para los cálculos justificativos del diseño de la malla de tierra de la Subestación Pallasca, se emplearon las fórmulas recomendadas en el "Guide for Safety in Substation Grounding", IEEE Std. 80-1976.

### 8.5.1 CONSIDERACIONES DEL CALCULO.

- Resistividad del terreno (medida)	$\sigma = 280 \Omega\text{-m}$
- Niveles de cortocircuito simétrico	66 kV $I_k = 0.6 \text{ kA}$
	20 kV $I_i = 1.3 \text{ kA}$
- Area de la Subestación	$45 \times 35 \text{ m}^2 = 1,575 \text{ m}^2$
- Radio equivalente de la Subestación	$r_{eq} = 22.39 \text{ m}$
- Resistividad superficial del ri- pio o piedra chancada	$\sigma_s = 3,000 \text{ ohm-m}$
- Longitud del conductor enterrado (10 x 35 + 8 x 45)	$L = 710 \text{ m}$
- Profundidad de enterramiento	$h = 0.5 \text{ m}$
- Conductor de la malla de cobre desnudo N° 2/0 AWG	Diámetro = $9.266 \text{ mm} = d$
- Separación entre conductores de la malla	$D = 5 \text{ m}$
- Tiempo máximo de la eliminación de la falla	$t = 1 \text{ sg.}$

## 8.5.2 CALCULO DE LOS VALORES DE PREMISA.

a) Resistencia de la malla de tierra.

$$R = \frac{\sigma}{4 r_{eq}} + \frac{\sigma}{L}$$

$$= \frac{280}{4 \times 22.39} + \frac{280}{710} = \underline{3.53}$$

b) Tensión de paso permisible.

$$E_{paso} = \frac{116 + 0.7 \sigma_s}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.7 \times 3,000}{\sqrt{1}} = \underline{2,216 \text{ V}}$$

c) Tensión de toque permisible.

$$E_{toque} = \frac{116 + 0.174 \sigma_s}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.174 \times 3,000}{\sqrt{1}} = \underline{638 \text{ V}}$$

## 8.5.3 DISEÑO DE LA MALLA.

Se hace necesario calcular los factores  $K_i$ ,  $K_m$  y  $K_s$  req. se deben aplicar en cálculos posteriores.

- Cálculo de  $K_i$ :

$$K_i = 0.65 + 0.172 n$$

$$\text{con: } n = 8 \quad K_i = 2.026$$

$$n = 10 \quad K_i = 2.37$$



- Cálculo de  $K_m$ :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \times \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{3}{4} \right) \left( \frac{5}{6} \right) \left( \frac{7}{8} \right) \left( \frac{9}{10} \right) \left( \frac{11}{12} \right) \left( \frac{13}{14} \right) \left( \frac{15}{16} \right)$$

$$K_m = 0.6107$$

- Cálculo de  $K_s$ :

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left\{ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots + \frac{1}{7D} \right\}$$

$$K_s = 0.4776$$

a) Tensión de Paso Resultante (en la malla).

$$E_{\text{paso}} = K_s \times K_i \times \sigma \times \frac{l_k}{L}$$

$$= 0.4776 \times 2.026 \times 280 \times \frac{1300}{710} = 496$$

$$496 \text{ V}_{\text{resultante}} < 2216 \text{ V}_{\text{premisa}}$$

b) Tensión de Toque Resultante.

$$E_{\text{toque}} = K_m \times K_i \times \sigma \times \frac{l_k}{L}$$

$$= 0.6107 \times 2.026 \times 280 \times \frac{1300}{710} = 634 \text{ V}$$

$$634 \text{ V}_{\text{resultante}} < 638 \text{ V}_{\text{premisa}}$$

#### 8.5.4 CONCLUSIONES.

El diseño de la malla de tierra cumple ampliamente con los requerimientos de los valores de premisa.

Para la disposición de la malla de tierra, ver Plano N° 017.

