

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS
EMPRESAS MINERAS VOLCAN, MOROCOCHA, YAULIYACU,
ROSAURA, ASÍ COMO A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE
LA SUBESTACIÓN POMACOCHA EN 220 kV”**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JOSÉ CARLOS SANTOS ANTONIO

PROMOCIÓN

2001-II

LIMA-PERÚ

2003

A mis padres y hermana por su apoyo y comprensión, y en memoria de mi mamá Lucha. Asimismo mi gratitud al Ing. Luis Prieto y la Consultora PRICONSA por el apoyo para la realización de este estudio.

**FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS
EMPRESAS MINERAS VOLCAN, MOROCOCHA, YAULIYACU,
ROSAURA, ASÍ COMO A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL,
DESDE LA SUBESTACIÓN POMACOCHA EN 220kV**

SUMARIO

El presente volumen de Tesis desarrolla de la Factibilidad del Suministro Eléctrico de 39 MW a las empresas mineras Volcan, Morococha, Yauliyacu, Austria-Duvaz, Alpamina, Pro-año, Rosaura, así como a Electrocentro y Sedapal, desde la subestación Pomacocha 220 kV, asimismo se considera dentro del análisis a otras minas que se alimentan de la barra de Pachachaca – 50 kV (San Cristóbal, Carhuacra, San Antonio y Andaychagua) con la finalidad de lograr una mejor calidad y confiabilidad en el servicio eléctrico, reducir las pérdidas de potencia y energía, así como conseguir un menor precio de compra energía y potencia al conectarse directamente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional “SINAC” a una barra en 220 kV.

ÍNDICE GENERAL

	Página
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	
MERCADO ELÉCTRICO	10
1.1 Generalidades	10
1.2 Evaluación de la Demanda de Potencia y Energía	10
1.2.1 Metodología para la Evaluación del Mercado Eléctrico	11
1.2.2 Proyección de la Demanda de Potencia	13
1.2.3 Proyección de la Demanda de Energía	14
1.3 Evaluación de la Oferta	15
1.4 Balance Oferta-Demanda	16
CAPITULO II	
PLANTEAMIENTO Y EVALUACIÓN TÉCNICA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO EN 220KV	18
2.1 Generalidades	18
2.2 Planteamiento de Alternativas de Suministro Eléctrico	20
2.2.1 Criterios Técnicos y Económicos	20
2.2.2 Alternativas de Suministro Eléctrico	21
2.3 Parámetros Eléctricos del Sistema	22
2.3.1 Parámetros Eléctricos de Generadores	22
2.3.2 Parámetros Eléctricos de Transformadores	22
2.3.3 Parámetros Eléctricos de Líneas de Transmisión	24

2.3.4	Capacidad Térmica de Conductores	27
2.3.5	Cálculo de cortocircuito	29
2.4	Sistema Eléctrico Existente	31
2.4.1	Análisis del Sistema Eléctrico	32
2.4.2	Confiabilidad de Suministro Eléctrico	35
2.5	Alternativa I : Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km.	38
2.5.1	Descripción de la alternativa planteada	38
2.5.2	Análisis del Sistema Eléctrico	41
2.5.3	Confiabilidad del Suministro Eléctrico	44
2.5.4	Cálculo de Cortocircuito	46
2.5.5	Inversiones Estimadas	47
2.6	Alternativa II: Subestación Antuquito 220/50/22,9kV–40/30/10 MVA	47
2.6.1	Descripción de la alternativa planteada	47
2.6.2	Análisis del Sistema Eléctrico	50
2.6.3	Confiabilidad del Suministro Eléctrico	52
2.6.4	Cálculo de Cortocircuito	55
2.6.5	Inversiones Estimadas	56
2.7	Alternativa III: Ampliación de subestación Pachachaca 220 kV, Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50/22,9 kV–40/30/10 MVA	56
2.7.1	Descripción de la alternativa planteada	56
2.7.2	Análisis del Sistema Eléctrico	59
2.7.3	Confiabilidad del Suministro Eléctrico	61

2.7.4	Cálculo de Cortocircuito	64
2.7.5	Inversiones Estimadas	65
2.8	Comparación de Alternativas	65
2.9	Conclusiones de la Evaluación Técnica	66

CAPITULO III

	EVALUACIÓN ECONÓMICA	68
3.1	Generalidades	68
3.2	Premisas de Cálculo	68
3.2.1	Cálculo de indicadores Económicos	69
3.3	Costos Considerados	72
3.3.1	Inversión Inicial	72
3.3.2	Costos de Operación y Mantenimiento	73
3.3.3	Precio de Compra de Energía	73
3.3.4	Pérdidas	74
3.3.5	Valor Residual	75
3.3	Beneficios Considerados	75
3.3.1	Venta de Energía	75
3.3.2	Ahorro por Compra de Energía	76
3.3.3	Ahorro por Pérdidas en el Sistema Eléctrico	76
3.4	Evaluación Económica y Selección de la Alternativa de Suministro	77
3.4.1	Evaluación y Resultados de la Evaluación Económica	77
3.4.2	Análisis de Sensibilidad	78
3.4.3	Conclusiones de la Evaluación Económica	79

CAPITULO IV

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

SELECCIONADO	80
4.1 Generalidades	80
4.2 Ampliación de la Subestación Pomacocha en 220 kV	80
4.3 Línea en 50 kV – 14,8 km Pomacocha – Carlos Francisco	82
4.4 Subestación de seccionamiento para derivación a la subestación San Antonio	83
4.5 Suministro Eléctrico en 22,9 kV	84
4.6 Criterios para el Estudio de Impacto Ambiental, CIRA y Gestión de Servidumbre	85
4.6.1 Gestión de Servidumbre	85
4.6.2 Impacto Ambiental – EIA y CIRA	85
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	86
ANEXOS	90
Anexo A: Mercado Eléctrico	97
Anexo B: Planteamiento y Evaluación Técnica Suministro Eléctrico 220 kV	100
Anexo C: Evaluación Económica	190
Anexo D: Descripción del Proyecto de Suministro Eléctrico Seleccionado	195
BIBLIOGRAFIA	205

INTRODUCCIÓN

A. Objeto

Tiene por objetivo el desarrollo de la Factibilidad del Suministro Eléctrico de 39 MW a las empresas mineras Volcan, Morococha, Yauliyacu, Austria-Duvaz, Alpamina, Pro-año, Rosaura, y a Electrocentro y Sedapal, desde la subestación Pomacocha 220 kV y a otras, como las minas que se alimentan de la barra de Pachachaca – 50 kV (San Cristóbal, Carhuacra, San Antonio y Andaychagua) con la finalidad de lograr una mejor calidad y confiabilidad en el servicio eléctrico, reducir las pérdidas de potencia y energía y conseguir un menor precio de compra energía y potencia al conectarse directamente al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional “SINAC” a una barra en 220 kV.

B. Antecedentes

Las cargas mineras de Volcan, Morococha, Yauliyacu, Electrocentro, cuentan en la actualidad con suministro de la línea existente en 50 kV de Electroandes, actualmente deficitaria por su antigüedad y limitada por su capacidad de transmitir potencia, con altas pérdidas de potencia y energía, así como también no esta garantizada la confiabilidad de continuidad de suministro.

Con la aparición de nuevas cargas como son; la Mina Rosaura, que entra en servicio a fines del año 2003 con una demanda de 9 MW, Sedapal con la instalación de bombas de agua con una potencia

instalada de 5 MW para bombeo de agua desde la laguna Pomacocha para la ciudad de Lima, prevista para el 2005 y la expansión de las redes de Electrocentro en 2 MW, el sistema eléctrico existente colapsará.

La Central Hidroeléctrica de Huanchor de 18 MW ha entrado en operación a finales del 2002 conectándose a la barra de San Mateo en 50 kV, esta interconexión ha mejorado la calidad en el suministro al sistema eléctrico, sin embargo la Mina Tamboraque de Wiese Sudameris Leasing de 7 MW ha cambiado su suministro de Luz del Sur por el de la C.H. Huanchor, que sumada a la demanda de la subestación San Mateo de 6 MW, la central tendrá potencia disponible para las nuevas cargas (Mina Rosaura, Sedapal y Electrocentro) de 5MW, requiriéndose un total de 15 MW, que justifica un punto más de suministro eléctrico.

C. Alcances

El presente volumen de tesis comprende la elaboración de la Factibilidad de Suministro eléctrico de 39 MW a las empresas mineras; Volcan, Morococha, Yauliyacu, Austria-Duvaz, Alpamina, Pro-año, Rosaura, y a Electrocentro y Sedapal, desde la subestación Pomacocha en 220 kV, asimismo se considera en el análisis a otras minas como son las Minas de Mahr Tunel, Carhuacra, San Antonio, San Cristóbal y Andaychagua que se alimentan de la barra de Pachachaca en 50 kV.

El volumen de tesis se desarrollará en los siguientes capítulos:

- Capítulo I: Mercado Eléctrico
- Capítulo II: Planeamiento y evaluación técnica de suministro eléctrico en 220 kV
- Capítulo III: Evaluación Económica
- Capítulo IV: Descripción del proyecto de suministro eléctrico seleccionado
- Capítulo V: Conclusiones y Recomendaciones
- Anexos; que desarrollan los capítulos mencionados.

D. Características del Área del Proyecto

d1. Área de Influencia y Características Geográficas

El Área del proyecto está ubicada en los departamentos de Lima y Junín en las provincias de Huarochiri y Yauli respectivamente ([Ver Anexo N° D.1](#)), con altitudes que van desde los 3900 hasta los 4843 msnm y con los siguientes temperaturas promedio:

- Mínima : -10 °C
- Media : 10 °C
- Máxima : 18 °C

La zona del proyecto está ubicada en una zona sometida a constantes tormentas de nieve, lluvia y descargas atmosféricas, en un ambiente no corrosivo.

d2. Medios de Transporte y Facilidades de Alojamiento

Se cuenta con la carretera central asfaltada de Lima - Oroya, para llegar a las instalaciones de las empresas mineras y las

subestaciones de Electroandes (a tres horas de Lima). Para ejecutar la obra se cuenta con espacios disponibles para construir almacenes y campamentos al borde de la carretera, allí mismo se cuenta con alojamiento para el personal técnico en los campamentos pertenecientes a las minas y Hoteles en Matucuna.

E. Evaluación de las Instalaciones Existentes

Las instalaciones eléctricas existentes que se ubican dentro de los alcances del proyecto son las siguientes, las mismas que se muestran en el diagrama unifilar existente(Ver [Anexo N° B.4.1](#)).

- Sistema eléctrico en 50 kV de ELECTROANDES
- Subestación Pomacocha en 220 kV de REP
- Subestación Pachachaca en 220 kV de REP
- Línea en 220 kV Huayucachi – Zapallal de REP
- Centrales Eléctricas de Pachachaca-12 MW y Huanchor-18MW.

A continuación se describen las instalaciones existentes asociadas al sistema eléctrico en 50 kV :

e1. Sistema Eléctrico en 50 kV de Electroandes

En la actualidad las empresas mineras de Volcan, Morococha, Yauliyacu, Austria-Duvaz, Alpamina, Pro-año, Electrocentro y otras como las minas San Cristóbal, Carhuacra, San Antonio y Andaychagua, son alimentadas desde las barras de la Oroya Nueva, Pachachaca y San Mateo en 50 kV, esta última después de la puesta en servicio de la central de Huanchor de 18 MW a fines del 2002

mediante el sistema eléctrico en 50 kV de Electroandes. El sistema eléctrico en 50 kV es secundario, y opera en conexión con el SINAC a través de las barras Oroya Nueva 220 kV y Paragsha II 138 kV, de propiedad de REP.

Actualmente las cargas mineras y Electrocentro utilizan como medio de suministro las siguientes instalaciones, tanto en líneas como en subestaciones:

Cuadro N° 1
Características Principales de las Líneas de Transmisión en 50 kV

Identificación de la Línea		Características Principales LT				
Extremos de Línea		Nº De Ternas	Tipo de Cond.	Secc. Nomin. mm ²	Altura Máxima msnm	Long. (km)
C.Carga o Gener. (1)	C. Carga o Gener. (2)					
Oroya Nueva	Pachachaca	1	ACSR	4/0	3900	18,2
Oroya Nueva	Curipata	1	ACSR	4/0	3900	9,8
Curipata	Pachachaca	1	ACSR	4/0	3900	9,0
Pachachaca	Morococha	1	ACSR	3/0	4530	12,9
Pachachaca	Ticlio	1	ACSR	3/0	4843	19,6
Pachachaca	San Cristóbal	1	ACSR	3/0	4853	17,1
Pachachaca	Mahr Tunel	1	cobre	1/0	4095	2,5
Mahr Tunel	C. Cahuacra	1	Coperwell	2/0	4783	7,9
C. Cahuacra	Carhuacra	1	Coperwell	2/0	4783	3,6
Carhuacra	San Antonio	1	Coperwell	2/0	4783	1,5
San Antonio	San Cristóbal	1	Coperwell	2/0	4783	1,9
San Cristobal	Andaychagua	1	Coperwell	2/0	4783	5,7
Ticlio	Casapalca Norte	1	cobre	1/0	4843	6,3
Morococha	Casapalca Norte	1	cobre	1/0	4843	1,3
Casapalca Norte	Carlos Francisco	2	cobre	1/0	4843	1,2
Carlos Francisco	Casapalca	1	cobre	1/0	4843	1,0
Carlos Francisco	Antuquito	1	cobre	1/0	4843	1,5
Antuquito	Bellavista	1	ACSR	3/0	4200	3,9
Bellavista	Rosaura	1	ACSR	3/0	4265	1,5
Rosaura	San Mateo	1	ACSR	3/0	4265	6,5
CH. Huanchor	San Mateo	1	AAAC	120	4265	2,0

(1) Fuente: OSINERG -GART

Cuadro N° 2
Características Principales de las Subestaciones en 50 kV

Nombre de Subestación	Relación de Transformación	Ubicación Geográfica	Altitud msnm	Tipo de Instalación
Casapalca Norte	50/4,16 kV-2,5 MVA	Sierra	4 250	Exterior
Carlos Francisco	50/4,16 kV-10 MVA	Sierra	4 200	Exterior
Casapalca	50/2,4 kV-3,0 MVA	Sierra	4 200	Exterior
Morococha	50/-2,4 kV -16MVA	Sierra	4 530	Exterior
Antuquito	5/4,16-V-3,0 MVA	Sierra	4 050	Exterior
Bellavista	50/2,4 kV-0,6 MVA	Sierra	3 850	Exterior
San Mateo	50/2,4 kV-1,5 MVA	Sierra	3 220	Exterior

Fuente: OSINERG -GART

e2. Subestación Pomacocha en 220 kV de REP

La subestación Pomacocha en 220 kV de propiedad de REP, es de una configuración en doble barra, actualmente equipada con cinco celdas de línea y una celda de acoplamiento de barras. La subestación cuenta con una celda libre para una futura ampliación en 220 kV, que deberá de conectarse a las dos barras existentes, similar a la celda asociada a la línea L-226 a Pachachaca. La conformación de las celdas de la subestación, se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 3
Distribución de celdas de la Subestación Pomacocha 220 kV

Código	Nombre de Celda	Conexión a Barra	Tipo de Celda	Tipo de Instalación
L-201	Campo Armiño - terna 1	Barra A	Línea	Exterior
L-202	Campo Armiño - terna 2	Barra B	Línea	Exterior
L-205	San Juan - terna 1	Barra A	Línea	Exterior
L-206	San Juan - terna 2	Barra B	Línea	Exterior
L-226	Pachachaca	Barra A y B	Línea	Exterior
-	Acoplamiento	Barra A y B	Acople	Exterior

Fuente: REP

e3. Subestación Pachachaca en 220 kV de REP

La subestación Pachachaca en 220 kV de propiedad de REP, es una subestación de tecnología GIS, "Aislada en Gas (SF6)" del tipo interior, con una configuración en anillo, actualmente equipada con siete salidas de línea.

La subestación cuenta con el espacio requerido para algunas futuras ampliaciones en 220 kV, y deberán ser equipadas con celdas de la misma tecnología y fabricante, existente en la subestación. Las salidas en 220 kV que conforman la subestación, se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 4
Distribución de celdas de la Subestación Pachachaca 220 kV

Código	Nombre de Celda	Tipo de Celda	Tipo de Instalación
L-218	Campo Armiño – terna 1	Línea	Exterior
L-219	Campo Armiño – terna 2	Línea	Exterior
L-226	Pomacocha	Línea	Exterior
L-256	Yanango	Línea	Exterior
L-224	Oroya Nueva	Línea	Exterior
L-222	Callahuanca – terna 1	Línea	Exterior
L-223	Callahuanca – terna 2	Línea	Exterior

Fuente: REP

e4. Línea en 220 kV Huayucachi – Zapallal de REP

Las características principales de la línea simple terna en 220 kV ,se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 5
Características de la Línea en 220 kV Huayucachi - Zapallal

Extremos de Línea		Conductor	Cable de Guarda	Estructura
S.E. Huayucachi	S.E. Zapallal	ACSR 400 mm ²	EHS 50 mm ²	Torres de celosía

Fuente: REP

F. Alternativas Planteadas

Para dotar de suministro eléctrico en 220 kV a las empresas mineras Volcan, Morococha, Yauliyacu, Austria-Duvaz, Alpamina, Pro-año, Rosaura, San Cristóbal, Carhuacra, San Antonio y Andaychagua y a Electrocentro y Sedapal, se proponen tres alternativas, las cuales se describen a continuación:

- **Alternativa I:** Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km. ([Ver diagrama unifilar-Anexo N° B.5.1](#)).
- **Alternativa II:** Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV – 40/30/10 MVA ([Ver diagrama unifilar-Anexo N° B.6.1](#)).
- **Alternativa III:** Ampliación de subestación Pachachaca 220 kV, Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50/22,9 kV–40/30/10 MVA ([Ver diagrama unifilar-Anexo N° B.7.1](#)).

G. Alternativa Seleccionada

La alternativa seleccionada, como resultado de la evaluación técnica económica; es el suministro a través de la subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV-45/27/18 MVA y la línea 14,8 km en 50 kV

con conductor de 150 mm² de AAAC, esta alternativa se encuentra desarrollada en el capítulo II “Planteamiento y Evaluación Técnica de Suministro Eléctrico en 220 kV” en su punto 2.5.

H. Inversión Estimada de la Alternativa Seleccionada

El resumen de las inversiones en la alternativa seleccionada (Alternativa I – “Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km”), que incluye gastos generales y utilidades se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6
Resumen de Inversiones – Alternativa Seleccionada

Ítem	Descripción	Costos (US \$)	
		sin IGV	con IGV
I	Línea de Transmisión		
	L.T. 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco 14,8 km-150 mm ² -AAAC	419 350	499 026
II	Subestaciones de Potencia		
2.1	Ampliación en 220 kV y S.E. Pomacocha 220/50/22,9 kV – 45/27/18 MVA	2 026 709	2 411 783
2.2	Subestación de Seccionamiento (derivación en 50 kV a S.E. San Antonio)	89 762	106 817
III	Sistema de Telecomunicaciones y Control	433 855	516 287
Total		2 969 675	3 533 914

IGV: 19%

En el Anexo N° B.5.10 se presenta en forma detallada las inversiones previstas.

CAPITULO I

MERCADO ELÉCTRICO

1.1 Generalidades

El estudio del mercado eléctrico tiene por objetivo cuantificar la demanda de potencia y energía eléctrica de las cargas mineras de Volcan, Morococha, Yauliyacu, Austria-Duvaz, Alpamina, Pro-año, San Cristóbal, Carhuacra, San Antonio, Andaychagua y Rosaura, y a Electrocentro y Sedapal, ubicadas en el área del proyecto, para el planteamiento de la mejor alternativa de suministro eléctrico y el dimensionamiento eléctrico de las líneas de transmisión y subestaciones para un horizonte de 20 años.

También se evalúa la oferta disponible en cada alternativa considerando la interconexión del sistema eléctrico al Sistema Interconectado Nacional - SINAC en 220 kV y su balance oferta-demanda.

1.2 Evaluación de la Demanda de Potencia y Energía

La actividad productiva en la zona del proyecto es la minería, generadora de productos como el cobre, plomo, zinc y plata para exportación. El incremento, desarrollo y la aparición de nuevas cargas mineras como la mina Rosaura de 9 MW va a contribuir a incrementar los puestos de trabajo de mano de obra calificada y no calificada dentro de la región, así como el incremento de los productos que se obtengan, elevando el nivel de ingresos tanto de las empresas mineras como de los trabajadores.

Por otro lado el incremento de la población de la ciudad de Lima ha aumentado la demanda de agua potable, obligando a Sedapal, desarrollar el estudio de Bombeo de agua desde la Laguna Pomacocha ubicada en la zona del proyecto, previendo una demanda de 5 MW de potencia instalada para el año 2005.

La interconexión eléctrica al Sistema Interconectado Nacional va a permitir satisfacer la demanda proyectada en un horizonte de 20 años, reducir las altas pérdidas de potencia y energía, además de dotar de mayor confiabilidad y calidad en el suministro eléctrico.

1.2.1 Metodología para la Evaluación del Mercado Eléctrico

La metodología a ser empleada se basará en la proyección de consumo de energía y de la máxima demanda, que para el caso de un sistema eléctrico eminentemente productivo (Minero) esta relacionado directamente al estado de explotación de las betas, planes de expansión de cada empresa minera e inversiones previstas.

Para los pequeños y medianos centros poblados la proyección de demanda mas adecuada es aquella que se basa en el establecimiento de una relación funcional creciente entre el consumo de energía por abonado doméstico (kWh/abonado) y el número de abonados estimados para cada año. Esta relación considera que la expansión urbana a consecuencia del crecimiento poblacional está íntimamente vinculada con el desarrollo de actividades productivas (minería y agricultura) que conducen a mejorar los niveles de ingreso, y por ende el crecimiento per cápita del consumo de energía eléctrica.

A continuación se desarrollará la metodología usada para la proyección de demanda de potencia y energía

a. Metodología para la Proyección de la Demanda de Potencia

Para la proyección de la demanda de potencia se consideró la información entregada por Electro Andes, Electrocentro y las cargas Mineras asociadas al proyecto, así como también información publicada por OSINERG-GART en su página web, en el desarrollo del Sistema Económicamente Adaptado para la determinación de peajes y compensaciones del Sistema Secundario de Transmisión 2002.

Se ha considerado la demanda de cargas mineras con un crecimiento por etapas, esto quiere decir que la demanda se incrementa cada cierto periodo de tiempo, de acuerdo a la información proporcionada por las mineras, bajo la siguiente consideración; se ha asumido que cada 5 años la demanda se incrementa en 50 kW para cargas mineras menores a los 2 MW y en 100 kW para cargas mineras mayores a 2 MW.

La demanda de las cargas de servicio público (centros poblados) se proyecta con una tasa de crecimiento típica de cargas rurales; igual a 2,7 %, de acuerdo a los estándares reconocidos por OSINERG-GART.

b. Metodología para la Proyección de la Demanda de Energía

Para la proyección de demanda de energía anual por sistema se han utilizado los siguientes factores de carga:

- Factor de carga de mineras y cargas productivas : 0,8

➤ Factor de carga de cargas rurales : 0,4

1.2.2 Proyección de la Demanda de Potencia

De acuerdo a la metodología descrita en el ítem 1.2.1 anterior, se ha realizado el cálculo de la proyección de la demanda, el mismo que se presenta en el Anexo N ° A.1 en forma detallada, el cual se resume en el cuadro siguiente:

Cuadro N ° 7
Demandas de Potencia Máxima por Subestación en KW

Subestación / Años	2003	2005	2008	2013	2018	2023
	0	2	5	10	15	20
Curipata	3 500	3 692	3 999	4 568	5 219	5 963
Pachachaca (4)	18 560	18 560	19 010	19 460	19 910	20 360
Morococha	9 180	9 180	9 430	9 680	9 930	10 180
Ticlio	1 850	1 853	1 907	1 965	2 025	2 085
Casapalca Norte	1 900	1 905	1 964	2 031	2 099	2 170
Casapalca	8 200	8 200	8 350	8 500	8 650	8 800
Antuquito	2 100	2 100	2 200	2 300	2 400	2 500
Bellavista	250	264	286	326	373	426
Rosaura (1)	9 000	9 000	9 100	9 200	9 300	9 400
San Mateo (2)	13 000	13 192	13 649	14 368	15 169	16 063
Pomacocha (3)	0	7 000	7 166	7 575	8 028	8 531
TOTAL	67 540	74 945	77 061	79 974	83 103	86 479

Notas:

- (1) Mina Rosaura que entrará en funcionamiento a finales del 2003 con una potencia instalada de 9 MW.
- (2) Mina Tamboraque que cambio de suministro de Luz del Sur por el de la C.H. Huanchor, en la barra de San Mateo en 50 KV en Abril del 2003 con una potencia a instalada de 7 MW.
- (3) Carga de Sedapal (Bombas –5 MW) y Electrocentro (2 MW) con centros de carga en Pomacocha previsto para el 2005.
- (4) Son las cargas mineras de Mahr Tunel, Carhuacra, San Antonio, San Cristóbal y Andaychagua.

En el [Anexo N° A.1](#) se presenta en forma detallada la proyección de potencia del sistema Eléctrico.

1.2.3 Proyección de la Demanda de Energía

A continuación se muestra el resumen de la proyección de la demanda de energía por subestación:

Cuadro N ° 8
Demandas de Energía Anual en MWh-año

Subestación / Años	2003	2005	2008	2013	2018	2023
	0	2	5	10	15	20
Curipata	12 264	12 935	14 011	16 008	18 289	20 895
Pachachaca (4)	123 761	123 761	126 564	129 368	132 171	134 974
Morococha	64 333	64 333	66 085	67 837	69 589	71 341
Ticlio	12 790	12 799	13 165	13 544	13 927	14 314
Casapalca Norte	12 965	12 984	13 365	13 773	14 188	14 613
Casapalca	57 466	57 466	58 517	59 568	60 619	61 670
Antuquito	14 717	14 717	15 418	16 118	16 819	17 520
Bellavista	876	924	1 001	1 143	1 306	1 492
Rosaura (1)	63 072	63 072	63 773	64 474	65 174	65 875
San Mateo (2)	29 784	30 455	31 882	34 229	36 860	39 817
Pomacocha (3)	0	42 048	42 631	44 414	46 350	48 463
TOTAL	392 028	435 495	446 413	460 475	475 294	490 975

Notas:

- (1) Mina Rosaura que entrará en funcionamiento a finales del 2003 con una potencia instalada de 9 MW.
- (2) Mina Tamboraque que cambio de suministro de Luz del Sur por el de la C.H. Huanchor, en la barra de San Mateo en 50 KV en Abril del 2003 con una potencia a instalada de 7 MW.
- (3) Carga de Sedapal (Bombas –5 MW) y Electrocentro (2 MW) con centros de carga en Pomacocha previsto para el 2005.
- (4) Son las cargas mineras de Mahr Tunel, Carhuacra, San Antonio, San Cristóbal y Andaychagua.

En el [Anexo N° A.2](#) se presenta la proyección de Energía del Sistema Eléctrico, en forma detallada.

1.3 Evaluación de la Oferta

En cualquiera de las alternativas planteadas las cargas mineras de Volcan, Morococha, Yauliyacu, Rosaura, San Cristóbal, Carhuacra, San Antonio y Andaychagua y a Electrocentro y Sedapal tendrán suministro eléctrico de las CH. Pachachaca-12 MW, CH. Huanchor-18 MW y del Sistema Interconectado Nacional “SINAC”, que cuenta con disponibilidad de generación hidráulica y térmica, asimismo luego de la interconexión, dichas cargas podrán tener libertad de adquirir energía de cualquier generador del sistema, como es el caso de la Mina Yauliyacu que compra energía de la CH. San Gabán.

El sistema eléctrico cuenta con las siguientes fuentes de generación para la alternativa seleccionada (Alternativa I – “Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km”).

**Cuadro N° 9
Generación Disponible**

Generadores	Generación Disponible (MW)
CH. Pachachaca	12
CH. Huanchor	18
Total CC.HH.	30
SINAC (1)	70
TOTAL	100

- (1) SINAC: Sistema Interconectado Nacional, con puntos de Inyección en las barras de Oroya Nueva-50KV(y la futura S.E. Pomacocha-220-KV.

Del cuadro N° 9 se puede verificar que el 30% de oferta de energía y potencia es de origen hidráulico en el área del proyecto,

proveniente de las CC.HH. Huanchor y Pachachaca y el 70% será proveniente del SINAC, con generación térmica e hidráulica, y con puntos de inyección en las Barras de Pomococha-220 kV y Oroya Nueva-50 kV.

1.4 Balance Oferta-Demanda

En el cuadro N° 10 se presenta el balance de oferta – demanda como resultado de la proyección de la demanda de potencia y energía, la oferta del parque generador y el análisis de flujo de potencia, para la alternativa seleccionada (Alternativa I –“ Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km”).

**Cuadro N° 10
Balance Oferta Demanda-Alternativa Seleccionada**

Generadores	Potencia Entregada (MW)		
	2005	2013	2023
CH. Pachachaca	12,0	12,0	12,0
CH. Huanchor	18,0	18,0	18,0
Total CC.HH.	30,0	30,0	30,0
Oroya Nueva-SINAC (*)	18,0	20,0	22,0
Pomacocha-SINAC (*)	28,9	32,2	37,2
TOTAL Generación	76,9	82,2	89,2
TOTAL Demanda	74,9	80,0	86,5

(*) SINAC: Sistema Interconectado Nacional

Del cuadro N° 10 se puede verificar que la inyección de potencia al sistema eléctrico en análisis, es por medio de las barras de Oroya Nueva-50 kV; Pachachaca-50kV, Huanchor -50 kV y

Pomococha-220 kV y que en forma porcentual se muestran en el siguiente cuadro

Cuadro N° 11
Inyección de Potencia por Barra

Años	Inyección de Potencia por Barra (%)			
	Pachachaca 50 kV	Huanchor 50 kV	Oroya Nueva 50 kV	Pomacocha 220 kV
2005	16%	24%	26%	34%
2013	15%	22%	28%	35%
2023	14%	20%	26%	40%

Del cuadro N ° 11 anterior se verifica que el incremento de la demanda del sistema eléctrico, será asumida por la nueva subestación Pomacocha-220/50/22,9kV-45/27/18-MVA con energía proveniente del SINAC.

La oferta de potencia y energía la puede garantizar cualquier generador del SINAC y satisfacer plenamente la demanda proyectada de las minas y cargas rurales en la zona del proyecto para los próximos 20 años.

En el capítulo N° II en su punto 2.5 se hace el análisis de flujo de potencia para la alternativa seleccionada.

CAPITULO II

PLANTEAMIENTO Y EVALUACIÓN TÉCNICA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO EN 220kV

2.1 Generalidades

El sistema eléctrico de Morococha-Casapalca y Matucana, cuentan con suministro eléctrico actual; de las Centrales Hidroeléctricas de Pachachaca-12MW y Huanchor-18 MW, así como también del Sistema Interconectado Nacional-SINAC, en la barra de Oroya Nueva-50 kV (Ver diagrama unifilar-Anexo N° B.4.1), los mismos que no son suficientes, debido a la aparición de nuevas cargas e incremento de la demanda.

La mina Rosaura de 9 MW se encuentra en construcción y se prevé entre en funcionamiento a finales del 2003, también SEDAPAL tiene previsto para el año 2005 el ingreso de bombas de agua de la laguna Pomacocha para satisfacer la demanda de agua potable de la ciudad de Lima, con una demanda de 5 MW, por otro lado Electrocentro, para atender el crecimiento de la población rural en la zona del proyecto, ha planificado la expansión de sus redes en 2 MW, para el 2005. Asimismo por el crecimiento de la demanda de la minería, la capacidad de la línea de transmisión en 50 kV, sobre todo en los tramos Oroya Nueva -Pachachaca – Casapalca de 31,1 km están sobrecargadas, traduciéndose en altas pérdidas de potencia y energía, siendo susceptibles a colapsar.

La línea 50 kV Oroya Nueva – Casapalca, que pasa por alturas que se encuentran entre 4200-4823 msnm, tiene constantes salidas fuera de servicio, debido principalmente a tormentas de lluvia y nieve y a la antigüedad de sus instalaciones que superan los 50 años.

La central de Huanchor ha entrado en operación y se ha conectado en la barra de San Mateo 50 KV a finales del 2002 para alimentar las cargas de Wiese Sudamers de 7 MW (Mina Tamboraque) y la demanda de la subestación San Mateo de 6 MW. La interconexión de esta central ha liberado en parte la sobrecarga de las líneas, puesto que entrega a la zona minera alrededor de 5 MW, pero con la entrada de la Mina Rosaura y las cargas de Sedapal y Electrocentro el sistema eléctrico requerirá un punto mas de alimentación.

Por lo explicado líneas arriba y por el deficiente suministro que actualmente tienen las minas Volcan, Yauliyacu, Morococha, Alpamina, Austria Duvaz, Andaychagua, Marthunel, Carhuacra, San Antonio y Electrocentro, en cuanto a la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, las principales empresas mineras han visto por conveniente contar con un punto de suministro más, el cual se evaluará y se plantearán alternativas de suministro en el presente capitulo.

2.2 Planteamiento de Alternativas de Suministro Eléctrico

2.2.1 Criterios Técnicos y Económicos

Las alternativas de suministro eléctrico que se analizarán para el suministro al sistema eléctrico de Casapalca, Morococha y Matucana, considerarán los siguientes criterios económicos y técnicos, los cuales se generalizarán para cualquier proyecto de factibilidad de suministro eléctrico, y se listan a continuación:

- Cada alternativa planteada debe de ser preseleccionada de tal manera que las líneas o subestaciones estén dentro del marco de un Sistema Económicamente Adaptado "SEA", esto es con la finalidad de que los peajes respectivos de transmisión y transformación sean reconocidos por el OSINERG – GART, con las características técnicas y valorizaciones del proyecto como será construido, es decir las instalaciones que se construyan deberán pagarse con el peaje reconocido por el OSINERG-GART.
- Reducción del precio de compra de energía y potencia al conectarse al Sistema Interconectado Nacional "SINAC", con preferencia a una barra base ó a una barra de generación.
- Reducción de pérdidas de potencia y energía en el sistema eléctrico, con la mejora de los perfiles de tensión, esto se consigue con el uso de compensación reactiva en barras, reguladores de tensión que se utilizan hasta el nivel de 33 kV,

así como también salir desde la barra regulada con un perfil de tensión hasta 1.05 pu.

- Mejora de la calidad en el suministro eléctrico al contar con un punto de suministro más, garantizando la permanencia del servicio eléctrico ante escenarios de contingencia.
- La Aplicación de los últimos desarrollos tecnológicos de equipamiento eléctrico, protección, control y medición para optimizar los costos de las alternativas planteadas.

2.2.2 Alternativas de Suministro Eléctrico

Tomando en consideración las consideraciones técnicas y económicas descritas en el punto anterior, se ha planteado las siguientes alternativas de suministro eléctrico.

- **Alternativa I:** Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km. ([Ver diagrama unifilar-Anexo N° B.5.1](#)).
- **Alternativa II:** Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV – 40/30/10 MVA ([Ver diagrama unifilar-Anexo N° B.6.1](#)).
- **Alternativa III:** Ampliación de subestación Pachachaca 220 kV, Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50/22,9 kV–40/30/10 MVA ([Ver diagrama unifilar-Anexo N° B.7.1](#)).

Para cada alternativa planteada se realizará el análisis de flujo de potencia, contingencias y cálculo de cortocircuito, para lo cual, se calculará y presentará primero los parámetros del sistema eléctrico.

2.3 Parámetros Eléctricos del Sistema

En los siguientes puntos se calculará y presentará los parámetros requeridos para el análisis de flujo de potencia y cálculo de cortocircuito de las alternativas planteadas.

2.3.1 Parámetros Eléctricos de Generadores

Los parámetros eléctricos de generadores son datos técnicos entregados por el fabricante a la empresa propietaria de la Central Hidroeléctrica, en algunos casos se debe recurrir a tablas características de generadores.

Las siguientes, son las principales características de los generadores presentes en el sistema eléctrico en análisis:

Cuadro N° 12
Parámetros de Generadores

Grupos De Generación	N° De Grupos	Tensión (kV)	S (MVA)	cos ϕ	Impedancias en pu (Refer. Base propia)				
					Xd	X'd	X''d	X(-)	X(0)
Pachachaca	4	2,30	3,75	0,80	0,55	0,180	0,18	0,25	0,10
Huanchor	2	10,00	10,20	0,90	1,48	0,282	0,18	0,19	0,06

Xd Reactancia síncrona
X'd Reactancia transitoria
X''d Reactancia subtransitoria
X(-) Reactancia de secuencia negativa
X(0) Reactancia de secuencia cero

En el [Anexo N° B.1.1](#), se presenta los parámetros y características de generadores en forma detallada.

2.3.2 Parámetros Eléctricos de Transformadores

Los parámetros eléctricos de transformadores han sido extraídos de la placa de datos técnicos y complementados con tablas

características del fabricante. Las siguientes son las principales características de los transformadores presentes en el sistema eléctrico en análisis.

Cuadro N° 13
Parámetros de Transformadores

Ubicación	Rel. de Transformación y Pot				Regulación de Tensión				Vcc (%)
	Prim.	Sec.	Grupo	S	Tipo	Variac.	T. Máx.	T. Mín	
	(kV)	(kV)	Conex.	(MVA)		Tap (%)	(%)	(%)	
Curipata	50,00	10,00	Dyn1	6	vacío	2,50	5,00	-5,00	7,50
Pachachaca	2,30	50,00	YNd11	15/18	vacío	2,50	5,00	-5,00	9,87
Morococha	50,00	4,16	Yd11	3	vacío	2,50	5,00	-5,00	4,50
Morococha	50,00	4,16	Yd11	3	vacío	2,50	5,00	5,00	4,60
Morococha	50,00	0,44	Yd11	0,5	vacío	2,50	5,00	5,00	4,00
Morococha	50,00	2,40	Yd11	3,75	vacío	2,50	5,00	5,00	4,20
Morococha	50,00	2,40	Dd0	6	vacío	4,30	12,90	-12,90	7,32
Casapalca N.	50,00	4,16	YNd11	2,5	vacío	2,50	5,00	-5,00	4,10
Casapalca	50,00	2,40	YNd11	3	vacío	2,50	5,00	-5,00	4,40
Casapalca	50,00	2,40	YNd11	3	vacío	2,50	5,00	-5,00	4,40
Antuquito	50,00	2,40	YNd11	3	vacío	2,50	5,00	-5,00	4,50
Bellavista	50,00	2,40	YNd11	0,6	vacío	2,50	5,00	-5,00	4,00
Rosaura	50,00	2,40	YNd11	11	vacío	2,50	5,00	-5,00	8,00
San Mateo	50,00	2,40	YNd5	1,5	vacío	2,50	7,50	-7,50	5,47
San Mateo	50,00	60,00	YNd5	1,5	vacío	2,50	7,50	-7,50	5,47
San Mateo	60,00	10/22,9	YNd11	10/10/3,3	carga	1,00	9,00	-9,00	10,30
Huanchor	10,00	50,00	Ynd11	10	vacío	2,01	4,02	-4,02	6,20
Huanchor	10,00	50,00	Ynd11	10	vacío	2,01	4,02	-4,02	6,20

En el [Anexo N° B.1.2](#), se presenta los parámetros y características de transformadores en forma detallada.

2.3.3 Parámetros Eléctricos de Líneas de Transmisión

Los parámetros de una línea de transmisión afectan directamente a la capacidad del conductor para transmitir flujo de potencia y son: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia, los cuales se calcularán para las líneas existentes y para las líneas propuestas en las alternativas.

a. Selección del Conductor:

Para los conductores planteados en las alternativas, los criterios tomados en cuenta para la selección del conductor son los siguientes:

- Se ha seleccionado el conductor de aleación de aluminio, que es más económico que el cobre, además este último no es recomendable para líneas de transmisión, debido al requerimiento de mayor cantidad de estructuras por las características de su catenaria, pues se puede conseguir mayores vanos con conductor de aluminio.
- Se han definido las secciones mínimas de los conductores según las recomendaciones de las Normas RUS, que han sido definidos para minimizar el efecto corona y radio interferencia. A continuación se presentan las secciones mínimas de los conductores por nivel de tensión:

Cuadro N° 14
Secciones Mínimas por Nivel de Tensión

Tensión	Sección
220 KV	400 mm ²
138 KV	200 mm ²
60 KV	95 mm ²
33 kV	50 mm ²
22,9 kV	25 mm ²

Referencia: RUS-Bulletin 1724-E200

- Se debe verificar en los flujos de potencia que estas secciones mínimas son suficientes para las líneas planteadas respecto a la caída de tensión para cumplir con los límites de la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.
- El cable de guarda se debe de utilizar en las zonas de sierra y selva y a partir de 33 KV, para las alternativas planteadas se ha seleccionado el de acero galvanizado grado EHS de 38 mm² de sección, que permite coordinar las relaciones de flechas con los conductores de aleación de aluminio que serán utilizados.

b. Cálculo de parámetros de líneas de transmisión

b1. Cálculo de la Resistencia:

Para tener el verdadero valor de la resistencia, hay que referirla a la temperatura de trabajo:

$$R_{T^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} [1 + \alpha (T - 20)] \quad (1)$$

Donde:

$R_{T^{\circ}C}$ = Resistencia a T°C (Ohm/km)

$R_{20^{\circ}C}$ = Resistencia a 20°C (Ohm/km)

α = Coeficiente térmico de resistencia; 0,0036 (1/°C)

b2. Cálculo de Reactancias:

Para realizar el cálculo de la reactancias de la línea, primero se debe calcular el diámetro medio geométrico y radio medio geométrico

➤ Cálculo del diámetro medio geométrico (DMG):

$$DMG = \sqrt[3]{DMG_{AB} \times DMG_{BC} \times DMG_{AC}} \quad (2)$$

Donde :

DMG AB : Distancia media geométrica entre los conductores A y B

DMG BC : Distancia media geométrica entre los conductores B y C

DMG AC : Distancia media geométrica entre los conductores A y C

➤ Inductancia:

El coeficiente de inducción del conductor de una línea trifásica es:

$$L = 2 \text{Ln} \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \times 10^{-7} \text{ H/m} \quad (3)$$

Donde:

RMG; Radio medio geométrico

DMG; Diámetro medio geométrico

➤ Capacitancia:

Su formulación esta dada por:

$$C = \frac{0,02412}{\text{Log} \left(\frac{DMG}{RMG} \right)} \text{ uf / km} \quad (4)$$

Los parámetros de las líneas existentes y proyectadas para cada alternativa, se han calculado con la ayuda de un programa computacional y se presentan en resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 15
Parámetros de Líneas de Transmisión

Identificación de la Línea		Tipo	Secc.	Altura	Long.	Impedancias Unitarias		
Extremos de Línea						de	Nom.	máx.
C. Carga o Gener. (1)	C. Carga o Gener. (2)	Cond.	mm ²	msnm		Ohm/km		nF/km
		Oroya Nueva	Pachachaca	ACSR	4/0	3900	18,2	0,3536
Oroya Nueva	Curipata	ACSR	4/0	3900	9,8	0,3536	0,4675	9,4869
Curipata	Pachachaca	ACSR	4/0	3900	9,0	0,3536	0,4675	9,4869
Pachachaca	Morococa	ACSR	3/0	4530	12,9	0,4288	0,4762	9,3109
Pachachaca	Ticlio	ACSR	3/0	4843	19,6	0,4288	0,4762	9,3109
Ticlio	Casapalca N.	Cobre	1/0	4843	6,3	0,3792	0,5373	8,8683
Morococha	Casapalca N.	Cobre	1/0	4843	1,3	0,3792	0,5373	8,8683
Casapalca N.	Carlos Franc.	Cobre	1/0	4843	1,2	0,3792	0,5373	8,8683
Carlos Franc.	Casapalca	Cobre	1/0	4843	1,0	0,3792	0,5373	8,8683
Carlos Franc.	Antuquito	Cobre	1/0	4843	1,5	0,3792	0,5373	8,8683
Antuquito	Bellavista	ACSR	3/0	4200	3,9	0,4288	0,4762	9,3109
Bellavista	Rosaura	ACSR	3/0	4265	1,5	0,4288	0,4762	9,3109
Rosaura	San Mateo	ACSR	3/0	4265	6,5	0,4288	0,4762	9,3109
CH. Huanchor	San Mateo	AAAC	120	4265	2,0	0,3005	0,4709	9,4297
Pomacocha	Carlos Franc.	AAAC	150	4265	14,8	0,2404	0,4607	9,6511

Nota: todas las líneas son en simple terna

En el [Anexo N° B.1.3](#), se presentan los parámetros y características de las líneas de transmisión en forma detallada.