C A P I T U L O IX

METRADO Y PRESUPUESTO

9.1 METRADO.

Item	Descripción	Unidad	Cant.
1	EQUIPO PARA PATIOS 66 kV		
1.1	Seccionador tripolar, de mando eléctrico-manual, con cuchilla de tierra, instalación al exterior, 100 kV, 630 A, - completo, con conectores para conductor de aleación de aluminio de 95 mm <sup>2</sup> y estructura metálica de soporte, conforme a especificación.	cj	1
1.2	Transformador de corriente, en aceite, 100 kV, doble relación en el primario y doble núcleo secundario, relación 80-40/5/5A, completo con conectores para conductor de aleación de aluminio de 95 mm <sup>2</sup> conforme a especificación. Con estructura metálica de soporte.	u.	3
1.3	Transformador de tensión capacitivo, con caja de sintonía, 100 kV, relación 66:√3/0.110:√3 kV, para conexión fase tierra, completos con conectores para conductor de aleación de aluminio de 95 mm <sup>2</sup> y estructura metálica de soporte, conforme a especificación.	u.	3
1.4	Trampa de onda de 0.2 mH, de aluminio, con sintonizadores, para instalación sobre el transformador de tensión capacitivo completa con conectores para conductor de aleación de aluminio de 95 mm <sup>2</sup> , conforme a especificación.	u.	2
1.5	Pararrayos del tipo óxido de Zn de 52 kV para conexión fase tierra, completo, con conectores para conductor aleación de aluminio de 95 mm <sup>2</sup> conforme a especificación.	u.	3

Item	Descripción	Unidad	Cant.
1.6	Cadena de anclaje de 66 kV, de 6 aisladores, de caperuza y bola, del tipo NGK 515-MC o similar, completas, incluyendo grampas de anclaje, pernos, pasadores y seguros. Todo adecuado para conductor de aleación de aluminio de 95 mm <sup>2</sup> , conforme a especificación.	cj	4
2	EQUIPO PARA PATIOS DE 20 kV		
2.1	Interruptor tripolar de 36 kV, con cámara de extinción en pequeño volumen de aceite o gas SF <sub>6</sub> , con recierre trifásico conforme a especificación. Estructura metálica adecuada para soportar al interruptor y tres transformadores de corriente de 36 kV completo, con conectores adecuados para conductor de aleación de aluminio de 95 mm <sup>2</sup> .	cj	4
2.2	Seccionador tripolar para montaje horizontal, al exterior, de 36 kV, sin cuchillas de puesta a tierra, conforme a especificación completo con cajas de conexiones, palancas de accionamiento y conectores adecuados para conductor de aleación de aluminio de 95 mm <sup>2</sup>	cj	5
2.3	Seccionador tripolar, similar a lo descrito en el ítem anterior, pero con cuchillas de puesta a tierra conforme a especificación.	cj	4
2.4	Seccionador bajo carga con fusible tripolar de 400 A para las cuchillas y fusibles de 6A, accionamiento trifásico, manual de 36 kV conforme especificaciones completo, con conectores para conductor de aleación de aluminio de 95 mm <sup>2</sup>	cj	1
2.5	Transformador de corriente unipolar, 34 kV, de relación de transformación 150-75/5/5A conforme a especificaciones, completo, con conectores, pernos y tuercas adecuado para instalación sobre estructura soporte del interruptor.	u.	12