2.3.4 Capacidad Térmica de Conductores

La potencia de transmisión de las líneas por capacidad térmica, se clasifican por su nivel de tensión, tipo de material, sección del conductor, altitud de instalación, condiciones ambientales y su ubicación geográfica.

El cálculo de la capacidad térmica de un conductor se fundamenta en su balance térmico, el cual debe de existir bajo las

condiciones del equilibrio y se representa de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{Calor ganado} = \text{Calor Perdido} \quad (5)$$

$$P_J + P_{gIS} = P_C + P_{pIS} \quad (6)$$

$$I = \sqrt{\frac{P_C + P_{pIS} - P_{gIS}}{R}} \quad (7)$$

Donde:

- P_J : Pérdidas por efecto Joule ($I^2 \times R$)
- P_{gIS} : Calor ganado debido a la irradiación solar
- P_C : Potencia calorífica disipada por convección
- P_{pIS} : Potencia calorífica disipada por radiación solar
- R : Resistencia eléctrica

Este cálculo se realizará para las condiciones más desfavorables, para nuestro caso en el día y con máxima demanda, para una temperatura del conductor de 60° C, el cálculo se presenta en forma detallada en el anexo N° B.2 y cuyo resumen de los resultados obtenidos son los siguientes:

Cuadro N° 16
Capacidad Térmica de Conductores

Tipo de Conductor	Secc. Nominal mm ² /AWG	Altura Máxima Msnm	Capacidad Máxima (A)
COBRE	1/0	4 850	222
ACSR	3/0	4 850	243
Coperwell	2/0	4 800	255
AAAC	120	4 200	288
ACSR	4/0	4 000	294
AAAC	150	4 200	334
AAAC	400	4 200	618

En el [Anexo N° B.1.3](#), se presentan la capacidad de los conductores del sistema eléctrico en análisis, en Mega Volt Ampere (MVA) y Ampere (A).

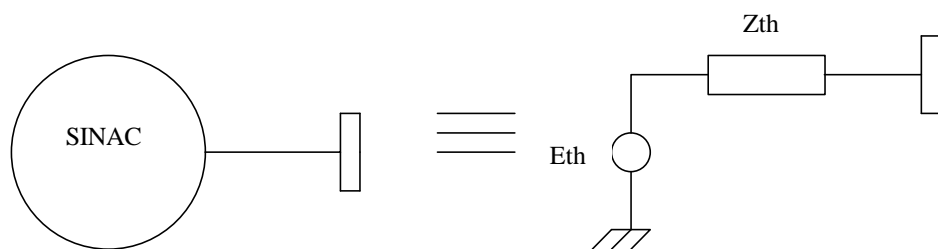
2.3.5 Cálculo de cortocircuito

El comportamiento de un sistema de potencia durante un cortocircuito, se puede representar por una red equivalente consistente de una fuente de tensión prefalla V_0k y la impedancia de la red equivalente (Z_{THE}) para las componentes de secuencia positiva, negativa y cero en el nodo bajo falla.

Para realizar los cálculos de cortocircuito se realizará el siguiente procedimiento:

1º.- Cálculo del Thevenin Equivalente

Se calcula el Thevenin equivalente en los nodos del SINAC:



Para esto es necesario contar con las corrientes de cortocircuito 3ϕ y 1ϕ en el nodo donde se requiera plantear una impedancia equivalente, con los datos de corrientes de falla, se plantea las siguientes ecuaciones para el cortocircuito trifásico y monofásico respectivamente:

$$I_{cc_{3f}} = \frac{V_{pu}}{Z_{th_1} + R_f} \quad (8)$$

$$I_{cc_{1f}} = \frac{3xV_{pu}}{Z_{th_1} + Z_{th_2} + Z_{th_0} + 3R_f} \quad (9)$$

Donde :

Z_{th_1} : Impedancia equivalente thevenin de secuencia positiva

Z_{th2} : Impedancia equivalente thevenin de secuencia negativa
 Z_{th0} : Impedancia equivalente thevenin de secuencia homopolar
 R_f : Resistencia de falla

Luego se asume que: $R_f = 0$ y $Z_{th1} = Z_{th2}$, entonces se tienen 2 ecuaciones y 2 incógnitas y se puede hallar la impedancia thevenin equivalente en las 3 secuencias, obteniéndose las siguientes formulaciones:

$$Z_{th1} = \frac{V_{pu}}{I_{cc_{3f}}} \quad (10)$$

$$Z_{th2} = Z_{th1} \quad (11)$$

$$Z_{th0} = V_{pu} \left(\frac{1}{I_{cc_{3f}}} - \frac{2}{I_{cc_{3f}}} \right) \quad (12)$$

2°.- Determinación del mapa de impedancias

Los resultados de las impedancias en secuencia positiva, negativa y cero de los elementos que conforman el sistema eléctrico; generadores, líneas, transformadores e impedancias equivalentes, se representan circuitalmente con su equivalente para cada secuencia, obteniéndose el mapa de impedancias para cada secuencia en pu.

3°.- Determinación de la matriz de impedancias Zbarra

Con el mapa de impedancias se representa la matriz de admitancias (Ybarra), para luego invertirla y obtener la matriz de impedancias (Zbarra), en secuencia positiva, negativa y cero.

Finalmente se calcula las corrientes de cortocircuito, con las siguientes formulaciones, descritas líneas arriba para el corto circuito trifásico y monofásico, para el circuito bifásico se usará las siguientes ecuaciones en cada secuencia :

$$I_{cc_{2f(1)}} = \frac{V_{pu}(Z_{th_2} + Z_{th_0})}{Z_{th_1}(Z_{th_2} + Z_{th_0}) + Z_{th_2} \cdot Z_{th_0}} \quad (13)$$

$$I_{cc_{2f(2)}} = -I_{cc_{2f(1)}} \frac{Z_{th_0}}{Z_{th_2} + Z_{th_0}} \quad (14)$$

$$I_{cc_{2f(0)}} = -I_{cc_{2f(1)}} \frac{Z_{th_2}}{Z_{th_2} + Z_{th_0}} \quad (15)$$

Donde:

(1) secuencia positiva

(2) secuencia negativa

(0) secuencia cero

Z_{th1} : Impedancia equivalente thevenin de secuencia positiva

Z_{th2} : Impedancia equivalente thevenin de secuencia negativa

Z_{th0} : Impedancia equivalente thevenin de secuencia homopolar

Para el cálculo de cortocircuito se usará una tensión prefalla de 1 pu.

2.4 Sistema Eléctrico Existente

El sistema eléctrico de Casapalca, Morococha y Matucana se encuentra en el nivel de tensión de 50 kV el cual tiene en total 110 km de línea desde la S.E. Oroya Nueva hasta la S.E Matucana, con subestaciones de transformación de 50 a 10 kV, 2,4 kV y 4,16 kV (Ver Diagrama Unifilar [Anexo N° B.4.1](#)), este sistema tiene instalaciones en subestaciones y líneas con una antigüedad mayor a los 50 años, las líneas hacen su recorrido desde una altura de 3900 msnm (Oroya Nueva) hasta los 4843 msnm (Ticlio) (Ver cuadro [N° 15](#)), las mismas que tienen constantes salidas de servicio, debido a tormentas de nieve y lluvia y también a su antigüedad (mayor a 50 años).

La central de Huanchor de 18 MW ha entrado en operación a finales del 2002, con lo cual el servicio y la confiabilidad del sistema se ha visto mejorada, pero con la entrada de la Mina Rosaura de 9 MW, bombas de Sedapal de 5 MW, la expansión de Electrocentro de 2 MW y el cambio de suministro de Mina Tamboraque de 7 MW (Wiese Sudamers) de Luz del Sur por el de la CH. Huanchor, el sistema requerirá un punto mas de suministro eléctrico.

La demanda del sistema eléctrico es de origen minero, las empresas mineras de 61 MW requieren garantizada la calidad y continuidad de suministro de energía en estado estable y ante situaciones de contingencia.

En los siguientes puntos se realizará al análisis de flujo de potencia en estado estable y contingente para el sistema eléctrico existente, considerando las cargas de la mina Rosaura y Tamboraque, no así las cargas de Sedapal y Electrocentro de 7 MW, previstas para el 2005. En el [Anexo B.4.1](#), se presenta el diagrama unifilar del sistema eléctrico existente.

2.4.1 Análisis del Sistema Eléctrico

a. Análisis de Flujo de Potencia

Se ha efectuado la simulación del sistema eléctrico existente en estado estable, con el programa Winflu 2.3 para la condición de carga máxima y condiciones hidrológicas promedio de avenida y estiaje. Se ha considerado en este análisis la Central de Huanchor de propiedad de la Compañía Sociedad Minera Corona de 18 MW, que ha entrado

en operación a finales del 2002, las cargas de la mina Rosaura (9 MW) y Tamboraque (7 MW).

En el [Anexo N° B.4.2](#) se presentan los resultados detallados de tensiones, despachos y flujos de potencia para el año 2003(0), destacando los siguientes puntos:

- Los puntos de entrega de potencia y energía son CH. Pachachaca 12 MW, CH. Huanchor 18 MW y el SINAC en la Barra de Oroya Nueva. En el siguiente cuadro se presenta el balance oferta demanda del sistema eléctrico existente:

Cuadro N° 17
Balance Oferta Demanda – Sistema Eléctrico Existente

Generadores	MW	MW (1)
CH. Pachachaca	12	12
CH. Huanchor (2)	18	5
Total CC.HH.	30	17
Oroya Nueva-SINAC (3)	42	42
TOTAL Generación	72	59
TOTAL Demanda	68	55

- (1) Es el balance oferta demanda del sector minero sin considerar las cargas exclusivas de la CH. Huanchor (Mina Tamboraque y San Mateo –13 MW).
 - (2) La Central de Huanchor solo tiene disponible 5 MW para las cargas mineras en análisis, debido a que la Mina Tamboraque (Wiese Sudameris) compra en la barra Huanchor con una demanda de 7 MW , de igual manera alimenta a las cargas de la barra de San Mateo 6 MW (Cargas productivas y domésticas)
 - (3) El sistema eléctrico en análisis cuenta con un punto de alimentación conectado al Sistema Interconectado Nacional - SINAC en la S.E. Oroya Nueva 50 kV.
- La Carga concentrada de la minería se encuentra entre las subestaciones de Pachachaca, Casapalca, Morococha y Bellavista con una demanda de 55 MW para el año inicial; de

las cuales 4,9 MW es proveniente de la C.H. Huanchor a 8 km del centro de carga, 12 MW de la CH. Pachachaca y el complemento de 38,1 MW es proveniente de la barra de Oroya Nueva ubicada a 40 km del centro de carga, con líneas con una antigüedad mayor a los 50 años, al límite de su capacidad, y traduciéndose en altas pérdidas y baja confiabilidad.

- Es importante decir que las cargas de Sedapal y Electrocentro de 7 MW previstas para el 2005 no están presentes en la simulación del sistema eléctrico existente.
- Electroandes ha realizado compensación reactiva en las barras de Pachachaca (9 MVAR), Morococha (6 MVAR) y Casapalca con (6 MVAR) con la finalidad de mejorar la calidad y disminuir las pérdidas en el sistema eléctrico, la misma que con la entrada de las nuevas cargas no es suficiente.
- El perfil de tensiones en las barras en 50 kV del sistema eléctrico de Casapalca, Morococha y Matucana no es bueno, presentándose la mayor caída de tensión en las barras de Rosaura, Antuquito y Bellavista de 7,6 % en máxima demanda. En el cuadro siguiente se presenta los resultados de la simulación de flujo de potencia en cuanto a perfiles de tensión y caída de tensión.

Cuadro 18
Perfil de Tensiones – Sistema Eléctrico Existente

Barra-50 kV	Tensión		
	Pu	KV	Caída (%)
Curipata	0,979	48,95	2,1%
Pachachaca	0,968	48,40	3,2%
Morococha	0,930	46,50	7,0%
Ticlio	0,935	46,75	6,5%
Casapalca Norte	0,929	46,45	7,1%
Casapalca	0,927	46,35	7,3%
Antuquito	0,926	46,30	7,4%
Bellavista	0,925	46,25	7,5%
Rosaura	0,924	46,20	7,6%
San Mateo	0,939	46,95	6,1%
San Cristóbal	0,943	47,15	5,7%
Andaychagua	0,936	46,80	6,4%
Huanchor	0,976	48,80	2,4%

En el [Anexo N° B.4.2](#) se presenta el reporte de flujo de potencia para el sistema en análisis.

- Las pérdidas de potencia del sistema eléctrico es del 8,8 % y las perdidas de energía son del 7,7 %, estos indicadores son excesivamente altos.

2.4.2 Confiabilidad de Suministro Eléctrico

Se ha efectuado la simulación del sistema eléctrico para la configuración existente, bajo las condiciones de operación contingente, con el objeto de demostrar el requerimiento de un punto más de suministro eléctrico, siempre bajo el criterio de garantizar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico a las compañías mineras

en el área del proyecto. Los siguientes casos de contingencia se han simulado:

- **Contingencia I:** Salida de la CH. de Pachachaca 12 MW
- **Contingencia II:** Salida de la Central de Huanchor de 18 MW
- **Contingencia III:** Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca
- **Contingencia IV:** Falla de la línea 50 kV Pachachaca-Morococha

Los resultados del análisis de contingencias se presentan en los Anexos [Nº B4.3](#) al [Nº B4.6](#), los cuales se resumen a continuación

b1. Contingencia I: Salida de la CH. de Pachachaca 12 MW

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el [Anexo Nº B4.3](#), destacando los siguientes puntos:

- Ante la salida de la central Hidroeléctrica de Pachachaca de 12 MW, los tramos de las líneas entre Oroya Nueva y Pachahaca-18,2 km y Oroya Nueva –Curipata de 10 km se sobrecargan al [9,7%](#) y [13,4%](#) respectivamente, lo cual dañara las características mecánicas del conductor y se producirán altas pérdidas de potencia y energía, así como también mala calidad en cuanto a los perfiles de tensión.
- Los perfiles de tensión se ven afectados, obteniéndose la mayor caída de tensión en la barra de Rosaura de 12,1 %. En el cuadro siguiente se presenta los resultados de flujo de potencia de los perfiles de tensión :

Cuadro 19
Perfil de Tensiones – Sistema Eléctrico Existente

Barra-50 kV	Tensión		
	Pu	KV	Caída (%)
Curipata	0,958	47,90	4,2%
Pachachaca	0,928	46,40	7,2%
Morococha	0,885	44,25	11,5%
Ticlio	0,891	44,55	10,9%
Casapalca Norte	0,884	44,20	11,6%
Casapalca	0,882	44,10	11,8%
Antuquito	0,881	44,05	11,9%
Bellavista	0,880	44,00	12,0%
Rosaura	0,879	43,95	12,1%
San Mateo	0,894	44,70	10,6%
San Cristobal	0,901	45,05	9,9%
Andaychagua	0,894	44,70	10,6%
Huanchor	0,955	47,75	4,5%

Estos perfiles de tensión son inadmisibles para las cargas mineras.

b2. Contingencia II: Salida de la CH. Huanchor 18 MW

En esta contingencia el sistema eléctrico colapsa cortándose el suministro al sistema, debido a que los tramos de línea de Oroya Nueva-Pachachaca y Pachachaca-Morococha sobrepasaron el límite de su capacidad térmica, asimismo la caída de tensión es inadmisibile.

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el [Anexo N° B4.4](#)

b3. Contingencia III: Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca:

Ante la falla del tramo de línea de Oroya Nueva – Pachachaca de 18,2 km, el sistema eléctrico colapsa cortándose el suministro al sistema, debido a que la otra terna de la línea Oroya Nueva-Pachachaca sobrepasa el límite de su capacidad térmica de transporte. El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el [Anexo N° B4.5](#).

b4. Contingencia IV: Falla de una terna de la línea 50 kV Pachachaca - Morococha :

Ante la falla del tramo de línea de Pachachaca-Morococha de 12,9 km, el sistema eléctrico colapsa cortándose el suministro a las cargas mineras de Morococha, Yauliyacu, Casapalca y Rosaura, debido a que la línea Pachachaca -Ticlio sobrepasa el límite de su capacidad térmica de transporte. El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el [Anexo N° B4.6](#).

2.5 Alternativa I : Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km.

2.5.1 Descripción de la alternativa planteada

En esta alternativa se recomienda la ampliación de la subestación Pomacocha en 220 kV e implementar un transformador de potencia 220/50/22,9 kV- 45/27/18 MVA , la salida de la línea en 50 kV y la barra en 22,9 kV para las cargas de Electrocentro, Sedapal

y la Mina Andaychagua se ubicara en una área adyacente a la subestación existente ([Ver Anexo D.6](#))

Adicionalmente se recomienda implementar la línea en 50 kV Pomacocha – Carlos Francisco de 14,8 km, y utilizar la celda existente en 50 kV que es utilizada para la alimentación de la subestación San Antonio como celda de llegada.

El diagrama unifilar de esta alternativa se presenta en el [Anexo N° B.5.1](#)

a. S.E. Pomacocha 220/50/22,9 kV:

Comprende la ampliación de la subestación Pomacocha en 220 kV, con el equipamiento de una celda de protección del transformador de potencia; asimismo se ha previsto utilizar el área adyacente a la subestación (frente a la celda de llegada de la S.E. Pachachaca), debido a que la subestación Pomacocha no cuenta con el espacio requerido para el equipamiento del transformador de potencia 220/50/22,9 kV–45/25/20 MVA, y de las barras en 50 kV y 22,9 kV ([Ver Anexo N° D.6](#)). En la ampliación de la subestación se plantea utilizar el siguiente equipamiento:

- Una Celda de transformador en 220 kV
- Un Transformador de Potencia 220/50/22,9 kV – 45/25/20 MVA
- Una Celda de Línea en 50 kV (salida a S.E. Carlos Francisco)
- Cuatro Celdas 22,9 kV (Servicios Auxiliares, Sedapal, Electrocentro, Mina Andaychagua)

- Sistema de barras en 50 y 22,9 kV, canaletas, drenaje, cerco perimétrico y obras civiles.

En el [Anexo del N° B.5](#) se presenta en forma detallada las características en esta alternativa.

b. Línea en 50 kV Pomacocha – Carlos Francisco

Tiene una longitud de 14,8 km. La ruta de la línea se inicia en el futuro pósito en 50 kV de la S.E. Pomacocha con dirección nor-oeste, teniendo un recorrido adyacente a los accesos existentes entre Pomacocha–Mina Santa Rosita y Mina La Caprichosa-El Carmen, a 4800 msnm, cruzando la quebrada Magdalena, y así llegar al pósito en 50 kV de la subestación Carlos Francisco.

La línea será construida con postes de madera, crucetas de madera, conductor AAAC 120 mm², aisladores no cerámicos y cable de guarda de acero galvanizado grado EHS de 38 mm² cuya ruta de línea se presenta en el [Anexo N° D.3](#)

c. S.E. Carlos Francisco

Actualmente la subestación Carlos Francisco-50 kV no cuenta con el espacio requerido para la ampliación de la subestación, por lo que se propone utilizar la celda que alimenta a la subestación San Antonio, para la llegada de la línea Pomacocha – Carlos Francisco. Esta celda se encuentra equipada, y no requerirá inversión alguna. Para la alimentación de la subestación San Antonio, se propone realizar una derivación en “T” a unos 300 m antes de llegar al pósito

de la subestación Carlos Francisco, con una protección de transformador mediante un circuit-switcher.

El diagrama unifilar del equipamiento de la S.E Carlos Francisco se presenta en el [Anexo N° B.5.3](#).

2.5.2 Análisis del Sistema Eléctrico

a. Análisis de Flujo de Potencia

Se ha efectuado la simulación del sistema eléctrico para la alternativa propuesta en estado estable, con el programa Winflu 2.3 para la condición de carga máxima y condiciones hidrológicas promedio de avenida y estiaje.

En el [Anexo N° B.5.4](#) se presentan los resultados detallados de tensiones, despachos y flujos de potencia para los años 2005, 2013 y 2023 resaltando los siguientes puntos:

- Los puntos de entrega de potencia y energía son; CH. Pachachaca 12 MW, CH. Huanchor 18 MW y el SINAC con las barras de Oroya Nueva-50kV y Pomacocha-220kV, en el siguiente cuadro se presenta el balance oferta demanda del sistema eléctrico para la Alternativa I:

Cuadro N° 20
Balance Oferta Demanda – Alternativa I

Generadores	Potencia en MW		
	2005	2013	2023
CH. Pachachaca	12,0	12,0	12,0
CH. Huanchor	18,0	18,0	18,0
Total CC.HH.	30,0	30,0	30,0
Oroya Nueva-SINAC (*)	18,0	20,0	22,0
Pomacocha-SINAC (*)	28,9	32,2	37,2
TOTAL Generación	76,9	82,2	89,2
TOTAL Demanda	74,9	80,0	86,5

(*) SINAC: Sistema Interconectado Nacional, en Oroya Nueva 50kV y Pomacocha 220 kV

- El perfil de tensiones en las barras en 50 kV del sistema eléctrico de Casapalca, Morococha y Matucana se ha visto mejorado considerablemente, consiguiendo la mayor caída de tensión de 1,2%; 2% y 2,8% en máxima demanda en la barra de la Mina Rosaura-9 MW para los años 2005, 2013 y 2023 respectivamente. En el cuadro siguiente se presenta los resultados de la simulación de flujo de potencia en cuanto a perfiles de tensión para los, obteniéndose una buena calidad de producto en cuanto a la tensión.

Cuadro 21
Perfil de Tensiones – Alternativa I

Barra en 50 kV	Tensión					
	2005		2013		2023	
	pu	kV	pu	kV	pu	KV
Curipata	0,999	49,95	0,997	49,85	0,994	49,70
Pachachaca	1,005	50,25	1,004	50,20	1,000	50,00
Morococha	0,993	49,65	0,991	49,55	0,985	49,25
Ticlio	0,994	49,70	0,992	49,60	0,986	49,30
Casapalca Norte	0,994	49,70	0,991	49,55	0,985	49,25
Casapalca	0,994	49,70	0,991	49,55	0,985	49,25
Antuquito	0,991	49,55	0,988	49,40	0,982	49,10
Bellavista	0,985	49,25	0,982	49,10	0,975	48,75
Rosaura	0,983	49,15	0,980	49,00	0,972	48,60
San Mateo	0,990	49,50	0,986	49,30	0,977	48,85
San Cristóbal	0,987	49,35	0,989	49,45	0,985	49,25
Andaychagua	0,993	49,65	0,990	49,50	0,985	49,25

En el Anexo N° B.5.4 se presenta los reportes de flujo de potencia para la configuración del sistema eléctrico propuesto en esta alternativa.

- Las pérdidas de potencia y energía del sistema eléctrico se reducirán considerablemente consiguiendo los siguientes resultados:

Cuadro 22
Pérdidas de Potencia y Energía – Alternativa I

Descripción	2003 (1)	2005	2013	2023
Pérdidas de Potencia en %	5,99%	2,66%	2,81%	3,01%
Pérdidas de Energía en %	5,20%	2,29%	2,43%	2,60%

Nota.

(1) Son las pérdidas del sistema eléctrico existente

2.5.3 Confiabilidad del Suministro Eléctrico

La confiabilidad del suministro eléctrico está garantizada en un 100%, en vista que la S.E. Pomacocha está conectada al SINAC a través de 5 líneas en 220 kV, asimismo se tiene la generación local de las Centrales Hidroeléctricas de Huanchor-18 MW y Pachachaca-12 MW y la barra de Oroya Nueva conectada al SINAC en 50 kV.

Con la finalidad de demostrar la confiabilidad en el suministro a las cargas mineras de la zona del proyecto, se han simulado los siguientes casos de contingencia para el año final (2023):

- **Contingencia I:** Salida de la CH. de Pachachaca 12 MW
- **Contingencia II:** Salida de la Central de Huanchor de 18 MW
- **Contingencia III:** Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca
- **Contingencia IV:** Falla de la línea 50 kV Pachachaca-Morococha

Los resultados del análisis de contingencias se presentan en los Anexos [Nº B.5.5](#) al [Nº B.5.8](#), las cuales se resumen a continuación.

a. **Contingencia I: Salida de la CH. de Pachachaca 12 MW**

Ante esta contingencia el sistema eléctrico redistribuye sus flujos sirviéndose de las barras de Pomacocha y Oroya Nueva, no viéndose afectado los perfiles de tensión ni el suministro.

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el [Anexo Nº B.5.5](#)

b. Contingencia II: Salida de la CH. Huanchor 18 MW

Durante la salida de la C.H. Huanchor, el sistema eléctrico redistribuye sus flujos sirviéndose de las barras de Pomacocha, Oroya Nueva y la C.H. Pachachaca, no se afecta el suministro, pero si la calidad en el servicio sobre todo a las cargas exclusivas de la C.H. Huanchor ,en esta contingencia la Mina Tamboraque se desconecta para alimentarse de Luz del sur , con lo cual el suministro al total de cargas no se ve afectado, habiéndose producido la máxima caída de tensión en la barra de San Mateo de 9 %.

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el [Anexo N° B.5.6.](#)

c. Contingencia III: Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca:

Ante la contingencia de falla en el tramo de línea de Oroya Nueva – Pachachaca de 18,2 km, el sistema eléctrico no se ve afectado en cuanto a calidad y confiabilidad, puesto que la energía que transporta esta línea la asume la línea Oroya Nueva- Curipata- Pachachaca y la subestación de Pomacocha-220 kV.

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el [Anexo N° B.5.7](#)

d. Contingencia IV: Falla de una terna de la línea 50 kV Pachachaca - Morococha :

Ante la contingencia de falla de una tramo de línea de Pachachaca-Morococha-50 kV de 12,9 km, el sistema eléctrico no se

ve afectado en cuanto a calidad y confiabilidad, puesto que la energía que transporta esta línea la asume la línea Pachachaca-Ticlio-Casapalca Norte, asimismo la carga de Morococha será alimentada por la línea Casapalca Norte – Morococha, con energía proveniente de la subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV.

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el [Anexo N° B.5.8](#).

2.5.4 Cálculo de Cortocircuito

Se ha realizado el cálculo de cortocircuito para fallas monofásicas, trifásicas y bifásicas con la ayuda de un programa computacional, considerando los Thevenins equivalentes en las barras de Oroya Nueva-50 kV, Pomacocha 220 kV y San Mateo –50 kV.

En el siguiente cuadro se presenta los resultados obtenidos para las barras asociadas al proyecto:

Cuadro 23
Resultados de Cortocircuito – Alternativa I

Centro de Carga o Generación	Codificación de Barra	Tensión Nominal (kV)	Corrientes de Cortocircuito		
			I3 kA	I0 kA	I2 kA
Andaychagua	ANDY50	50	2,29	2,38	-2,00
	ANDY4	4,16	13,42	0,00	-11,65
	ANDY23	22,9	2,59	2,56	-2,25
Pomacocha	POMA23	22,9	3,95	1,65	-3,43
	POMA50	50	4,66	4,20	-4,06
	POMA220	220	5,23	7,19	-4,65
Carlos Francisco	CAFR50	50	4,81	5,59	-4,23

Donde:

I3: Cortocircuito trifásico

I0: Cortocircuito monofásico

I2: Cortocircuito bifásico

En los [Anexos B.5.9.1 al B.5.9.3](#) se presentan los mapas de impedancias de secuencia positiva/negativa, secuencia cero y los resultados de cortocircuito en forma detallada para todas las barras del sistema eléctrico en análisis.

2.5.5 Inversiones Estimadas

Los costos considerados y expresados en US\$, que incluyen suministro, montaje, transporte, gastos generales, utilidades e IGV, son los siguientes:

Cuadro 24
Resumen de Inversiones – Alternativa I

Ítem	Descripción	Costos (US \$)	
		sin IGV	con IGV
I	Línea de Transmisión		
	L.T. 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco 14,8 km-150 mm ² -AAAC	419 350	499 026
II	Subestaciones de Potencia		
2.1	Ampliación en 220 kV y S.E. Pomacocha 220/50/22,9 kV – 45/27/18 MVA	2 026 709	2 411 783
2.2	Subestación de Seccionamiento (derivación en 50 kV a S.E. San Antonio)	89 762	106 817
III	Sistema de Telecomunicaciones y Control	433 855	516 287
Total		2 969 675	3 533 914

La valorización de las inversiones en forma detallada se presentan en el [Anexo B.5.10](#)

2.6 Alternativa II: Subestación Antuquito 220/50/22,9kV–40/30/10 MVA

2.6.1 Descripción de la alternativa planteada

En esta alternativa se recomienda abrir la Línea en 220kV Huayucachi – Zapallal de propiedad de REP, a unos 105 km de la subestación Huayucachi, e implementar la ampliación de la

subestación Antuquito en 220/50/22,9kV-40/30/10MVA, con celda de llegada, celda de salida y celda de transformación en 220 kV, en el lado 50 kV se requerirá una celda de transformación para la conexión a la barra 50 kV en la S.E. Antuquito existente, así como también una celda de línea transformador en 22,9 kV para la salida a la S.E. Pomacocha.

Para la alimentación a las cargas de Sedapal, Electrocentro se plantea la línea en 22,9 kV de 15,2 km desde la S.E Antuquito-Pomacocha.

El diagrama unifilar de esta alternativa se presenta en el [Anexo N° B.6.1.](#)

a. S.E. Antuquito 220/50/22.9 kV – 40/30/10 MVA:

La S.E. Antuquito 50/4,16kV-3,0MVA existente forma parte del sistema eléctrico en 50 kV de Electroandes, por lo que se propone realizar la ampliación de subestación para la alimentación en 220 kV mediante la línea en 220 kV Huayucachi-Zapallal, y así conectarse al SINAC.

La actual subestación Antuquito cuenta con un equipamiento convencional en 50 kV, y del tipo exterior, por lo que se pensaría en un equipamiento del mismo tipo para la futura ampliación en 220 kV, pero esto no es posible, debido a que donde está ubicada la subestación no se cuenta con el espacio requerido para este tipo de tecnología. En este sentido se ha pensado para esta alternativa, plantear una tecnología compacta para la ampliación de la

subestación en 220 kV, por lo que se recomienda la utilización de la tecnología del tipo GIS (Gas Insulated Substations-GIS).

La subestación en 220 kV será aislada por gas SF6 y del tipo interior y el lado 5/22.9 kV será del tipo convencional.

Las subestaciones aisladas en gas muestran algunas ventajas comparativas con respecto al equipamiento convencional, y estas son:

- Tamaño reducido
- Es a prueba de contaminación ambiental
- Requiere menor mantenimiento
- Brinda una mayor seguridad para los operadores
- No produce radio interferencias

El inconveniente de este tipo de tecnología es el económico, presentan una mayor inversión inicial tal como se describe en el [Anexo B.6.9](#). La celda de salida hacia las cargas de Sedapal y Electrocentro, será en 22,9 KV , con recloser y pararrayos.

El diagrama unifilar de esta alternativa se presenta en el [Anexo N° B.6.1](#).

b. Línea en 22,9 kV de 15,2 km S.E. Antuquito-Pomacocha

Tiene una longitud de 15,2 km. La ruta de la línea se inicia en el pósito en 22,9 kV de la S.E. Antuquito, teniendo un recorrido adyacente a los accesos existentes entre Pomacocha–Mina Santa Rosita y Mina La Caprichosa-El Carmen, a 4800 msnm, cruza la quebrada Magdalena, hasta llegar al pósito futuro en 22,9 kV de la subestación Pomacocha.

Será construida con postes de madera, crucetas de madera, conductor AAAC 150 mm², aisladores polioéricos y cerámicos.

Las cargas de Pomacocha (Electrocentro y Sedapal), tendrán su subestación de llegada en el área adyacente a la subestación 220 kV de Pomacocha, asimismo tendrá derivaciones en T a las cargas de Electrocentro en su recorrido, por otro lado las inversiones de la subestaciones en 22,9 kV se realizarán por Electrocentro y Sedapal y no se considerará en las inversiones de esta alternativa.

2.6.2 Análisis del Sistema Eléctrico

a. Análisis de Flujo de Potencia

Se ha efectuado la simulación del sistema eléctrico para la alternativa propuesta en estado estable, con el programa Winflu 2.3 para la condición de carga máxima y condiciones hidrológicas promedio de avenida y estiaje.

En el [Anexo N° B.6.3](#), se presentan los resultados detallados de tensiones, despachos y flujos de potencia para el año 2005, 2013 y 2023, los cuales se resumen a continuación:

- Los puntos de entrega de potencia y energía son las Centrales Hidroeléctricas Pachachaca-12 MW y Huanchor-18 MW y el SINAC con las barras de Oroya Nueva-50kV y Antuquito-220kV. En el siguiente cuadro se presenta el balance oferta demanda del sistema eléctrico, para la Alternativa II:

Cuadro N° 25
Balance Oferta Demanda – Alternativa II

Generadores	Potencia en MW		
	2005	2013	2023
CH. Pachachaca	12	12	12
CH. Huanchor	18	18	18
Total CC.HH.	30	30	30
Oroya Nueva-SINAC (*)	20	23	24
Antuquito-SINAC (*)	28	30	35
TOTAL Generación	78	83	89
TOTAL Demanda	75	80	86

Nota:

(1) SINAC: Sistema Interconectado Nacional

- Se recomienda desconectar el banco de condensadores de 6 MVAR de la barra de Casapalca en 50 kV, los cuales ya no se requieren debido a la entrada de la barra regulada de la S.E. Antuquito, ubicada a 2 km de la S.E. Casapalca.
- El perfil de tensiones en las barras en 50 kV del sistema eléctrico de Casapalca, Morococha y Matucana se han visto mejorados considerablemente, debido a la entrada de la barra regulada en la S.E. Antuquito, con lo cual, la mayor caída de tensión ocurre en la barra de Andaychagua para el año final (2023), equivalente al 2,6 % en máxima demanda. En el cuadro siguiente se presentan los resultados de la simulación de flujo de potencia en cuanto a perfiles de tensión

Cuadro 26
Perfil de Tensiones – Alternativa II

Barra en 50 kV	Tensión					
	2005		2013		2023	
	Pu	kV	Pu	kV	pu	KV
Curipata	1,002	50,10	1,000	50,00	0,997	49,85
Pachachaca	1,013	50,65	1,010	50,50	1,008	50,40
Morococho	1,016	50,80	1,015	50,75	1,013	50,65
Ticlio	1,014	50,70	1,012	50,60	1,011	50,55
Casapalca Norte	1,018	50,90	1,017	50,85	1,015	50,75
Casapalca	1,019	50,95	1,018	50,90	1,017	50,85
Antuquito	1,025	51,25	1,025	51,25	1,025	51,25
Bellavista	1,019	50,95	1,018	50,90	1,017	50,85
Rosaura	1,016	50,80	1,026	51,30	1,013	50,65
San Mateo	1,021	51,05	1,019	50,95	1,016	50,80
San Cristóbal	0,988	49,40	0,985	49,25	0,981	49,05
Andaychagua	0,981	49,05	0,978	48,90	0,974	48,70

En el [Anexo N° B.6.3](#) se presenta el reporte de flujo de potencia para el sistema eléctrico, en esta alternativa.

- Las pérdidas de potencia y energía del sistema eléctrico se reducirán considerablemente, consiguiendo los siguientes resultados:

Cuadro 27
Pérdidas de Potencia y Energía – Alternativa II

Descripción	2003 (1)	2005	2013	2023
Pérdidas de Potencia en %	5,99%	2,97%	3,24%	3,17%
Pérdidas de Energía en %	5,20%	2,57%	2,80%	2,74%

Nota.

(1) Son las pérdidas del sistema eléctrico existente

2.6.3 Confiabilidad del Suministro Eléctrico

La confiabilidad del suministro eléctrico está garantizada en un 100%, en vista que la oferta de energía y potencia será entregada por

la S.E. Antuquito mediante 2 líneas en 220 kV del SINAC, las Centrales Hidroeléctricas de Huanchor-18 MW y Pachachaca-12 MW, así como la barra de Oroya Nueva conectada al SINAC en 50 kV.

Con la finalidad de demostrar la confiabilidad en el suministro a las cargas mineras se ha simulado los siguientes casos de contingencia:

- **Contingencia I:** Salida de la CH. de Pachachaca 12 MW
- **Contingencia II:** Salida de la Central de Huanchor de 18 MW
- **Contingencia III:** Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca
- **Contingencia IV:** Falla de la línea 50 kV Pachachaca-Morococha

Los resultados del análisis de contingencias se presentan en los Anexos [Nº B.6.4](#) al [Nº B.6.7](#), las cuales se resumen a continuación.

a. Contingencia I: Salida de la CH. de Pachachaca 12 MW

Ante esta contingencia el sistema eléctrico redistribuye sus flujos sirviéndose de las barras de Antuquito y Oroya Nueva no viéndose afectado los perfiles de tensión ni el suministro, por lo que la continuidad del suministro estará garantizada.

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el Anexo [Nº B.6.4](#).

b. Contingencia II: Salida de la CH. Huanchor 18 MW

Durante la salida de la C.H. Huanchor, el sistema eléctrico redistribuye sus flujos sirviéndose de las barras de Antuquito, Oroya

Nueva y la C.H. Pachachaca, no afectándose el suministro, la Mina Tamboraque se desconecta para alimentarse de Luz del sur, con lo cual el suministro al total de cargas no se ve afectado.

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el anexo Anexo [Nº B.6.5](#).

c. Contingencia III: Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca:

Ante la contingencia de falla en el tramo de línea de Oroya Nueva – Pachachaca de 18,2 km, el sistema eléctrico no se ve afectado en cuanto a calidad y confiabilidad, puesto que la energía que transporta esta línea la asume la línea Oroya Nueva- Curipata-Pachachaca y la subestación de Antuquito-220 kV.

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el Anexo [Nº B.6.6](#).

d. Contingencia IV: Falla de una terna de la línea 50 kV Pachachaca - Morococha :

Ante la contingencia de falla de una tramo de línea de Pachachaca-Morococha de 12,9 km, el sistema eléctrico no se ve afectado en cuanto a calidad y confiabilidad, puesto que la energía que transporta esta línea la asume la línea Pachachaca-Ticlio-Casapalca Norte, asimismo la carga de Morococha será alimentada por la línea Casapalca Norte – Morococha con energía proveniente de las barras de Antuquito..

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el Anexo [Nº B.6.7](#)

2.6.4 Cálculo de Cortocircuito

Se ha realizado el cálculo de cortocircuito para fallas monofásicas, trifásicas y bifásicas con la ayuda de un programa computacional, considerando los Thevenins equivalentes en las barras de Oroya Nueva-50 kV, Zapallal-220 kV, Huayucachi-220 kV y San Mateo -50 kV.

En el siguiente cuadro se presenta los resultados obtenidos para las barras asociadas al proyecto:

Cuadro 28
Resultados de Cortocircuito – Alternativa II

Centro de Carga o Generación	Codificación de Barra	Tensión Nominal (kV)	Corrientes de Cortocircuito		
			I3	I0	I2
			kA	kA	kA
Antuquito	ANT50	50	5,68	6,37	-4,98
	ANT2	2,4	14,18	0,00	-12,30
	ANT23	22,9	3,61	3,61	3,61
	ANT220	220	3,60	3,34	-3,13
Pomacocha	POMA23	22,9	1,16	0,00	-1,01
Zapallal	ZAPAL220	220	3,29	4,42	-2,86
Huayucachi	HUAYU220	220	4,56	4,56	-4,01

Donde:

I3: Cortocircuito trifásico

I0: Cortocircuito monofásico

I2: Cortocircuito bifásico

En los [Anexos B.6.8.1 al B.6.8.3](#) se presentan los mapas de impedancias de secuencia positiva/negativa, secuencia cero y los

resultados de cortocircuito en forma detallada para todas las barras del sistema eléctrico en análisis.

2.6.5 Inversiones Estimadas

Los costos considerados y expresados en miles de US\$, que incluyen suministro, montaje, transporte, gastos generales, utilidades e IGV, son los siguientes:

**Cuadro 29
Resumen de Inversiones – Alternativa II**

Ítem	Descripción	Costos (US \$)	
		sin IGV	con IGV
I	Subestaciones de Potencia		
	Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV-40/30/10 MVA	4 658 311	5 543 390
II	Sistema de Telecomunicaciones y Control	246 524	293 364
III	Línea Primaria		
	L.T. 22,9 kV Antuquito-Pomacocha 15,2 km-150mm ² -AAAC	191 782	228 220
	Total	5 096 617	6 064 974

La valorización de las inversiones en forma detallada se presentan en el Anexo [Nº B.6.9](#)

2.7 Alternativa III: Ampliación de subestación Pachachaca 220 kV, Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50/22,9 kV–40/30/10 MVA

2.7.1 Descripción de la alternativa planteada

En esta alternativa se plantea ampliar la S.E. Pachachaca en 220 kV existente de propiedad de REP, así como implementar una línea en 220 kV Pachachaca – Casapalca Norte de 20,5 km y ampliar la subestación Casapalca Norte en 220/50/22,9 kV–40/30/10 MVA (Ver Anexo [Nº B.7.1](#))

a. Ampliación de S.E. Pachachaca 220 kV:

La subestación Pachachaca forma parte del Sistema Interconectado Nacional, y es una subestación con tecnología aislada por gas, tipo GIS.

Se plantea la ampliación de la subestación en una celda de línea, al costado de la celda de salida a Callahuanca (L-223), y deberá ser del tipo GIS, del mismo fabricante, y contar con las siguientes características:

- Tensión Nominal : 245 kV
- Tensión Nominal soportable a frecuencia industrial : 460 kV
- Tensión Nominal soportable a impulso atmosférico (1,2/50 us) : 1050 kV
- Corriente Nominal : 2000 A
- Corriente Nominal de Corta Duración : 40 kA
- Instalación : tipo interior

En el diagrama unifilar de esta alternativa se presenta en el [Anexo N° B.7.2](#), en donde se muestra la disposición y el equipamiento de la ampliación de la subestación Pachachaca.

b. Línea en 220 kV Pachachaca – Casapalca Norte:

Tiene una longitud de 20,5 km. La ruta de la línea se inicia en la S.E. Pachachaca (futura celda de salida de línea) con dirección suroeste, teniendo un recorrido adyacente al acceso existente entre Pachachaca-Yauli, pasa por el cerro Marcan Grande a 4800 msnm,

cruzando la quebrada de Viscas y así llegar al área dispuesta para la ampliación de la subestación Casapalca Norte.

Será construida con torres de celosía-simple terna, conductor ACSR 400 mm², aisladores no cerámicos y cable de guarda de acero galvanizado grado EHS de 50 mm².

c. Ampliación de S.E. Casapalca Norte 220/50/22,9 kV – 40/10/30 MVA:

Para la llegada de la línea en 220 kV se propone ampliar la subestación Casapalca Norte en una celda de llegada, una celda en 50 kV de transformación, dos celdas de línea en 50 kV y una celda de línea-transformador en 22,9 kV, para la conexión con el sistema eléctrico. La actual subestación Casapalca Norte cuenta con un equipamiento convencional en 50 kV, del tipo exterior, y se recomienda que el equipamiento en 220 kV se realice mediante la misma tecnología (equipamiento convencional y del tipo exterior)

En el diagrama unifilar de la subestación se presenta en forma detallada en el [Anexo N° B.7.3](#)

d. Línea primaria Casapalca Norte-Pomacocha –22.9 kV

Tiene una longitud de 16 km. La ruta de la línea se inicia en el pósito en 22,9 kV de la SE Casapalca Norte, teniendo un recorrido adyacente a los accesos existentes entre Pomacocha–Mina Santa Rosita y Mina La Caprichosa-El Carmen, a 4800 msnm, cruzando la quebrada Magdalena, hasta llegar al pósito futuro en 22,9 kV de la subestación Pomacocha.

Será construida con postes de madera, crucetas de madera, conductor AAAC 150 mm², aisladores cerámicos.

Las cargas de Pomacocha-Sedapal tendrán su subestación de llegada en el área adyacente a la subestación 220 kV de Pomacocha, asimismo tendrá derivaciones en T a las cargas de Electrocentro, por otro lado las inversiones de la subestaciones y derivaciones en 22,9 kV se realizarán por parte de Electrocentro y Sedapal y no se considerará en las valorizaciones en esta alternativa.

2.7.2 Análisis del Sistema Eléctrico

a. Análisis de Flujo de Potencia

Se ha efectuado la simulación del sistema eléctrico para la alternativa propuesta en estado estable, con el programa Winflu 2.3 para la condición de carga máxima y condiciones hidrológicas promedio de avenida y estiaje.

En el [Anexo N° B.7.4](#) se presentan los resultados detallados de tensiones, despachos y flujos de potencia para el año 2005, 2013 y 2023 destacando los siguientes puntos:

- Los puntos de entrega de potencia y energía son; las Centrales Hidroeléctricas Pachachaca-12 MW y Huanchor-18 MW y el SINAC con las barras de Oroya Nueva-50kV y Casapalca Norte-220kV. En el siguiente cuadro se presenta el balance oferta demanda del sistema eléctrico, para la Alternativa III:

Cuadro N° 30
Balance Oferta Demanda – Alternativa III

Generadores	Potencia en MW		
	2005	2013	2023
CH. Pachachaca	12	12	12
CH. Huanchor	18	18	18
Total CC.HH.	30	30	30
Oroya Nueva-SINAC (*)	20	23	24
Antuquito-SINAC (*)	27	30	36
TOTAL Generación	77	83	90
TOTAL Demanda	75	80	86

Nota:

(1) SINAC: Sistema Interconectado Nacional

- Se recomienda desconectar el banco de condensadores de 6 MVAR de la barra de Casapalca en 50 kV, los cuales ya no se requieren debido a la entrada de la barra regulada de la S.E. Casapalca Norte, ubicada a 1,5 km de la S.E. Casapalca.
- El perfil de tensiones en las barras en 50 kV del sistema eléctrico de Casapalca, Morococha y Matucana se ha visto mejorado considerablemente, consiguiendo la mayor caída de tensión de 2,2 % en la barra de Andaychagua para el año final (2023) y en máxima demanda. En el cuadro siguiente se presentan los resultados de la simulación de flujo de potencia en cuanto a perfiles de tensión.

Cuadro 31
Perfil de Tensiones – Alternativa III

Barra en 50 kV	Tensión					
	2005		2013		2023	
	Pu	Kv	Pu	kV	pu	KV
Curipata	1,004	50,20	1,002	50,10	1,000	50,00
Pachachaca	1,016	50,80	1,014	50,70	1,012	50,60
Morococha	1,023	51,15	1,022	51,10	1,022	51,10
Ticlio	1,020	51,00	1,019	50,95	1,019	50,95
Casapalca Norte	1,025	51,25	1,025	51,25	1,025	51,25
Casapalca	1,022	51,10	1,022	51,10	1,022	51,10
Antuquito	1,020	51,00	1,019	50,95	1,018	50,90
Bellavista	1,014	50,70	1,013	50,65	1,011	50,55
Rosaura	1,012	50,60	1,010	50,50	1,008	50,40
San Mateo	1,018	50,90	1,015	50,75	1,012	50,60
San Cristóbal	0,992	49,60	0,989	49,45	0,985	49,25
Andaychagua	0,985	49,25	0,982	49,10	0,978	48,90

En el [Anexo N° B.7.4](#) se presenta los reportes de flujos de potencia por años para esta alternativa.

- Las pérdidas de potencia y energía del sistema eléctrico se reducirán considerablemente, consiguiendo los siguientes resultados:

Cuadro 32
Pérdidas de Potencia y Energía – Alternativa III

Descripción	2003 (1)	2005	2013	2023
Pérdidas de Potencia en %	5,99%	3,26%	3,54%	3,51%
Pérdidas de Energía en %	5,20%	2,82%	3,06%	3,03%

Nota.

(1) Son las pérdidas del sistema eléctrico existente

2.7.3 Confiabilidad del Suministro Eléctrico

La confiabilidad del suministro eléctrico está garantizada en un 100%, en vista que la oferta de energía y potencia será entregada por la S.E. Casapalca Norte, interconectada al SINAC mediante siete

líneas en 220 kV, las Centrales Hidroeléctricas de Huanchor-18 MW y Pachachaca-12 MW, y la barra de Oroya Nueva conectada al SINAC en 50 kV.

Con la finalidad de demostrar la confiabilidad en el suministro a las cargas mineras se ha simulado los siguientes casos de contingencia:

- **Contingencia I:** Salida de la CH. de Pachachaca 12 MW
- **Contingencia II:** Salida de la Central de Huanchor de 18 MW
- **Contingencia III:** Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca
- **Contingencia IV:** Falla de la línea 50 kV Pachachaca-Morococha

Los resultados del análisis de contingencias simuladas se presentan en los Anexos [Nº B.7.5](#) al [Nº B.7.8](#), las cuales se resumen a continuación.

a. Contingencia I: Salida de la CH. de Pachachaca 12 MW

Ante esta contingencia el sistema eléctrico redistribuye sus flujos sirviéndose de las barras de Casapalca Norte y Oroya Nueva no viéndose afectado los perfiles de tensión ni el suministro.

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el [Anexo Nº B.7.5](#)

b. Contingencia II: Salida de la CH. Huanchor 18 MW

Durante la salida de la C.H. Huanchor, el sistema eléctrico redistribuye sus flujos sirviéndose de las barras de Casapalca Norte,

Oroya Nueva y la C.H. Pachachaca, no viéndose afectado el suministro, la Mina Tamboraque se desconecta para alimentarse de Luz del Sur, con lo cual el suministro al total de cargas no se ve afectado.

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el [Anexo N° B.7.6](#)

c. Contingencia III: Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca:

Ante la contingencia de falla en el tramo de línea de Oroya Nueva – Pachachaca de 18,2 km, el sistema eléctrico no se ve afectado en cuanto a calidad y confiabilidad, puesto que la energía que transporta esta línea la asume la línea Oroya Nueva- Curipata- Pachachaca y la subestación de Casapalca Norte.

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el [Anexo N° B.7.7.](#)

d. Contingencia IV: Falla de una terna de la línea 50 kV Pachachaca - Morococha :

Ante la contingencia de falla de una tramo de línea de Pachachaca-Morococha de 12,9 km, el sistema eléctrico no se ve afectado en cuanto a calidad y confiabilidad, puesto que la energía que transporta esta línea la asume la línea Pachachaca-Ticlio- Casapalca Norte, asimismo la carga de Morococha será alimentada por la línea Casapalca Norte – Morococha con energía proveniente de las barras de Casapalca Norte.

El reporte de flujo de potencia de esta contingencia se presenta en el [Anexo N° B.7.8](#)

2.7.4 Cálculo de Cortocircuito

Se ha realizado el cálculo de cortocircuito para fallas monofásicas, trifásicas y bifásicas con la ayuda de un programa computacional, considerando los Thevenins equivalentes en las barras de Oroya Nueva-50 kV, Pachachaca-220 kV y San Mateo –50 kV.

En el siguiente cuadro se presenta los resultados obtenidos para las barras asociadas al proyecto:

Cuadro 33
Resultados de Cortocircuito – Alternativa III

Centro de Carga o Generación	Codificación de Barra	Tensión Nominal (kV)	Corrientes de Cortocircuito		
			I3	I0	I2
			kA	kA	kA
Pachachaca	PACHA50	50	6,19	6,67	-5,45
	PACHA2	2,4	52,44	47,56	-48,95
	PACHA220	220	5,85	8,04	-5,09
Casapalca Norte	CASN50	50	5,96	6,91	-5,23
	CASN4	4,16	7,60	0,00	-6,59
	CASN220	220	4,60	4,77	-4,01
	CASN23	22,9	3,66	0,00	-3,18
Pomacocha	POMA23	22,9	1,17	0,00	-1,01

Donde:

I3: Cortocircuito trifásico

I0: Cortocircuito monofásico

I2: Cortocircuito bifásico

En los [Anexos B.7.9.1 al B.7.9.3](#) se presentan los mapas de impedancias de secuencia positiva/negativa, secuencia cero y los

resultados de cortocircuito en forma detallada para todas las barras del sistema eléctrico en análisis.

2.7.5 Inversiones Estimadas

Los costos considerados y expresados en miles de US\$, que incluyen suministro, montaje, transporte, gastos generales, utilidades e IGV, son los siguientes:

**Cuadro 34
Resumen de Inversiones – Alternativa III**

Ítem	Descripción	Costos (US \$)	
		sin IGV	con IGV
I	Subestaciones de Potencia		
	Ampliación en 220 kV S.E. Pachachaca 220 kV	1 576 874	1 876 480
	Subestación Casapalca Norte 220/50/22,9 kV 40/30/10 MVA	2 106 909	2 507 222
II	Línea de Transmisión		
	L.T. 220 kV Pachachaca - Casapalca Norte 20,5 km-400mm ² -AAAC	1 423 385	1 693 828
III	Línea Primaria		
	L.P. 22,9 kV Casapalca Norte – Pomacocha 16 km-150mm ² -AAAC	203 118	241 711
IV	Sistema de Telecomunicaciones y Control	433 855	516 287
Total		5 744 141	6 835 528

La valorización de las inversiones en forma detallada se presentan en el [Anexo N° B.7.10](#)

2.8 Comparación de Alternativas

En el cuadro siguiente se presenta el resumen de inversiones previstas para la implementación de cada alternativa, y su comparación porcentual

Cuadro 35
Comparación de Inversiones

Descripción	Costos - US\$		
	I	II	III
Alternativa			
Inversión inicial (sin IGV)	2 969 675	5 096 617	5 744 141
comparación porcentual	100%	172%	193%

Donde:

Alternativa I: Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km.

Alternativa II: Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV – 40/30/10 MVA

Alternativa III: Ampliación de subestación Pachachaca 220 kV, Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50/22,9 kV–40/30/10 MVA

Se puede apreciar que la alternativa I es la que tiene la menor inversión inicial, la selección de la alternativa se realizará con la evaluación económica (Ver Capítulo III “Evaluación Económica”)

2.9 Conclusiones de la Evaluación Técnica

Para el suministro eléctrico en 220 kV a las empresas mineras Volcan, Morococha, Yauliyacu, Austria-Duvaz, Alpamina, Pro-año, Rosaura, y a Electrocentro y Sedapal, y otras, como las minas que se alimentan de la barra de Pachachaca–50 kV (San Cristóbal, Carhuacra, San Antonio y Andaychagua), se han evaluado tres alternativas:

- **Alternativa I:** Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km. (Ver diagrama unifilar-Anexo N° B.5.1).
- **Alternativa II:** Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV – 40/30/10 MVA (Ver diagrama unifilar-Anexo N° B.6.1).

- **Alternativa III:** Ampliación de subestación Pachachaca 220 kV, Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50/22,9 kV–40/30/10 MVA ([Ver diagrama unifilar-Anexo N° B.7.1](#)).

Las tres alternativas planteadas son técnicamente factibles, y contarían con el visto bueno de Red Eléctrica Peruana-REP, por lo que la selección de la alternativa más conveniente se efectuará por los resultados de la evaluación económica, por la inversión inicial, y por aquella alternativa que permita concentrar la mayor demanda que permita negociar un mejor precio de la energía con los generadores.

Es importante mencionar solo en la Alternativa I, se considera la interconexión de la Mina Andaychagua de 6,2 MW en 22,9 kV desde la barra Pomacocha, debido a que esta próxima a la subestación y actualmente tiene problemas de confiabilidad en el suministro. En las otras dos alternativas la Mina Andaychagua continuará alimentándose desde la S.E Pachachaca-50 kV.

CAPITULO III

EVALUACIÓN ECONÓMICA

3.1 Generalidades

El presente capítulo tiene por objeto determinar la factibilidad económica de las alternativas de suministro eléctrico en 220 kV, para satisfacer las necesidades del incremento de la demanda, calidad de servicio y garantizar una buena confiabilidad en el suministro eléctrico a las empresas mineras Volcan, Morococha, Yauliyacu, Austria-Duvaz, Alpamina, Pro-año, Rosaura, San Cristóbal, Carhuacra, San Antonio y Andaychagua y a Electrocentro y Sedapal.

El periodo de análisis es de 20 años, y se determinará los indicadores económicos siguientes; Valor Actual Neto-VAN, Relación Beneficio/Costo-BC, Tasa interna de Retorno-TIR, Compra de energía actualizada y el Período de Repago.

3.2 Premisas de Cálculo

Las premisas de cálculo para la evaluación económica, son las siguientes:

- Período de análisis: 20 años
- Las inversiones requeridas para cada alternativa planteada
- El precio de compra de energía: ha sido calculado según la resolución de consejo directivo organismo supervisor de la inversión de energía OSINERG N 057-2003-OS/CD IGV, para las barras involucradas.

- Generación considerada: ha sido del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional-SINAC en cada alternativa.

3.2.1 Cálculo de indicadores Económicos

a. Valor Actual Neto (VAN):

El valor actual neto, es el valor presente de una serie de flujos de caja en el periodo del proyecto (Beneficios Netos), calculados a una tasa del 12% (i). La formulación para la determinación del valor actual neto es el siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{g_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} - I_o \quad (16)$$

$$VAN = \sum_t \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_o \quad (17)$$

Donde :

- γ_t Representa el flujo de ingresos (Beneficios)
- E_t Representa el flujo de egresos(Costos)
- I_o Inversión inicial en el momento cero de la evaluación
- i Tasa de interés
- BN_t Representa el beneficio neto del flujo de caja en el periodo t

Para la evaluación en las tres alternativas de suministro eléctrico a las cargas mineras, se considera como costos; la compra de energía al SINAC, operación y mantenimiento de las instalaciones y las pérdidas técnicas. Los beneficios se cuantificarán con la venta de energía y el ahorro por compra de energía a menor precio que el existente (reducción de la tarifa), debido a la interconexión con el SINAC en 220 kV.

La regla general de inversión para analizar el resultado del VAN es el siguiente:

- VAN = 0 El inversionista recupera su inversión
- VAN > 0 Indica que el proyecto es rentable.
- VAN < 0 Indica que el proyecto no es rentable.

Para elegir entre varias alternativas de inversión, se debe seleccionar la que tenga mayor VAN positivo.

b. Tasa Interna de Retorno:

La TIR es expresada en porcentaje, y representa la rentabilidad promedio, por periodo, generada por un proyecto de inversión. La TIR es la tasa de descuento requerida para que el Valor Actual Neto (VAN) sea igual a cero, este número es interno e inherente al proyecto y no depende de nada excepto de los flujos de caja (Beneficios netos).

La regla general de inversión es; aceptar el proyecto de inversión si la TIR es mayor que la tasa de descuento; rechazarlo si la TIR es menor que la tasa de descuento (12%).

La TIR se calculará con la siguiente ecuación, donde los flujos de beneficio neto y la inversión inicial son datos e y la tasa de interés (i), es la incógnita.

$$0 = VAN = \sum_t^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_o \quad (18)$$

Donde :

VAN Valor Actual Neto

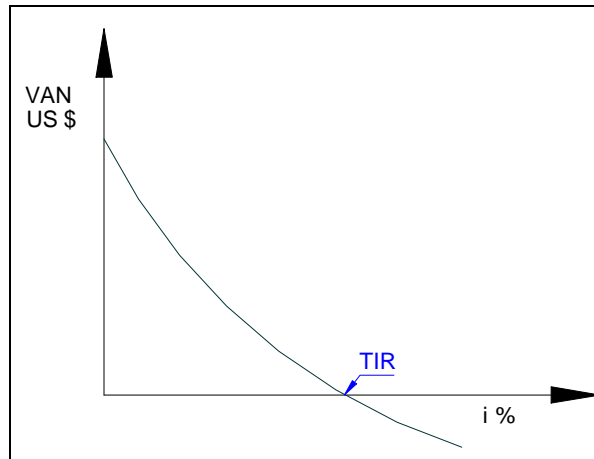
I_o Inversión inicial en el momento cero de la evaluación

i Tasa de interés

BN_t Representa el beneficio neto del flujo en el periodo t

La TIR también se puede determinar en forma gráfica, dibujando el VAN para diversas tasas de interés, la tendencia de esta curva será la que se muestra en la siguiente figura:

Tendencia VAN vs Tasa de Descuento



c. Relación Beneficio-Costo:

La relación beneficio costo, se obtiene dividiendo el valor actual del flujo de beneficios brutos entre el valor actual de la inversión inicial más reinversiones. Si el cociente es mayor a 1, ello indica que el valor actual del flujo de beneficios supera el valor actual de la inversión requerida por el proyecto y por lo tanto quedaría un excedente positivo a favor del inversionista. La conclusión es la opuesta si el cociente es menor a 1. La formulación para el cálculo de la relación beneficio-costo es la siguiente:

$$\frac{B}{C} = \frac{VAN(\text{Beneficios} - \text{Brutos})}{VAN(\text{Inversiones})} \quad (19)$$

d. Tiempo de repago:

Es la cantidad de años en el cual se recupera la inversión, y es a partir de esta fecha cuando el inversionista empieza a percibir ganancias.

3.3 Costos Considerados

3.3.1 Inversión Inicial

Las inversiones para cada alternativa, expresadas en miles de US\$, que incluyen suministro, montaje, transporte, gastos generales y utilidades sin IGV, son las siguientes:

Cuadro N° 36
Inversiones Previstas- Alternativa I

Ítem	Descripción	Costos (US \$)
I	Línea de Transmisión L.T. 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco 14,8 km-120mm ² -AAAC	403 066
II	Subestaciones de Potencia	
2.1	Ampliación en 220 kV y S.E. Pomacocha 220/50/22,9 Kv – 45/25/20 MVA	2 026 709
2.2	Subestación de Seccionamiento (derivación en 50 Kv a S.E. San Antonio)	89 762
III	Sistema de Telecomunicaciones y Control	433 855
Total		2 953 392

Cuadro N° 37
Inversiones Previstas- Alternativa II

Ítem	Descripción	Costos (US \$)
I	Subestaciones de Potencia Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV-40/30/10 MVA	4 658 311
II	Sistema de Telecomunicaciones y Control	246 524
III	Línea Primaria L.P. 22,9 kV Antuquito-Pomacocha 15,2 km-150mm ² -AAAC	191 782
Total		5 096 617

Cuadro N° 38
Inversiones Previstas- Alternativa III

Ítem	Descripción	Costos (US \$)
I	Subestaciones de Potencia	
	Ampliación en 220 kV S.E. Pachachaca 220 kV	1 576 874
	Subestación Casapalca Norte 220/50/22,9 kV 40/30/10 MVA	2 106 909
II	Línea de Transmisión	
	L.T. 220 kV Pachachaca - Casapalca Norte 20,5 km-400mm ² -AAAC	1 423 385
III	Línea Primaria	
	L.P. 22,9 kV Casapalca Norte – Pomacocha 16 km-150mm ² -AAAC	203 118
IV	Sistema de Telecomunicaciones y Control	433 855
Total		5 744 141

3.3.2 Costos de Operación y Mantenimiento

Los Costos de Operación y Mantenimiento del proyecto se asumirán en 3,5% de las Inversiones (Valor Nuevo de Reemplazo - VNR), conforme a lo reconocido por OSINERG-GART, para la determinación de peajes de transmisión y transformación para los Sistemas Secundarios de Transmisión del 2002.

3.3.3 Precio de Compra de Energía

Para la evaluación económica se plantea la compra de energía para cada alternativa en barras 220 kV.

- **Alternativa I:** La compra de energía se efectúa en la barra de Pomacocha en 220 kV.
- **Alternativa II:** La compra de energía se efectúa en la Barra de Antuquito en 220 kV.

- **Alternativa III:** La compra de energía se efectúa en la Barra de Pachachaca en 220 kV.

El cálculo de la tarifa eléctrica aplicada a cada alternativa, es la que corresponde a la resolución del consejo directivo del organismo supervisor de la inversión de energía [Osinerg N° 2122-2001-OS/CD](#), y actualizadas con los precios en barra en subestaciones base por Osinerg-Gart a agosto del 2003, los mismos que se detallan en el [Anexo C.1](#).

El resumen de los resultados se muestra a continuación:

Cuadro N° 39
Tarifas en Barra de compra de Energía y Potencia

Barra	Tensión kV	PPB S/./kw-mes	PEBP cS/./kw-h	PEBF cS/./kw-h
Pomacocha	220	29,5	11,5	8,32
Antuquito	220	29,5	11,5	8,32
Pachachaca	220	29,29	11,38	8,22

Donde:

PEBP : Precio de barra de la energía en horas de punta
PEBF : Precio de barra de la energía fuera de punta
PPB : Precio de barra de la potencia

3.3.4 Pérdidas

Los costos de las pérdidas de potencia y energía se valorizarán para cada alternativa a las tarifas de compra de energía, las cuales se obtendrán del análisis de flujo de potencia, y serán las siguientes:

- **Alternativa I:** Se considerarán las pérdidas en la Línea de Transmisión–50 kV, Pomacocha-Carlos Francisco-14,8 km y las pérdidas en el transformador de potencia 220/50/22,9 kV-45 MVA de la S.E. Pomacocha.

- **Alternativa II:** Se considerarán las pérdidas en el transformador de potencia 220/50/22,9 kV-40/30/10 MVA de la S.E. Antuquito y la línea primaria en 22,9 kV Antuquito-Pomacocha – 15,2 km.
- **Alternativa III:** Se considerarán las pérdidas en la Línea de Transmisión–220 kV, Pachachaca-Carlos Francisco-20km, las pérdidas en el transformador de potencia 220/50/22,9 kV-40 MVA de la S.E. Casapalca Norte y la línea primaria en 22,9 kV Casapalca Norte-Pomacocha-16km.

3.3.5 Valor Residual

La vida útil de las instalaciones consideradas para las tres alternativas se estimó en 25 años, depreciándose anualmente en forma lineal y determinándose su valor residual al último año del período de análisis.

3.3 Beneficios Considerados

3.3.1 Venta de Energía

La venta de energía en las tres alternativas se realizará a la tarifa de venta de potencia y energía regulada MT3, para la zona del proyecto y será la siguiente:

- Cargo por energía activa en horas de punta: 15,4 cS/./kwh
- Cargo por energía activa en horas fuera punta: 10,58 cS/./kwh
- Cargo por potencia activa: 22,89 S/./kW-mes

Tarifas vigentes a agosto 2003-publicadas por OSINERG-GART.

3.3.2 Ahorro por Compra de Energía

Se cuantificará el ahorro por compra de energía, debido a la reducción de la tarifa de compra de energía y potencia, al conectarse al Sistema Interconectado Nacional en 220 kV, con respecto al costo promedio de compra de energía del sistema actual en 50 kV.(Ver Anexo C.1).

La reducción de la tarifa para cada alternativa se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 40
Reducción de las Tarifas de compra en Barra

Barra 220 kV	PPB- S/./kw-mes			PEBP-cS/./kw-h			PEBF-cS/./kw-h		
	Exist(*)	Proyec.	Reduc.	Exist(*)	Proyec.	Reduc.	Exist(*)	Proyec.	Reduc.
Pomacocha	29,69	29,49	99,4%	12,06	11,50	95,4%	8,991	8,32	92,6%
Antuquito	29,69	29,49	99,4%	12,06	11,50	95,4%	8,991	8,32	92,6%
Pachachaca	29,69	29,29	98,7%	12,06	11,38	94,4%	8,323	8,22	98,8%

(*) Es el costo promedio existente de compra de energía y potencia en 50 KV.

Exist: costos de compra del sistema eléctrico existente en 50 kV

Proyec.:costos de compra del sistema eléctrico proyectado

Reduc.:reducción del costo de compra de energía y potencia

PEBP : Precio de barra de la energía en horas de punta

PEBF : Precio de barra de la energía fuera de punta

PPB : Precio de barra de la potencia

3.3.3 Ahorro por Pérdidas en el Sistema Eléctrico

Se valorizará el ahorro de las pérdidas totales del sistema Eléctrico en 50 kV, sin considerar las instalaciones del proyecto; como la diferencia entre las pérdidas del sistema antes de la interconexión (Sistema Existente) y después de la interconexión en 220 kV al SINAC.

3.4 Evaluación Económica y Selección de la Alternativa de Suministro

3.4.1 Evaluación y Resultados de la Evaluación Económica

A continuación se presenta los resultados de la evaluación económica de las tres alternativas de suministro eléctrico planteadas a las empresas mineras, y cuyo detalle se muestran en los [Anexos N° C.2 al C.4.](#)

Cuadro N° 41
Indicadores Económicos

Descripción	Alternativa		
	I	II	III
Tasa de descuento	12%	12%	12%
Valor Actual Neto (VAN) – Mil US \$	5 333	2 258	2 763
Tasa Interna de Retorno (TIR) %	36%	18%	19%
Relación Beneficio Costo (B/C) – pu	3,40	1,76	1,80
Tiempo de Repago-años	3,85	9,14	8,87
Precio Equivalente de Energía- ctv \$/kWh	4,15	4,19	4,15

Donde:

Alternativa I: Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km.

Alternativa II: Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV – 40/30/10 MVA

Alternativa III: Ampliación de subestación Pachachaca 220 kV, Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50/22,9 kV–40/30/10 MVA

La evaluación económica de los costos y beneficios de las alternativas planteadas, muestra que la Alternativa I tiene mejores indicadores que las otras dos, asimismo sólo esta alternativa permite integrar a la mina Andaychagua de 6 MW en 22,9 kV a la S.E. Pomacocha, lo cual incrementa los requerimientos de demanda, y por

ende una mejor negociación para la reducción del precio de la energía, lo que sí tiene una alta incidencia en la evaluación económica

Las cargas en 22,9 kV de la subestación Pomacocha (Sedapal, Electrocentro y Andaychagua), tendrían que pagar el peaje por la utilización de la S.E. Pomacocha.

En conclusión, la alternativa seleccionada será la Alternativa I “Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km” cuyas inversiones se recuperarán en **4 años**.

3.4.2 Análisis de Sensibilidad

Se ha realizado el análisis de sensibilidad ante variaciones de la demanda y la tarifa de venta de energía, obteniéndose los siguientes resultados:

Cuadro N° 42
Análisis de Sensibilidad

Descripción Indicadores Económicos	Variaciones					
	Demanda			Tarifa de Venta		
	-5%	0%	5%	-5%	0%	5%
Tasa de descuento (%)	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Valor Actual Neto(VAN) – Mil US \$	4 883	5 333	5 783	1 714	5 333	8 951
Tasa Interna de Retorno (TIR) %	34%	36%	38%	20%	36%	51%
Relación Beneficio Costo (B/C)	3,22	3,40	3,59	1,92	3,40	4,89
Tiempo de Repago (años)	4,12	3,85	3,61	8,05	3,85	2,49
Precio Equiv. de Energía-c\$/kWh	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15

Del cuadro anterior se verifica, que ante variaciones en la demanda y la tarifa de venta de energía, el proyecto permanece siendo rentable.

3.4.3 Conclusiones de la Evaluación Económica

De la evaluación económica y del análisis de sensibilidad del proyecto se concluye que la Alternativa I “Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km”, es la alternativa económicamente más rentable y conveniente, con un tiempo de repago de 4 años, una TIR de 34%, una relación beneficio costo de 3,22 y una inversión inicial sin IGV de 2 970 Mil US \$.

CAPITULO IV

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

SELECCIONADO

4.1 Generalidades

De la evaluación técnica y económica descritas en los capítulos II y III anteriores, se concluye que el proyecto más conveniente para el suministro eléctrico en 220 kV a las empresas mineras Volcan, Morococha, Yauliyacu, Austria-Duvaz, Alpamina, Pro-año, Rosaura, San Cristóbal, Carhuacra, San Antonio y Andaychagua y a Electrocentro y Sedapal, comprende las siguientes instalaciones:

- Ampliación de la subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV – 45/27/18 MVA
- Línea en 50 kV – 14,8 km Pomacocha – Carlos Francisco
- Subestación de seccionamiento para derivación a la subestación San Antonio

4.2 Ampliación de la Subestación Pomacocha en 220 kV

La ampliación de la subestación Pomacocha está conformada por las siguientes instalaciones (ver [Anexos D.4 al D.6](#)):

a. Equipamiento en 220 kV:

- Transformador 220±13x1%/50/22,9kV- 45/27/18 MVA, con regulación automática, TC en el bushing en el lado de 50 kV de 300/1/1/1 A, y en el lado de 22,9 kV de 300-400/1/1/1 A.

- Interruptor 220 kV, con cámara de interrupción en SF6, 1250 A, 31,5 kA, 1 425kV - BIL
- Seccionador de barra 220 kV, 1250 A, 1425 kV-BIL
- Pararrayos de OZn 198 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm

b. Equipamiento en 50 kV:

- Interruptor 72,5 kV, con cámara de interrupción en SF6, 1250 A, 31,5 kA, 350kV-BIL
- Seccionador de barra 72,5 kV, 1250 A, 350 kV-BIL
- Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra 72,5 kV, 1250 A, 350 kV-BIL
- Transformador de corriente 50:V3/0,1:V3/0,1:V3 kV, 2x50 VA, cl 0,5, 350 kV - BIL
- Pararrayos de OZn 52 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm

c. Equipamiento en 22,9 kV:

- Recloser 27 kV, 560 A, 12 kA, 150 kV-BIL, con protección sensible de falla a tierra.
- Seccionador de barra 36 kV, 630^a, 170 kV-BIL
- Pararrayos de OZn 24 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm
- Pararrayos de OZn 24 kV, 10 kA, clase distribución, 4200 msnm

d. Equipamiento Complementario:

- Pórtico de celosía para la salida de la línea en 50 y 22,9 kV
- Tablero de mando y protección del transformador de potencia
- Tableros de mando, protección y medición

- Obras civiles: base de equipos, canaletas, drenajes, malla de protección, cerco, demolición de edificación existente, etc.
- Obras electromecánicas: instalación de equipos, malla de tierra, cables, conductor de apantallamiento, etc.

4.3 Línea en 50 kV – 14,8 km Pomacocha – Carlos Francisco

La ruta de línea en 50 kV seleccionada se muestra en el [Anexo N° D.3](#), y se inicia en el pórtico de 50 kV de la S.E. Pomacocha con dirección nor-oeste, teniendo un recorrido adyacente a los accesos existentes entre Pomacocha–Mina Santa Rosita y Mina La Caprichosa-El Carmen, a 4800 msnm, cruzando la quebrada Magdalena, llegando así al pórtico en 50 kV de la subestación Carlos Francisco. La ruta Pomacocha-Carlos Francisco va paralela a la línea 220 kV Pomacocha-San Juan en su mayor parte, teniendo un tramo carrozable, y otro que tiene camino de herradura, estando previsto que REP la convertirá en carrozable, para efectuar el mantenimiento de su línea. Ello permitirá que la línea en 50 kV cuente con las facilidades de caso para su mantenimiento. El equipamiento de la línea es el siguiente:

a. Estructuras:

Se usarán 63 estructuras, con postes de madera de pino 55 pies y clase 3, crucetas de madera de 3,2 m, y aisladores poliméricos y estará compuesto por los siguientes armados:

- Estructura de Suspensión "SSM" (0°); 35 unid
- Estructura de Suspensión "S1SM" (0°-7°); 5 unid

- Estructura de Angulo "A1SM" (7° - 30°); 4 unid
- Estructura de Angulo "A2SM" (30° - 60°); 3 unid
- Estructura de Angulo "A3SM" (60° - 90°); 3 unid
- Estructura de Retención "RSM" (0°); 10 unid
- Estructura Especial "ESM" (0°- 90°); 3 unid

En los [Anexos N° D.7.1 al D.7.3](#), se presenta las láminas de las estructuras planteadas.

b. Conductor

- El conductor activo será de aleación de aluminio-AAAC, de 150 mm² y 46 km.
- El cable de guarda será EHS 38 mm² de sección y de 15,3 km

c. Puesta a Tierra

La puesta a tierra estará compuesta por conductor de cobre tipo copperweld N° 2 AWG y electrodos tipo Copperweld de 16 mmø x 2,40 m a instalarse en cada estructura.

4.4 Subestación de seccionamiento para derivación a la subestación San Antonio

Debido a que la llegada de la línea Pomacocha-Carlos Francisco ocupará la celda de línea en 50kV existente en la subestación Carlos Francisco, que es utilizada como celda de salida a la subestación San Antonio, se propone realizar un seccionamiento a la línea en 50 kV (derivación en "T") a unos 300 m antes de llegar a la subestación Carlos Francisco.

Este seccionamiento contará con el siguiente equipamiento:

- Seccionador de línea 72,5 kV, 1250 A, 350 kV-BIL
- Circuit Switcher 72,5 kV, 1200 A, 350 kV-BIL.
- Pararrayos de OZn 52 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm
- Pórticos de madera, malla de tierra, cimentaciones, bases de equipos y otros.

4.5 Suministro Eléctrico en 22,9 kV

Con el equipamiento de la subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV, se propone alimentar en 22,9kV los servicios auxiliares de las subestaciones Pomacocha de REP, asimismo se propone alimentar las cargas de las localidades rurales de la zona, con una demanda total estimada de 2 MW. Estas cargas son actualmente alimentadas mediante líneas en 10 kV desde la C.H. de Pachachaca, que saldrá fuera de servicio para mediados del próximo año por la construcción de la represa de Pomacocha de Sedapal, que se estima requerirá 5 MW para bombeo de agua. Asimismo las minas Andaychagua y San Cristóbal de la empresa Volcan que se ubican en el área del proyecto tienen una demanda estimada en 7 MW.

El equipamiento planteado en 22,9 kV es el siguiente:

- Reconectador Automático-Recloser, 27 kV, 560A, 12 kA, 150kV-BIL, con protección sensible a tierra, incluye caja de control.
- Seccionador de Barra 36 kV, 630A, BIL 170 kV.
- Pararrayos de Ozn 24 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm.
- Transf. de Tensión 22,9:V3/0,1:3 kV,10VA,cl3P,BIL150 kV.

- Transformador trifásico de 75 kVA, 22,9+2x2,5%/0,4-0,23 kV para los SS.AA.
- Seccionador fusible tipo Cut-Out 27 kV, 100 A, BIL 150 kV, con fusible de 5A.

4.6 Criterios para el Estudio de Impacto Ambiental, CIRA y Gestión de Servidumbre

4.6.1 Gestión de Servidumbre

La ruta evaluada pasa por terrenos que cuentan con propietario, motivo por el cual se recomienda que la Gestión de Servidumbre se efectúe conjuntamente con el estudio definitivo de la línea, para lograr las autorizaciones correspondientes y el pago por derecho de servidumbre oportunamente, evitando problemas en el proceso de ejecución de obra.

4.6.2 Impacto Ambiental – EIA y CIRA

Se deberá efectuar la evaluación arqueológica y el trámite ante el INC para la obtención del “Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos-CIRA”. Asimismo se deberá elaborar el Estudio de Impacto Ambiental-EIA para remitirlo con el CIRA a la Dirección General de Asuntos Ambientales-DGAA, entidad que efectúa una Audiencia Pública, y luego de la revisión y levantamiento de observaciones, proceder a aprobarlo. El EIA debe ser elaborado y aprobado conjuntamente con el estudio definitivo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A. Alternativas Evaluadas

Para dotar de suministro eléctrico en 220 kV a las empresas mineras; Volcan, Morococha, Yauliyacu, Austria-Duvaz, Alpamina, Pro-año, San Cristóbal, Carhuacra, San Antonio, Andaychagua y Rosaura, y a Electrocentro y Sedapal, ubicadas en el área del proyecto se han propuesto tres alternativas, las cuales se describen a continuación:

- **Alternativa I:** Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km. ([Ver diagrama unifilar-Anexo N° B.5.1](#)).
- **Alternativa II:** Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV – 40/30/10 MVA ([Ver diagrama unifilar-Anexo N° B.6.1](#)).
- **Alternativa III:** Ampliación de subestación Pachachaca 220 kV, Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50/22,9 kV–40/30/10 MVA ([Ver diagrama unifilar-Anexo N° B.7.1](#)).

B. Balance Oferta/Demanda de Potencia

Al conectarse el sistema en análisis al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional SINAC en 220 kV, la demanda requerida por las empresas mineras, podrá ser garantizada por cualquier generador del SINAC, inclusive con mayores incrementos de demandas para el futuro.

El Balance Oferta Demanda para la alternativa seleccionada (Alternativa I), se presenta en resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 43
Balance Oferta Demanda – Alternativa Seleccionada

Generadores	Potencia en MW		
	2005	2013	2023
CH. Pachachaca	12,0	12,0	12,0
CH. Huanchor	18,0	18,0	18,0
Total CC.HH.	30,0	30,0	30,0
Oroya Nueva-SINAC (*)	18,0	20,0	22,0
Pomacocha-SINAC (*)	28,9	32,2	37,2
TOTAL Generación	76,9	82,2	89,2
TOTAL Demanda	74,9	80,0	86,5

(*) SINAC: Sistema Interconectado Nacional, en Oroya Nueva 50kV y Pomacocha 220 kV

C. Evaluación Técnica de Alternativas

De la evaluación económica se han obtenido los siguientes indicadores económicos a una tasa de descuentos del 12%:

Cuadro N° 44
Indicadores Económicos

Descripción	Alternativa		
	I	II	III
Valor Actual Neto (VAN) – Mil US \$	5 333	2 258	2 763
Tasa Interna de Retorno (TIR) %	36%	18%	19%
Relación Beneficio Costo (B/C) – pu	3,40	1,76	1,80
Tiempo de Repago-años	3,85	9,14	8,87
Precio Equivalente de Energía- ctv \$/kWh	4,15	4,19	4,15

Donde:

Alternativa I: Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km.

Alternativa II: Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV – 40/30/10 MVA

Alternativa III: Ampliación de subestación Pachachaca 220 kV, Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50/22,9 kV–40/30/10 MVA

La evaluación económica de los costos y beneficios de las alternativas planteadas, muestra que la Alternativa I tiene mejores indicadores que las otras dos, asimismo sólo esta alternativa permite integrar a la mina Andaychagua de 6 MW en 22,9 kV a la S.E. Pomacocha, lo cual incrementa los requerimientos de demanda, y por ende una mejor negociación para la reducción del precio de la energía, lo que sí tiene una alta incidencia en la evaluación económica.

Se concluye que la Alternativa I “Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 km”, es la alternativa económicamente más rentable y conveniente, con un tiempo de repago de 4 años, una TIR de 34%, una relación benéfico costo de 3,22 y una inversión inicial sin IGV de 2 970 Mil US \$.

D. Descripción del Proyecto Seleccionado

El proyecto seleccionado comprende las siguientes instalaciones:

- Ampliación de la subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV – 45/27/18 MVA
- Línea en 50 kV – 14,8 km Pomacocha – Carlos Francisco 150 mm² -AAAC
- Subestación de seccionamiento para derivación a subestación San Antonio-50 kV

E. Costos Estimados del Proyecto Seleccionado

Los costos estimados del proyecto seleccionado, que incluye gastos generales y utilidades se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 45
Resumen de Inversiones – Alternativa Seleccionada

Ítem	Descripción	Costos (US \$)	
		sin IGV	con IGV
I	Línea de Transmisión		
	L.T. 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco 14,8 km-150 mm ² -AAAC	419 350	499 026
II	Subestaciones de Potencia		
2.1	Ampliación en 220 kV y S.E. Pomacocha 220/50/22,9 kV – 45/27/18 MVA	2 026 709	2 411 783
2.2	Subestación de Seccionamiento (derivación en 50 kV a S.E. San Antonio)	89 762	106 817
III	Sistema de Telecomunicaciones y Control	433 855	516 287
Total		2 969 675	3 533 914

IGV: 19%

ANEXOS

Anexo A: Mercado Eléctrico

**Anexo B: Planteamiento y Evaluación Técnica - Suministro Eléctrico
220 kV**

Anexo C: Evaluación Económica

**Anexo D: Descripción del Proyecto de Suministro Eléctrico
Seleccionado**

CONTENIDO DE ANEXOS

Anexo A: Mercado Eléctrico

A.1 Proyección de Demanda de Potencia

A.2 Proyección de Demanda de Energía

Anexo B: Planteamiento y Evaluación Técnica- Suministro Eléctrico

220 kV

B.1 Parámetros Eléctricos del Sistema

B.1.1 Generadores y Transformadores

B.1.2 Líneas de Transmisión

B.2 Cálculo de Capacidad Térmica de Conductores

B.2.1 Conductor de Cobre 1/0 AWG

B.2.2 Conductor de ACSR 3/0 AWG

B.2.3 Conductor de Coperwell 3p 2/0 AWG

B.2.4 Conductor de AAAC 120 mm²

B.2.5 Conductor de ACSR 4/0 AWG

B.2.6 Conductor de AAAC 150 mm²

B.2.7 Conductor de AAAC 400 mm²

B.3 Cálculo de Cortocircuito

B.3.1 Codificación de Barras del Sistema Eléctrico

B.3.2 Circuitos Equivalentes de Transformadores

B.4 Sistema Eléctrico Existente – Año 2003

B.4.1 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Existente

B.4.2 Reporte de Flujo de Potencia en estado Estable

B.4.3 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia I "Salida de la CH. Pachachaca 12 MW"

B.4.4 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia II "Salida de la CH. Huanchor 18 MW"

B.4.5 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia III "Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca"

B.4.6 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia IV "Falla de la línea 50 kV Pachachaca-Morococha"

B.5 Alternativa I: Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/25/20 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 Km

B.5.1 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico- Alternativa I

B.5.2 Diagrama Unifilar S.E. Pomacocha 220/50/22,9 kV – 45/25/20 MVA

B.5.3 Diagrama Unifilar S.E. Carlos Francisco 50 kV

B.5.4 Reporte de Flujo de Potencia en estado Estable

a. Año 2 – 2 005

b. Año 10 – 2013

c. Año 20 – 2023

B.5.5 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia I "Salida de la CH. Pachachaca 12 MW" – (Año 20 - 2023)

B.5.6 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia II "Salida de la CH. Huanchor 18 MW" – (Año 20 - 2023)

B.5.7 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia III "Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca" – (Año 20 - 2023)

B.5.8 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia IV "Falla de la línea 50 kV Pachachaca-Morococha" – (Año 20 - 2023)

B.5.9 Cálculo de Cortocircuito

B.5.9.1 Mapa de Impedancias en Secuencia Positiva/Negativa

B.5.9.2 Mapa de Impedancias en Secuencia Homopolar

B.5.9.3 Resultados de cálculo de Cortocircuito

B.5.10 Inversiones Previstas

B.5.10.1 Resumen de Inversiones

B.5.10.2 Valorización de la LT 14,8 km en 50 kV Pomacocha – S.E. Carlos Francisco

B.5.10.3 Valorización de las Subestaciones Pomacocha 220/50/22.9 kV y San Antonio 50 kV.