Item	Descripción	Unidad	Cant.
2.6	Transformador de corriente unipolar, 36 kV de relación de transformación 300-150/5/5A conforme a especificación, completo con estructura metálica de soporte, con conectores, para conductor de aleación de aluminio de 95 mm <sup>2</sup> .	u.	3
2.7	Transformador de tensión inductivo, nivel 36 kV, relación de formación 20: $\sqrt{3}/0.110:\sqrt{3}$ kV conforme a especificaciones, completos con conectores y estructura metálica de soporte.	u.	3
2.8	Pararrayo (descargador) de 18 kV para instalación al exterior conforme a especificaciones, completo con conectores adecuados.	u.	12
2.9	Transformador de potencia de servicios auxiliares, trifásico, 50 KVA y relación 20/0.23 kV, Dyn 5, tipo ONAN, conforme especificaciones, completo; con conectores de 20 kV para conductor de aleación de aluminio de 95 mm <sup>2</sup> .	u.	1
2.10	Transformador de potencia, principal, trifásico de 6/7.5 MVA y relación 66/20 kV, Dyn 5, tipo ONAN/ONAF completo conforme a especificaciones, incluyendo conectores y aisladores rígidos para soporte de conductores de salida del secundario.	u.	1
2.11	Cadenas de anclaje compuestas de tres aisladores de caperuza y bola de vidrio templado o porcelana, tipo NGK 515-MC o similar completas, incluyendo grampas de anclaje, pernos pasadores y seguros; con grampas adecuados para conductor aleación de aluminio de 30-95 mm <sup>2</sup> .	cj	33

Item	Descripción	Unidad	Cant.
3	SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCION		
3.1	Panel de alimentación 220 V, 60 Hz, metálico, autoportado; completo, conforme a especificaciones.	u.	1
3.2	Panel de distribución 220 V, 60 Hz, metálico, autoportado; completo, conforme a especificaciones.	u.	1
3.3	Panel de alimentación y distribución de 48 V c.c. metálico autoportado; completo, conforme especificaciones.	u.	1
3.4	Panel del regulador de tensión bajo carga del transformador de 6000 KVA, 66/20 kV.	u.	1
3.5	Panel de protección del transformador 6000 KVA metálico autoportados conformado por los sistemas de protección principal y de respaldo, indicadores de tensión, corriente y potencia; completos, conforme a especificaciones.	u.	1
3.6	Panel de protección de tres salidas de línea de 20 kV; metálico autoportado; conformado por los sistemas de protección de cada una de las líneas; completo, conforme a especificaciones.	u.	1
3.7	Panel de protección de una salida de línea de 20 kV y otras dos futuras similar al ítem anterior (3.6); completo, conforme a especificaciones.	u.	1
3.8	Pupitre de mando para el control y mando de los equipos de maniobra de 66 kV y 20 kV de la Subestación, con teléfonos adosados en los extremos; completo, conforme a especificaciones y dimensiones indicadas en el Plano N° 013.	u.	1
3.9	Batería de acumuladores de plomo-ácido de 48 V c.c. y 75 A-H de capacidad, incluyendo bastidor soporte de madera, completo, con conectores conforme a especificaciones.	Bat.	1

Item	Descripción	Unidad	Cant.
3.10	Rectificador-cargador de batería en - trada: 220 V, 60 Hz monofásico, sali- da: 48 V.c.c., para carga de batería de acumuladores y control de Subesta- ción, operación en carga flotante; completo, conforme a especificaciones.	u.	1
4	RED DE TIERRA		
4.1	Red de tierra superficial.		
	- Conductor de cobre desnudo N° 2/0 AWG y empalmes (estimado)	m	350
5	ESTRUCTURAS DE ACERO DE TIPO CELOSIA.		
5.1	Pórtico de la línea 66 kV de perfiles de acero con columnas de 12 m de altu- ra y una viga de 9 m de largo; confor- me a especificaciones y planos N° 010, 011 y 012.	cj	1
5.2	Pórticos de patio de 20 kV de columnas y vigas a base de perfiles de acero y de las siguientes características:		
	- Columnas de 12 m de altura	Col.	4
	- Columnas de 10 m de altura	Col	6
	- Vigas de 4.5 m de largo y situadas a 10 m de altura para soporte de tiro de conductores	Vg	10
	- Vigas de 4.5 m de largo y situados a 6 m de altura para soporte de sec- cionadores, completos, conforme a especificaciones y a planos N° 011, 012 y 017.	Vg	5
6	TELECOMUNICACIONES.		
	Equipo de onda portadora conforme a es- pecificaciones, con tableros en ambas subestaciones y equipo asociado a la onda portadora.	Cj	1
7	OBRAS CIVILES.		
7.1	Camino de Acceso	m	Estim.
7.2	Movimiento de tierras, nivelación del terreno, etc.	m <sup>3</sup>	Estim.