B.5.10.4 Valorización del sistema de Telecomunicaciones

B.6 Alternativa II : S.E. Antuquito 220/50 kV – 45/35/10 MVA

B.6.1 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico- Alternativa II

B.6.2 Diagrama Unifilar S.E. Antuquito 220/50/22,9 kV – 40/30/10 MVA

B.6.3 Reporte de Flujo de Potencia en Estado Estable

a. Año 2 – 2 005

b. Año 10 – 2013

c. Año 20 – 2023

B.6.4 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia I "Salida de la CH. Pachachaca 12 MW" – (Año 20 - 2023)

B.6.5 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia II "Salida de la CH. Huanchor 18 MW" – (Año 20 - 2023)

B.6.6 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia III “Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca” – (Año 20 - 2023)

B.6.7 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia IV “Falla de la línea 50 kV Pachachaca-Morococha” – (Año 20 - 2023)

B.6.8 Cálculo de Cortocircuito

B.6.8.1 Mapa de Impedancias en Secuencia Positiva/Negativa

B.6.8.2 Mapa de Impedancias en Secuencia Homopolar

B.6.8.3 Resultados de cálculo de Cortocircuito

B.6.9 Inversiones Previstas

B.6.9.1 Resumen de Inversiones

B.6.9.2 Valorización de las Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV

B.6.9.3 Valorización del sistema de Telecomunicaciones

B.6.9.4 Valorización de la LT 15,2 km en 22,9 kV S.E. Antuquito – S.E. Pomacocha

B.7 Alternativa III: Ampliación de la Subestación Pachachaca 220 kV, Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50 /22,9kV – 40/30/10 MVA

B.7.1 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico- Alternativa III

B.7.2 Diagrama Unifilar S.E. Pachachaca 220 kV

B.7.3 Diagrama Unifilar S.E. Casapalca Norte 220/50/22,9kV–40/30/10 MVA

B.7.4 Reporte de Flujo de Potencia en Estado Estable

a. Año 2 – 2 005

b. Año 10 – 2013

c. Año 20 – 2023

B.7.5 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia I "Salida de la CH. Pachachaca 12 MW" – (Año 20 - 2023)

B.7.6 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia II "Salida de la CH. Huanchor 18 MW" – (Año 20 - 2023)

B.7.7 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia III "Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca" – (Año 20 - 2023)

B.7.8 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia IV "Falla de la línea 50 kV Pachachaca-Morococha" – (Año 20 - 2023)

B.7.9 Cálculos de Cortocircuito

B.7.9.1 Mapa de Impedancias en Secuencia Positiva/Negativa

B.7.9.2 Mapa de Impedancias en Secuencia Homopolar

B.7.9.3 Resultados de cálculo de Cortocircuito

B.7.10 Inversiones Previstas

B.7.10.1 Resumen de Inversiones

B.7.10.2 Valorización de las Subestaciones de Pachachaca-220 kV y Casapalca Norte 220/50/22,9 kV.

B.7.10.3 Valorización de la LT 20 km en 220 kV S.E. Pachachaca – S.E. Casapalca Norte

B.7.10.4 Valorización de la LP 16 km en 22,9 kV S.E. Casapalca Norte-Pomacocha

B.7.10.5 Valorización del sistema de Telecomunicaciones

B.8 Comparación de Alternativas por Inversiones

Anexo C: Evaluación Económica

C.1 Cálculo de Tarifas Eléctricas

- C.2 Evaluación Económica Alternativa I
- C.3 Evaluación Económica Alternativa II
- C.4 Evaluación Económica Alternativa III

Anexo D: Descripción Del Proyecto De Suministro Eléctrico Seleccionado

- D.1 Plano de ubicación
- D.2 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico
- D.3 Ruta de Línea y Ubicación de Subestaciones
- D.4 Diagrama Unifilar S.E. Pomacocha 220/50/22,9 kV – 45/25/20 MVA
- D.5 Diagrama Unifilar S.E. Carlos Francisco 50 kV
- D.6 Vista en planta de la S.E Pomacocha
- D.7 Láminas de Armados
 - D.7.1 Estructura de Suspensión Tipos “S_{SM}” (0°) y “S1_{SM}” (0°-7°)
 - D.7.2 Estructura de Suspensión Tipos “A1_{SM}” (7°-30°), “A2_{SM}” (30°-60°)
y “A3_{SM}” (60°-90°)
 - D.7.3 Estructura de Retención “R_{SM}” (0°-15°)

ANEXO A
MERCADO ELÉCTRICO

- A.1 Proyección de Demanda de Potencia
- A.2 Proyección de Demanda de Energía

**ANEXO N° A.1
PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA EN kW**

Subestación/ Años	Tipo de carga	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Curipata	Electrocentro	3 500	3 595	3 692	3 791	3 894	3 999	4 107	4 218	4 331	4 448	4 568	4 692	4 819	4 949	5 082	5 219	5 360	5 505	5 654	5 806	5 963
	Minera Andaychagua	6 200	6 200	6 200	6 200	6 200	6 300	6 300	6 300	6 300	6 300	6 400	6 400	6 400	6 400	6 400	6 400	6 500	6 500	6 500	6 500	6 600
	Minera San Cristóbal	5 150	5 150	5 150	5 150	5 150	5 250	5 250	5 250	5 250	5 250	5 250	5 350	5 350	5 350	5 350	5 450	5 450	5 450	5 450	5 450	5 550
	Minera San Antonio	850	850	850	850	850	900	900	900	900	900	900	950	950	950	950	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 050
	Minera Carhauca	600	600	600	600	600	650	650	650	650	650	650	700	700	700	700	750	750	750	750	750	800
Pachachaca	Concentradora Carhauca	900	900	900	900	900	950	950	950	950	950	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050	1 100
	Minera Mahr Tunel	4 860	4 860	4 860	4 860	4 860	4 960	4 960	4 960	4 960	4 960	5 060	5 060	5 060	5 060	5 060	5 160	5 160	5 160	5 160	5 160	5 260
Morococha	TOTAL	18 560	18 560	18 560	18 560	18 560	19 010	19 010	19 010	19 010	19 010	19 460	19 460	19 460	19 460	19 460	19 910	19 910	19 910	19 910	19 910	20 360
	Compresoras	4 970	4 970	4 970	4 970	4 970	5 070	5 070	5 070	5 070	5 070	5 170	5 170	5 170	5 170	5 170	5 270	5 270	5 270	5 270	5 270	5 370
	Mina Austria-Duvaz	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 250	1 250	1 250	1 250	1 250	1 250	1 300	1 300	1 300	1 300	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 400
	Concentradora Morococha	2 050	2 050	2 050	2 050	2 050	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 150	2 150	2 150	2 150	2 150	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 250
	Alpamina	960	960	960	960	960	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010	1 060	1 060	1 060	1 060	1 060	1 110	1 110	1 110	1 110	1 110	1 160
Tidico	TOTAL	9 180	9 180	9 180	9 180	9 180	9 430	9 430	9 430	9 430	9 430	9 680	9 680	9 680	9 680	9 680	9 930	9 930	9 930	9 930	9 930	10 180
	Minera Volcan	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 850	1 850	1 850	1 850	1 850	1 900	1 900	1 900	1 900	1 900	1 950	1 950	1 950	1 950	1 950	2 000
	Electrocentro	50	51	53	54	56	57	59	60	62	64	65	67	69	71	73	75	77	79	81	83	85
	TOTAL	1 850	1 851	1 853	1 854	1 856	1 907	1 909	1 910	1 912	1 914	1 914	1 965	1 967	1 969	1 971	1 973	2 025	2 027	2 029	2 031	2 085
	Mina Yauliyacu	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 850	1 850	1 850	1 850	1 850	1 900	1 900	1 900	1 900	1 900	1 950	1 950	1 950	1 950	1 950	2 000
Casapalca Norte	Electrocentro	100	103	105	108	111	114	117	121	124	127	131	134	138	141	145	149	153	157	162	166	170
	TOTAL	1 900	1 903	1 905	1 908	1 911	1 964	1 967	1 971	1 974	1 977	2 031	2 034	2 038	2 041	2 045	2 099	2 103	2 107	2 112	2 116	2 170
	Concentradora	5 800	5 800	5 800	5 800	5 800	5 900	5 900	5 900	5 900	5 900	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 100	6 100	6 100	6 100	6 100	6 200
	Mina Yauliyacu	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 450	2 450	2 450	2 450	2 450	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 550	2 550	2 550	2 550	2 550	2 600
	TOTAL	8 200	8 200	8 200	8 200	8 200	8 350	8 350	8 350	8 350	8 350	8 350	8 500	8 500	8 500	8 500	8 650	8 650	8 650	8 650	8 650	8 800
Antuquito	Mina Yauliyacu	900	900	900	900	900	950	950	950	950	950	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 050	1 050	1 050	1 050	1 050	1 100
	Mina Casapalca	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 250	1 250	1 250	1 250	1 250	1 300	1 300	1 300	1 300	1 300	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 400
	TOTAL	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 300	2 300	2 300	2 300	2 300	2 400	2 400	2 400	2 400	2 400	2 500
Bellavista	Mina Yauliyacu	170	175	179	184	189	194	199	205	210	216	222	228	234	240	247	254	260	267	275	282	290
	Electrocentro	80	82	84	87	89	91	94	96	99	102	104	107	110	113	116	119	123	126	129	133	136
	TOTAL	250	257	264	271	278	286	293	301	309	318	326	335	344	353	363	373	383	393	404	415	426
Rosaura (1)	Mina Yauliyacu	9 000	9 000	9 000	9 000	9 000	9 100	9 100	9 100	9 100	9 100	9 200	9 200	9 200	9 200	9 200	9 300	9 300	9 300	9 300	9 300	9 400
	Graion Tunel	600	616	633	650	667	685	704	723	743	763	783	804	826	848	871	895	919	944	969	995	1 022
	Mililotingo	2 500	2 568	2 637	2 708	2 781	2 856	2 933	3 013	3 094	3 177	3 263	3 351	3 442	3 535	3 630	3 728	3 829	3 932	4 038	4 147	4 259
San Mateo (2)	Mina Pro año	2 500	2 500	2 500	2 500	2 500	2 550	2 550	2 550	2 550	2 550	2 600	2 600	2 600	2 600	2 600	2 650	2 650	2 650	2 650	2 650	2 700
	Mina Tamboraque (2)	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 100	7 100	7 100	7 100	7 100	7 200	7 200	7 200	7 200	7 200	7 300	7 300	7 300	7 300	7 300	7 400
	PSE. San Mateo	400	411	422	433	445	457	469	482	495	508	522	536	551	566	581	597	613	629	646	664	682
Pomacocha (3)	TOTAL	13 000	13 095	13 192	13 291	13 394	13 649	13 757	13 868	13 981	14 098	14 368	14 492	14 619	14 749	14 882	15 169	15 310	15 455	15 604	15 756	16 063
	Electrocentro (3)	0	0	2 000	2 064	2 109	2 166	2 225	2 285	2 347	2 410	2 475	2 542	2 611	2 681	2 753	2 828	2 904	2 983	3 063	3 146	3 231
	Sedapal (3)	0	0	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 000	5 100	5 100	5 100	5 100	5 100	5 200	5 200	5 200	5 200	5 200	5 300
TOTAL	0	0	7 000	7 054	7 109	7 166	7 225	7 285	7 347	7 410	7 475	7 542	7 611	7 681	7 753	7 828	8 104	8 183	8 263	8 346	8 531	
TOTAL (kW)	67 540	67 740	74 945	75 210	75 482	77 081	77 348	77 642	77 945	78 255	78 565	78 875	79 185	79 495	79 805	80 115	80 425	80 735	81 045	81 355	81 665	82 275

(1) Mina Rosaura que entrará en funcionamiento a mediados del 2003

(2) Mina Tamboraque que cambio de suministro de Luz del sur por el de C.H Huancho en la barra de San Mateo en 50 KV en Abril del 2003

(3) Carga de Sedapal y Electrocentro con centros de carga en Pomacocha

**ANEXO N° A.2
PROYECCION DE DEMANDA DE ENERGIA EN MWH**

Factor de carga de mineras y cargas productivas fc= 0,80 Factor de pérdidas cargas productivas fp= 0,69
Factor de carga de cargas domésticas fc= 0,40 Factor de pérdidas cargas domésticas fp= 0,23

Subestacion/ Años	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Tipo de carga																						
Curipata	12 264	12 595	12 935	13 284	13 643	14 011	14 390	14 778	15 177	15 587	16 008	16 440	16 884	17 340	17 808	18 289	18 783	19 290	19 811	20 346	20 895	20
Minera Andaychaqua	43 450	43 450	43 450	43 450	43 450	44 150	44 150	44 150	44 150	44 150	44 851	44 851	44 851	44 851	44 851	45 552	45 552	45 552	45 552	45 552	45 552	46 253
Minera San Cristobal	36 091	36 091	36 091	36 091	36 091	36 792	36 792	36 792	36 792	36 792	37 493	37 493	37 493	37 493	37 493	38 194	38 194	38 194	38 194	38 194	38 194	38 894
Pachachaca	5 957	5 957	5 957	5 957	5 957	6 307	6 307	6 307	6 307	6 307	6 658	6 658	6 658	6 658	6 658	7 008	7 008	7 008	7 008	7 008	7 008	7 358
Minera Carhaura	4 205	4 205	4 205	4 205	4 205	4 555	4 555	4 555	4 555	4 555	4 906	4 906	4 906	4 906	4 906	5 256	5 256	5 256	5 256	5 256	5 256	5 606
Minera Mahr Tunnel	34 059	34 059	34 059	34 059	34 059	34 760	34 760	34 760	34 760	34 760	35 460	35 460	35 460	35 460	35 460	36 161	36 161	36 161	36 161	36 161	36 161	36 862
TOTAL	123 761	123 761	123 761	123 761	123 761	126 564	126 564	126 564	126 564	126 564	129 368	129 368	129 368	129 368	129 368	132 171	132 171	132 171	132 171	132 171	132 171	134 974
Compresoras	34 830	34 830	34 830	34 830	34 830	35 531	35 531	35 531	35 531	35 531	36 231	36 231	36 231	36 231	36 231	36 932	36 932	36 932	36 932	36 932	36 932	37 633
Minera Austria-Duvaz	8 410	8 410	8 410	8 410	8 410	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	9 110	9 110	9 110	9 110	9 110	9 461	9 461	9 461	9 461	9 461	9 461	9 811
Concentradora Morococha	14 366	14 366	14 366	14 366	14 366	14 717	14 717	14 717	14 717	14 717	15 067	15 067	15 067	15 067	15 067	15 418	15 418	15 418	15 418	15 418	15 418	15 768
Alpamina	6 728	6 728	6 728	6 728	6 728	7 078	7 078	7 078	7 078	7 078	7 428	7 428	7 428	7 428	7 428	7 779	7 779	7 779	7 779	7 779	7 779	8 129
TOTAL	64 333	64 333	64 333	64 333	64 333	66 085	66 085	66 085	66 085	66 085	67 837	67 837	67 837	67 837	67 837	69 589	69 589	69 589	69 589	69 589	69 589	71 341
Minera Volcan	175	180	185	190	195	200	206	211	217	223	229	235	241	248	254	261	268	276	283	291	298	298
Electrocentro	12 614	12 614	12 614	12 614	12 614	12 614	12 614	12 614	12 614	12 614	13 315	13 315	13 315	13 315	13 315	13 666	13 666	13 666	13 666	13 666	13 666	14 016
TOTAL	12 790	12 794	12 799	12 804	12 809	13 170	13 170	13 170	13 170	13 170	13 544	13 550	13 556	13 563	13 570	13 927	13 934	13 941	13 941	13 941	13 941	14 314
Casapalca Norte	12 614	12 614	12 614	12 614	12 614	12 965	12 965	12 965	12 965	12 965	13 315	13 315	13 315	13 315	13 315	13 666	13 666	13 666	13 666	13 666	13 666	14 016
Electrocentro	350	360	370	380	390	400	411	422	434	445	457	470	482	495	509	523	537	551	566	581	597	597
TOTAL	12 965	12 974	12 984	12 994	13 004	13 365	13 376	13 387	13 398	13 410	13 773	13 785	13 798	13 811	13 824	14 188	14 202	14 217	14 232	14 247	14 262	14 613
Concentradora	40 646	40 646	40 646	40 646	40 646	41 347	41 347	41 347	41 347	41 347	42 048	42 048	42 048	42 048	42 048	42 749	42 749	42 749	42 749	42 749	42 749	43 450
Minera Yauliyacu	16 819	16 819	16 819	16 819	16 819	17 170	17 170	17 170	17 170	17 170	17 520	17 520	17 520	17 520	17 520	17 870	17 870	17 870	17 870	17 870	17 870	18 221
TOTAL	57 466	57 466	57 466	57 466	57 466	58 517	58 517	58 517	58 517	58 517	59 568	59 568	59 568	59 568	59 568	60 619	60 619	60 619	60 619	60 619	60 619	61 670
Minera Yauliyacu	6 307	6 307	6 307	6 307	6 307	6 658	6 658	6 658	6 658	6 658	7 008	7 008	7 008	7 008	7 008	7 358	7 358	7 358	7 358	7 358	7 358	7 709
Minera Casapalca	8 410	8 410	8 410	8 410	8 410	8 760	8 760	8 760	8 760	8 760	9 110	9 110	9 110	9 110	9 110	9 461	9 461	9 461	9 461	9 461	9 461	9 811
TOTAL	14 717	14 717	14 717	14 717	14 717	15 418	15 418	15 418	15 418	15 418	16 118	16 118	16 118	16 118	16 118	16 819	16 819	16 819	16 819	16 819	16 819	17 520
Minera Yauliyacu	596	612	628	645	663	681	699	718	737	757	778	799	820	842	865	888	912	937	962	988	1 015	1 015
Electrocentro	280	288	296	304	312	320	329	338	347	356	366	376	386	396	407	418	429	441	453	465	478	478
TOTAL	876	900	924	949	975	1 001	1 028	1 056	1 084	1 113	1 143	1 174	1 206	1 239	1 272	1 306	1 342	1 378	1 415	1 453	1 492	1 492
Rosaura (1)	6 3072	6 3072	6 3072	6 3072	6 3072	6 3773	6 3773	6 3773	6 3773	6 3773	6 4474	6 4474	6 4474	6 4474	6 4474	6 5174	6 5174	6 5174	6 5174	6 5174	6 5174	6 5875
Graton Tunnel	2 102	2 159	2 217	2 277	2 339	2 402	2 467	2 533	2 602	2 672	2 744	2 818	2 894	2 973	3 053	3 135	3 220	3 307	3 396	3 488	3 582	3 582
Mililotingo	8 760	8 997	9 239	9 489	9 745	10 008	10 278	10 556	10 841	11 134	11 434	11 743	12 060	12 386	12 720	13 064	13 416	13 778	14 151	14 533	14 925	14 925
Minera Pro año	17 520	17 520	17 520	17 520	17 520	17 870	17 870	17 870	17 870	17 870	18 221	18 221	18 221	18 221	18 221	18 571	18 571	18 571	18 571	18 571	18 571	18 922
PSE. San Mateo	1 402	1 439	1 478	1 518	1 559	1 601	1 645	1 689	1 735	1 781	1 829	1 879	1 930	1 982	2 035	2 090	2 147	2 205	2 264	2 325	2 388	2 388
TOTAL	29 784	30 115	30 456	30 804	31 163	31 882	32 260	32 649	33 048	33 458	34 229	34 661	35 100	35 561	36 029	36 860	37 354	37 861	38 382	38 917	39 471	39 817
Electrocentro (3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sedapal (3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pomacocha (3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	392 028	392 028	392 028	392 028	392 028	436 495	436 495	436 495	436 495	436 495	475 257	475 257	475 257	475 257	475 257	475 257	475 257	475 257	475 257	475 257	475 257	480 975

(1) Mina Rosaura que entrará en funcionamiento a mediados del 2003

(2) Mina Tamboraque que cambio de suministro de Luz del sur por el de C.H Huanchor en la barra de San Mateo en 50 KV en Abril del 2003

(3) Carga de Sedapal y Electrocentro con centros de carga en Pomacocha

ANEXO B

PLANTEAMIENTO Y EVALUACIÓN TÉCNICA-

SUMINISTRO ELÉCTRICO 220 KV

B.1 Parámetros Eléctricos del Sistema

B.1.1 Generadores y Transformadores

B.1.2 Líneas de Transmisión

B.2 Cálculo de Capacidad Térmica de Conductores

B.2.1 Conductor de Cobre 1/0 AWG

B.2.2 Conductor de ACSR 3/0 AWG

B.2.3 Conductor de Coperwell 3p 2/0 AWG

B.2.4 Conductor de AAAC 120 mm²

B.2.5 Conductor de ACSR 4/0 AWG

B.2.6 Conductor de AAAC 150 mm²

B.2.7 Conductor de AAAC 400 mm²

B.3 Cálculo de Cortocircuito

B.3.1 Codificación de Barras del Sistema Eléctrico

B.3.2 Circuitos Equivalentes de Transformadores

B.4 Sistema Eléctrico Existente – Año 2003

B.4.1 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Existente

B.4.2 Reporte de Flujo de Potencia en estado Estable

B.4.3 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia I "Salida de la CH.
Pachachaca 12 MW"

B.4.4 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia II "Salida de la CH.
Huanchor 18 MW"

B.4.5 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia III "Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca"

B.4.6 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia IV "Falla de la línea 50 kV Pachachaca-Morococha"

B.5 Alternativa I: Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/25/20 MVA y Línea en 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco, 14,8 Km

B.5.1 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico- Alternativa I

B.5.2 Diagrama Unifilar S.E. Pomacocha 220/50/22,9 kV – 45/25/20 MVA

B.5.3 Diagrama Unifilar S.E. Carlos Francisco 50 kV

B.5.4 Reporte de Flujo de Potencia en estado Estable

a. Año 2 – 2 005

b. Año 10 – 2013

c. Año 20 – 2023

B.5.5 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia I "Salida de la CH. Pachachaca 12 MW" – (Año 20 - 2023)

B.5.6 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia II "Salida de la CH. Huanchor 18 MW" – (Año 20 - 2023)

B.5.7 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia III "Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca" – (Año 20 - 2023)

B.5.8 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia IV "Falla de la línea 50 kV Pachachaca-Morococha" – (Año 20 - 2023)

B.5.9 Cálculo de Cortocircuito

B.5.9.1 Mapa de Impedancias en Secuencia Positiva/Negativa

B.5.9.2 Mapa de Impedancias en Secuencia Homopolar

B.5.9.3 Resultados de cálculo de Cortocircuito

B.5.10 Inversiones Previstas

B.5.10.1 Resumen de Inversiones

B.5.10.2 Valorización de la LT 14,8 km en 50 kV Pomacocha –
S.E. Carlos Francisco

B.5.10.3 Valorización de las Subestaciones Pomacocha
220/50/22.9 kV y San Antonio 50 kV.

B.5.10.4 Valorización del sistema de Telecomunicaciones

B.6 Alternativa II : S.E. Antuquito 220/50 kV – 45/35/10 MVA

B.6.1 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico- Alternativa II

B.6.2 Diagrama Unifilar S.E. Antuquito 220/50/22,9 kV – 40/30/10 MVA

B.6.3 Reporte de Flujo de Potencia en Estado Estable

a. Año 2 – 2 005

b. Año 10 – 2013

c. Año 20 – 2023

B.6.4 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia I "Salida de la CH.
Pachachaca 12 MW" – (Año 20 - 2023)

B.6.5 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia II "Salida de la CH.
Huanchor 18 MW" – (Año 20 - 2023)

B.6.6 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia III "Falla de una terna de
la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca" – (Año 20 - 2023)

B.6.7 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia IV "Falla de la línea 50
kV Pachachaca-Morococha" – (Año 20 - 2023)

B.6.8 Cálculo de Cortocircuito

B.6.8.1 Mapa de Impedancias en Secuencia Positiva/Negaiva

B.6.8.2 Mapa de Impedancias en Secuencia Homopolar

B.6.8.3 Resultados de cálculo de Cortocircuito

B.6.9 Inversiones Previstas

B.6.9.1 Resumen de Inversiones

B.6.9.2 Valorización de las Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV

B.6.9.3 Valorización del sistema de Telecomunicaciones

B.6.9.4 Valorización de la LT 15,2 km en 22,9 kV S.E. Antuquito –
S.E. Pomacocha

**B.7 Alternativa III: Ampliación de la Subestación Pachachaca 220 kV,
Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca
Norte 220/50 /22,9kV – 40/30/10 MVA**

B.7.1 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico- Alternativa III

B.7.2 Diagrama Unifilar S.E. Pachachaca 220 kV

B.7.3 Diagrama Unifilar S.E. Casapalca Norte 220/50/22,9kV–40/30/10 MVA

B.7.4 Reporte de Flujo de Potencia en Estado Estable

a. Año 2 – 2 005

b. Año 10 – 2013

c. Año 20 – 2023

B.7.5 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia I "Salida de la CH.
Pachachaca 12 MW" – (Año 20 - 2023)

B.7.6 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia II "Salida de la CH.
Huanchor 18 MW" – (Año 20 - 2023)

B.7.7 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia III "Falla de una terna de la línea 50 kV Oroya Nueva – Pachachaca" – (Año 20 - 2023)

B.7.8 Reporte de Flujo de Potencia - Contingencia IV "Falla de la línea 50 kV Pachachaca-Morococha" – (Año 20 - 2023)

B.7.9 Cálculos de Cortocircuito

B.7.9.1 Mapa de Impedancias en Secuencia Positiva/Negaiva

B.7.9.2 Mapa de Impedancias en Secuencia Homopolar

B.7.9.3 Resultados de cálculo de Cortocircuito

B.7.10 Inversiones Previstas

B.7.10.1 Resumen de Inversiones

B.7.10.2 Valorización de las Subestaciones de Pachachaca-220 kV y Casapalca Norte 220/50/22,9 kV.

B.7.10.3 Valorización de la LT 20 km en 220 kV S.E. Pachachaca – S.E. Casapalca Norte

B.7.10.4 Valorización de la LP 16 km en 22,9 kV S.E. Casapalca Norte-Pomacocha

B.7.10.5 Valorización del sistema de Telecomunicaciones

B.8 Comparación de Alternativas por Inversiones

ANEXO B.2.1
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE COBRE - 1/0 AWG

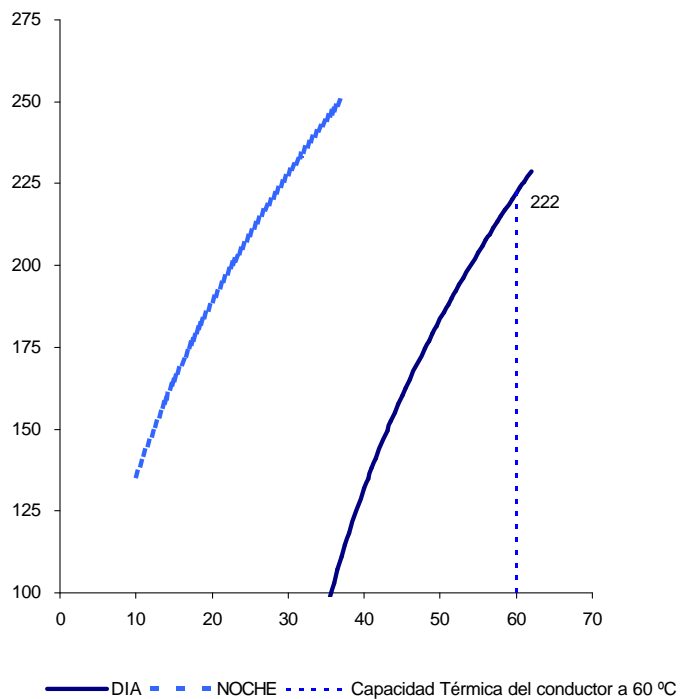
ITEM	DATOS GENERALES	UNIDAD	DIA	NOCHE
1	TIPO DE CONDUCTOR		COBRE	COBRE
2	SECCIÓN DEL CONDUCTOR	AWG	1/0	1/0
3	DIAMETRO DEL CONDUCTOR	mm	9,45	9,45
4	EMISITIVIDAD DEL CONDUCTOR		0,5	0,5
	0.23 CONDUCTOR NUEVO		0,5	
	0.91 CONDUCTOR NEGRO			
4	TEMP. INICIAL CONDUCTOR	°C	35,00	10
5	RESIST CONDUCTOR (20°C)	Ohm/km	0,34	0,34
6	COEF. ABSORCION SOLAR		0,5	0,3
	0.23 CONDUCTOR NUEVO			
	0.95 CONDUCTOR NEGRO			
7	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	m	4 850	4 850
8	VELOCIDAD TRANS. DEL VIENTO	km/hr	2,16	2,16
9	TEMPERATURA AMBIENTE	°C	25	0
10	AZIMUTH DE LA LINEA	Grados	330	330
11	LATITUD DE LA LINEA	Grados	133	13
12	HEMISFERIO (Norte=1, Sur=0)		0	0
13	FECHA	Mes-Dia	15-Jul	15-Jul
14	HORA DEL DIA (horas)		12	19
15	ALBEDO		0,8	0,1
	0.1 Para tierra			
	0.2 Para arena y hierba			
	0.8 Para hielo			
16	TIPO DE ATMOSFERA		4	4
	1=Excepcionalmente claro y seco			
	2=Excepcionalmente claro			
	3=Muy claro			
	4=Claro			
	5=Industrial			
RESULTADOS PARCIALES				
(A)	DECLINACION SOLAR	Grados	DIA 23,4	NOCHE
(B)	ALTITUD SOLAR (H)	Grados	-18,9	
(C)	AZIMUTH DEL SOL	Grados	11,2	
(D)	ANGULO DE INCIDENCIA DEL SOL	Grados	44,6	
(E)	INTENSIDAD DE LA RADIACION			
	Por altitud (ID)	W/M	900	
	Por tipo de día (Id)	W/M	100	
(F)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR (R)	ohm/km	0,359	0,327
(G)	NUMERO DE REINOLDS (Re)		161	187
(H)	PERDIDAS CONVECTIVAS (Qc)	W/M	5,291	
(I)	CALOR RADIADO CONDUCTOR. (Qr)	W/M	0,937	
(J)	CALOR IRRADIADO P/SOL (Qs)		3,041	
(K)	CORRIENTE CIRCULANTE (I)	AMP	94,2	0,0

ANEXO B.2.1
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CONDUCTORES
CONDUCTOR DE COBRE - 1/0 AWG
TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE

DURANTE EL DIA							DURANTE LA NOCHE					
TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	Qs W/m	I A	TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	I A
35,00	0,358	161	5,29	0,94	3,04	94	10,00	0,328	187,02	5,30	0,72	136
35,50	0,359	161	5,56	0,99	3,04	99	10,50	0,328	186,73	5,56	0,76	139
36,00	0,360	160	5,82	1,04	3,04	103	11,00	0,329	186,44	5,83	0,80	142
36,50	0,360	160	6,08	1,09	3,04	107	11,50	0,330	186,15	6,09	0,84	145
37,00	0,361	160	6,35	1,14	3,04	111	12,00	0,330	185,86	6,36	0,88	148
37,50	0,361	160	6,61	1,19	3,04	115	12,50	0,331	185,57	6,62	0,92	151
38,00	0,362	160	6,88	1,24	3,04	118	13,00	0,331	185,28	6,89	0,96	154
38,50	0,363	159	7,14	1,29	3,04	122	13,50	0,332	185,00	7,15	1,00	157
39,00	0,363	159	7,41	1,34	3,04	125	14,00	0,333	184,71	7,42	1,04	159
39,50	0,364	159	7,67	1,39	3,04	129	14,50	0,333	184,42	7,68	1,08	162
40,00	0,364	159	7,94	1,44	3,04	132	15,00	0,334	184,14	7,95	1,12	165
40,50	0,365	158	8,20	1,49	3,04	135	15,50	0,334	183,85	8,21	1,16	167
41,00	0,366	158	8,46	1,55	3,04	138	16,00	0,335	183,57	8,48	1,20	170
41,50	0,366	158	8,73	1,60	3,04	141	16,50	0,336	183,29	8,74	1,24	172
42,00	0,367	158	8,99	1,65	3,04	144	17,00	0,336	183,00	9,01	1,28	175
42,50	0,368	158	9,26	1,70	3,04	147	17,50	0,337	182,72	9,27	1,32	177
43,00	0,368	157	9,52	1,76	3,04	150	18,00	0,338	182,44	9,53	1,36	180
43,50	0,369	157	9,79	1,81	3,04	152	18,50	0,338	182,16	9,80	1,40	182
44,00	0,369	157	10,05	1,86	3,04	155	19,00	0,339	181,88	10,06	1,44	184
44,50	0,370	157	10,32	1,92	3,04	158	19,50	0,339	181,60	10,33	1,49	187
45,00	0,371	156	10,58	1,97	3,04	160	20,00	0,340	181,32	10,59	1,53	189
45,50	0,371	156	10,84	2,03	3,04	163	20,50	0,341	181,04	10,86	1,57	191
46,00	0,372	156	11,11	2,08	3,04	165	21,00	0,341	180,76	11,12	1,61	193
46,50	0,372	156	11,37	2,13	3,04	168	21,50	0,342	180,49	11,39	1,66	195
47,00	0,373	156	11,64	2,19	3,04	170	22,00	0,342	180,21	11,65	1,70	197
47,50	0,374	155	11,90	2,24	3,04	172	22,50	0,343	179,94	11,92	1,74	200
48,00	0,374	155	12,17	2,30	3,04	175	23,00	0,344	179,66	12,18	1,79	202
48,50	0,375	155	12,43	2,36	3,04	177	23,50	0,344	179,39	12,45	1,83	204
49,00	0,375	155	12,69	2,41	3,04	179	24,00	0,345	179,11	12,71	1,88	206
49,50	0,376	154	12,96	2,47	3,04	181	24,50	0,346	178,84	12,97	1,92	208
50,00	0,377	154	13,22	2,53	3,04	184	25,00	0,346	178,57	13,24	1,96	210
50,50	0,377	154	13,49	2,58	3,04	186	25,50	0,347	178,29	13,50	2,01	212
51,00	0,378	154	13,75	2,64	3,04	188	26,00	0,347	178,02	13,77	2,05	213
51,50	0,379	154	14,02	2,70	3,04	190	26,50	0,348	177,75	14,03	2,10	215
52,00	0,379	153	14,28	2,75	3,04	192	27,00	0,349	177,48	14,30	2,14	217
52,50	0,380	153	14,55	2,81	3,04	194	27,50	0,349	177,21	14,56	2,19	219
53,00	0,380	153	14,81	2,87	3,04	196	28,00	0,350	176,94	14,83	2,24	221
53,50	0,381	153	15,07	2,93	3,04	198	28,50	0,350	176,68	15,09	2,28	223
54,00	0,382	152	15,34	2,99	3,04	200	29,00	0,351	176,41	15,36	2,33	224
54,50	0,382	152	15,60	3,05	3,04	202	29,50	0,352	176,14	15,62	2,37	226
55,00	0,383	152	15,87	3,11	3,04	204	30,00	0,352	175,88	15,89	2,42	228
55,50	0,383	152	16,13	3,17	3,04	206	30,50	0,353	175,61	16,15	2,47	230
56,00	0,384	152	16,40	3,23	3,04	208	31,00	0,353	175,34	16,41	2,52	231
56,50	0,385	151	16,66	3,29	3,04	210	31,50	0,354	175,08	16,68	2,56	233
57,00	0,385	151	16,92	3,35	3,04	211	32,00	0,355	174,82	16,94	2,61	235
57,50	0,386	151	17,19	3,41	3,04	213	32,50	0,355	174,55	17,21	2,66	236
58,00	0,387	151	17,45	3,47	3,04	215	33,00	0,356	174,29	17,47	2,71	238
58,50	0,387	151	17,72	3,53	3,04	217	33,50	0,357	174,03	17,74	2,75	240
59,00	0,388	150	17,98	3,59	3,04	219	34,00	0,357	173,77	18,00	2,80	241
59,50	0,388	150	18,25	3,65	3,04	220	34,50	0,358	173,51	18,27	2,85	243
60,00	0,389	150	18,51	3,71	3,04	222	35,00	0,358	173,24	18,53	2,90	245
60,50	0,390	150	18,77	3,78	3,04	224	35,50	0,359	172,98	18,79	2,95	246
61,00	0,390	149	19,04	3,84	3,04	225	36,00	0,360	172,73	19,06	3,00	248
61,50	0,391	149	19,30	3,90	3,04	227	36,50	0,360	172,47	19,32	3,05	249
62,00	0,391	149	19,57	3,97	3,04	229	37,00	0,361	172,21	19,59	3,10	251

**ANEXO B.2.1
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE COBRE - 1/0 AWG**

**GRÁFICA DE TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE
EN EL DÍA Y EN LA NOCHE**



Capacidad térmica del conductor a	60,00 °C =	222 A ; altura de 4850 msnm
-----------------------------------	------------	-----------------------------

ANEXO B.2.2
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE ACSR - 3/0 AWG

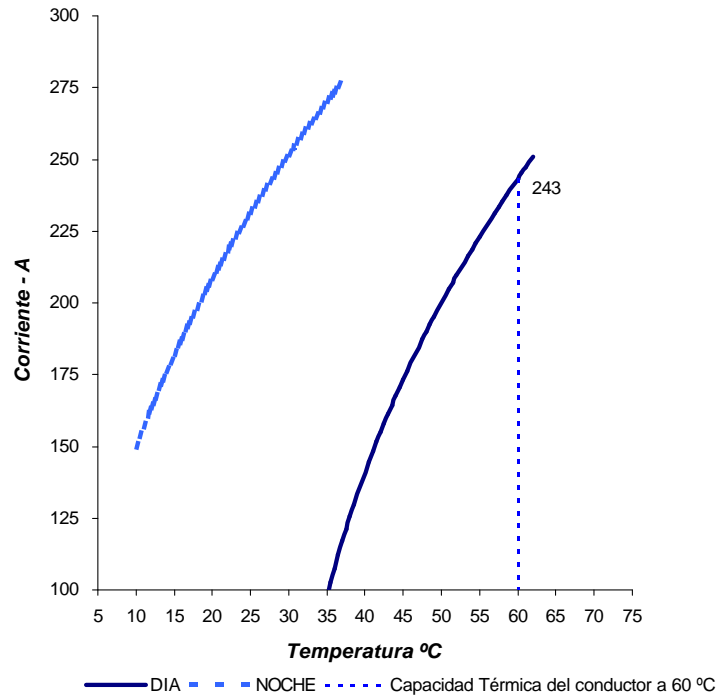
ITEM	DATOS GENERALES	UNIDAD	DIA	NOCHE
1	TIPO DE CONDUCTOR		ACSR	ACSR
2	SECCIÓN DEL CONDUCTOR	AWG	3/0	3/0
3	DIAMETRO DEL CONDUCTOR	mm	12,75	12,75
4	EMISITIVIDAD DEL CONDUCTOR		0,5	0,5
	0.23 CONDUCTOR NUEVO		0,5	
	0.91 CONDUCTOR NEGRO			
4	TEMP. INICIAL CONDUCTOR	°C	35,00	10
5	RESIST CONDUCTOR (20°C)	Ohm/km	0,3304	0,3304
6	COEF. ABSORCION SOLAR		0,5	0,3
	0.23 CONDUCTOR NUEVO			
	0.95 CONDUCTOR NEGRO			
7	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	m	4 850	4 850
8	VELOCIDAD TRANS. DEL VIENTO	km/hr	2,16	2,16
9	TEMPERATURA AMBIENTE	°C	25	0
10	AZIMUTH DE LA LINEA	Grados	330	330
11	LATITUD DE LA LINEA	Grados	133	13
12	HEMISFERIO (Norte=1, Sur=0)		0	0
13	FECHA	Mes-Dia	15-Jul	15-Jul
14	HORA DEL DIA (horas)		12	19
15	ALBEDO		0,8	0,1
	0.1 Para tierra			
	0.2 Para arena y hierba			
	0.8 Para hielo			
16	TIPO DE ATMOSFERA		4	4
	1=Excepcionalmente claro y seco			
	2=Excepcionalmente claro			
	3=Muy claro			
	4=Claro			
	5=Industrial			
RESULTADOS PARCIALES				
(A)	DECLINACION SOLAR	Grados	DIA 23,4	NOCHE
(B)	ALTITUD SOLAR (H)	Grados	-18,9	
(C)	AZIMUTH DEL SOL	Grados	11,2	
(D)	ANGULO DE INCIDENCIA DEL SOL	Grados	44,6	
(E)	INTENSIDAD DE LA RADIACION			
	Por altitud (ID)	W/M	900	
	Por tipo de dia (Id)	W/M	100	
(F)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR (R)	ohm/km	0,349	0,318
(G)	NUMERO DE REINOLDS (Re)		217	252
(H)	PERDIDAS CONVECTIVAS (Qc)	W/M	6,138	
(I)	CALOR RADIADO CONDUCTOR. (Qr)	W/M	1,265	
(J)	CALOR IRRADIADO P/SOL (Qs)		4,103	
(K)	CORRIENTE CIRCULANTE (I)	AMP	97,2	0,0

ANEXO B.2.2
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CONDUCTORES
CONDUCTOR DE ACSR - 3/0 AWG
TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE

DURANTE EL DIA							DURANTE LA NOCHE					
TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	Qs W/m	I A	TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	I A
35,00	0,348	217	6,14	1,26	4,10	97	10,00	0,319	252,33	6,15	0,98	150
35,50	0,349	217	6,44	1,33	4,10	103	10,50	0,319	251,94	6,46	1,03	153
36,00	0,349	217	6,75	1,40	4,10	108	11,00	0,320	251,55	6,76	1,08	157
36,50	0,350	216	7,06	1,47	4,10	112	11,50	0,320	251,16	7,07	1,13	160
37,00	0,351	216	7,36	1,53	4,10	117	12,00	0,321	250,77	7,38	1,19	163
37,50	0,351	216	7,67	1,60	4,10	121	12,50	0,321	250,38	7,69	1,24	167
38,00	0,352	215	7,98	1,67	4,10	126	13,00	0,322	249,99	7,99	1,29	170
38,50	0,352	215	8,28	1,74	4,10	130	13,50	0,323	249,60	8,30	1,34	173
39,00	0,353	215	8,59	1,81	4,10	134	14,00	0,323	249,21	8,61	1,40	176
39,50	0,354	214	8,90	1,88	4,10	137	14,50	0,324	248,83	8,91	1,45	179
40,00	0,354	214	9,21	1,95	4,10	141	15,00	0,324	248,44	9,22	1,51	182
40,50	0,355	214	9,51	2,02	4,10	145	15,50	0,325	248,06	9,53	1,56	185
41,00	0,355	213	9,82	2,09	4,10	148	16,00	0,326	247,67	9,84	1,61	188
41,50	0,356	213	10,13	2,16	4,10	152	16,50	0,326	247,29	10,14	1,67	190
42,00	0,357	213	10,43	2,23	4,10	155	17,00	0,327	246,91	10,45	1,73	193
42,50	0,357	213	10,74	2,30	4,10	158	17,50	0,327	246,53	10,76	1,78	196
43,00	0,358	212	11,05	2,37	4,10	161	18,00	0,328	246,15	11,07	1,84	198
43,50	0,358	212	11,35	2,44	4,10	164	18,50	0,329	245,77	11,37	1,89	201
44,00	0,359	212	11,66	2,51	4,10	167	19,00	0,329	245,39	11,68	1,95	203
44,50	0,360	211	11,96	2,59	4,10	170	19,50	0,330	245,01	11,99	2,01	206
45,00	0,360	211	12,27	2,66	4,10	173	20,00	0,330	244,64	12,29	2,06	208
45,50	0,361	211	12,58	2,73	4,10	176	20,50	0,331	244,26	12,60	2,12	211
46,00	0,361	210	12,88	2,81	4,10	179	21,00	0,332	243,89	12,91	2,18	213
46,50	0,362	210	13,19	2,88	4,10	182	21,50	0,332	243,51	13,21	2,24	216
47,00	0,363	210	13,50	2,95	4,10	185	22,00	0,333	243,14	13,52	2,29	218
47,50	0,363	210	13,80	3,03	4,10	187	22,50	0,333	242,77	13,83	2,35	220
48,00	0,364	209	14,11	3,10	4,10	190	23,00	0,334	242,40	14,14	2,41	223
48,50	0,364	209	14,42	3,18	4,10	192	23,50	0,335	242,03	14,44	2,47	225
49,00	0,365	209	14,72	3,25	4,10	195	24,00	0,335	241,66	14,75	2,53	227
49,50	0,365	208	15,03	3,33	4,10	198	24,50	0,336	241,29	15,06	2,59	229
50,00	0,366	208	15,34	3,41	4,10	200	25,00	0,336	240,92	15,36	2,65	231
50,50	0,367	208	15,64	3,48	4,10	202	25,50	0,337	240,56	15,67	2,71	234
51,00	0,367	207	15,95	3,56	4,10	205	26,00	0,338	240,19	15,98	2,77	236
51,50	0,368	207	16,26	3,64	4,10	207	26,50	0,338	239,82	16,28	2,83	238
52,00	0,368	207	16,56	3,72	4,10	210	27,00	0,339	239,46	16,59	2,89	240
52,50	0,369	207	16,87	3,79	4,10	212	27,50	0,339	239,10	16,90	2,95	242
53,00	0,370	206	17,18	3,87	4,10	214	28,00	0,340	238,73	17,21	3,02	244
53,50	0,370	206	17,48	3,95	4,10	216	28,50	0,341	238,37	17,51	3,08	246
54,00	0,371	206	17,79	4,03	4,10	219	29,00	0,341	238,01	17,82	3,14	248
54,50	0,371	205	18,10	4,11	4,10	221	29,50	0,342	237,65	18,13	3,20	250
55,00	0,372	205	18,40	4,19	4,10	223	30,00	0,342	237,29	18,43	3,27	252
55,50	0,373	205	18,71	4,27	4,10	225	30,50	0,343	236,93	18,74	3,33	254
56,00	0,373	205	19,01	4,35	4,10	227	31,00	0,343	236,58	19,05	3,39	256
56,50	0,374	204	19,32	4,43	4,10	229	31,50	0,344	236,22	19,35	3,46	257
57,00	0,374	204	19,63	4,51	4,10	231	32,00	0,345	235,86	19,66	3,52	259
57,50	0,375	204	19,93	4,60	4,10	233	32,50	0,345	235,51	19,97	3,59	261
58,00	0,376	203	20,24	4,68	4,10	235	33,00	0,346	235,15	20,27	3,65	263
58,50	0,376	203	20,55	4,76	4,10	237	33,50	0,346	234,80	20,58	3,72	265
59,00	0,377	203	20,85	4,84	4,10	239	34,00	0,347	234,45	20,89	3,78	267
59,50	0,377	203	21,16	4,93	4,10	241	34,50	0,348	234,09	21,19	3,85	268
60,00	0,378	202	21,47	5,01	4,10	243	35,00	0,348	233,74	21,50	3,91	270
60,50	0,379	202	21,77	5,10	4,10	245	35,50	0,349	233,39	21,81	3,98	272
61,00	0,379	202	22,08	5,18	4,10	247	36,00	0,349	233,04	22,11	4,05	274
61,50	0,380	201	22,39	5,26	4,10	249	36,50	0,350	232,69	22,42	4,11	275
62,00	0,380	201	22,69	5,35	4,10	251	37,00	0,351	232,35	22,73	4,18	277

ANEXO B.2.2
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE ACSR - 3/0 AWG

GRÁFICA DE TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE
EN EL DÍA Y EN LA NOCHE



Capacidad térmica del conductor a	60,00 °C =	243 A ; altura de 4850 msnm
-----------------------------------	------------	-----------------------------

ANEXO B.2.3
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE Coperwell 3p - 2/0 AWG

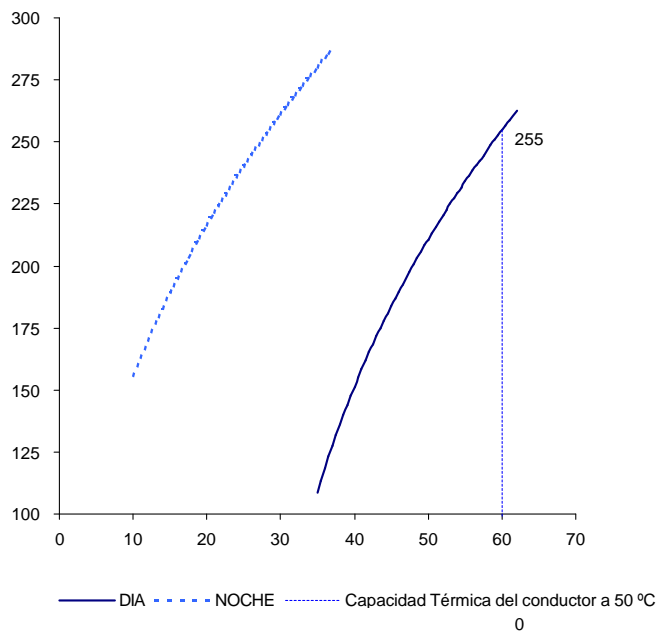
ITEM	DATOS GENERALES	UNIDAD	DIA	NOCHE
1	TIPO DE CONDUCTOR		Coperwell 3p	Coperwell 3p
2	SECCIÓN DEL CONDUCTOR	AWG	2/0	2/0
3	DIAMETRO DEL CONDUCTOR	mm	9,45	9,45
4	EMISITIVIDAD DEL CONDUCTOR		0,5	0,5
	0.23 CONDUCTOR NUEVO		0,5	
	0.91 CONDUCTOR NEGRO			
4	TEMP. INICIAL CONDUCTOR	°C	35,00	10
5	RESIST CONDUCTOR (20°C)	Ohm/km	0,26	0,26
6	COEF. ABSORCION SOLAR		0,5	0,3
	0.23 CONDUCTOR NUEVO			
	0.95 CONDUCTOR NEGRO			
7	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	m	4 800	4 800
8	VELOCIDAD TRANS. DEL VIENTO	km/hr	2,16	2,16
9	TEMPERATURA AMBIENTE	°C	25	0
10	AZIMUTH DE LA LINEA	Grados	330	330
11	LATITUD DE LA LINEA	Grados	133	13
12	HEMISFERIO (Norte=1, Sur=0)		0	0
13	FECHA	Mes-Dia	15-Jul	15-Jul
14	HORA DEL DIA (horas)		12	19
15	ALBEDO		0,8	0,1
	0.1 Para tierra			
	0.2 Para arena y hierba			
	0.8 Para hielo			
16	TIPO DE ATMOSFERA		4	4
	1=Excepcionalmente claro y seco			
	2=Excepcionalmente claro			
	3=Muy claro			
	4=Claro			
	5=Industrial			
RESULTADOS PARCIALES				
(A)	DECLINACION SOLAR	Grados	DIA 23,4	NOCHE
(B)	ALTITUD SOLAR (H)	Grados	-18,9	
(C)	AZIMUTH DEL SOL	Grados	11,2	
(D)	ANGULO DE INCIDENCIA DEL SOL	Grados	44,6	
(E)	INTENSIDAD DE LA RADIACION			
	Por altitud (ID)	W/M	900	
	Por tipo de dia (Id)	W/M	100	
(F)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR (R)	ohm/km	0,275	0,250
(G)	NUMERO DE REINOLDS (Re)		163	189
(H)	PERDIDAS CONVECTIVAS (Qc)	W/M	5,324	
(I)	CALOR RADIADO CONDUCTOR. (Qr)	W/M	0,937	
(J)	CALOR IRRADIADO P/SOL (Qs)		3,038	
(K)	CORRIENTE CIRCULANTE (I)	AMP	108,3	0,0

ANEXO B.2.3
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE Coperwell 3p - 2/0 AWG
TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE

DURANTE EL DIA							DURANTE LA NOCHE					
TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	Qs W/m	I A	TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	I A
35,00	0,274	163	5,32	0,94	3,04	108	10,00	0,251	189,37	5,33	0,72	155
35,50	0,275	163	5,59	0,99	3,04	114	10,50	0,251	189,07	5,60	0,76	159
36,00	0,275	162	5,86	1,04	3,04	118	11,00	0,252	188,78	5,86	0,80	163
36,50	0,275	162	6,12	1,09	3,04	123	11,50	0,252	188,49	6,13	0,84	166
37,00	0,276	162	6,39	1,14	3,04	128	12,00	0,253	188,19	6,40	0,88	170
37,50	0,276	162	6,65	1,19	3,04	132	12,50	0,253	187,90	6,66	0,92	173
38,00	0,277	162	6,92	1,24	3,04	136	13,00	0,253	187,61	6,93	0,96	176
38,50	0,277	161	7,19	1,29	3,04	140	13,50	0,254	187,32	7,20	1,00	180
39,00	0,278	161	7,45	1,34	3,04	144	14,00	0,254	187,03	7,46	1,04	183
39,50	0,278	161	7,72	1,39	3,04	148	14,50	0,255	186,74	7,73	1,08	186
40,00	0,279	161	7,98	1,44	3,04	151	15,00	0,255	186,45	8,00	1,12	189
40,50	0,279	160	8,25	1,49	3,04	155	15,50	0,256	186,16	8,26	1,16	192
41,00	0,280	160	8,52	1,55	3,04	158	16,00	0,256	185,87	8,53	1,20	195
41,50	0,280	160	8,78	1,60	3,04	162	16,50	0,257	185,58	8,79	1,24	198
42,00	0,281	160	9,05	1,65	3,04	165	17,00	0,257	185,30	9,06	1,28	201
42,50	0,281	159	9,31	1,70	3,04	169	17,50	0,258	185,01	9,33	1,32	203
43,00	0,282	159	9,58	1,76	3,04	172	18,00	0,258	184,73	9,59	1,36	206
43,50	0,282	159	9,85	1,81	3,04	175	18,50	0,259	184,44	9,86	1,40	209
44,00	0,282	159	10,11	1,86	3,04	178	19,00	0,259	184,16	10,13	1,44	211
44,50	0,283	159	10,38	1,92	3,04	181	19,50	0,260	183,88	10,39	1,49	214
45,00	0,283	158	10,65	1,97	3,04	184	20,00	0,260	183,59	10,66	1,53	217
45,50	0,284	158	10,91	2,03	3,04	187	20,50	0,260	183,31	10,93	1,57	219
46,00	0,284	158	11,18	2,08	3,04	190	21,00	0,261	183,03	11,19	1,61	222
46,50	0,285	158	11,44	2,13	3,04	192	21,50	0,261	182,75	11,46	1,66	224
47,00	0,285	157	11,71	2,19	3,04	195	22,00	0,262	182,47	11,72	1,70	226
47,50	0,286	157	11,98	2,24	3,04	198	22,50	0,262	182,19	11,99	1,74	229
48,00	0,286	157	12,24	2,30	3,04	200	23,00	0,263	181,91	12,26	1,79	231
48,50	0,287	157	12,51	2,36	3,04	203	23,50	0,263	181,64	12,52	1,83	233
49,00	0,287	157	12,77	2,41	3,04	206	24,00	0,264	181,36	12,79	1,88	236
49,50	0,288	156	13,04	2,47	3,04	208	24,50	0,264	181,08	13,06	1,92	238
50,00	0,288	156	13,31	2,53	3,04	211	25,00	0,265	180,81	13,32	1,96	240
50,50	0,289	156	13,57	2,58	3,04	213	25,50	0,265	180,53	13,59	2,01	243
51,00	0,289	156	13,84	2,64	3,04	216	26,00	0,266	180,26	13,85	2,05	245
51,50	0,289	155	14,10	2,70	3,04	218	26,50	0,266	179,98	14,12	2,10	247
52,00	0,290	155	14,37	2,75	3,04	220	27,00	0,267	179,71	14,39	2,14	249
52,50	0,290	155	14,64	2,81	3,04	223	27,50	0,267	179,44	14,65	2,19	251
53,00	0,291	155	14,90	2,87	3,04	225	28,00	0,267	179,16	14,92	2,24	253
53,50	0,291	155	15,17	2,93	3,04	227	28,50	0,268	178,89	15,18	2,28	255
54,00	0,292	154	15,43	2,99	3,04	230	29,00	0,268	178,62	15,45	2,33	257
54,50	0,292	154	15,70	3,05	3,04	232	29,50	0,269	178,35	15,72	2,37	259
55,00	0,293	154	15,96	3,11	3,04	234	30,00	0,269	178,08	15,98	2,42	261
55,50	0,293	154	16,23	3,17	3,04	236	30,50	0,270	177,81	16,25	2,47	263
56,00	0,294	154	16,50	3,23	3,04	238	31,00	0,270	177,54	16,52	2,52	265
56,50	0,294	153	16,76	3,29	3,04	240	31,50	0,271	177,28	16,78	2,56	267
57,00	0,295	153	17,03	3,35	3,04	243	32,00	0,271	177,01	17,05	2,61	269
57,50	0,295	153	17,29	3,41	3,04	245	32,50	0,272	176,74	17,31	2,66	271
58,00	0,296	153	17,56	3,47	3,04	247	33,00	0,272	176,48	17,58	2,71	273
58,50	0,296	152	17,83	3,53	3,04	249	33,50	0,273	176,21	17,85	2,75	275
59,00	0,297	152	18,09	3,59	3,04	251	34,00	0,273	175,95	18,11	2,80	277
59,50	0,297	152	18,36	3,65	3,04	253	34,50	0,274	175,68	18,38	2,85	279
60,00	0,297	152	18,62	3,71	3,04	255	35,00	0,274	175,42	18,64	2,90	280
60,50	0,298	152	18,89	3,78	3,04	257	35,50	0,275	175,15	18,91	2,95	282
61,00	0,298	151	19,16	3,84	3,04	259	36,00	0,275	174,89	19,18	3,00	284
61,50	0,299	151	19,42	3,90	3,04	261	36,50	0,275	174,63	19,44	3,05	286
62,00	0,299	151	19,69	3,97	3,04	262	37,00	0,276	174,37	19,71	3,10	288

**ANEXO B.2.3
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE Coperwell 3p - 2/0 AWG**

**GRÁFICA DE TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE
EN EL DÍA Y EN LA NOCHE**



Capacidad térmica del conductor a	60,00 °C =	255 A ; altura de 4800 msnm
-----------------------------------	------------	-----------------------------

ANEXO B.2.4
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE AAAC - 120 mm²

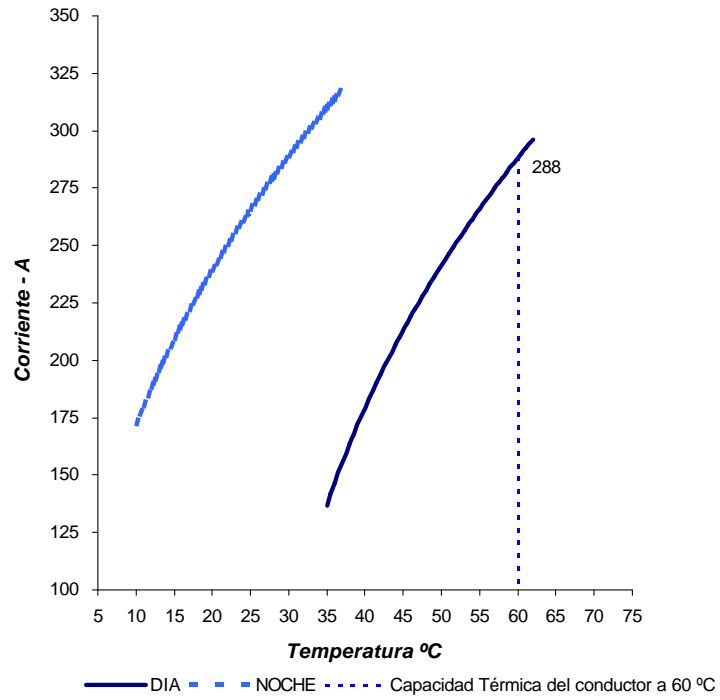
ITEM	DATOS GENERALES	UNIDAD	DIA	NOCHE
1	TIPO DE CONDUCTOR		AAAC	AAAC
2	SECCIÓN DEL CONDUCTOR	mm ²	120	120
3	DIAMETRO DEL CONDUCTOR	mm	13,7669	13,7669
4	EMISITIVIDAD DEL CONDUCTOR		0,4	0,4
	0.23 CONDUCTOR NUEVO		0,4	
	0.91 CONDUCTOR NEGRO			
4	TEMP. INICIAL CONDUCTOR	°C	35,00	10
5	RESIST CONDUCTOR (20°C)	Ohm/km	0,2712	0,2712
6	COEF. ABSORCION SOLAR		0,3	0,3
	0.23 CONDUCTOR NUEVO			
	0.95 CONDUCTOR NEGRO			
7	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	m	4 200	4 200
8	VELOCIDAD TRANS. DEL VIENTO	km/hr	2,16	2,16
9	TEMPERATURA AMBIENTE	°C	25	0
10	AZIMUTH DE LA LINEA	Grados	330	330
11	LATITUD DE LA LINEA	Grados	133	13
12	HEMISFERIO (Norte=1, Sur=0)		0	0
13	FECHA	Mes-Dia	15-Jul	15-Jul
14	HORA DEL DIA (horas)		12	19
15	ALBEDO		0,8	0,1
	0.1 Para tierra			
	0.2 Para arena y hierba			
	0.8 Para hielo			
16	TIPO DE ATMOSFERA		4	4
	1=Excepcionalmente claro y seco			
	2=Excepcionalmente claro			
	3=Muy claro			
	4=Claro			
	5=Industrial			
RESULTADOS PARCIALES				
(A)	DECLINACION SOLAR	Grados	DIA 23,4	NOCHE
(B)	ALTITUD SOLAR (H)	Grados	-18,9	
(C)	AZIMUTH DEL SOL	Grados	11,2	
(D)	ANGULO DE INCIDENCIA DEL SOL	Grados	44,6	
(E)	INTENSIDAD DE LA RADIACION			
	Por altitud (ID)	W/M	900	
	Por tipo de dia (Id)	W/M	100	
(F)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR (R)	ohm/km	0,286	0,261
(G)	NUMERO DE REINOLDS (Re)		273	317
(H)	PERDIDAS CONVECTIVAS (Qc)	W/M	6,876	
(I)	CALOR RADIADO CONDUCTOR. (Qr)	W/M	1,093	
(J)	CALOR IRRADIADO P/SOL (Qs)		2,625	
(K)	CORRIENTE CIRCULANTE (I)	AMP	136,6	0,0

ANEXO B.2.4
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CONDUCTORES
CONDUCTOR DE AAAC - 120 mm²
TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE

DURANTE EL DIA							DURANTE LA NOCHE					
TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	Qs W/m	I A	TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	I A
35,00	0,286	273	6,88	1,09	2,62	137	10,00	0,261	316,88	6,89	0,84	172
35,50	0,286	272	7,22	1,15	2,62	142	10,50	0,262	316,38	7,24	0,89	176
36,00	0,287	272	7,56	1,21	2,62	146	11,00	0,262	315,89	7,58	0,93	180
36,50	0,287	272	7,91	1,27	2,62	151	11,50	0,263	315,40	7,92	0,98	184
37,00	0,288	271	8,25	1,32	2,62	155	12,00	0,263	314,91	8,27	1,02	188
37,50	0,288	271	8,59	1,38	2,62	160	12,50	0,264	314,42	8,61	1,07	192
38,00	0,289	270	8,94	1,44	2,62	164	13,00	0,264	313,93	8,96	1,12	195
38,50	0,289	270	9,28	1,50	2,62	168	13,50	0,265	313,44	9,30	1,16	199
39,00	0,290	270	9,62	1,56	2,62	172	14,00	0,265	312,96	9,65	1,21	202
39,50	0,290	269	9,97	1,62	2,62	176	14,50	0,266	312,47	9,99	1,25	206
40,00	0,291	269	10,31	1,68	2,62	179	15,00	0,266	311,99	10,33	1,30	209
40,50	0,291	268	10,66	1,74	2,62	183	15,50	0,267	311,51	10,68	1,35	212
41,00	0,292	268	11,00	1,80	2,62	187	16,00	0,267	311,02	11,02	1,40	216
41,50	0,292	268	11,34	1,86	2,62	190	16,50	0,268	310,54	11,37	1,44	219
42,00	0,293	267	11,69	1,92	2,62	194	17,00	0,268	310,06	11,71	1,49	222
42,50	0,293	267	12,03	1,98	2,62	197	17,50	0,269	309,59	12,06	1,54	225
43,00	0,294	266	12,37	2,05	2,62	200	18,00	0,269	309,11	12,40	1,59	228
43,50	0,294	266	12,72	2,11	2,62	204	18,50	0,270	308,63	12,74	1,64	231
44,00	0,295	266	13,06	2,17	2,62	207	19,00	0,270	308,16	13,09	1,68	234
44,50	0,295	265	13,40	2,23	2,62	210	19,50	0,271	307,68	13,43	1,73	237
45,00	0,296	265	13,75	2,30	2,62	213	20,00	0,271	307,21	13,78	1,78	240
45,50	0,296	265	14,09	2,36	2,62	216	20,50	0,272	306,74	14,12	1,83	242
46,00	0,297	264	14,43	2,42	2,62	219	21,00	0,272	306,27	14,46	1,88	245
46,50	0,297	264	14,78	2,49	2,62	222	21,50	0,273	305,80	14,81	1,93	248
47,00	0,298	263	15,12	2,55	2,62	225	22,00	0,273	305,33	15,15	1,98	250
47,50	0,298	263	15,46	2,62	2,62	228	22,50	0,274	304,87	15,50	2,03	253
48,00	0,299	263	15,81	2,68	2,62	231	23,00	0,274	304,40	15,84	2,08	256
48,50	0,299	262	16,15	2,75	2,62	233	23,50	0,275	303,93	16,18	2,13	258
49,00	0,300	262	16,49	2,81	2,62	236	24,00	0,275	303,47	16,53	2,19	261
49,50	0,300	262	16,84	2,88	2,62	239	24,50	0,276	303,01	16,87	2,24	263
50,00	0,300	261	17,18	2,94	2,62	241	25,00	0,276	302,55	17,22	2,29	266
50,50	0,301	261	17,52	3,01	2,62	244	25,50	0,277	302,09	17,56	2,34	268
51,00	0,301	261	17,87	3,08	2,62	246	26,00	0,277	301,63	17,90	2,39	271
51,50	0,302	260	18,21	3,14	2,62	249	26,50	0,278	301,17	18,25	2,45	273
52,00	0,302	260	18,55	3,21	2,62	252	27,00	0,278	300,71	18,59	2,50	275
52,50	0,303	259	18,90	3,28	2,62	254	27,50	0,279	300,25	18,93	2,55	278
53,00	0,303	259	19,24	3,35	2,62	256	28,00	0,279	299,80	19,28	2,61	280
53,50	0,304	259	19,58	3,41	2,62	259	28,50	0,279	299,34	19,62	2,66	282
54,00	0,304	258	19,93	3,48	2,62	261	29,00	0,280	298,89	19,97	2,71	285
54,50	0,305	258	20,27	3,55	2,62	264	29,50	0,280	298,44	20,31	2,77	287
55,00	0,305	258	20,61	3,62	2,62	266	30,00	0,281	297,99	20,65	2,82	289
55,50	0,306	257	20,96	3,69	2,62	268	30,50	0,281	297,54	21,00	2,88	291
56,00	0,306	257	21,30	3,76	2,62	271	31,00	0,282	297,09	21,34	2,93	293
56,50	0,307	257	21,64	3,83	2,62	273	31,50	0,282	296,64	21,68	2,99	296
57,00	0,307	256	21,98	3,90	2,62	275	32,00	0,283	296,19	22,03	3,04	298
57,50	0,308	256	22,33	3,97	2,62	277	32,50	0,283	295,75	22,37	3,10	300
58,00	0,308	255	22,67	4,04	2,62	280	33,00	0,284	295,30	22,72	3,15	302
58,50	0,309	255	23,01	4,11	2,62	282	33,50	0,284	294,86	23,06	3,21	304
59,00	0,309	255	23,36	4,18	2,62	284	34,00	0,285	294,41	23,40	3,27	306
59,50	0,310	254	23,70	4,26	2,62	286	34,50	0,285	293,97	23,75	3,32	308
60,00	0,310	254	24,04	4,33	2,62	288	35,00	0,286	293,53	24,09	3,38	310
60,50	0,311	254	24,39	4,40	2,62	290	35,50	0,286	293,09	24,43	3,44	312
61,00	0,311	253	24,73	4,47	2,62	292	36,00	0,287	292,65	24,78	3,50	314
61,50	0,312	253	25,07	4,55	2,62	294	36,50	0,287	292,21	25,12	3,55	316
62,00	0,312	253	25,42	4,62	2,62	296	37,00	0,288	291,78	25,46	3,61	318

ANEXO B.2.4
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE AAAC - 120 mm²

GRÁFICA DE TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE
EN EL DÍA Y EN LA NOCHE



Capacidad térmica del conductor a	60,00	°C =	288	A ; altura de 4200 msnm
-----------------------------------	-------	------	-----	-------------------------

ANEXO B.2.5
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE ACSR - 4/0 AWG

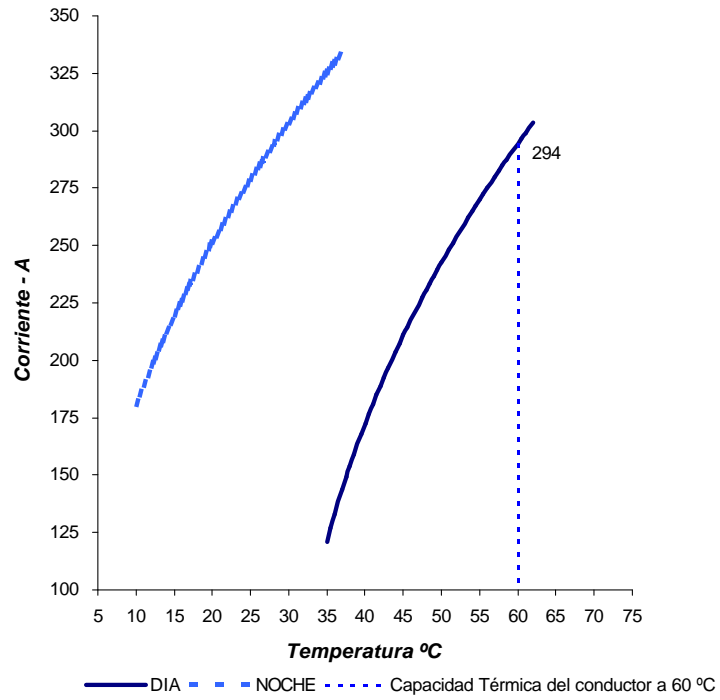
ITEM	DATOS GENERALES	UNIDAD	DIA	NOCHE
1	TIPO DE CONDUCTOR		ACSR	ACSR
2	SECCIÓN DEL CONDUCTOR	AWG	4/0	4/0
3	DIAMETRO DEL CONDUCTOR	mm	14,3	14,3
4	EMISITIVIDAD DEL CONDUCTOR		0,5	0,5
	0.23 CONDUCTOR NUEVO		0,5	
	0.91 CONDUCTOR NEGRO			
4	TEMP. INICIAL CONDUCTOR	°C	35,00	10
5	RESIST CONDUCTOR (20°C)	Ohm/km	0,2638	0,2638
6	COEF. ABSORCION SOLAR		0,5	0,3
	0.23 CONDUCTOR NUEVO			
	0.95 CONDUCTOR NEGRO			
7	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	m	4 000	4 000
8	VELOCIDAD TRANS. DEL VIENTO	km/hr	2,16	2,16
9	TEMPERATURA AMBIENTE	°C	25	0
10	AZIMUTH DE LA LINEA	Grados	330	330
11	LATITUD DE LA LINEA	Grados	133	13
12	HEMISFERIO (Norte=1, Sur=0)		0	0
13	FECHA	Mes-Dia	15-Jul	15-Jul
14	HORA DEL DIA (horas)		12	19
15	ALBEDO		0,8	0,1
	0.1 Para tierra			
	0.2 Para arena y hierba			
	0.8 Para hielo			
16	TIPO DE ATMOSFERA		4	4
	1=Excepcionalmente claro y seco			
	2=Excepcionalmente claro			
	3=Muy claro			
	4=Claro			
	5=Industrial			
RESULTADOS PARCIALES				
(A)	DECLINACION SOLAR	Grados	DIA 23,4	NOCHE
(B)	ALTITUD SOLAR (H)	Grados	-18,9	
(C)	AZIMUTH DEL SOL	Grados	11,2	
(D)	ANGULO DE INCIDENCIA DEL SOL	Grados	44,6	
(E)	INTENSIDAD DE LA RADIACION			
	Por altitud (ID)	W/M	900	
	Por tipo de dia (Id)	W/M	100	
(F)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR (R)	ohm/km	0,279	0,254
(G)	NUMERO DE REINOLDS (Re)		295	343
(H)	PERDIDAS CONVECTIVAS (Qc)	W/M	7,157	
(I)	CALOR RADIADO CONDUCTOR. (Qr)	W/M	1,419	
(J)	CALOR IRRADIADO P/SOL (Qs)		4,510	
(K)	CORRIENTE CIRCULANTE (I)	AMP	120,8	0,0

ANEXO B.2.5
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CONDUCTORES
CONDUCTOR DE ACSR - 4/0 AWG
TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE

DURANTE EL DIA							DURANTE LA NOCHE					
TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	Qs W/m	I A	TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	I A
35,00	0,278	295	7,16	1,42	4,51	121	10,00	0,254	343,34	7,17	1,10	180
35,50	0,279	295	7,51	1,49	4,51	127	10,50	0,255	342,81	7,53	1,15	185
36,00	0,279	295	7,87	1,57	4,51	133	11,00	0,255	342,27	7,89	1,21	189
36,50	0,279	294	8,23	1,64	4,51	139	11,50	0,256	341,74	8,25	1,27	193
37,00	0,280	294	8,59	1,72	4,51	144	12,00	0,256	341,21	8,61	1,33	197
37,50	0,280	293	8,95	1,80	4,51	149	12,50	0,257	340,68	8,97	1,39	201
38,00	0,281	293	9,30	1,87	4,51	154	13,00	0,257	340,15	9,33	1,45	205
38,50	0,281	292	9,66	1,95	4,51	159	13,50	0,258	339,62	9,68	1,51	208
39,00	0,282	292	10,02	2,03	4,51	164	14,00	0,258	339,09	10,04	1,57	212
39,50	0,282	292	10,38	2,10	4,51	168	14,50	0,259	338,57	10,40	1,63	216
40,00	0,283	291	10,73	2,18	4,51	172	15,00	0,259	338,05	10,76	1,69	219
40,50	0,283	291	11,09	2,26	4,51	177	15,50	0,260	337,52	11,12	1,75	223
41,00	0,284	290	11,45	2,34	4,51	181	16,00	0,260	337,00	11,48	1,81	226
41,50	0,284	290	11,81	2,42	4,51	185	16,50	0,260	336,48	11,83	1,87	229
42,00	0,285	290	12,16	2,50	4,51	189	17,00	0,261	335,96	12,19	1,93	233
42,50	0,285	289	12,52	2,58	4,51	193	17,50	0,261	335,44	12,55	2,00	236
43,00	0,286	289	12,88	2,66	4,51	196	18,00	0,262	334,93	12,91	2,06	239
43,50	0,286	288	13,24	2,74	4,51	200	18,50	0,262	334,41	13,27	2,12	242
44,00	0,287	288	13,59	2,82	4,51	204	19,00	0,263	333,90	13,62	2,19	245
44,50	0,287	288	13,95	2,90	4,51	207	19,50	0,263	333,38	13,98	2,25	248
45,00	0,288	287	14,31	2,98	4,51	211	20,00	0,264	332,87	14,34	2,31	251
45,50	0,288	287	14,67	3,06	4,51	214	20,50	0,264	332,36	14,70	2,38	254
46,00	0,288	286	15,02	3,15	4,51	218	21,00	0,265	331,85	15,06	2,44	257
46,50	0,289	286	15,38	3,23	4,51	221	21,50	0,265	331,34	15,42	2,51	260
47,00	0,289	285	15,74	3,31	4,51	224	22,00	0,266	330,83	15,77	2,57	263
47,50	0,290	285	16,10	3,40	4,51	227	22,50	0,266	330,33	16,13	2,64	266
48,00	0,290	285	16,45	3,48	4,51	230	23,00	0,267	329,82	16,49	2,70	268
48,50	0,291	284	16,81	3,57	4,51	234	23,50	0,267	329,32	16,85	2,77	271
49,00	0,291	284	17,17	3,65	4,51	237	24,00	0,268	328,82	17,21	2,84	274
49,50	0,292	283	17,53	3,74	4,51	240	24,50	0,268	328,32	17,56	2,90	276
50,00	0,292	283	17,88	3,82	4,51	243	25,00	0,269	327,82	17,92	2,97	279
50,50	0,293	283	18,24	3,91	4,51	245	25,50	0,269	327,32	18,28	3,04	282
51,00	0,293	282	18,60	3,99	4,51	248	26,00	0,269	326,82	18,64	3,11	284
51,50	0,294	282	18,95	4,08	4,51	251	26,50	0,270	326,32	19,00	3,18	287
52,00	0,294	281	19,31	4,17	4,51	254	27,00	0,270	325,83	19,35	3,24	289
52,50	0,295	281	19,67	4,26	4,51	257	27,50	0,271	325,33	19,71	3,31	292
53,00	0,295	281	20,03	4,34	4,51	259	28,00	0,271	324,84	20,07	3,38	294
53,50	0,296	280	20,38	4,43	4,51	262	28,50	0,272	324,35	20,43	3,45	296
54,00	0,296	280	20,74	4,52	4,51	265	29,00	0,272	323,85	20,78	3,52	299
54,50	0,297	279	21,10	4,61	4,51	267	29,50	0,273	323,36	21,14	3,59	301
55,00	0,297	279	21,45	4,70	4,51	270	30,00	0,273	322,87	21,50	3,66	303
55,50	0,298	279	21,81	4,79	4,51	273	30,50	0,274	322,39	21,86	3,73	306
56,00	0,298	278	22,17	4,88	4,51	275	31,00	0,274	321,90	22,22	3,81	308
56,50	0,298	278	22,53	4,97	4,51	278	31,50	0,275	321,41	22,57	3,88	310
57,00	0,299	278	22,88	5,06	4,51	280	32,00	0,275	320,93	22,93	3,95	313
57,50	0,299	277	23,24	5,16	4,51	282	32,50	0,276	320,45	23,29	4,02	315
58,00	0,300	277	23,60	5,25	4,51	285	33,00	0,276	319,96	23,65	4,10	317
58,50	0,300	276	23,95	5,34	4,51	287	33,50	0,277	319,48	24,00	4,17	319
59,00	0,301	276	24,31	5,43	4,51	290	34,00	0,277	319,00	24,36	4,24	321
59,50	0,301	276	24,67	5,53	4,51	292	34,50	0,278	318,52	24,72	4,32	323
60,00	0,302	275	25,03	5,62	4,51	294	35,00	0,278	318,05	25,08	4,39	326
60,50	0,302	275	25,38	5,72	4,51	297	35,50	0,279	317,57	25,44	4,46	328
61,00	0,303	274	25,74	5,81	4,51	299	36,00	0,279	317,09	25,79	4,54	330
61,50	0,303	274	26,10	5,91	4,51	301	36,50	0,279	316,62	26,15	4,62	332
62,00	0,304	274	26,45	6,00	4,51	303	37,00	0,280	316,15	26,51	4,69	334

ANEXO B.2.5
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE ACSR - 4/0 AWG

GRÁFICA DE TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE
EN EL DÍA Y EN LA NOCHE



Capacidad térmica del conductor a	60,00 °C =	294 A ; altura de 4000 msnm
-----------------------------------	------------	-----------------------------

ANEXO B.2.6
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE AAAC - 150 mm²

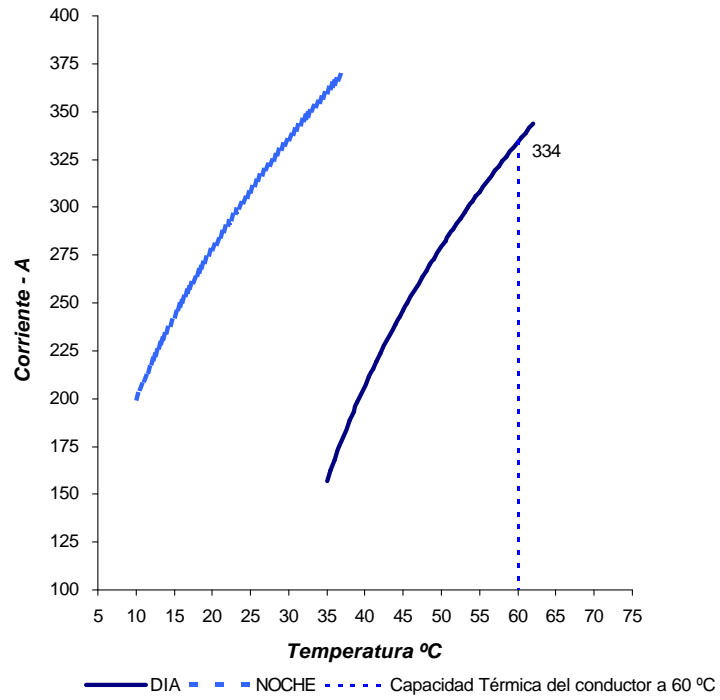
ITEM	DATOS GENERALES	UNIDAD	DIA	NOCHE
1	TIPO DE CONDUCTOR		AAAC	AAAC
2	SECCIÓN DEL CONDUCTOR	mm ²	150	120
3	DIAMETRO DEL CONDUCTOR	mm	15,75	15,75
4	EMISITIVIDAD DEL CONDUCTOR		0,4	0,4
	0.23 CONDUCTOR NUEVO		0,4	
	0.91 CONDUCTOR NEGRO			
4	TEMP. INICIAL CONDUCTOR	°C	35,00	10
5	RESIST CONDUCTOR (20°C)	Ohm/km	0,2167	0,2167
6	COEF. ABSORCION SOLAR		0,3	0,3
	0.23 CONDUCTOR NUEVO			
	0.95 CONDUCTOR NEGRO			
7	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	m	4 200	4 200
8	VELOCIDAD TRANS. DEL VIENTO	km/hr	2,16	2,16
9	TEMPERATURA AMBIENTE	°C	25	0
10	AZIMUTH DE LA LINEA	Grados	330	330
11	LATITUD DE LA LINEA	Grados	133	13
12	HEMISFERIO (Norte=1, Sur=0)		0	0
13	FECHA	Mes-Dia	15-Jul	15-Jul
14	HORA DEL DIA (horas)		12	19
15	ALBEDO		0,8	0,1
	0.1 Para tierra			
	0.2 Para arena y hierba			
	0.8 Para hielo			
16	TIPO DE ATMOSFERA		4	4
	1=Excepcionalmente claro y seco			
	2=Excepcionalmente claro			
	3=Muy claro			
	4=Claro			
	5=Industrial			
RESULTADOS PARCIALES				
(A)	DECLINACION SOLAR	Grados	DIA 23,4	NOCHE
(B)	ALTITUD SOLAR (H)	Grados	-18,9	
(C)	AZIMUTH DEL SOL	Grados	11,2	
(D)	ANGULO DE INCIDENCIA DEL SOL	Grados	44,6	
(E)	INTENSIDAD DE LA RADIACION			
	Por altitud (ID)	W/M	900	
	Por tipo de dia (Id)	W/M	100	
(F)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR (R)	ohm/km	0,229	0,209
(G)	NUMERO DE REINOLDS (Re)		312	363
(H)	PERDIDAS CONVECTIVAS (Qc)	W/M	7,355	
(I)	CALOR RADIADO CONDUCTOR. (Qr)	W/M	1,250	
(J)	CALOR IRRADIADO P/SOL (Qs)		3,003	
(K)	CORRIENTE CIRCULANTE (I)	AMP	156,5	0,0

ANEXO B.2.6
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CONDUCTORES
CONDUCTOR DE AAAC - 150 mm²
TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE

DURANTE EL DIA							DURANTE LA NOCHE					
TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	Qs W/m	I A	TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	I A
35,00	0,228	312	7,35	1,25	3,00	157	10,00	0,209	362,52	7,37	0,97	200
35,50	0,229	312	7,72	1,32	3,00	162	10,50	0,209	361,96	7,74	1,02	205
36,00	0,229	311	8,09	1,38	3,00	168	11,00	0,210	361,39	8,11	1,07	209
36,50	0,230	311	8,46	1,45	3,00	173	11,50	0,210	360,83	8,48	1,12	214
37,00	0,230	310	8,82	1,51	3,00	179	12,00	0,210	360,27	8,85	1,17	218
37,50	0,230	310	9,19	1,58	3,00	184	12,50	0,211	359,71	9,21	1,22	222
38,00	0,231	309	9,56	1,65	3,00	189	13,00	0,211	359,15	9,58	1,28	227
38,50	0,231	309	9,93	1,72	3,00	193	13,50	0,212	358,59	9,95	1,33	231
39,00	0,232	308	10,29	1,79	3,00	198	14,00	0,212	358,04	10,32	1,38	235
39,50	0,232	308	10,66	1,85	3,00	203	14,50	0,212	357,48	10,69	1,43	239
40,00	0,232	308	11,03	1,92	3,00	207	15,00	0,213	356,93	11,06	1,49	243
40,50	0,233	307	11,40	1,99	3,00	211	15,50	0,213	356,38	11,42	1,54	247
41,00	0,233	307	11,76	2,06	3,00	215	16,00	0,214	355,83	11,79	1,60	250
41,50	0,233	306	12,13	2,13	3,00	220	16,50	0,214	355,28	12,16	1,65	254
42,00	0,234	306	12,50	2,20	3,00	224	17,00	0,214	354,73	12,53	1,70	258
42,50	0,234	305	12,87	2,27	3,00	228	17,50	0,215	354,18	12,90	1,76	261
43,00	0,235	305	13,23	2,34	3,00	231	18,00	0,215	353,64	13,27	1,82	265
43,50	0,235	304	13,60	2,41	3,00	235	18,50	0,216	353,09	13,63	1,87	268
44,00	0,235	304	13,97	2,48	3,00	239	19,00	0,216	352,55	14,00	1,93	272
44,50	0,236	304	14,34	2,56	3,00	243	19,50	0,216	352,01	14,37	1,98	275
45,00	0,236	303	14,70	2,63	3,00	246	20,00	0,217	351,46	14,74	2,04	278
45,50	0,237	303	15,07	2,70	3,00	250	20,50	0,217	350,93	15,11	2,10	281
46,00	0,237	302	15,44	2,77	3,00	253	21,00	0,217	350,39	15,47	2,15	285
46,50	0,237	302	15,81	2,85	3,00	257	21,50	0,218	349,85	15,84	2,21	288
47,00	0,238	301	16,17	2,92	3,00	260	22,00	0,218	349,31	16,21	2,27	291
47,50	0,238	301	16,54	2,99	3,00	263	22,50	0,219	348,78	16,58	2,32	294
48,00	0,239	301	16,91	3,07	3,00	267	23,00	0,219	348,25	16,95	2,38	297
48,50	0,239	300	17,27	3,14	3,00	270	23,50	0,219	347,72	17,31	2,44	300
49,00	0,239	300	17,64	3,22	3,00	273	24,00	0,220	347,18	17,68	2,50	303
49,50	0,240	299	18,01	3,29	3,00	276	24,50	0,220	346,66	18,05	2,56	306
50,00	0,240	299	18,38	3,37	3,00	279	25,00	0,221	346,13	18,42	2,62	309
50,50	0,240	298	18,74	3,44	3,00	282	25,50	0,221	345,60	18,78	2,68	312
51,00	0,241	298	19,11	3,52	3,00	285	26,00	0,221	345,07	19,15	2,74	314
51,50	0,241	298	19,48	3,60	3,00	288	26,50	0,222	344,55	19,52	2,80	317
52,00	0,242	297	19,84	3,67	3,00	291	27,00	0,222	344,03	19,89	2,86	320
52,50	0,242	297	20,21	3,75	3,00	294	27,50	0,223	343,50	20,26	2,92	323
53,00	0,242	296	20,58	3,83	3,00	297	28,00	0,223	342,98	20,62	2,98	325
53,50	0,243	296	20,95	3,91	3,00	300	28,50	0,223	342,46	20,99	3,04	328
54,00	0,243	296	21,31	3,98	3,00	303	29,00	0,224	341,94	21,36	3,10	331
54,50	0,244	295	21,68	4,06	3,00	306	29,50	0,224	341,43	21,73	3,17	333
55,00	0,244	295	22,05	4,14	3,00	308	30,00	0,225	340,91	22,09	3,23	336
55,50	0,244	294	22,41	4,22	3,00	311	30,50	0,225	340,40	22,46	3,29	338
56,00	0,245	294	22,78	4,30	3,00	314	31,00	0,225	339,88	22,83	3,35	341
56,50	0,245	293	23,15	4,38	3,00	316	31,50	0,226	339,37	23,20	3,42	343
57,00	0,246	293	23,51	4,46	3,00	319	32,00	0,226	338,86	23,57	3,48	346
57,50	0,246	293	23,88	4,54	3,00	321	32,50	0,226	338,35	23,93	3,54	348
58,00	0,246	292	24,25	4,62	3,00	324	33,00	0,227	337,84	24,30	3,61	351
58,50	0,247	292	24,62	4,71	3,00	327	33,50	0,227	337,33	24,67	3,67	353
59,00	0,247	291	24,98	4,79	3,00	329	34,00	0,228	336,82	25,04	3,74	356
59,50	0,248	291	25,35	4,87	3,00	332	34,50	0,228	336,32	25,40	3,80	358
60,00	0,248	291	25,72	4,95	3,00	334	35,00	0,228	335,81	25,77	3,87	360
60,50	0,248	290	26,08	5,04	3,00	337	35,50	0,229	335,31	26,14	3,93	363
61,00	0,249	290	26,45	5,12	3,00	339	36,00	0,229	334,81	26,51	4,00	365
61,50	0,249	289	26,82	5,20	3,00	341	36,50	0,230	334,31	26,87	4,07	367
62,00	0,249	289	27,18	5,29	3,00	344	37,00	0,230	333,80	27,24	4,13	369