Item	Descripción	Unidad	Cant.
7.3	Pista	m	90
7.4	Bases y fundaciones de equipos y pórticos.	m <sup>3</sup>	50.2
7.5	Base de transformador.	m <sup>3</sup>	10.8
7.6	Malla de tierra profunda	m	710
7.7	Cercos	m	142.4
7.8	Portón	u.	1
7.9	Canaletas y ductos	m	114.5
7.10	Casa de control	u.	1
7.11	Iluminación externa		
	- Postes con pastoral	u.	6
	- Reflectores dobles	cj.	3
7.12	Enripiados y acabados		Estím.
8	CABLEADO DE CONTROL.		
9	REPUESTOS		Estím.
10	IMPREVISTOS		Estím.



## 9.2 PRESUPUESTO.

---

	T O T A L (US\$)
A. SUMINISTRO, TRANSPORTES Y MATERIALES.	
- Equipo de 66 kV	76,168.25
- Equipo de 20 kV	233,999.48
- Transformador de potencia 66/20 kV- 6 MVA	186,725.00
- Protección y control	68,602.00
- Red de tierra	2,191.00
- Estructura metálica	41,025.00
- Telecomunicaciones	28,243.25
B. OBRAS CIVILES.	98,832.85
C. VARIOS	
- Cableado de control	15,000.00
- Repuestos	50,000.00
- Imprevistos	15,000.00
COSTOS DIRECTOS	815,786.83
GASTOS GENERALES Y ADM.	203,946.71
UTILIDADES	<u>122,368.02</u>
TOTAL	1,142,101.56

---

Fecha: 30.11.83

Tipo de cambio: S/. 2,199.95 x US\$.

## 9.3 ANALISIS ECONOMICO.

## DATOS:

Costo Total	:	1'142,101.56 US\$
Oper. y Mant.	:	11,421.02 US\$
Tasa anual de descuento	:	12%
Años servicio	:	25 años

a) Costo de Energía.1) Cálculo del Costo Anual de la S.E. Pallasca.

Factor de anualidad:

$$fa = \frac{i (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = 0.1275$$

Anualidad:

$$T = \text{Costo Total} \times fa + \text{Oper. y Mant.}$$

$$T = 157,038.96 \text{ US\$}$$

2) Incremento del Costo de Energía de la S.E. Pallasca.

- Método 1: Año a Año.

$$\text{Incremento} = \frac{\text{Anualidad}}{\text{Venta Energía Anual}}$$

$$\text{Costo incremental año a año} = 0.005861 \text{ US\$/kWh}$$

- Método 2: Valor presente.

$$\text{Incremento} = \frac{\text{Anualidad}}{\Sigma \text{ Venta Energía Anualizada}}$$

Donde:

$$\text{Energía anualizada: kWh}_a = \text{VPE} \cdot \text{fa}$$

$$\text{VPE} = \sum_{k=0}^{23} \frac{\text{kWh}_k}{(1+i)^k}$$

$$\text{Costo incremental valor presente} = 0.005875 \text{ US\$/kWh}$$

- b) Costo por Máxima Demanda.

$$\text{US\$/kW} = \frac{\text{Anualidad}}{\text{Máxima Demanda}}$$

- c) Costo por Usuario.

$$\text{US\$/usuario} = \frac{\text{Anualidad}}{\text{N}^\circ \text{ usuarios}}$$

Los resultados de a, b y c se muestran en el Cuadro N° 9.1

- d) Conclusiones.

Según Resolución de la Comisión de Tarifas Eléctricas N° 017/84 P/CTE, MEM. De conformidad con el inciso a) del Artículo 26° de la Ley General de Electricidad N° 23046, es atribución de la Comisión de Tarifas -

Eléctricas fijar toda tarifa de venta de energía eléctrica.