ANEXO B.2.6
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE AAAC - 150 mm²

GRÁFICA DE TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE
EN EL DÍA Y EN LA NOCHE



Capacidad térmica del conductor a	60,00 °C =	334 A ; altura de 4200 msnm
-----------------------------------	------------	-----------------------------

ANEXO B.2.7
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE AAAC - 400 mm²

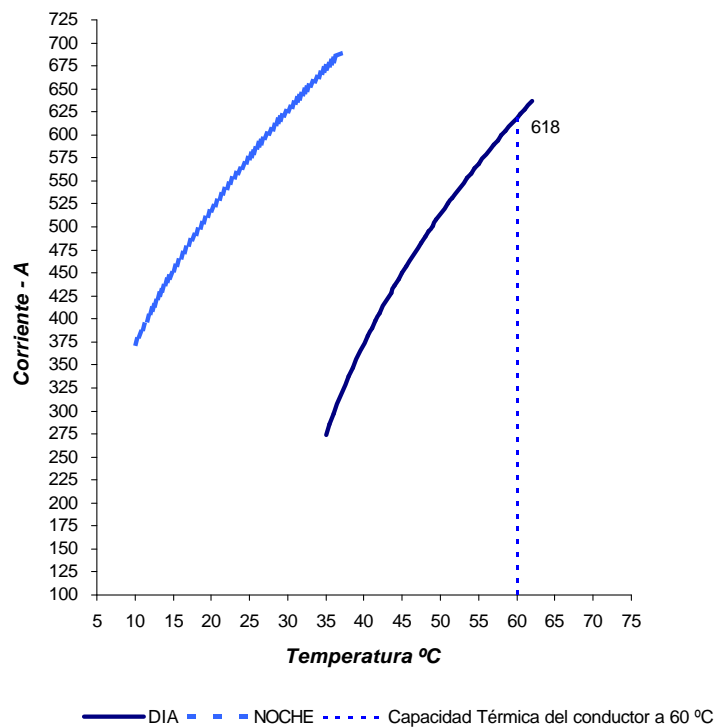
ITEM	DATOS GENERALES	UNIDAD	DIA	NOCHE
1	TIPO DE CONDUCTOR		AAAC	AAAC
2	SECCIÓN DEL CONDUCTOR	mm ²	400	120
3	DIAMETRO DEL CONDUCTOR	mm	25,8173	25,8173
4	EMISITIVIDAD DEL CONDUCTOR		0,4	0,4
	0.23 CONDUCTOR NUEVO		0,4	
	0.91 CONDUCTOR NEGRO			
4	TEMP. INICIAL CONDUCTOR	°C	35,00	10
5	RESIST CONDUCTOR (20°C)	Ohm/km	0,08267	0,08267
6	COEF. ABSORCION SOLAR		0,3	0,3
	0.23 CONDUCTOR NUEVO			
	0.95 CONDUCTOR NEGRO			
7	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	m	4 200	4 200
8	VELOCIDAD TRANS. DEL VIENTO	km/hr	2,16	2,16
9	TEMPERATURA AMBIENTE	°C	25	0
10	AZIMUTH DE LA LINEA	Grados	330	330
11	LATITUD DE LA LINEA	Grados	133	13
12	HEMISFERIO (Norte=1, Sur=0)		0	0
13	FECHA	Mes-Dia	15-Jul	15-Jul
14	HORA DEL DIA (horas)		12	19
15	ALBEDO		0,8	0,1
	0.1 Para tierra			
	0.2 Para arena y hierba			
	0.8 Para hielo			
16	TIPO DE ATMOSFERA		4	4
	1=Excepcionalmente claro y seco			
	2=Excepcionalmente claro			
	3=Muy claro			
	4=Claro			
	5=Industrial			
RESULTADOS PARCIALES				
(A)	DECLINACION SOLAR	Grados	DIA 23,4	NOCHE
(B)	ALTITUD SOLAR (H)	Grados	-18,9	
(C)	AZIMUTH DEL SOL	Grados	11,2	
(D)	ANGULO DE INCIDENCIA DEL SOL	Grados	44,6	
(E)	INTENSIDAD DE LA RADIACION			
	Por altitud (ID)	W/M	900	
	Por tipo de dia (Id)	W/M	100	
(F)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR (R)	ohm/km	0,087	0,080
(G)	NUMERO DE REINOLDS (Re)		511	594
(H)	PERDIDAS CONVECTIVAS (Qc)	W/M	9,431	
(I)	CALOR RADIADO CONDUCTOR. (Qr)	W/M	2,049	
(J)	CALOR IRRADIADO P/SOL (Qs)		4,922	
(K)	CORRIENTE CIRCULANTE (I)	AMP	274,1	0,0

ANEXO B.2.7
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CONDUCTORES
CONDUCTOR DE AAAC - 400 mm²
TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE

DURANTE EL DIA							DURANTE LA NOCHE					
TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	Qs W/m	I A	TEMP °C	R Ohm/km	Re Reinolds	Qc W/m	Qr W/m	I A
35,00	0,087	511	9,43	2,05	4,92	274	10,00	0,080	594,24	9,46	1,58	372
35,50	0,087	511	9,90	2,16	4,92	286	10,50	0,080	593,32	9,93	1,67	381
36,00	0,087	510	10,37	2,27	4,92	297	11,00	0,080	592,39	10,41	1,75	390
36,50	0,088	509	10,85	2,37	4,92	308	11,50	0,080	591,47	10,88	1,83	398
37,00	0,088	508	11,32	2,48	4,92	318	12,00	0,080	590,55	11,35	1,92	407
37,50	0,088	508	11,79	2,59	4,92	328	12,50	0,080	589,63	11,82	2,01	415
38,00	0,088	507	12,26	2,70	4,92	338	13,00	0,081	588,72	12,30	2,09	423
38,50	0,088	506	12,73	2,81	4,92	347	13,50	0,081	587,80	12,77	2,18	430
39,00	0,088	506	13,20	2,93	4,92	356	14,00	0,081	586,89	13,24	2,26	438
39,50	0,088	505	13,67	3,04	4,92	365	14,50	0,081	585,98	13,71	2,35	445
40,00	0,089	504	14,14	3,15	4,92	374	15,00	0,081	585,07	14,19	2,44	453
40,50	0,089	503	14,61	3,26	4,92	382	15,50	0,081	584,17	14,66	2,53	460
41,00	0,089	503	15,09	3,38	4,92	390	16,00	0,081	583,27	15,13	2,62	467
41,50	0,089	502	15,56	3,49	4,92	398	16,50	0,082	582,37	15,60	2,71	474
42,00	0,089	501	16,03	3,61	4,92	406	17,00	0,082	581,47	16,08	2,79	480
42,50	0,089	500	16,50	3,72	4,92	414	17,50	0,082	580,57	16,55	2,88	487
43,00	0,090	500	16,97	3,84	4,92	421	18,00	0,082	579,68	17,02	2,98	494
43,50	0,090	499	17,44	3,95	4,92	429	18,50	0,082	578,78	17,49	3,07	500
44,00	0,090	498	17,91	4,07	4,92	436	19,00	0,082	577,89	17,96	3,16	506
44,50	0,090	498	18,38	4,19	4,92	443	19,50	0,083	577,00	18,44	3,25	513
45,00	0,090	497	18,85	4,31	4,92	450	20,00	0,083	576,12	18,91	3,34	519
45,50	0,090	496	19,32	4,43	4,92	457	20,50	0,083	575,23	19,38	3,43	525
46,00	0,090	495	19,79	4,55	4,92	463	21,00	0,083	574,35	19,85	3,53	531
46,50	0,091	495	20,27	4,66	4,92	470	21,50	0,083	573,47	20,32	3,62	537
47,00	0,091	494	20,74	4,79	4,92	477	22,00	0,083	572,59	20,80	3,72	543
47,50	0,091	493	21,21	4,91	4,92	483	22,50	0,083	571,72	21,27	3,81	548
48,00	0,091	493	21,68	5,03	4,92	489	23,00	0,084	570,84	21,74	3,91	554
48,50	0,091	492	22,15	5,15	4,92	495	23,50	0,084	569,97	22,21	4,00	560
49,00	0,091	491	22,62	5,27	4,92	502	24,00	0,084	569,10	22,68	4,10	565
49,50	0,091	491	23,09	5,40	4,92	508	24,50	0,084	568,23	23,16	4,19	571
50,00	0,092	490	23,56	5,52	4,92	514	25,00	0,084	567,37	23,63	4,29	576
50,50	0,092	489	24,03	5,64	4,92	519	25,50	0,084	566,50	24,10	4,39	581
51,00	0,092	489	24,50	5,77	4,92	525	26,00	0,084	565,64	24,57	4,49	587
51,50	0,092	488	24,97	5,89	4,92	531	26,50	0,085	564,78	25,04	4,59	592
52,00	0,092	487	25,44	6,02	4,92	537	27,00	0,085	563,93	25,51	4,69	597
52,50	0,092	486	25,91	6,15	4,92	542	27,50	0,085	563,07	25,99	4,79	602
53,00	0,092	486	26,38	6,27	4,92	548	28,00	0,085	562,21	26,46	4,89	607
53,50	0,093	485	26,85	6,40	4,92	553	28,50	0,085	561,36	26,93	4,99	612
54,00	0,093	484	27,32	6,53	4,92	558	29,00	0,085	560,51	27,40	5,09	617
54,50	0,093	484	27,79	6,66	4,92	564	29,50	0,085	559,66	27,87	5,19	622
55,00	0,093	483	28,26	6,79	4,92	569	30,00	0,086	558,82	28,34	5,29	627
55,50	0,093	482	28,74	6,92	4,92	574	30,50	0,086	557,97	28,82	5,39	631
56,00	0,093	482	29,21	7,05	4,92	579	31,00	0,086	557,13	29,29	5,50	636
56,50	0,094	481	29,68	7,18	4,92	584	31,50	0,086	556,29	29,76	5,60	641
57,00	0,094	480	30,15	7,31	4,92	589	32,00	0,086	555,45	30,23	5,70	646
57,50	0,094	480	30,62	7,45	4,92	594	32,50	0,086	554,62	30,70	5,81	650
58,00	0,094	479	31,09	7,58	4,92	599	33,00	0,087	553,78	31,17	5,91	655
58,50	0,094	478	31,56	7,71	4,92	604	33,50	0,087	552,95	31,64	6,02	659
59,00	0,094	478	32,03	7,85	4,92	609	34,00	0,087	552,12	32,12	6,13	664
59,50	0,094	477	32,50	7,98	4,92	614	34,50	0,087	551,29	32,59	6,23	668
60,00	0,095	476	32,97	8,12	4,92	618	35,00	0,087	550,46	33,06	6,34	672
60,50	0,095	476	33,44	8,25	4,92	623	35,50	0,087	549,64	33,53	6,45	677
61,00	0,095	475	33,91	8,39	4,92	628	36,00	0,087	548,81	34,00	6,56	681
61,50	0,095	474	34,38	8,53	4,92	632	36,50	0,088	547,99	34,47	6,67	685
62,00	0,095	474	34,85	8,67	4,92	637	37,00	0,088	547,17	34,94	6,78	690

**ANEXO B.2.7
CÁLCULO DE CAPACIDAD TÉRMICA DE CÓNDUCTORES
CONDUCTOR DE AAAC - 400 mm²**

**GRÁFICA DE TEMPERATURA DEL CONDUCTOR VERSUS CORRIENTE CIRCULANTE
EN EL DÍA Y EN LA NOCHE**



Capacidad térmica del conductor a	60,00 °C =	618 A ; altura de 4200 msnm
-----------------------------------	------------	-----------------------------

ANEXO B.3.1
CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO
CODIFICACIÓN DE BARRAS

Centro de Carga o Generación	Codificación de Barra	Descripción	Tensión Nominal (kV)
Oroya Nueva	OROY50	Subestación ,interconexión con el SINAC	50.00
Curipata	CURI50	Subestación ,Electrocentro	50.00
	CURI10		10.00
Pachachaca	PACHA220	Subestación ,interconexión con el SINAC	220
	PACHA23	Nueva Barra-Alternativa III	22,9
	PACHA50	Barra de Generación	50.00
	PACHA2	Barra de Generación	2.400
Marth Tunel	MHT50	Centro Minero	50.00
	MHT2		2.400
Concentradora Carhuacra	CARH50	Centro Minero	50.00
	CARH2		2.400
Mina Carhuacra	CARHM50	Centro Minero	50.00
	CARHM2		2.400
San Antonio	SANT50	Centro Minero	50.00
	SANT2		2.400
San Cristobal	SANC50	Centro Minero	50.00
	SANC2		2.400
	SANC4		4.160
Andaychagua	ANDY50	Centro Minero	50.00
	ANDY4		4.160
	ANDY23		22.90
Pomacocha	POMA23	Nueva Subestación, ,interconexión con el SINAC	22.90
	POMA50		50.00
	POMA220		220.0
Morococha	MOR50	Centro Minero	50.00
	MOR2-1		2.400
	MOR2-2		2.400
	MOR2-3		2.400
	MOR4-1		4.160
	MOR04		.4400
Ticlio	TICL50	Centro Minero	50.00
Casapalca Norte	CASN50	Centro Minero	50.00
	CASN4		4.160
	CASN220		220
	CASN23		22,9
Carlos Francisco	CAFR50	Subestación de Transferencia	50.00
Casapalca	CAS50	Centro Minero	50.00
	CASC2		2.400
	CASY2		2.400
Antuquito	ANT220	Nueva S.E, interconexión con el SINAC-Alternativa II	220
	ANT23	Nueva S.E, interconexión con el SINAC-Alternativa II	22,9
	ANT50	Nueva S.E, interconexión con el SINAC-Alternativa II	50.00
	ANT2	Centro Minero	2.400
Bellavista	BELL50	Centro Minero	50.00
	BELL2		2.400
Rosaura	ROS50	Nuevo Centro Minero	50.00
	ROS2		2.400
San Mateo	SANM50	Subestación ,interconexión con el SINAC	50.00
	SANM2		2.400
Huanchor	HUAN50	Barra de Generación	50.00
	HUAN10		10.00

ANEXO B.3.2-CIRCUITOS EQUIVALENTES DE TRANSFORMADORES (Pag1/2)

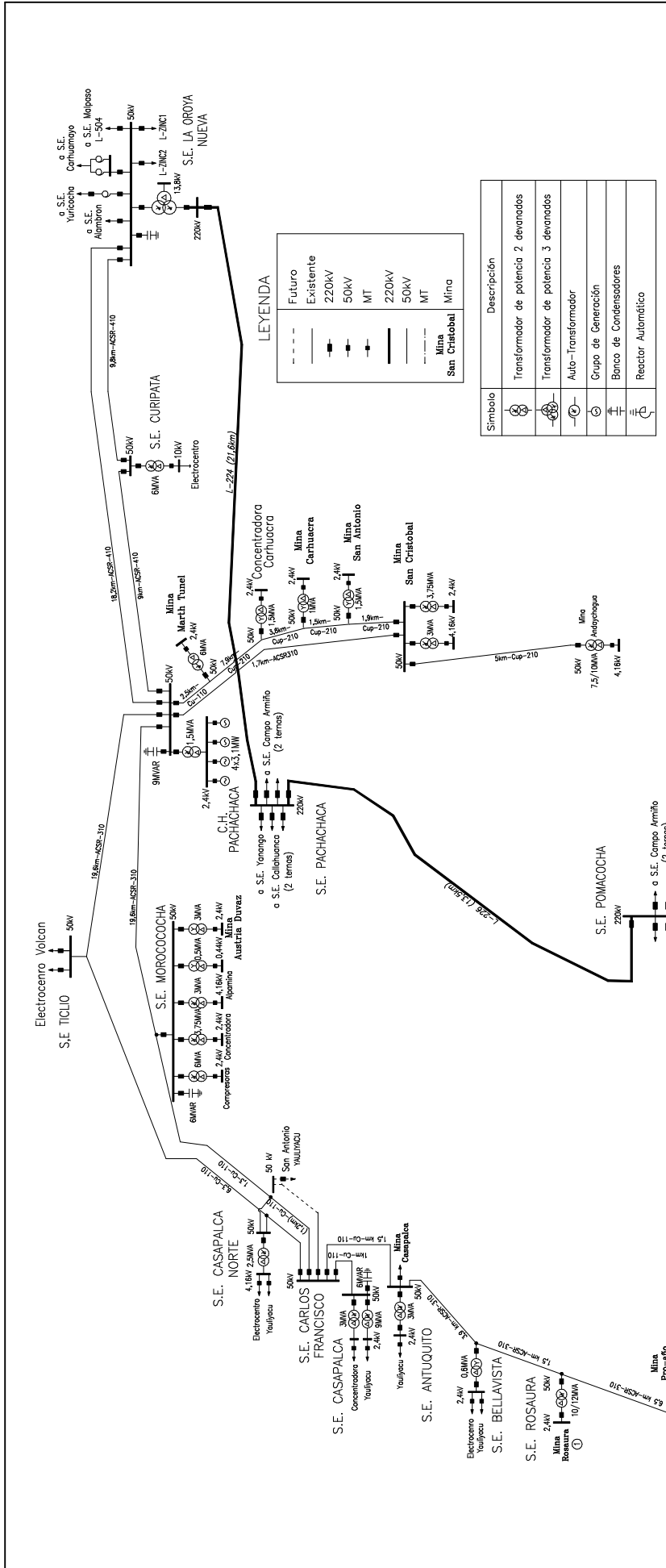
TABLE 5—TRANSFORMER EQUIVALENT CIRCUITS USED IN PROCEDURE I

TWO-CIRCUIT TRANSFORMERS			
DESCRIPTION	DIAGRAM OF CONNECTIONS	POSITIVE-SEQUENCE EQUIVALENT CIRCUIT	ZERO-SEQUENCE EQUIVALENT CIRCUIT
A-1 STAR/STAR SOLIDLY GROUNDED NEUTRALS (FOR 3 PHASE CORE TYPE SEE TABLE 7)		 $Z_1\% = Z_{45}\%$	 $Z_0\% = Z_{45}\%$
A-4 STAR/STAR NEUTRALS CONNECTED BUT UNGROUNDED (FOR 3 PHASE CORE TYPE SEE TABLE 7)		SAME AS A-1	 $Z_0\% = \infty$
A-5 STAR/DELTA SOLIDLY GROUNDED NEUTRAL		 $Z_1\% = Z_{45}\%$	 $Z_0\% = Z_{45}\%$
A-6 DELTA/STAR SOLIDLY GROUNDED NEUTRAL		SAME AS A-5	 $Z_0\% = Z_{45}\%$
A-7 DELTA-DELTA		SAME AS A-1	SAME AS A-4
TWO-CIRCUIT AUTOTRANSFORMERS			
B-1 STAR/STAR SOLIDLY GROUNDED NEUTRAL (FOR 3 PHASE CORE TYPE SEE TABLE 7)		SAME AS A-1	SAME AS A-1
B-3 STAR/STAR UNGROUNDED NEUTRAL (FOR 3 PHASE CORE TYPE SEE TABLE 7)		SAME AS A-1	SAME AS A-4
THREE-CIRCUIT TRANSFORMER			
C-1 STAR/STAR/ STAR SOLIDLY GROUNDED NEUTRALS		 $Z_{M1}\% = \frac{1}{2} [Z_{45}\% + Z_{46}\% - \frac{U_4}{U_5} Z_{56}\%]$ $Z_{L1}\% = \frac{1}{2} [Z_{46}\% + \frac{U_4}{U_5} Z_{56}\% - Z_{45}\%]$ $Z_{H1}\% = \frac{1}{2} [\frac{U_4}{U_5} Z_{56}\% + Z_{45}\% - Z_{46}\%]$	 $Z_{M0}\% = Z_{M1}\%$ $Z_{L0}\% = Z_{L1}\%$ $Z_{H0}\% = Z_{H1}\%$

ANEXO B.3.2-CIRCUITOS EQUIVALENTES DE TRANSFORMADORES (Pag2/2)

TABLE 5 CONT'D

THREE-CIRCUIT TRANSFORMERS (CONT'D.)			
DESCRIPTION	DIAGRAM OF CONNECTIONS	POSITIVE-SEQUENCE EQUIVALENT CIRCUIT	ZERO SEQUENCE EQUIVALENT CIRCUIT
C-3 STAR/STAR/ DELTA SOLIDLY GROUNDED NEUTRALS		$Z_{M1}\% = \frac{1}{2} \left[Z_{45}\% + Z_{46}\% - \frac{U_4}{U_5} Z_{56}\% \right]$ $Z_{L1}\% = \frac{1}{2} \left[Z_{46}\% + \frac{U_4}{U_5} Z_{56}\% - Z_{45}\% \right]$ $Z_{H1}\% = \frac{1}{2} \left[\frac{U_4}{U_5} Z_{56}\% + Z_{45}\% - Z_{46}\% \right]$	$Z_{M0}\% = Z_{M1}\%$ $Z_{L0}\% = Z_{L1}\%$ $Z_{H0}\% = Z_{H1}\%$
C-6 DELTA/STAR/ DELTA SOLIDLY GROUNDED NEUTRAL		$Z_{M1}\% = \frac{1}{2} \left[Z_{45}\% + Z_{46}\% - \frac{U_4}{U_5} Z_{56}\% \right]$ $Z_{L1}\% = \frac{1}{2} \left[Z_{46}\% + \frac{U_4}{U_5} Z_{56}\% - Z_{45}\% \right]$ $Z_{H1}\% = \frac{1}{2} \left[\frac{U_4}{U_5} Z_{56}\% + Z_{45}\% - Z_{46}\% \right]$	$Z_{M0}\% = Z_{M1}\%$ $Z_{L0}\% = Z_{L1}\%$ $Z_{H0}\% = Z_{H1}\%$
C-7 DELTA/DELTA/ DELTA		SAME AS C-1	$Z_{M0}\% = Z_{M1}\%$ $Z_{L0}\% = Z_{L1}\%$ $Z_{H0}\% = Z_{H1}\%$
THREE-CIRCUIT AUTOTRANSFORMERS			
D-1 STAR/STAR/ DELTA SOLIDLY GROUNDED NEUTRAL		$Z_{M1}\% = \frac{1}{2} \left[Z_{45}\% + Z_{46}\% - \frac{U_4}{U_5} Z_{56}\% \right]$ $Z_{L1}\% = \frac{1}{2} \left[Z_{46}\% + \frac{U_4}{U_5} Z_{56}\% - Z_{45}\% \right]$ $Z_{H1}\% = \frac{1}{2} \left[\frac{U_4}{U_5} Z_{56}\% + Z_{45}\% - Z_{46}\% \right]$	$Z_{M0}\% = Z_{M1}\%$ $Z_{L0}\% = Z_{L1}\%$ $Z_{H0}\% = Z_{H1}\%$
D-2 STAR/STAR/ DELTA UNGROUND ED NEUTRAL		SAME AS D-1	$N' = \frac{E_5}{E_4}$ $Z_0\% = N'(N'-1) \left[\frac{U_4}{U_5} Z_{56}\% - \frac{Z_{46}\%}{N'} + \frac{Z_{45}\%}{N'-1} \right]$



LEYENDA

---	Futuro
—	Existente
—	220KV
—	50KV
—	MT
—	220KV
—	50KV
—	MT
—	Mina
—	San Cristobal

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Auto-Transformador
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

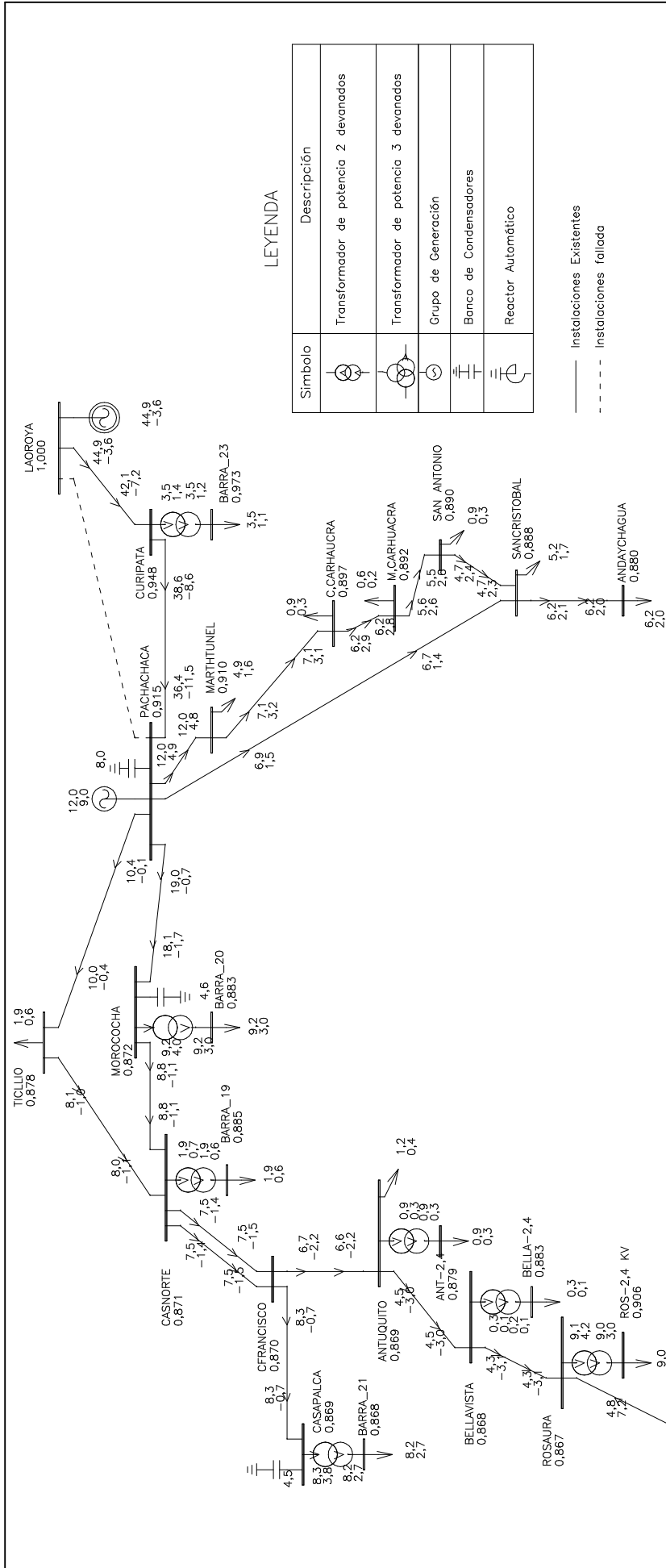
ANEXO N°
B.4.1

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO EXISTENTE

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCOCHA EN 220 kV

DIS. : JC. SANTOS A.	REX. : C. HUAYLASCO M.	FECHA: OCT-2003
ANEXO	DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO EXISTENTE	ESCALA:

- NOTAS:**
- ① Mina Rosaura de 9MW, que entra en operación a finales del 2003
 - ② La Mina Tamborque de Wiese Sudameris a cambiado de suministro de luz del sur por el de la C.H. Huanchor,



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

— Instalaciones Existentes
 - - - - - Instalaciones fallada

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA — CONTINGENCIA III
 FALLA DE UNA TERNA DE LA LINEA 50 KV OROYA NUEVA—PACHACHACA

ANEXO N°

DIS. : JC. SANTOS A.

REY. : C. HUAYLLASCO M.

FECHA: OCT-2003

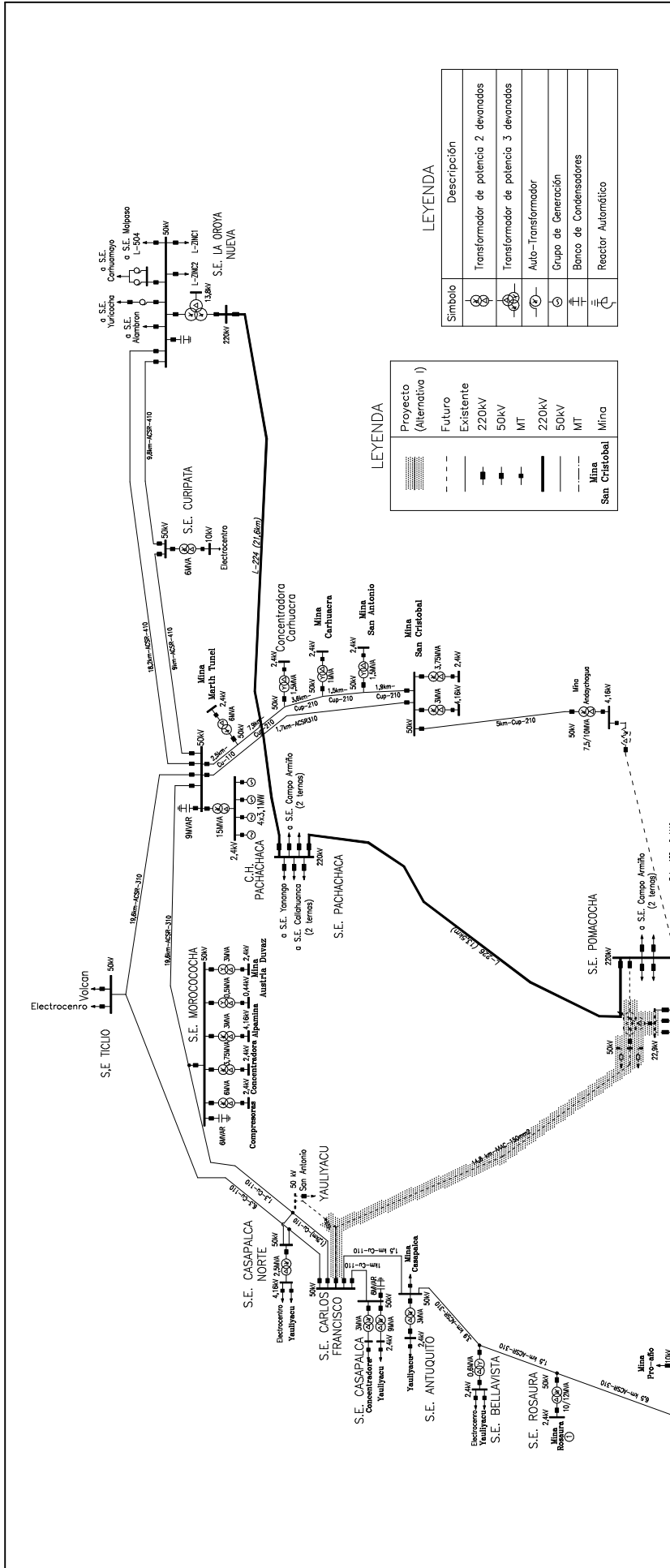
APR. : C. HUAYLLASCO M.


DIB. : J. TOLEDO Z.

B.4.5

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

- P : Potencia activa (MW) 11,0
- Q : Potencia reactiva (MVAR) 2,7
- V : Tensión (pu) 0,984
- D : Carga (MW) 9,0 | (MVAR) 3,0





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAUUYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACCOCHA EN 220 kV

ANEXO N° B.5.1

DIAGRAMA UNIFILAR — ALTERNATIVA I

DIS. : J.C. SANTOS A. REY. : C. HUAYLASCO M. FECHA: OCT-2003

APR. : C. HUAYLASCO M. DIV. : J. TOLEDO Z. ESCALA:

LEYENDA

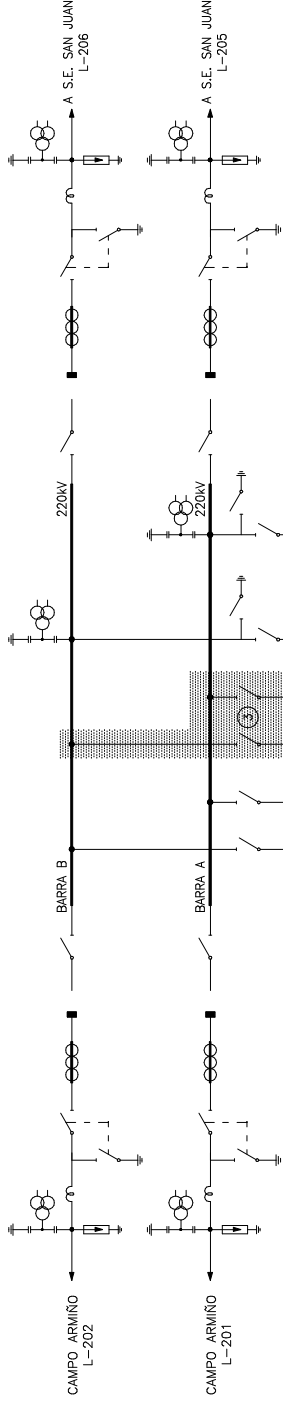
	Proyecto (Alternativa I)
	Futuro
	Existente
	50kV
	MT
	220kV
	MT
	Mina San Cristobal
	Mina

LEYENDA

	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Auto-Transformador
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

NOTAS:

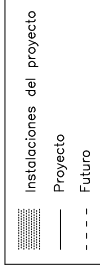
- ① Mina Rosaura de 9MW, que entró en operación a finales del 2003
- ② La Mina Tamborque de Wiese Sudameris o cambiado de suministro de luz del sur por el de la C.H. HUANCHOR.



LEYENDA

N°	DESCRIPCIÓN
①	Transformador de Potencia de 220± 11x1%/50/22,9kV – 45/27/18MVA con regulación automática, con transformador de corriente en el bushing en el lado de 50kV de 250/1/1/A y en el lado de 22,9kV de 75–150/1/1/A
②	Interruptor de potencia de 220kV, con cámara de interrupción en SF6 de 1250A, 31,5kA y BIL 1425kV
③	Seccionador de barra de 220kV, 1250A, BIL 1425kV
④	Transformador de corriente 50–75/1/1/A, 4x5VA, cl 0,2, BIL 1425kV
⑤	Parrajes de Ozr, 198kV, 10kA clase estación, 4200 mm
⑥	Interruptor de potencia de 72,5kV, con cámara de interrupción en SF6 de 1250A, 31,5kA y BIL 350kV
⑦	Seccionador de barra de 72,5kV, 1250A, BIL 350kV
⑧	Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra de 72,5kV, 1250A, BIL 350kV
⑨	Transformador de tensión capacitivo 50 (0,1/0,1kV, 2x50VA, 3P, cl, 0,5, BIL 350kV
⑩	Parrajes de Ozr, 52kV, 10kA clase estación, 4200 mm
⑪	Reconector Automático – Recloser 27kV, 560A, 12kA, BIL 150kV, con protección sensible de falla a tierra,
⑫	Seccionador de barra de 36kV, 630A, BIL 170kV
⑬	Parrajes de Ozr, 24kV, 10kA, tipo estación 4200 mm
⑭	Parrajes de Ozr, 24kV, 10kA, tipo distribución 4200 mm
⑮	Transformador de tensión 22,9/0,1kV, 10VA, cl 3P BIL 150kV
⑯	Transformador trifásico 75kVA, 22,9±2,5%/0,4–0,23kV Dyn5
⑰	Seccionador fusible tipo cut-out 27kV, 100A, BIL 150kV, con fusible de 5A

LEYENDA



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO :
DIAGRAMA UNIFILAR-S.E. POMACOCHA
220/50/22,9 kV-45/25/20 MVA-ALTERNATIVA I

DIS. : JC. SANTOS A. REY. : C. HUAYLASCO M. FECHA: OCT-2003

APR. : C. HUAYLASCO M. DIV. : J. TOLEDO Z. ESCALA:

ANEXO N°

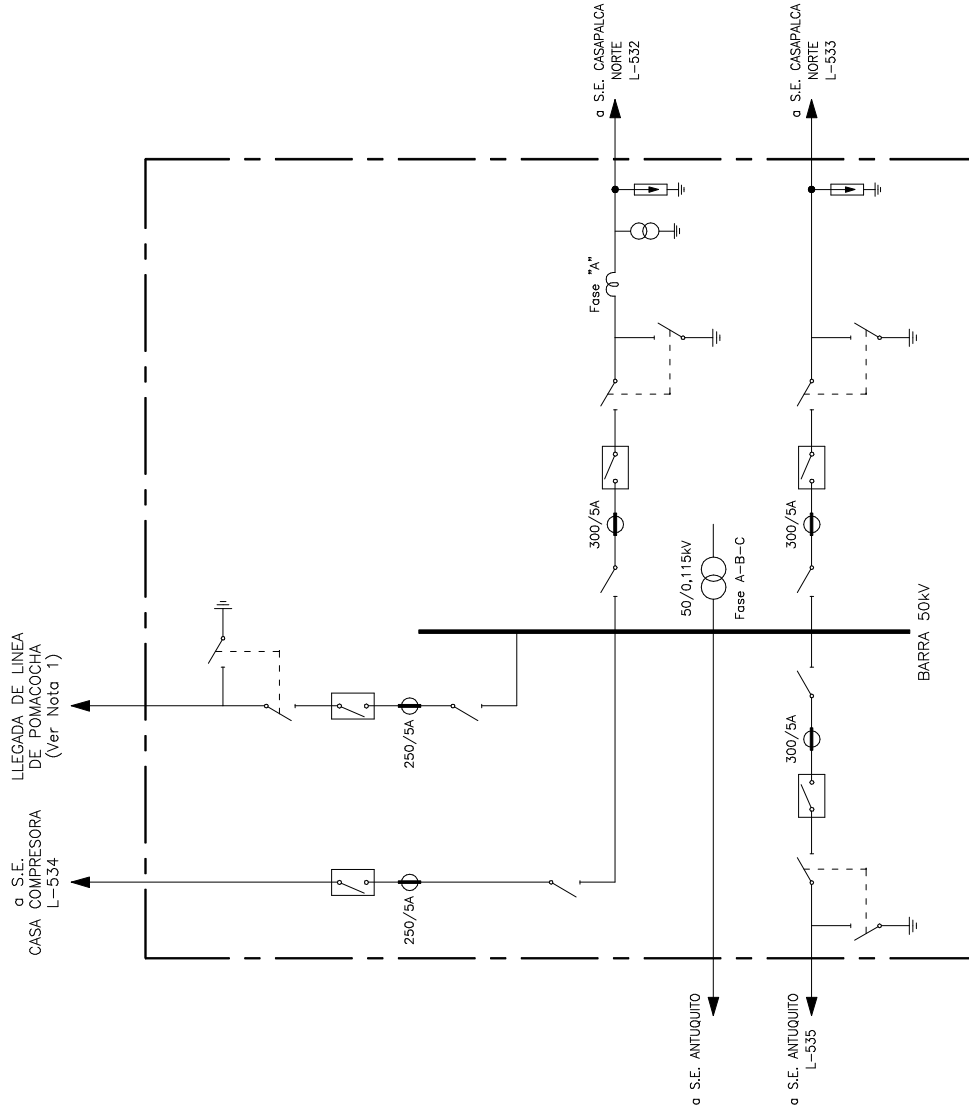
B.5.2

LEYENDA

SIMBOLO	DESCRIPCION
	Interruptor de Potencia
	Seccionador de Barra
	Seccionador de linea con cuchilla puesto a tierra
	Pararrayos
	Transformador de Corriente
	Transformador de Tension inductivo
	Transformador de Tension capacitivo
	Trampa de onda

Nota:

1.- Esta celda en 50kV es existente, y actualmente es utilizada para la salida a la S.E. San Antonio, Se propone utilizar esta celda de linea, para la futura llegada de la linea en 50kV Pomacocha-Carlos Francisco y tener una derivación en T en la linea con circuit-swisther para alimentar la S.E. San Antonio.



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

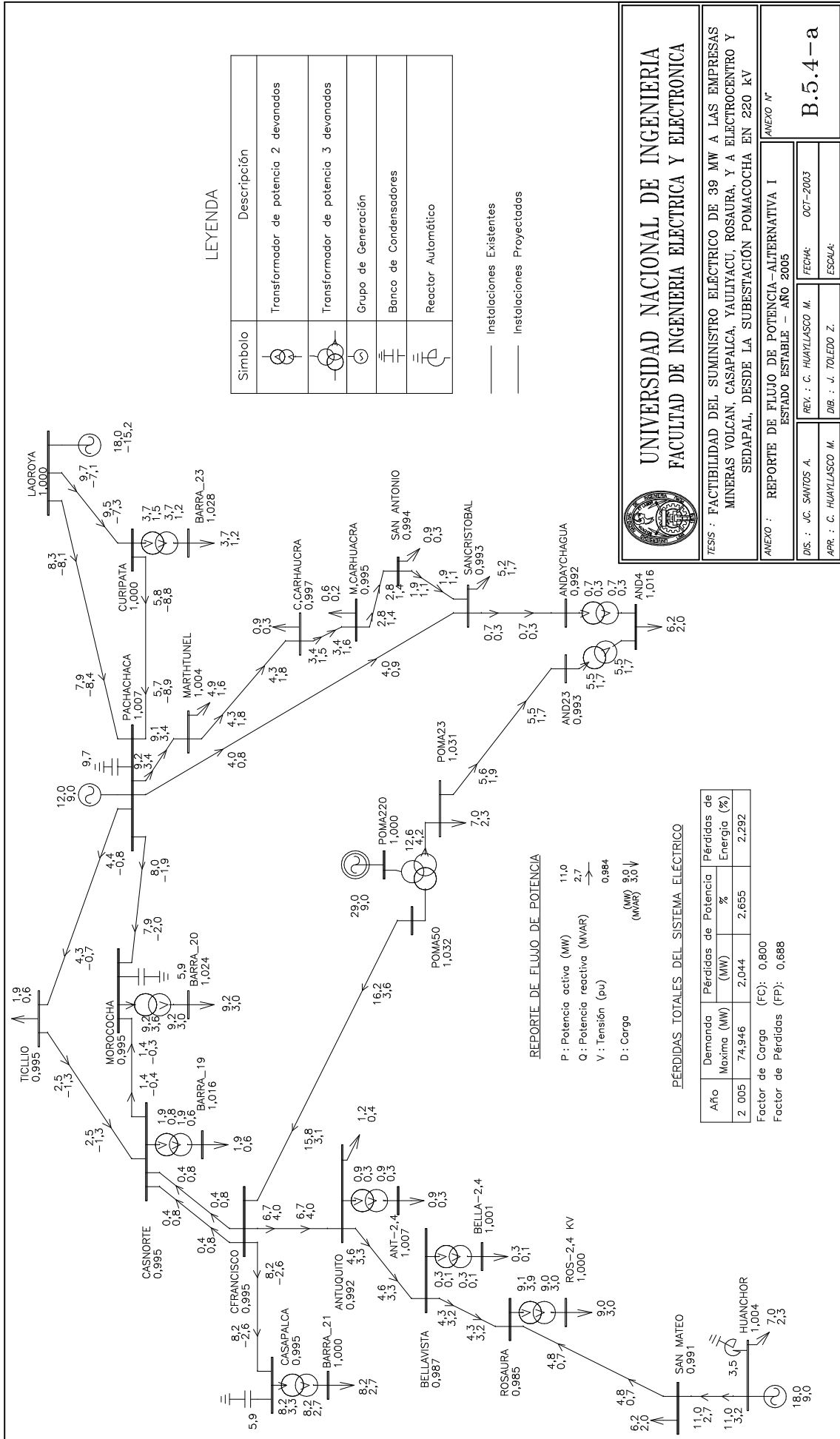
TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO : DIAGRAMA UNIFILAR S.E. CARLOS FRANCISCO 50 kV ALTERNATIVA I

DIS. : J.C. SANTOS A.
REV. : C. HUAYLASCO M.
APR. : C. HUAYLASCO M.

FECHA: OCT-2003
ESCALA:

B.5.3



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

— Instalaciones Existentes
 — Instalaciones Proyectadas



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA-ALTERNATIVA I
 ESTADO ESTABLE - AÑO 2005

DIS. : JC. SANTOS A. FECHA: OCT-2003
 APR. : C. HUAYLASCO M. ESCALA:

B.5.4-a

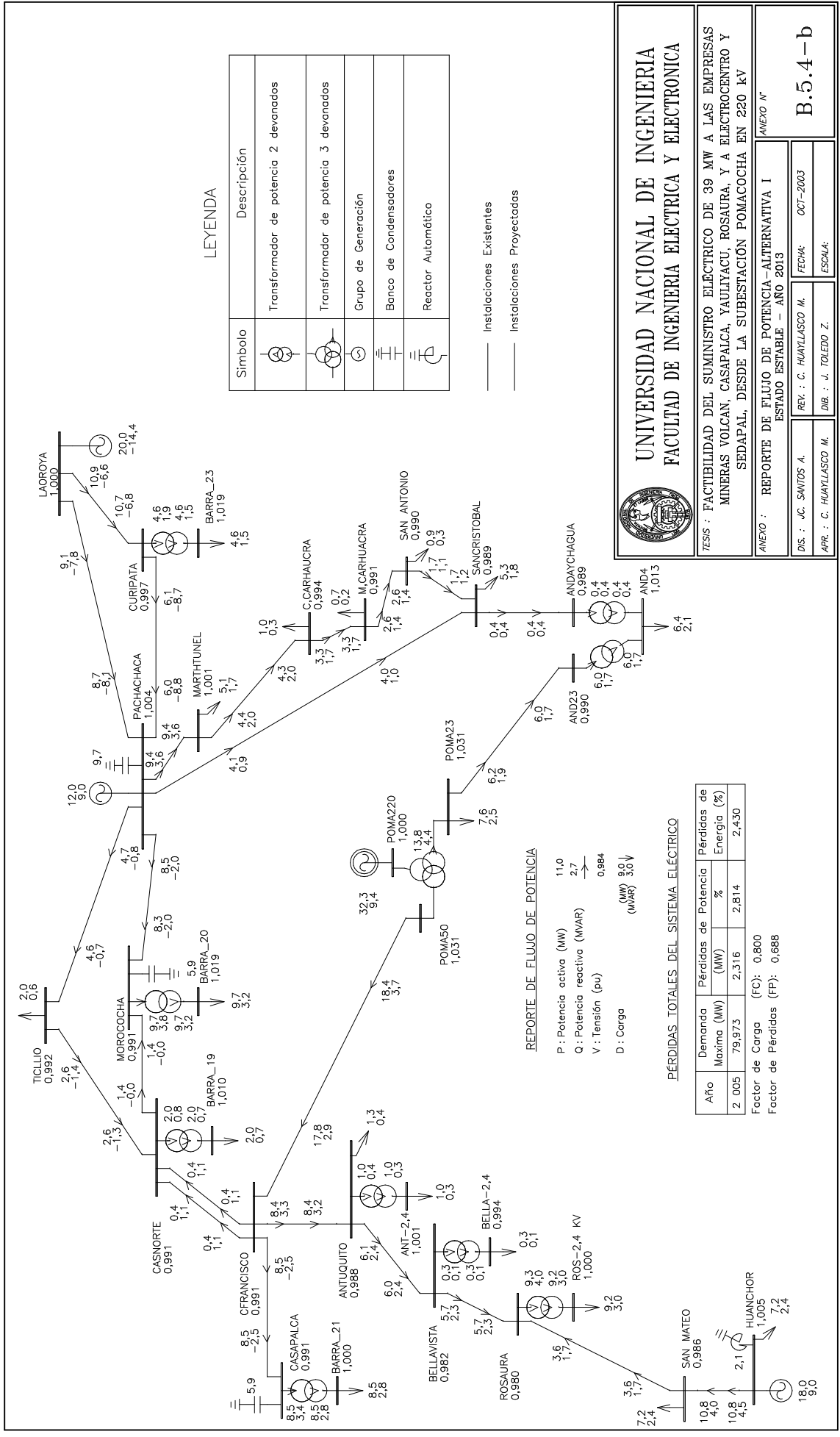
REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

P.: Potencia activa (MW) 11,0
 Q.: Potencia reactiva (MVAR) 2,7
 V.: Tensión (pu) 0,984
 D.: Carga (MW) 9,0
 (MVAR) 3,0

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Año	Demanda Maxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)	
		(MW)	%		
2 005	74,946	2,044	2,655		2,292

Factor de Carga (FC): 0,800
 Factor de Pérdidas (FP): 0,688



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 KV

ANEXO N° ESTADO ESTABLE - AÑO 2013

DIS. : JC. SANTOS A.	FECHA: OCT-2003	ANEXO N°
APR. : C. HUAYLASCO M.	DIB. : J. TOLEDO Z.	B.5.4-b

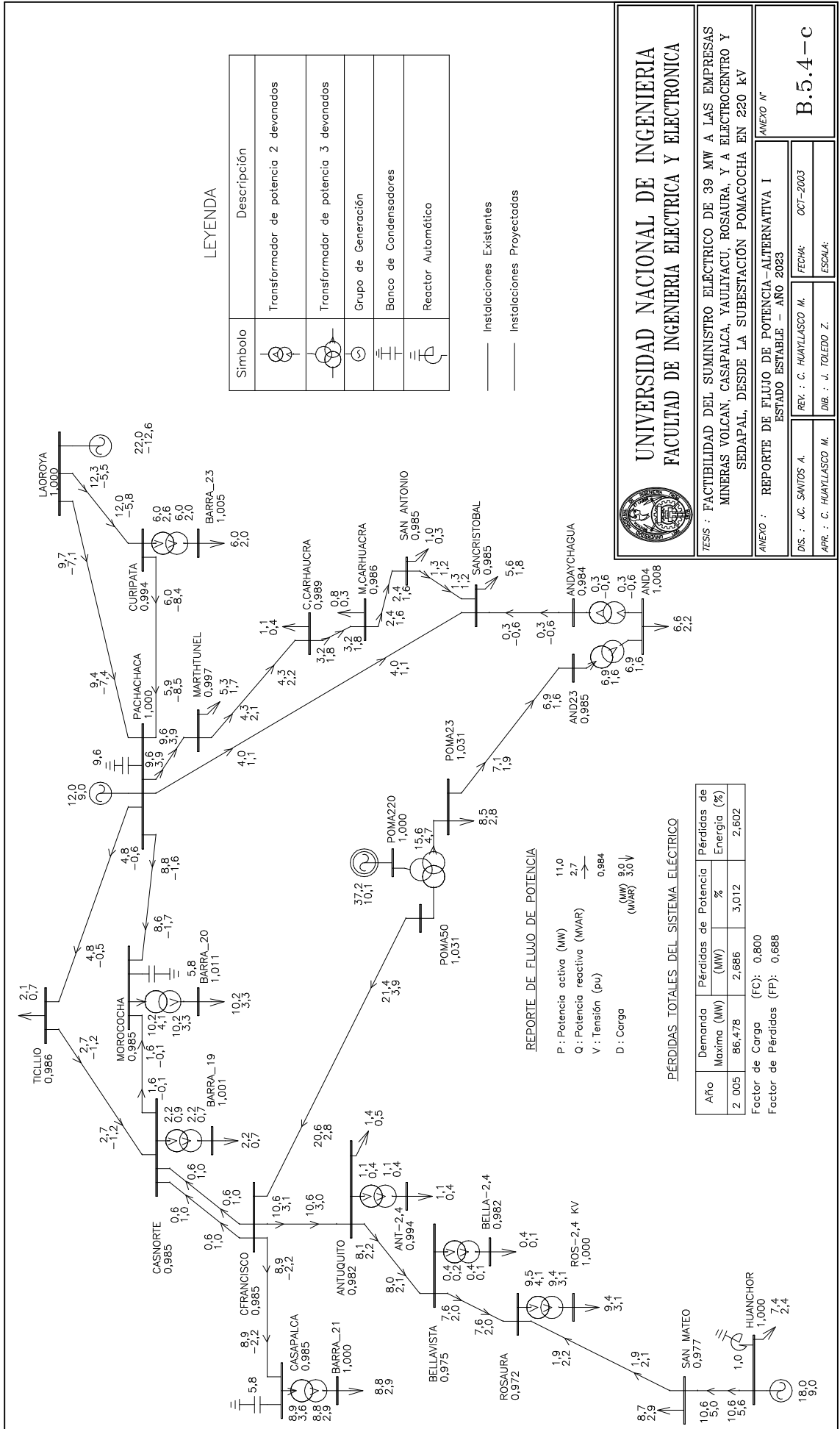
REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

- P : Potencia activa (MW) 11,0
- Q : Potencia reactiva (MVAR) 2,7
- V : Tensión (pu) 0,984
- D : Carga (MW) 9,0
- (MVAR) 3,0

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Año	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)	
	(MW)	%	(%)	
2 005	79,973	2,316	2,814	2,430


Factor de Carga (FC): 0,800
Factor de Pérdidas (FP): 0,688



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA-ALTERNATIVA I
 ESTADO ESTABLE - AÑO 2023

DIS. : JC. SANTOS A.	FECHA: OCT-2003
REV. : C. HUAYLASCO M.	ESCALA:
APR. : C. HUAYLASCO M.	

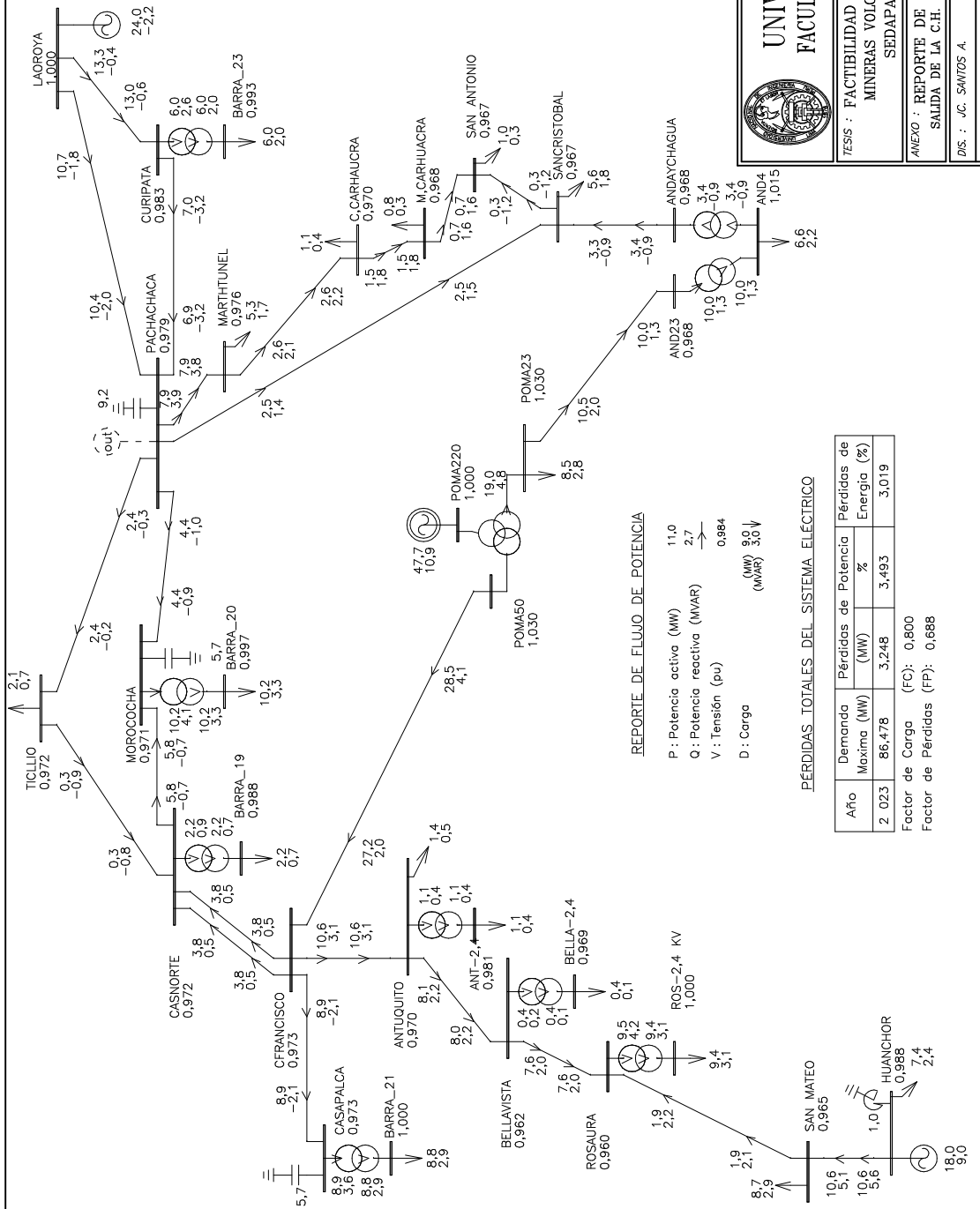
REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

- P.: Potencia activa (MW) 11.0
- Q.: Potencia reactiva (MVAR) 2.7
- V.: Tensión (pu) 0.984
- D.: Carga (MW) 9.0
- (MVAR) 3.0

PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELECTRICO

Año	Demanda Maxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)	
		(MW)	%		
2 005	86.478	2.686	3.012	2.602	

Factor de Carga (FC): 0.800
Factor de Pérdidas (FP): 0.688



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas
- - - - - Instalaciones fallada



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCCHA EN 220 kV

ANEXO N°
ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - CONTINGENCIA I
SAUIDA DE LA C.H. PACHACHACA-12 MW-AÑO 20-2023-ALTERNATIVA I

DIS. : JC. SANTOS A. FECHA: OCT-2003
REV. : C. HUAYLASCO M. ESCALA:
APR. : C. HUAYLASCO M. DIV. : J. TOLEDO Z.

B.5.5

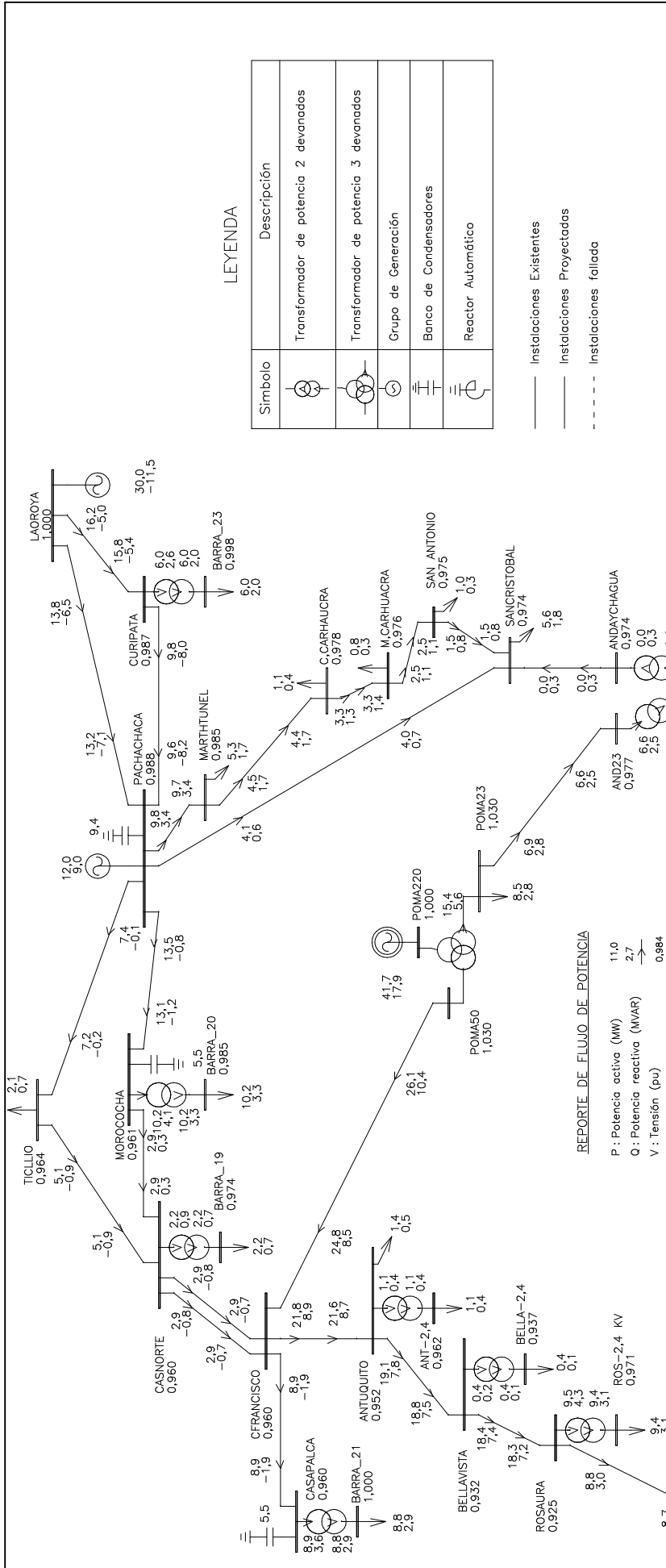
REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

- P : Potencia activa (MW) 11,0
- Q : Potencia reactiva (MVAR) 2,7
- V : Tensión (pu) 0,984
- D : Carga (MW) 9,0
- (MVAR) 3,0

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Año	Demanda Máxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)	
		(MW)	%		
2 023	86,478	3,248	3,493	3,019	

Factor de Carga (FC): 0,800
Factor de Pérdidas (FP): 0,688



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas
- - - - Instalaciones fallada

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

P.: Potencia activa (MW) 11.0
 Q.: Potencia reactiva (MVAR) 2.7
 V.: Tensión (pu) 0.984
 D.: Carga (MW) 9.0
 (MVAR) 3.0

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Año	Demanda Máxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)	
		(MW)	%		
2 023	83,581	4,603	5,214	8,5	4,517

Factor de Carga (FC): 0.800
 Factor de Pérdidas (FP): 0.688

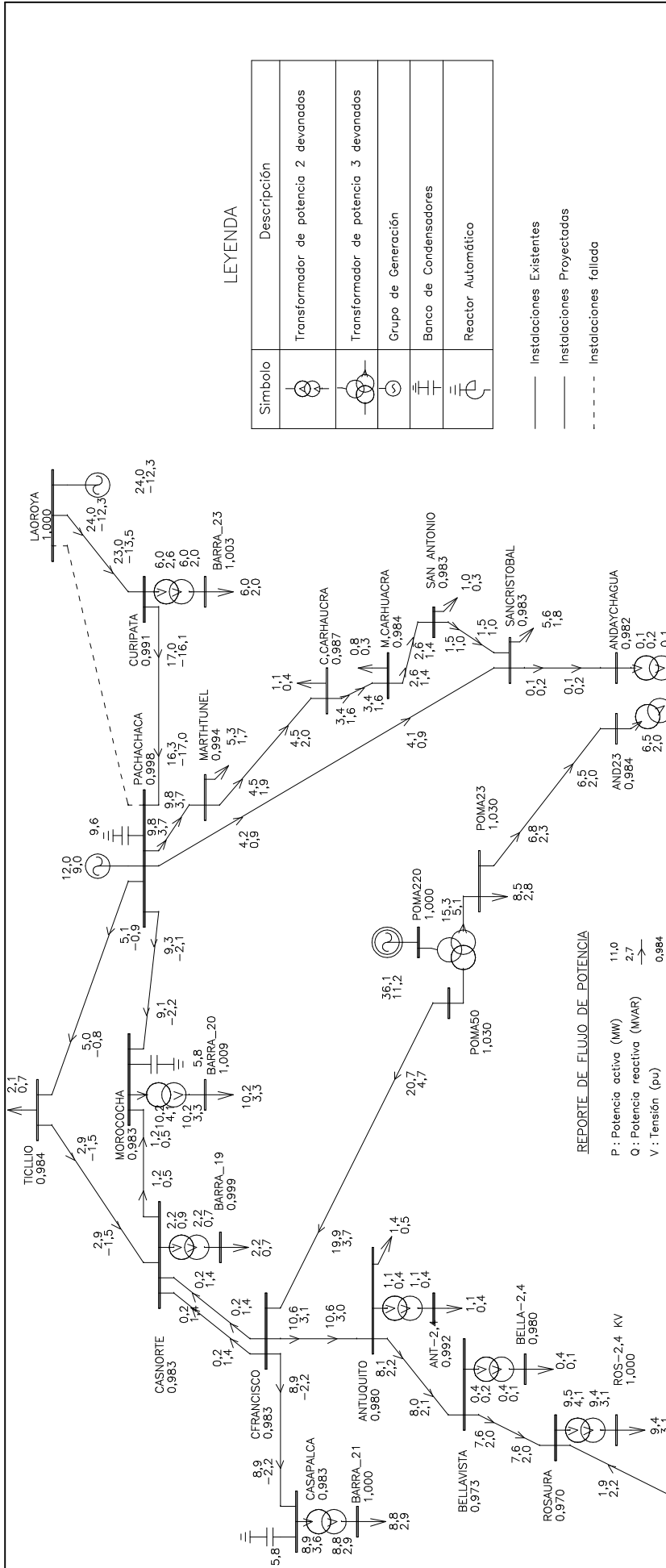
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - CONTINGENCIA II
 SALIDA DE LA C.H. HUANCHOR-18 MW-AÑO 20-2023-ALTERNATIVA I

DIS. : JC. SANTOS A.	FECHA: OCT-2003
REV. : C. HUAYLASCO M.	ESCALA:
APR. : C. HUAYLASCO M.	

ANEXO N°
B.5.6



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas
- - - Instalaciones fallada

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - CONTINGENCIA III
 FALLA DE UNA TERRA EN LA LINEA 50 KV OROYA NUEVA-PACHACHACA-2023

DIS. : JC. SANTOS A.

APR. : C. HUAYLASCO M.

REV. : C. HUAYLASCO M.

DIV. : J. TOLEDO Z.

FECHA: OCT-2003

ESCALA:

B.5.7

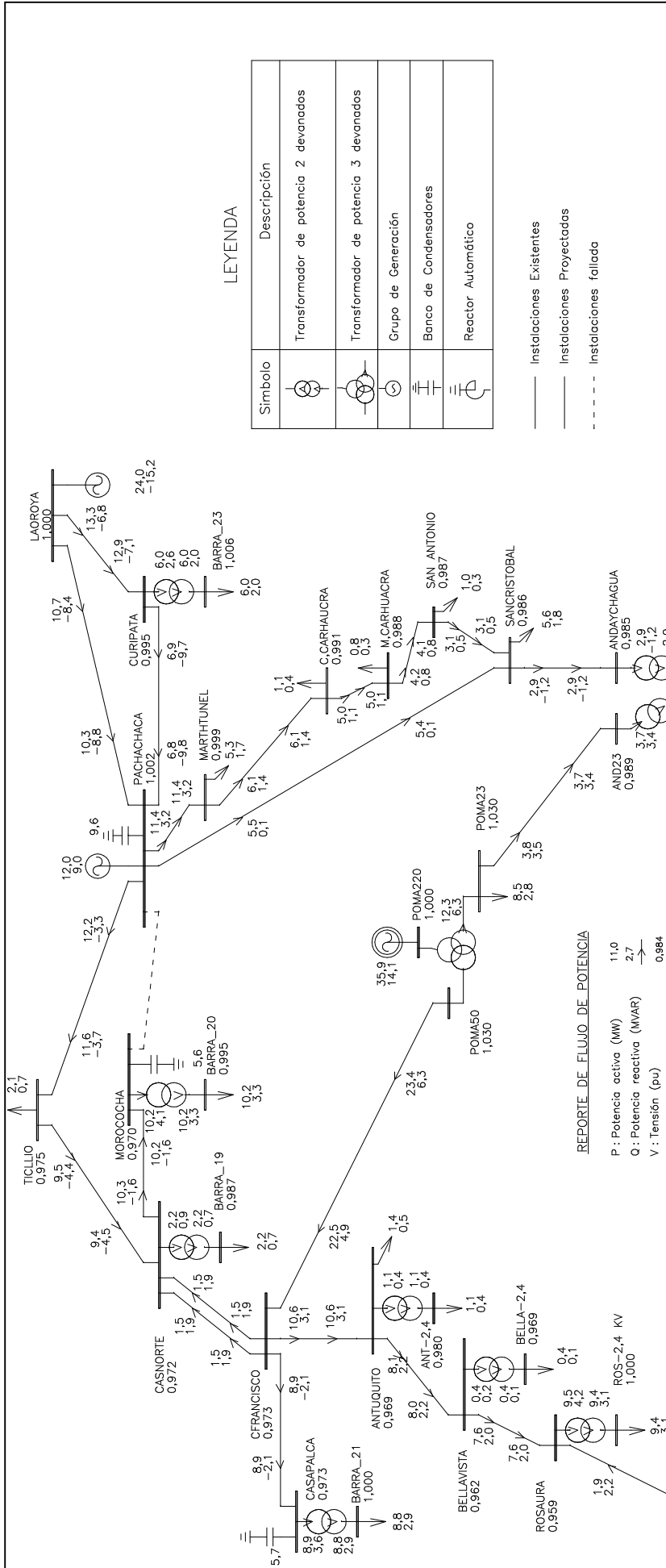
REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

- P : Potencia activa (MW) 11,0
- Q : Potencia reactiva (MVAR) 2,7
- V : Tensión (pu) 0,984
- D : Carga (MW) 9,0
- (MVAR) 3,0

PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELECTRICO

Año	Demanda Maxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)
		(MW)	%	
2 023	86,478	3,628	4,026	3,482


Factor de Carga (FC): 0,800
 Factor de Pérdidas (FP): 0,688



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas
- - - Instalaciones fallada



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANEXO N°
B.5.8

PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELECTRICO

Año	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)	
	(MW)	%	(MWh)	(%)
2 023	86.478	3.435	5.820	3.303

Factor de Carga (FC): 0.800
Factor de Pérdidas (FP): 0.688

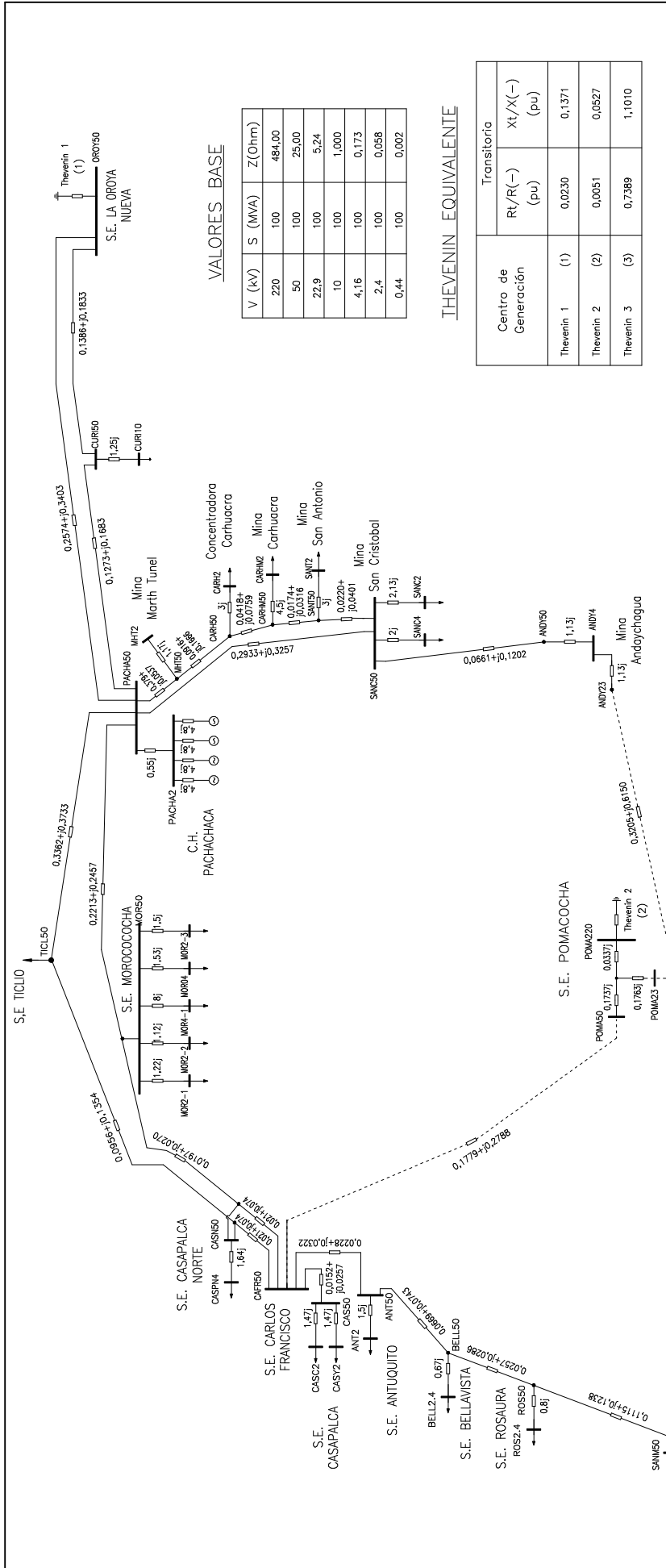
REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

- P.: Potencia activa (MW) 11.0
- Q.: Potencia reactiva (MVAR) 2.7
- V.: Tensión (pu) 0.984
- D.: Carga (MW) 9.0
- (MVAR) 3.0

TESIS : FACILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - CONTINGENCIA IV FALLA DE LA LINEA 50 KV PACHACHACA-MOROCOCHA-2023

DIS. : JC. SANTOS A. REY. : C. HUAYLASCO M. FECHA: OCT-2003
 APR. : C. HUAYLASCO M. DIV. : J. TOLEDO Z. ESCALA:



VALORES BASE

V (kV)	S (MVA)	Z (Ohm)
220	100	484,00
50	100	25,00
22,9	100	5,24
10	100	1,000
4,16	100	0,173
2,4	100	0,058
0,44	100	0,002

THEVENIN EQUIVALENTE

Centro de Generación	Transitoria	
	Rt/R(-) (pu)	Xt/X(-) (pu)
Thevenin 1	(1) 0,0230	0,1371
Thevenin 2	(2) 0,0051	0,0527
Thevenin 3	(3) 0,7389	1,1010

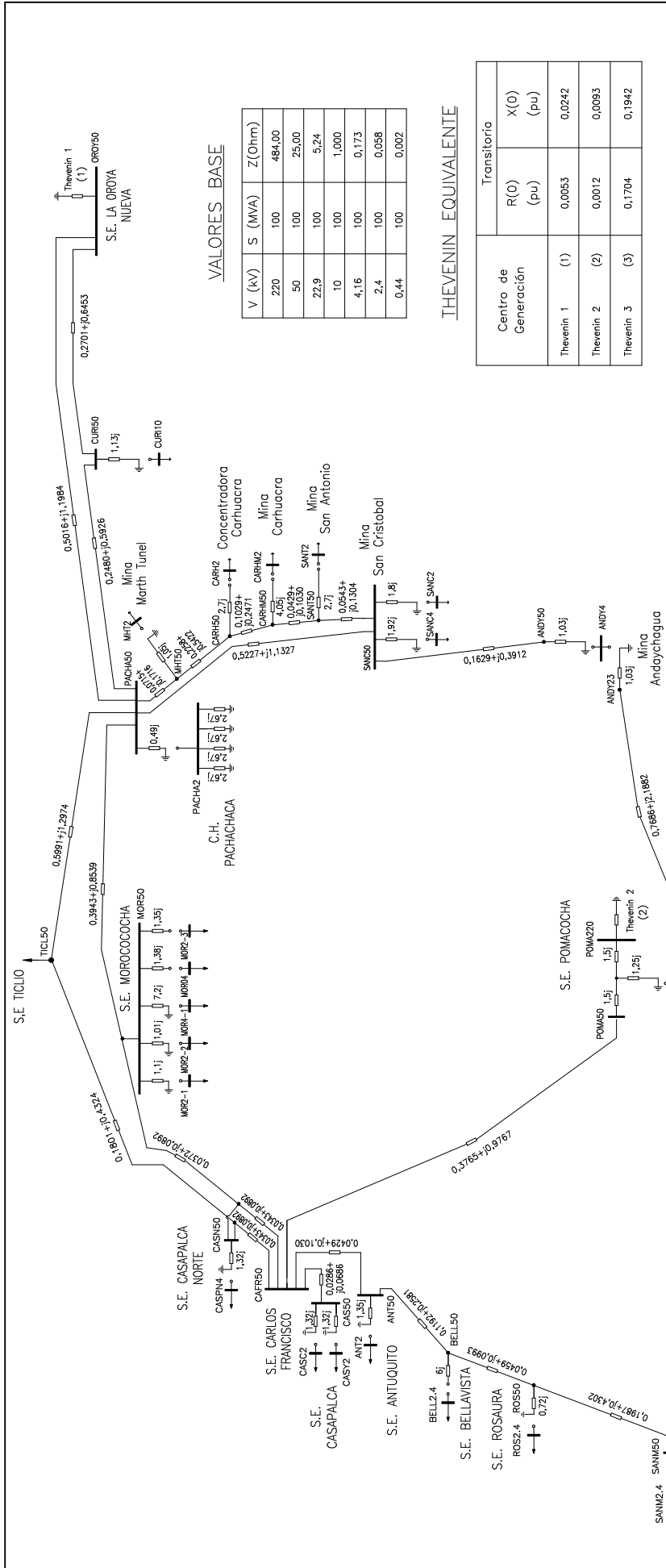
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO N°

MAPA DE IMPEDANCIAS EN SECUENCIA POSITIVA/NEGATIVA	OCT-2003	B.5.9.1
DIS. : JC. SANTOS A.	REV. : C. HUAYLASCO M.	
APR. : C. HUAYLASCO M.	DIB. : J. TOLEDO Z.	

- NOTAS:**
- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional a la barra Oroya Nueva 50 kV.
 - Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional en la barra Pomacocha 220 kV.
 - Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional en la barra San Mateo 50 kV.



VALORES BASE

V (kV)	S (MVA)	Z(Ohm)
220	100	484,00
50	100	25,00
22,9	100	5,24
10	100	1,000
4,16	100	0,173
2,4	100	0,058
0,44	100	0,002

THEVENIN EQUIVALENTE

Centro de Generación	Transitoria		
	R(O) (pu)	X(O) (pu)	X(O) (pu)
Thevenin 1	(1)	0,0053	0,0242
Thevenin 2	(2)	0,0012	0,0093
Thevenin 3	(3)	0,1704	0,1942

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCCHA EN 220 kV

ANEXO N°

MAPA DE IMPEDANCIAS EN SECUENCIA HOMOPOLAR	REX : C. HUAYLLASCO M.	FECHA: OCT-2003
DIS. : JC. SANTOS A.	DIV. : J. TOLEDO Z.	ESCALA:

B.5.9.2

- NOTAS:**
- 1.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional a la barra Oroya Nueva 50 kV.
 - 2.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional en la barra Pomacocha 220 kV.
 - 3.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional en la barra San Mateo 50 kV.

ANEXO B.5.9.3
CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO
RESULTADOS DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

Centro de Carga o Generación	Codificación de Barra	Tensión Nominal (kV)	Corrientes de Cortocircuito			Corrientes de Cortocircuito		
			I3	I0	I2	I3	I0	I2
			pu	pu	pu	kA	kA	kA
Oroya Nueva	OROY50	50	8,62	11,78	-7,50	9,96	13,60	-8,67
Curipata	CUR150	50	4,43	4,07	-3,87	5,12	4,70	-4,47
	CUR110	10	0,69	0,00	-0,60	3,96	0,00	-3,44
Pachachaca	PACHA50	50	4,99	5,49	-4,40	5,77	6,34	-5,08
	PACHA2	2,4	2,15	1,96	-2,01	51,77	47,26	-48,38
Marth Tunel	MHT50	50	3,87	4,02	-3,40	4,47	4,64	-3,93
	MHT2	2,4	0,71	0,00	-0,62	17,12	0,00	-14,86
Concentradora Carhuacra	CARH50	50	2,71	2,52	-2,37	3,13	2,91	-2,74
	CARH2	2,4	0,30	0,00	-0,26	7,22	0,00	-6,25
Mina Carhuacra	CARHM50	50	2,57	2,50	-2,24	2,97	2,89	-2,59
	CARHM2	2,4	0,21	0,00	-0,18	4,96	0,00	-4,30
San Antonio	SANT50	50	2,55	2,57	-2,22	2,94	2,97	-2,57
	SANT2	2,4	0,30	0,00	-0,26	7,17	0,00	-6,22
San Cristobal	SANC50	50	2,55	2,73	-2,23	2,94	3,16	-2,57
	SANC2	2,4	0,42	0,00	-0,37	10,21	0,00	-8,86
	SANC4	4,16	0,40	0,00	-0,35	5,58	0,00	-4,84
Andaychagua	ANDY50	50	1,98	2,06	-1,73	2,29	2,38	-2,00
	ANDY4	4,16	0,97	0,00	-0,84	13,42	0,00	-11,65
	ANDY23	22,9	1,03	1,01	-0,89	2,59	2,56	-2,25
Pomacocha	POMA23	22,9	1,57	0,66	-1,36	3,95	1,65	-3,43
	POMA50	50	4,04	3,64	-3,51	4,66	4,20	-4,06
	POMA220	220	19,91	27,40	-17,33	5,23	7,19	-4,55
Morococha	MOR50	50	3,95	4,59	-3,47	4,57	5,30	-4,01
	MOR2-1	2,4	0,69	0,00	-0,60	16,57	0,00	-14,38
	MOR2-2	2,4	0,74	0,00	-0,64	17,79	0,00	-15,44
	MOR2-3	2,4	0,58	0,00	-0,50	13,90	0,00	-12,06
	MOR4-1	4,16	0,57	0,00	-0,49	7,87	0,00	-6,80
	MOR04	0,44	0,12	0,00	-0,11	15,95	0,00	-13,82
Ticlio	TICL50	50	3,12	2,76	-2,73	3,60	3,19	-3,15
Casapalca Norte	CASN50	50	4,15	4,83	-3,64	4,79	5,57	-4,21
	CASN4	4,16	0,54	0,00	-0,47	7,46	0,00	-6,47
Carlos Francisco	CAFR50	50	4,17	4,84	-3,66	4,81	5,59	-4,23
Casapalca	CAS50	50	3,77	4,24	-3,31	4,35	4,89	-3,82
	CASC2	2,4	0,58	0,00	-0,51	14,07	0,00	-12,20
	CASY2	2,4	0,58	0,00	-0,51	14,07	0,00	-12,20
Antuquito	ANT50	50	3,83	4,24	-3,37	4,42	4,90	-3,89
	ANT2	2,4	0,57	0,00	-0,50	13,83	0,00	-12,00
Bellavista	BELL50	50	3,28	3,40	-2,89	3,78	3,92	-3,34
	BELL2	2,4	0,14	0,00	-0,12	3,47	0,00	-3,00
Rosaura	ROS50	50	3,13	3,30	-2,77	3,62	3,81	-3,20
	ROS2	2,4	0,39	0,00	-0,34	9,40	0,00	-8,16
San Mateo	SANM50	50	2,79	3,55	-2,49	3,22	4,09	-2,87
	SANM2	2,4	0,25	0,00	-0,22	6,06	0,00	-5,26
Huanchor	HUAN50	50	2,58	3,23	-2,31	2,98	3,72	-2,67
	HUAN10	10	1,89	2,35	-1,77	10,91	13,56	-10,23

ANEXO B.5.10.1
INVERSIONES PREVISTAS
Alternativa I : Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV-45/27/18 MVA
y Línea 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco

RESUMEN DE INVERSIONES

Ítem	Descripción	Costos (US \$)	
		sin IGV	con IGV
I	Línea de Transmisión		
	L.T. 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco-14,8 km-120mm ² -AAAC	419 350	499 026
II	Subestaciones de Potencia		
	Ampliación en 220 kV y S.E. Pomacocha 220/50/22,9 kV - 50/35/15 MVA	2 026 709	2 411 783
	Subestación de Seccionamiento (derivación a S.E. San Antonio)	89 762	106 817
III	Sistema de Telecomunicaciones	433 855	516 287
Total		2 969 675	3 533 914

**ANEXO B.5.10.2
INVERSIONES PREVISTAS
Alternativa I : Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV-45/27/18 MVA
y Línea 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco**

VALORIZACIÓN DE LA LINEA EN 50 kV POMACOCHA -CARLOS FRANCISCO (14,8 km)

Item	Descripción	Unid.	Cantidad	Costo (US\$)	
				Unitario	Total
1.0	MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN	Glb	1	3 367	3 367
2.0	OBRAS PROVISIONALES				23 046
2,1	Instalación de Campamentos y Almacenes	Glb	1	12 533	12 533
2,2	Mantenimiento y Operación	Glb	1	10 513	10 513
3.0	OBRAS PRELIMINARES				12 140
3,1	Replanteo Topográfico de la ruta de la Línea	km	14,80	151	2 234
3,2	Estudio Geotécnico	Pto	2	182	364
3,3	Gestión de servidumbre (de acuerdo a Norma MEM/DEP-512)	km	14,80	133	1 969
3,4	Limpieza de la Franja de Servidumbre	Ha	5,9	154	914
3,5	Estudio de Impacto Ambiental (Incluye Supervisión del I.N.C.)	U	1,0	6 659	6 659
4.0	CAMINOS DE ACCESO EN TERRENO NORMAL				8 021
4,1	Caminos de acceso carrozable en terreno plano	km	2,8	1 541	4 277
4,2	Caminos de acceso carrozable en terreno ondulado	km	0,9	1 698	1 571
4,3	Caminos de acceso carrozable en terreno accidentado	km	0,9	2 349	2 173
5.0	ESTRUCTURA TÍPICAS				
a.1	Estructura de Suspensión "S_{SM}" (0°)		35		61 827
	Poste de madera pino 55 pies, clase 4	U	35	576	20 168
	Cruceta de madera de 3,2 m	U	70	86	6 019
	Accesorios de cable de guarda y ferretería	Glb.	35	250	8 750
	Cadena de Aisladores en Suspensión, 60 kV (Incluye grapa de suspensión)	U	105	72	7 603
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	2 127	2 127
	Transporte al punto de izaje	Glb.	1	851	851
	Excavación , erección, relleno y compactación de poste 55'	U	35	350	12 250
	Montaje de armado y aisladores	U	35	116	4 060
a.2	Estructura de Suspensión "S_{1SM}" (0° - 7°)		5		11 251
	Poste de madera pino 55 pies, clase 3	U	5	732	3 662
	Cruceta de madera de 3,2 m	U	10	86	860
	Cadena de Aisladores en Suspensión, 60 kV (Incluye grapa de suspensión)	U	15	72	1 086
	Retenida y accesorios	U	5	115	575
	Accesorios de cable de guarda y ferretería	Glb.	5	300	1 500
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	384	384
	Transporte al punto de izaje	Glb.	1	154	154
	Excavación , erección, relleno y compactación de poste 55'	U	5	350	1 750
	Montaje de armado y aisladores	U	5	116	580
	Instalación de retenidas	U	5	140	700
b.1	Estructura de Angulo "A_{1SM}" (7° - 30°)		4		11 097
	Poste de madera pino 55 pies, clase 3	U	4	732	2 929
	Extensor de ángulo para cadena de aisladores	U	12	35	420
	Cadena de Aisladores en Suspensión, 60 kV (Incluye grapa de suspensión)	U	12	72	869
	Retenida y accesorios	U	8	115	920
	Accesorios de cable de guarda y ferretería	Glb.	4	300	1 200
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	4	317	1 268
	Transporte al punto de izaje	Glb.	4	127	507
	Excavación , erección, relleno y compactación de poste 55'	U	4	350	1 400
	Montaje de armado y aisladores	U	4	116	464
	Instalación de retenidas	U	8	140	1 120
b.2	Estructura de Angulo "A_{2SM}" (30° - 60°)		3		7 456
	Poste de madera pino 55 pies, clase 3	U	3	732	2 197
	Cadena de Aisladores en Suspensión, 60 kV (Incluye grapa de suspensión)	U	9	72	652
	Retenida y accesorios	U	9	115	1 035
	Accesorios de cable de guarda y ferretería	Glb.	3	200	600
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	224	224
	Transporte al punto de izaje	Glb.	1	90	90
	Excavación , erección, relleno y compactación de poste 55'	U	3	350	1 050
	Montaje de armado y aisladores	U	3	116	348
	Instalación de retenidas	U	9	140	1 260
b.3	Estructura de Angulo "A_{3SM}" (60° - 90°)		3		8 972
	Poste de madera pino 55 pies, clase 3	U	3	732	2 197
	Cadena de Aisladores en Anclaje, 60 kV (Ingruye grapa de anclaje)	U	18	76	1 369
	Retenida y accesorios	U	18	115	2 070
	Accesorios de cable de guarda y ferretería	Glb.	3	350	1 050
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	334	334
	Transporte al punto de izaje	Glb.	1	134	134
	Excavación , erección, relleno y compactación de poste 55'	U	3	350	1 050
	Montaje de Armado	U	3	116	348
	Instalación de retenidas	U	3	140	420

**ANEXO B.5.10.2
INVERSIONES PREVISTAS
Alternativa I : Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV-45/27/18 MVA
y Línea 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco**

VALORIZACION DE LA LINEA EN 50 kV POMACOCHA -CARLOS FRANCISCO (14,8 km)

Item	Descripción	Unid.	Cantidad	Costo (US\$)	
				Unitario	Total
c.1	Estructura de Retención "R_{SM}" (0°)		10		38 384
	Poste de madera pino 55 pies, clase 3	U	10	732	7 324
	Cruceta de madera de 3,2 m	U	30	86	2 580
	Cadena de Aisladores en Suspensión, 60 kV (Incluye grapa de suspensión)	U	10	72	724
	Cadena de Aisladores en Anclaje, 60 kV (Ingruye grapa de anclaje)	U	60	76	4 562
	Retenida y accesorios	U	40	115	4 600
	Accesorios de cable de guarda y ferretería	Glb.	10	600	6 000
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	1 289	1 289
	Transporte al punto de izaje	Glb.	1	516	516
	Excavación , erección, relleno y compactación de poste 55'	U	10	350	3 500
	Montaje de armado y aisladores	U	10	169	1 690
	Instalación de retenidas	U	40	140	5 600
c.2	Estructura Especial "E_{SM}" (0° - 90°)		3		28 160
	Poste de madera pino 55 pies, clase 3	U	9	732	6 591
	Cadena de Aisladores en Anclaje, 60 kV (Ingruye grapa de anclaje)	U	18	76	1 369
	Aislador Tipo Line Post para 60 kV	U	9	181	1 629
	Retenida y accesorios	U	18	115	2 070
	Accesorios de cable de guarda y ferretería	Glb.	9	900	8 100
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	658	658
	Transporte al punto de izaje	Glb.	1	263	263
	Excavación , erección, relleno y compactación de poste 55'	U	9	350	3 150
	Montaje de armado y aisladores	U	9	201	1 809
	Instalación de retenidas	U	18	140	2 520
3.0	CONDUCTOR ACTIVO Y ACCESORIOS				71 975
3.1	Conductor de AAAC 150 mm ²	km	45,73	1 272	58 183
3.2	Varilla de armar para conductor de AAAC 150 mm ²	U	151	11	1 586
3.3	Junta de Empalmes para conductor de AAAC 150 mm ²	U	16	8	127
3.4	Manguitos de Reparación para conductor de AAAC 150 mm ²	U	4	13	51
3.5	Amortiguadores para conductor de AAAC 150 mm ²	U	360	15	5 367
3.5	Montaje Electromecánico				
3.5	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	3 919	3 919
3.5	Montaje de conductor	U	46	60	2 744
4.0	CABLE DE GUARDA				13 158
4.1	Cable de Guarda EHS 38 mm ²	km	15,24	648	9 881
4.2	Junta de Empalmes para EHS 38 mm ²	U	4	13	53
4.3	Manguitos de Reparación para EHS 38 mm ²	U	1	22	22
4.4	Ensamble en suspensión para EHS 38 mm ²	U	47	13	615
4.5	Ensamble en Anclaje para EHS 38 mm ²	U	44	12	511
4.6	Amortiguadores para EHS 38 mm ²	U	126	5	613
	Montaje Electromecánico				
3.5	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	702	702
3.5	Montaje de conductor	U	15	50	762
6.0	PUESTA A TIERRA (No incluye excavación ni relleno)				5 896
6.1	Medición de resistividad y resistencia de Puesta a Tierra	U	63	6	364
6.2	Conductor de cobre o tipo copperweld N° 2 AWG	km	4,14	1 001	4 142
6.3	Electrodo tipo Copperweld de 16 mmø x 2,40 m. más accesorios	U	149	9	1 389
8.0	INSPECCIÓN DE LA LÍNEA CONSTRUIDA	km	14,8	150	2 220
9.0	INGENIERIA DE DETALLE	km	14,8	280	4 144
10.0	PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO	km	14,8	170	2 516
11.0	OPERACIÓN EXPERIMENTAL	km	14,8	50	740
	SUB - TOTAL OBRAS ELECTROMECHANICAS				267 795
	TOTAL COSTOS DIRECTOS				314 368
	COSTOS INDIRECTOS				
	- COMPENSACIÓN POR SERVIDUMBRE	km	14,80	190	2 812
	- COSTOS DE INGENIERIA				9 431
	- SUPERVISIÓN				9 431
	- ADMINISTRACIÓN				6 287
	- GASTOS FINANCIEROS				14 147
	- GASTOS GENERALES	km	14,8		47 155
	- UTILIDADES				15 718
	TOTAL DE COSTOS SIN I.G.V.				419 350
	Costo en US\$ por kilometro (sin I.G.V.)				28 334
	TOTAL DE COSTOS CON I.G.V.				499 026
	Costo en US\$ por kilometro (con I.G.V.)				33 718

ANEXO B.5.10.3
INVERSIONES PREVISTAS
Alternativa I : Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV-45/27/18 MVA
y Línea 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco

VALORIZACION DE LAS SUBESTACIONES POMACOCHA 220/50/22.9 KV Y SAN ANTONIO 50 KV.