Relación de tarifas autorizadas para la venta de energía eléctrica, en la zona respectiva:

Tarifa N° 35.

Por energía activa diurna (consumida entre las 10 y 22 horas)

0.03010 US\$/kWh

Tarifa N°50.

Uso General 0.07346 US\$/kWh

Entonces:

$$\text{Incremento del costo} = \frac{\text{Tarifa calculada}}{\text{Tarifa 35}}$$

$$\text{Incremento del costo} = 19.5\%$$

$$\text{Tarifa por cobrar} = 0.0360 \text{ US$/kWh}$$

Por lo tanto, comparando con la Tarifa 50, ésta cubre el incremento producido por la S.E. Pallasca.

CUADRO No. 9.1

ANO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
USUARIOS	1,553	1,832	2,160	2,548	3,006	3,545	3,787	4,045	4,321	4,615	4,930	5,163
MAX. DEM.	2,300	2,586	2,908	3,270	3,677	4,135	4,265	4,400	4,538	4,681	4,829	4,914
ENERGIA	13,149,375	14,638,365	16,330,198	18,893,061	21,104,227	25,441,437	26,617,361	27,836,533	29,122,779	30,494,000	31,893,319	32,253,170
U.S. \$/kWh	.0119	.0107	.0096	.0083	.0074	.0062	.0059	.0056	.0054	.0051	.0049	.0049
U.S. \$/kW.	68.28	60.72	54.00	48.02	42.71	37.98	36.82	35.69	34.60	33.54	32.52	31.96
U.S. \$/Us.	101.12	85.73	72.69	61.63	52.25	44.30	41.47	38.82	36.35	34.03	31.85	30.42
ANO	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
USUARIOS	5,407	5,662	5,930	6,210	6,352	6,497	6,646	6,798	7,123	7,463	7,819	8,193
MAX. DEM.	5,000	5,088	5,177	5,268	5,338	5,409	5,480	5,553	5,621	5,690	5,759	5,830
ENERGIA	32,614,677	32,987,890	33,344,960	33,718,446	34,042,009	34,367,904	34,712,592	35,033,249	35,418,755	35,811,370	36,211,271	36,618,642
U.S. \$/kWh	.0048	.0048	.0047	.0047	.0046	.0046	.0045	.0045	.0044	.0044	.0043	.0043
U.S. \$/kW.	31.41	30.87	30.33	29.81	29.42	29.03	28.65	28.28	27.94	27.60	27.27	26.94
U.S. \$/Us.	29.04	27.73	26.48	25.29	24.72	24.17	23.63	23.10	22.05	21.04	20.08	19.17

CUADRO No. 9.1

-----

ENERGIA

-----

COSTO PROM. AÑO A AÑO .005861 U.S. \$/kWh

COSTO INCREM. POR NPV .005875 U.S. \$/kWh

POTENCIA

-----

COSTO PROM. AÑO A AÑO 36.02 U.S. \$/kW

COSTO INCREM. POR NPV 36.14 U.S. \$/kW

USUARIOS

-----

COSTO PROM. AÑO A AÑO 38.22 U.S. \$/Usu.

COSTO INCREM. POR NPV 38.22 U.S. \$/Usu.

## OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

- 1) Los sistemas de generación existentes en la Zona Central Hidroeléctrica Cañón del Pato (150 MW) y Central Térmica a Gas de Chimbote y Trujillo (80 MW), tienen una potencia excedente hasta un mediano plazo, capaz de cubrir los requerimientos del Pequeño Sistema.
- 2) En el estudio de mercado del Sistema, la metodología adoptada fue similar al Informe del Mercado Eléctrico del Perú - MONENCO, con variaciones en cuanto a la asignación del consumo unitario donde el método mencionado puede inducir a errores. En forma específica se considera conveniente estimar independientemente las demandas del sector doméstico, de alumbrado público, comercial y otras cargas especiales.
- 3) Por la magnitud de la máxima demanda (M.D.) de las minas es importante su integración al sistema, tanto para el beneficio global de la zona como para la implementación del Sistema.

La M.D. de las minas estaría cubierta por la línea de subtransmisión y por las centrales hidráulicas de la unidad de Pasto Bueno, forzando de esta manera a tener una potencia disponible en cualquier momento para salvaguardar la seguridad de operación de su centro de producción y, lo más importante, la seguridad del personal de las galerías en cuanto al sistema de ventilación y bombeo:

- 4) La ubicación de la Subestación de Transformación en la localidad de Pallasca, se determina mediante el centro de carga teórico del Sistema, asimismo el emplazamiento físico que debe ser estable, con poco declive y en un lugar donde no existen indicios de deslizamientos de terrenos y rocas. También debe ser de fácil acceso para el transporte del equipo.
- 5) Por razones técnicas-económicas se elige alimentar todo el sistema desde Huallanca, ya que se colocaría una sola Subestación transformadora y se contará con un sistema de transmisión más simplificado, lo que facilitaría el mantenimiento, requiriéndose menos personal de servicio.

Se determina que una salida independiente desde Huallanca es más económica que utilizar una subestación de derivación, además desde el punto de vista operativo será más sencillo sin complicaciones de medición, coordinación de protección, etc. y por la flexibilidad futura debido que aprovechar los primeros 20 Km de la línea existente a Mina El Aguila, no es factible técnicamente, por la caída de tensión que presentaría.

- 6) Se elige 66 kV como nivel de tensión de la línea de transmisión entre las subestaciones de Huallanca y Pallasca porque es el nivel de tensión ideal para la potencia a transmitir y la longitud, adicionalmente se cuenta con el hecho de que 66 kV es una tensión existente en la subestación Huallanca.



- 7) El nivel de tensión 20 kV para la línea de subtransmisión resulta técnica y económicamente ventajoso, la cual permite alimentar cargas muy alejadas con conductores de menor sección. Asimismo, ofrece la ventaja de uniformizar los niveles de subtransmisión y distribución de todas las localidades.
- 8) Se elige un transformador de 6 MVA de potencia nominal, que deberá contar en el futuro con ventiladores necesarios a fin de que se pueda elevar la potencia a 7.5 MVA bajo condiciones nominales de operación y porcentaje de sobrecarga en condiciones de emergencia.

El valor pico de la M.D. del sistema integrado es 123% M.D. y la carga admisible del transformador durante una (01) hora es 125% M.D., se concluye que el transformador puede soportar la sobrecarga sin sacrificio de su vida útil.

- 9) Debido a la variación del voltaje registrado en barras de 66 kV en Huallanca (de 66 a 69 kV), a la máxima caída de tensión por la variación de la carga en Pallasca y a la existencia de cargas mineras importantes, es necesario contar con un sistema de regulación apropiado por lo que se recomienda el uso del regulador bajo carga. Si se quisiera limitar la caída de tensión de la línea 66 kV a una misma caída equivalente hasta los bornes de 20 kV de los transformadores de distribución, sería necesario un poco más que duplicar la sección de la línea, la cual implicaría un incremento del costo, varias veces superior al costo del regulador.

- 10) El tipo de subestación seleccionado provee una flexibilidad y continuidad razonable en el servicio, a un costo mínimo de acuerdo a la potencia que se debe suministrar.

De acuerdo a la zona de ubicación y al área disponible, la Subestación Pallasca es de tipo intemperie, de instalaciones simples y económicas, llegada directa en 66 kV al transformador de potencia y un juego de barras en 20 kV.

- 11) La disposición de la zona de 20 kV al exterior se tomó considerando el nivel de aislamiento para la altura en que se encuentra la localidad de Pallasca (3,200 msnm).

- 12) La llegada directa en 66 kV a la Subestación Pallasca implica que cualquier falla sería despejada o eliminada desde la Subestación Huallanca. Con esta finalidad los relés de protección del transformador principal involucrados en una falla, ya sea en la zona de 20 kV o 66 kV de la Subestación Pallasca, deberán enviar una orden de disparo -vía onda portadora- al interruptor de la línea de 66 kV en la Subestación Huallanca.

## B I B L I O G R A F I A

1. "V Proyecto de Energía Eléctrica del Perú - Parte B, Electric Energy Market Study" - Montreal Engineering (Overseas) Limited - MONENCO - Final Report - Volumen I.
2. "Estudio Tarifario para el Sistema Interconectado Centro - Norte Informe Final" - Ministerio de Energía y Minas, ELECTROPERU, - ELECTROLIMA, EdF, SOFRELEC, Lima-París, Agosto, 1981 - Junio 1982.
3. "Manual de Costos Unitarios de Líneas de Transmisión y Subestaciones de Transformación" - MEM - DGE - Dirección de Desarrollo Eléctrico - División de Evaluación de la Demanda - Ing. Julio Madueño H. - Nov. 1977.
4. "Costos Unitarios de Líneas y Subestaciones" MEM-DGE, ELECTROPERU. Gerencia de Distribución y Comercialización - División de Normas y Procedimientos - Ing. José Miyagi Chibana - Enero, 1980.
5. "Líneas de Transporte de Energía" - L.M. Checha - Marcombo Boixareu Editores, 1979.
6. "Líneas de Transmisión - Cálculo Mecánico" - Giovanni Barera.
7. "Normas de Conductores Eléctricos en Redes de Distribución Aérea-DGE 019" - Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electricidad - 1983.
8. "Normas de Tensiones de Distribución Primaria y Secundaria DGE - 009" - Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electricidad, 1982.
9. Código Nacional de Electricidad - Tomo IV - "Sistema de Distribución" - Ministerio de Energía y Minas, 1983.

10. "V Proyecto de Energía Eléctrica del Perú - Parte B. Electric Systems Studies" - Montreal Engineering (Overseas) Limited - MONENCO - Final Report - Volumen II.
11. "Insulation Coordination - Part I: Terms, Definitions, Principles and Rules" - International Electrotechnical Commission (IEC) Standard. Publication 71-2 - Second Edition, 1976.
12. "Insulation Co-ordination - Part II: Application Guide" - International Electrotechnical Commission (IEC) Standard. Publication 71-1. Sixth Edition, 1976.
13. "Guide Loading for Oil-Inversed Transformers" - International Electrotechnical Commission (IEC) - Publication 354, 1972.
14. "Power Transformers" - International Electrotechnical Commission (IEC) - Recommendation, Publication 76-1, 1976.
15. "Capacidad de Sobrecarga de los Transformadores con Aislamiento Clase A" - Waldo La Madrid.
16. "Subestaciones a la Intemperie en Altas y muy Altas Tensiones". Jorge A. Cavallotti. Tomo I, Disposiciones Constructivas - C.A.D.A.F.E. Caracas, Venezuela, 1968.
17. "Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas" - Gilberto Henriquez Harper, México, 1979.
18. "Design Guide for Rural Substation" - Rural Electrification Administration. U.S. Department of Agriculture. Washington, - 1978.
19. "Manual de las Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica" - B.B.C. Brown Boveri - URMO S.A. de Ediciones. Primera Edición Española, 1983.

20. "D.C. Auxiliary - Supplies for Switchgear and Associated Equipment (with Particular Reference to Storage Batteries)". John T. Miller, Graduate I.E.E. - March, 1955.
21. "Switchgear Control Batteries and Charges. Simplified Method for Selecting Control Batteries" - C&D Batteries Division of ELTRA Corporation. Copyright, 1966.
22. "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia" - William, D. Stevenson. New York, 1965.
23. "Applied Protective Relaying....for individual or Class Study" Westinghouse Electric Corporation. Chapter 8: Line Protection. Relay Instrument Division Newark. N.J.
24. "Estaciones Transformadoras y de Distribución" - Gaudencio Zoppetti Júdez, Barcelona, 1972.
25. "Guide for Safety in Substation Grounding" - Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society - Std. 80 Copyright 1976.