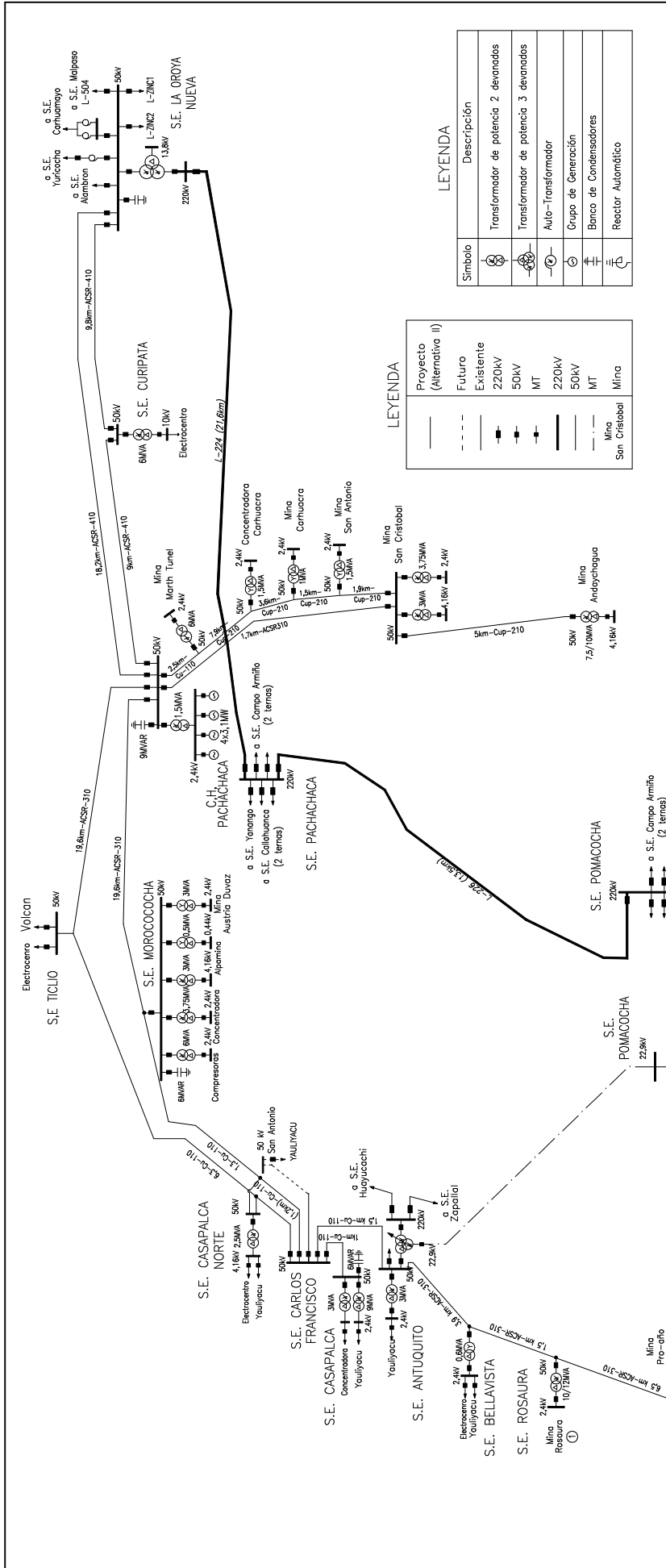
- I Ampliación en 220 kV S.E. Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA
II Subestación de Seccionamiento (para derivación a S.E. San Antonio)

ITEM	DESCRIPCION	Unid	Cantidad		Costo - US \$			Total US \$
			I	II	Unitario	Total-I	Total-II	
I	Suministro de Equipos y Materiales							
1,1	Transformador de Potencia de 220+13x1%/50/22,9 kV, 45/27/18 MVA ONAN, c/regulación automática. c/transformador de corriente en bushing lado de 50 kV y 22,9 kV, de 300/1/1/1A y 600-300/1/1/1 A, altura de instalación 4200 msnm.	Und	1		650 000	650 000		650 000
1,2	Interruptor de Potencia de 220 kV, c/cámara de interrupción en SF6, operación tripolar, de 1250 A, 31,5 kA, BIL 1425 kV.	Und	1		131 840	131 840		131 840
1,3	Seccionador de Barra de 220 kV, con operación tripolar con apertura central, de 1250 A, 31,5 kA, BIL 1425 kV.	Und	1		22 090	22 090		22 090
1,4	Transformador de Corriente 50-75/1/1/1A, 4x5VA, cl 0,2, BIL 1425 kV	Und	3		17 500	52 500		52 500
1,5	Pararrayos de Ozn 198 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm.	Und	3		4 800	14 400		14 400
1,6	Interruptor de Potencia de 72,5 kV, c/ cámara de interrupción en SF6, operación tripolar, de 1250 A, 31,5 kA, BIL 350 kV.	Und	1		30 000	30 000		30 000
1,7	Seccionador de Barra de 72,5 kV, con operación tripolar de 1250 A, 31,5 kA, BIL 350 kV.	Und	1		6 240	6 240		6 240
1,8	Seccionador de Línea de 72,5 kV, con operación tripolar y cuchilla de puesta a tierra de 1250 A, 31,5 kA, BIL 350 kV.	Und	1		7 500	7 500		7 500
1,9	Transformador de Tensión 50:V3/0,1:V3/0,1:V3 kV, 2x10 VA, cl 3P+0,2, BIL 350 kV.	Und	3		5 200	15 600		15 600
1,10	Pararrayos de Ozn 52 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm.	Und	3	3	1 800	5 400	5 400	10 800
1,11	Circuit Switcher de potencia 69 kV, 1200 A, 350 kV-BIL similar a S&C Serie 2000 S&C N° CAT. 197736 que incluye tablero de control y protección(Control Pack)	Und		1	40 000		40 000	40 000
1,12	Reconectador Automático-Recloser, 27 kV, 560A, 12 kA, BIL 150kV con protección sencible a tierra, incluye caja de control.	Und	3		14 500	43 500		43 500
1,13	Seccionador de Barra 36 kV, 630A, BIL 170 kV.	Und	4		4 600	18 400		18 400
1,14	Pararrayos de Ozn 24 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm.	Und	3		900	2 700		2 700
1,15	Pararrayos de Ozn 24 kV, 10 kA, clase distribución, 4200 msnm.	Und	6		90	540		540
1,16	Transformador de Tensión 22,9:V3/0,1:3 kV, 10 VA, cl 3P, BIL 150 kV.	Und	3		1 300	3 900		3 900
1,17	Transformador trifásico de 75 kVA, 22,9+2x2,5%/0,4-0,23 kV p/S.A.	Und	1		2 500	2 500		2 500
1,18	Seccionador fusible tipo Cut-Out 27 kV, 100 A, BIL 150 kV, c/fusible de 5A.	Und	3		85	255		255
1,19	Pórticos y barras Montantes, vigas, aisladores, conectores, etc	Glb	1			40 000	4 000	44 000
1,20	Sistema de puesta a tierra profunda y superficial	Glb	1	1		15 000	1 500	16 500
1,21	Tableros de control y mando - Tablero de protección - Tablero de control y mando - Tablero de medición - Tablero de servicios auxiliares	Cjt	1			60 000		60 000
1,22	Cables de control	Cjt	1			10 000	1 000	11 000
1,23	Instalaciones eléctricas exteriores	Cjt	1			1 500	250	1 750
Subtotal de Suministro de Equipos y Materiales						1 133 865	52 150	1 186 015
II	Montaje Electromecánico	Gbl	1			170 080	5 215	175 295
III	Obras Civiles	Gbl	1			226 773	10 430	237 203
SubTotal						1 530 718	67 795	1 598 513
IV	Otros Costos Directos							
	- Movilización y Desmovilización	Gbl	1			22 961	1 017	23 978
	- Obras Provisionales	Gbl	1			30 614	1 356	31 970
	- Ingeniería de Detalle	Gbl	1			22 961	1 017	23 978
	- Pruebas y Puesta en Servicio	Gbl	1			7 654	339	7 993
TOTAL COSTO DIRECTO						1 614 907	71 524	1 686 431
V	COSTOS INDIRECTOS							
	- Servidumbre (costo del terreno)	Gbl	1			16 149	715	16 864
	- Ingeniería	Gbl	1			24 224	1 073	25 296
	- Supervisión	Gbl	1			48 447	2 146	50 593
	- Administración	Gbl	1			32 298	1 430	33 729
	- Gastos Financieros	Gbl	1			48 447	2 146	50 593
	- Gastos Generales	Gbl	1			161 491	7 152	168 643
	- Utilidades	Gbl	1			80 745	3 576	84 322
TOTAL COSTO INDIRECTOS						411 801	18 239	430 040
COSTO TOTAL						2 026 709	89 762	2 116 471
I.G.V.-19%						385 075	17 055	402 129
COSTO TOTAL CON I.G.V.						2 411 783	106 817	2 518 600

ANEXO B.5.10.4
INVERSIONES PREVISTAS
Alternativa I : Subestación Pomacocha 220/50/22,9 kV
y Línea 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco

VALORIZACIÓN DEL SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		Costo-US \$	
		Unid	Cant.	Untario	Total
I	Suministro de Equipos y Materiales				
1	Sistema de Telecomunicaciones				255 232
1.1	Onda Portadora				92 160
	Equipo OP	Unid.	2	30 720	61 440
	Filtro acoplamiento	Unid.	2	5 120	10 240
	Trampa de onda	Unid.	4	5 120	20 480
1.2	Telefonía				7 834
	Central telefónica	Unid.	1	7 680	7 680
	Aparato telefónico	Unid.	4	38	154
1.3	Microondas				155 238
	Equipo de radio	Unid.	6	15 360	92 160
	Multiplexor	Unid.	2	15 360	30 720
	Antena	Unid.	6	1 024	6 144
	Torre de antena	Unid.	4	2 560	10 240
	Cable coaxial	Unid.	120	5	614
	Fuente alimentación	Unid.	2	7 680	15 360
2	Sistema de Control	Glb			20 000
	Subtotal de Sumin. Equip y Materiales				275 232
II	Montaje Electromecánico				55 046
III	Obras Civiles				10 000
	SubTotal				340 278
IV	Otros Costos Directos				
	- Ingeniería de Detalle	Gbl	1		3 403
	- Pruebas y Puesta en Servicio	Gbl	1		3 403
	TOTAL COSTO DIRECTO				347 084
V	COSTOS INDIRECTOS				
	- Ingeniería	Gbl	1		5 206
	- Supervisión	Gbl	1		12 148
	- Administración	Gbl	1		6 942
	- Gastos Financieros	Gbl	1		10 413
	- Gastos Generales	Gbl	1		34 708
	- Utilidades	Gbl	1		17 354
	TOTAL COSTO INDIRECTOS				86 771
	COSTO TOTAL				433 855
	I.G.V.-19%				82 432
	COSTO TOTAL CON I.G.V.				516 287



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Auto-Transformador
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

LEYENDA

	Proyecto (Alternativo II)
	Futuro
	Existente
	220kV
	50kV
	MT
	220kV
	50kV
	MT
	Mina
	San Cristobal

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANEXO N°

DIAGRAMA UNIFILAR - ALTERNATIVA II

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

DIS. : JC. SANTOS A.	FECHA: OCT-2003	ANEXO N°
REY. : C. HUAYLASCO M.	ESCALA:	B.6.1
APR. : C. HUAYLASCO M.		

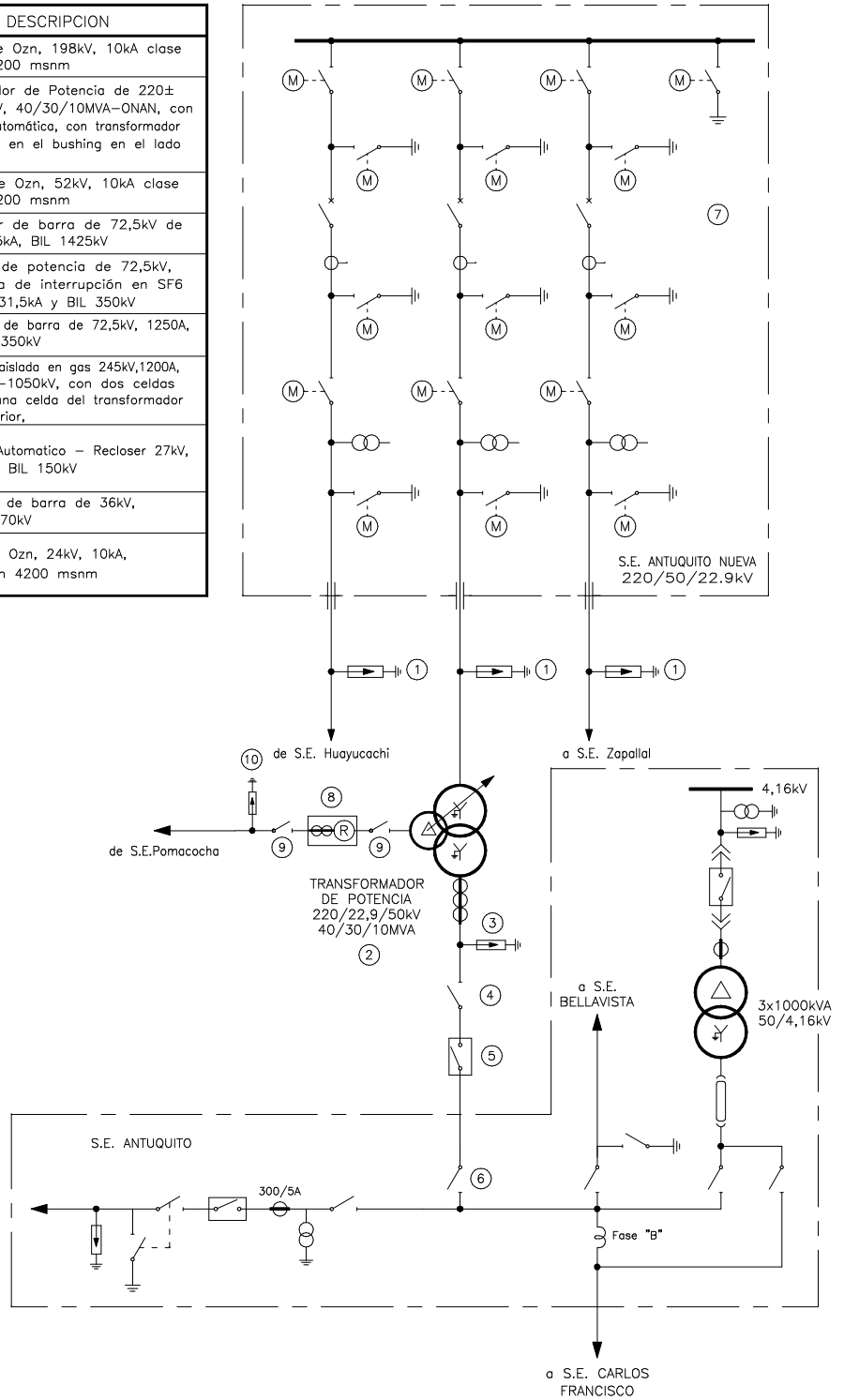
- NOTAS:
- ① Mina Rosaura de 9MW, que entra en operación a finales del 2003
 - ② La Mina Tamborcoche de Wiese Sudameris a cambiado de suministro de luz del sur por el de la C.H. Huanchor.


HUANCHOR

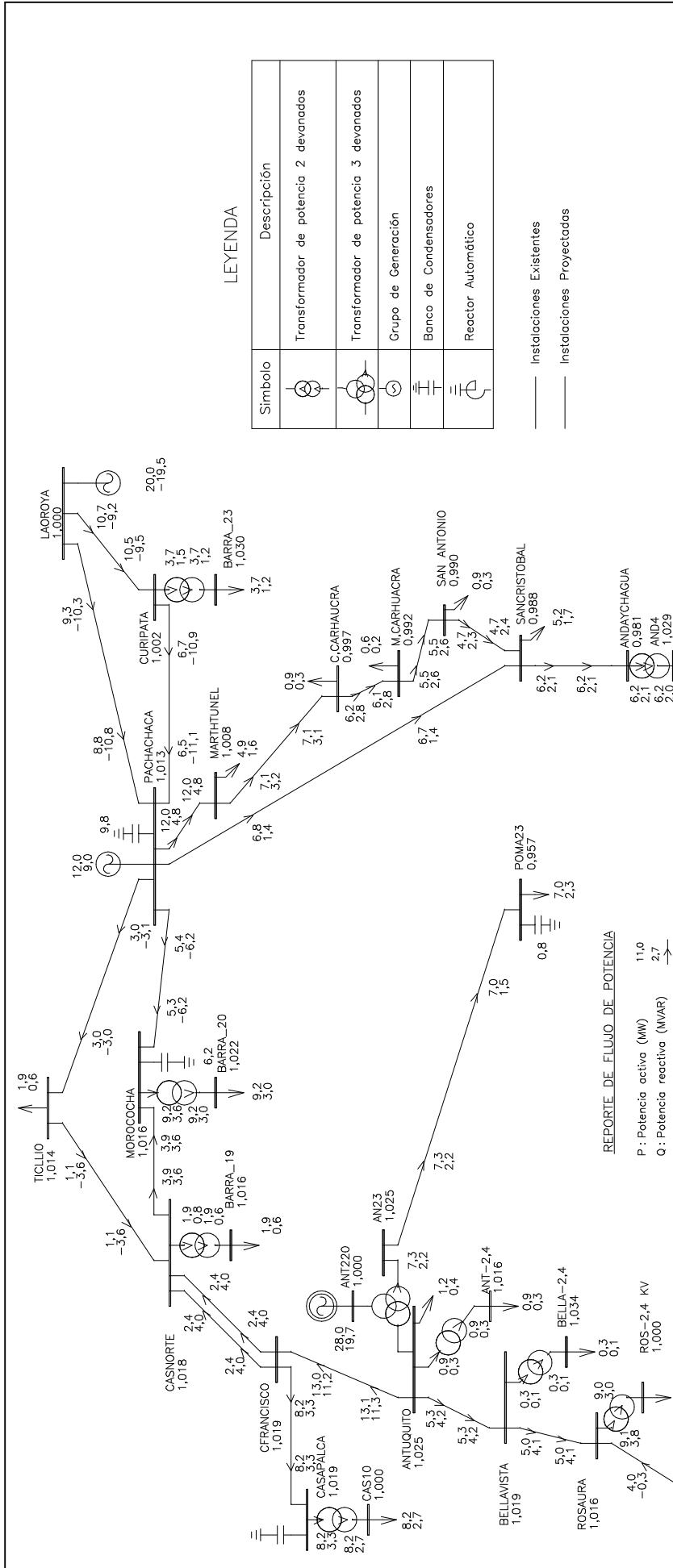
C.H.
2x10 MVA
10kV
5 MWR
2x10 MVA
10kV
5 MWR

LEYENDA

N°	DESCRIPCION
①	Parrayos de Ozn, 198kV, 10kA clase estación, 4200 msnm
②	Transformador de Potencia de 220±11x1%/50kV, 40/30/10MVA-ONAN, con regulación automática, con transformador de corriente en el bushing en el lado de 50kV.
③	Parrayos de Ozn, 52kV, 10kA clase estación, 4200 msnm
④	Seccionador de barra de 72,5kV de 1250A, 31,5kA, BIL 1425kV
⑤	Interruptor de potencia de 72,5kV, con cámara de interrupción en SF6 de 1250A, 31,5kA y BIL 350kV
⑥	Seccionador de barra de 72,5kV, 1250A, 31,5kA BIL 350kV
⑦	Subestación aislada en gas 245kV,1200A, 31,5kA, BIL-1050kV, con dos celdas de línea y una celda del transformador del tipo interior,
⑧	Reconector Automatico - Recloser 27kV, 560A, 12kA, BIL 150kV
⑨	Seccionador de barra de 36kV, 630A, BIL 170kV
⑩	Parrayos de Ozn, 24kV, 10kA, tipo estación 4200 msnm



 <p>UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA</p>		
<p>TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACIÓN POMACOCHA EN 220 kV</p>		
<p>ANEXO : DIAGRAMA UNIFILAR S.E ANTUQUITO 220/50/22,9 kV-40/30/10 MVA-ALTERNATIVA II</p>		
DIS. : JC. SANTOS A.	REV. : C. HUAYLLASCO M.	FECHA: OCT-2003
APR. : C. HUAYLLASCO M.	DIB. : J. TOLEDO Z.	ESCALA:
		B.6.2



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

Instalaciones Existentes
 Instalaciones Proyectadas

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

P : Potencia activa (MW) 11,0
 Q : Potencia reactiva (MVAR) 2,7
 V : Tensión (pu) 0,984
 D : Carga (MW) 9,0
 (MVAR) 3,0

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Año	Demanda Máxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)	
		(MW)	%		
2 005	75,674	2,317	2,971		2,566

Factor de Carga (FC): 0,800
 Factor de Pérdidas (FP): 0,688

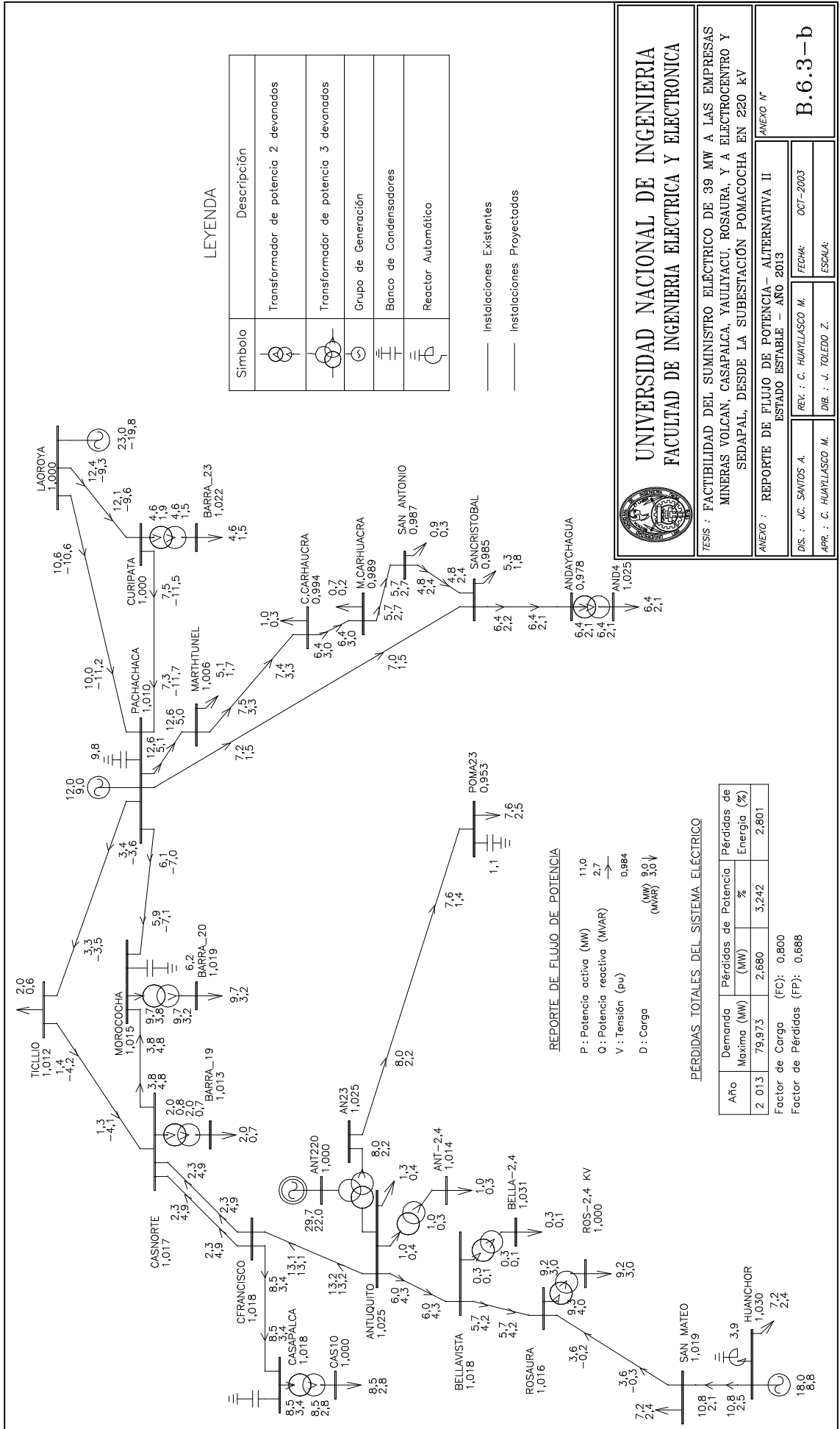
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS
 MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y
 SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO N°
 REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - ALTERNATIVA II
 ESTADO ESTABLE - AÑO 2005

DIS. : JC. SANTOS A.	FECHA: OCT-2003
REV. : C. HUAYLASCO M.	ESCALA:
APR. : C. HUAYLASCO M.	DIB. : J. TOLEDO Z.

B.6.3-a



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas


REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

- P : Potencia activa (MW) 11,0
- Q : Potencia reactiva (MVAR) 2,7
- V : Tensión (pu) 0,984
- D : Carga (MW) 9,0
- (MVAR) 3,0

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Año	Demanda Máxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)	
		(MW)	%		
2 013	79,973	2,680	3,242	2,801	

Factor de Carga (FC): 0,800
 Factor de Pérdidas (FP): 0,688



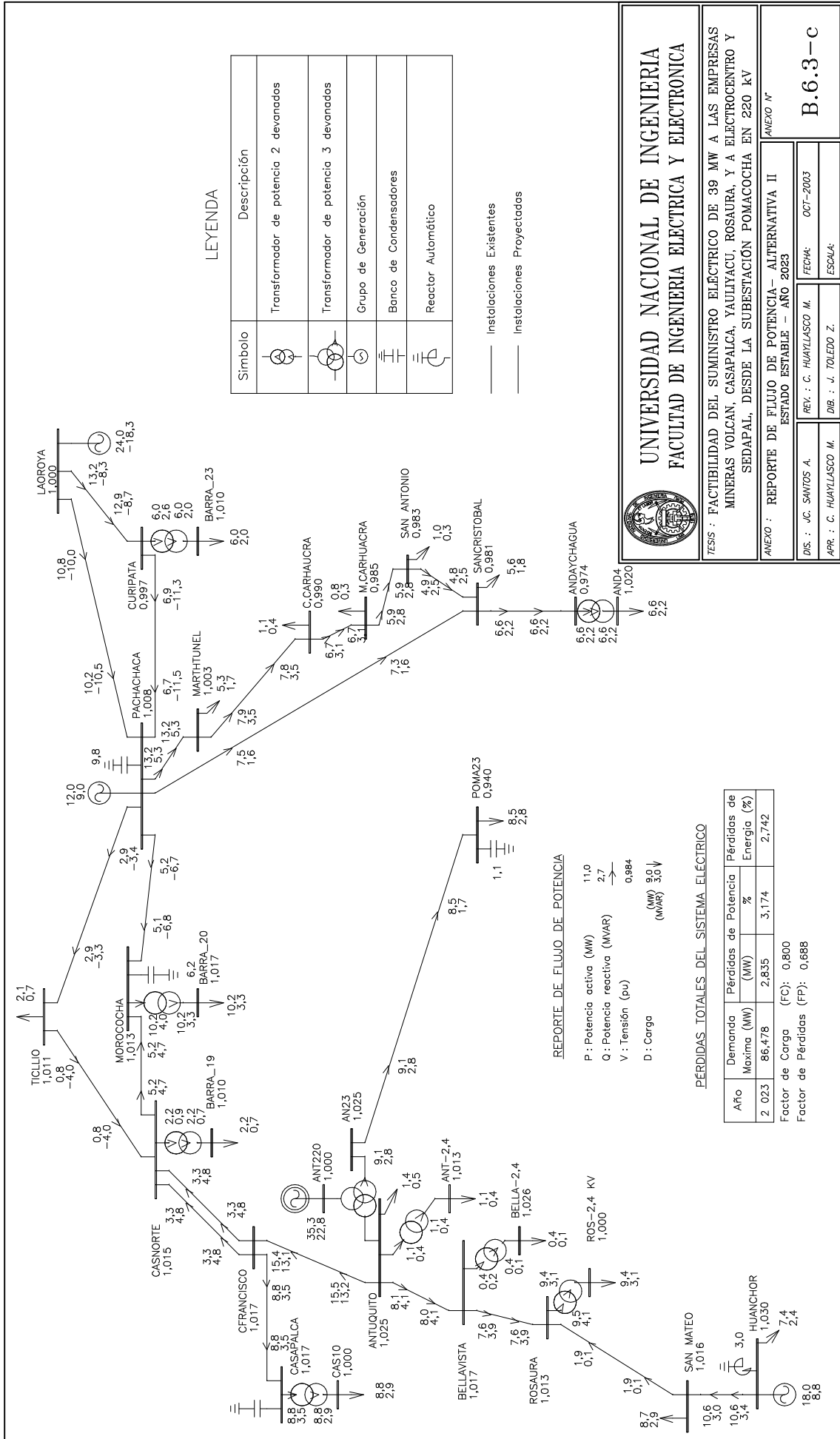
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO N°
ESTADO ESTABLE - AÑO 2013
REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - ALTERNATIVA II

DIS. : JC. SANTOS A.	FECHA: OCT-2003
REV. : C. HUAYLASCO M.	ESCALA:
APR. : C. HUAYLASCO M.	DIB. : J. TOLEDO Z.

B.6.3-b



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

- P : Potencia activa (MW) 11.0
- Q : Potencia reactiva (MVAR) 2.7
- V : Tensión (pu) 0.984
- D : Carga (MW) 9.0
(MVAR) 3.0

PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELECTRICO

Año	Demanda Maxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)	
		(MW)	%	(%)	(%)
2 023	86,478	2,835	3,174	2,742	

Factor de Carga (FC): 0.800
Factor de Pérdidas (FP): 0.688

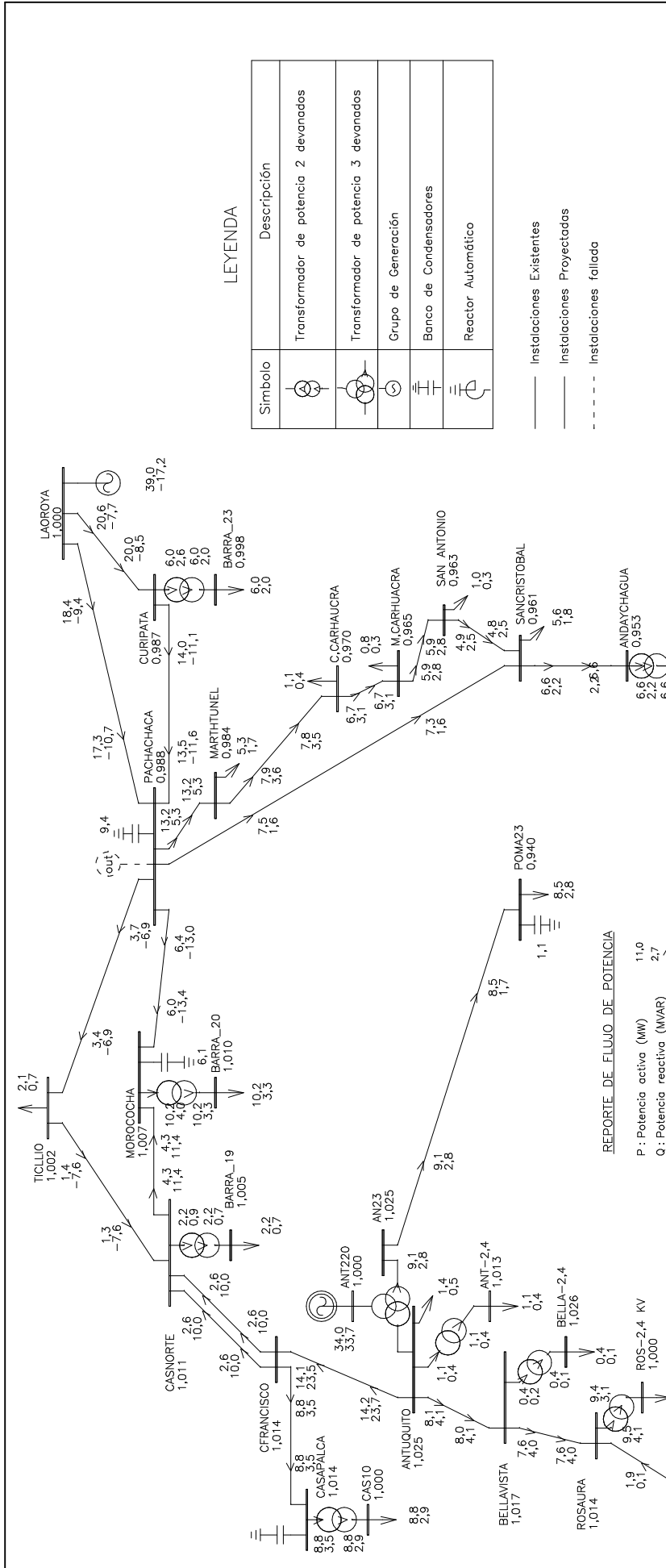
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO N°

ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - ALTERNATIVA II ESTADO ESTABLE - AÑO 2023	ANEXO N°
DIS. : JC. SANTOS A.	FECHA: OCT-2003
REV. : C. HUAYLASCO M.	ESCALA:
APR. : C. HUAYLASCO M.	DIB. : J. TOLEDO Z.

B.6.3-C



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas
- - - - - Instalaciones fallada

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

P : Potencia activa (MW) 11,0
 Q : Potencia reactiva (MVAR) 2,7
 V : Tensión (pu) 0,984
 D : Carga (MW) 9,9
 (MVAR) 3,9

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Año	Demanda Máxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)	
		(MW)	%		
2 023	86,478	4,562	5,011	4,340	

Factor de Carga (FC): 0,800
 Factor de Pérdidas (FP): 0,688

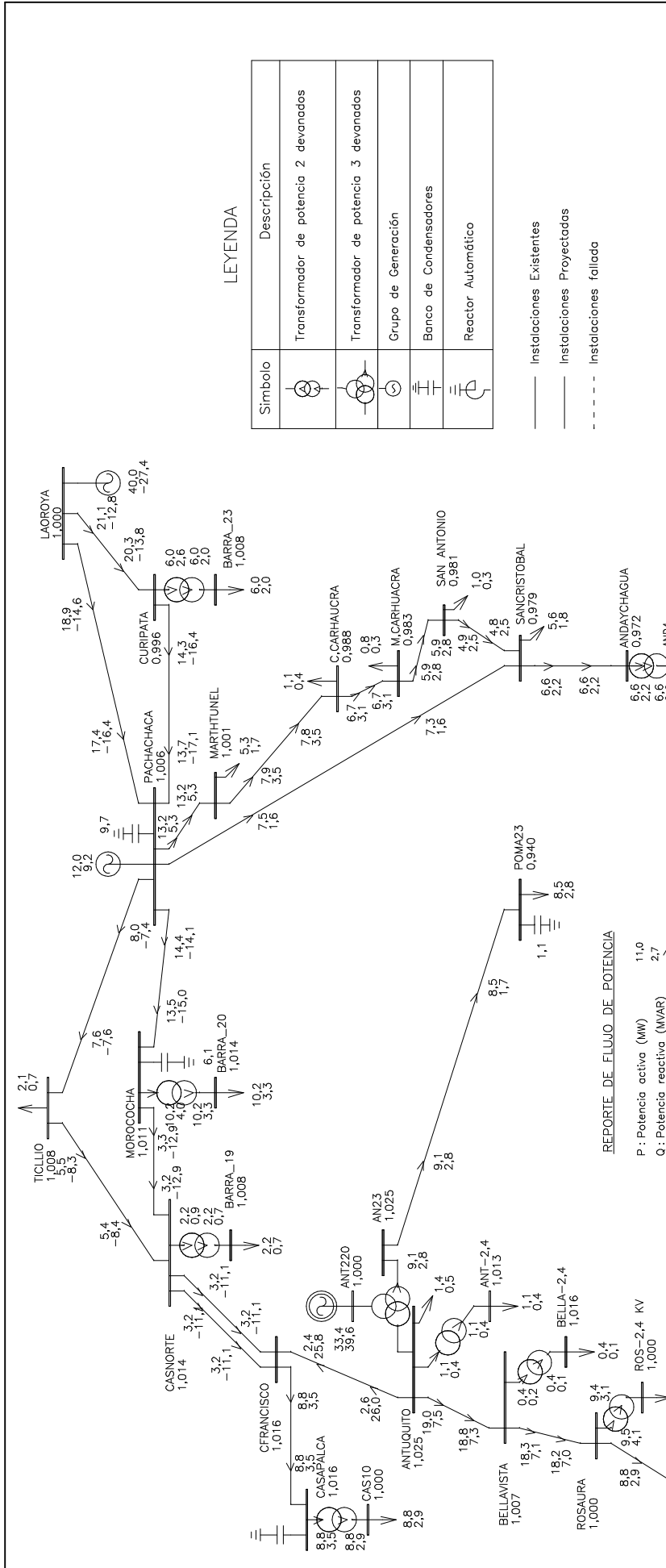
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO N°
 ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - CONTINGENCIA I
 SALIDA DE LA C.H. PACHACHACA-12 MW-AÑO 20-2023-ALTERNATIVA II

DIS. : JC. SANTOS A.	FECHA: OCT-2003
REV. : C. HUAYLASCO M.	ESCALA:
APR. : C. HUAYLASCO M.	DIB. : J. TOLEDO Z.

B.6.4



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas
- - - - Instalaciones fallada

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

P : Potencia activa (MW) 11,0
 Q : Potencia reactiva (MVAR) 2,7
 V : Tensión (pu) 0,984
 D : Carga (MW) 9,0
 (MVAR) 3,0

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Año	Demanda Máxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)	
		(MW)	%		
2 023	83,581	6,275	7,352	6,388	

Factor de Carga (FC): 0,800
 Factor de Pérdidas (FP): 0,688

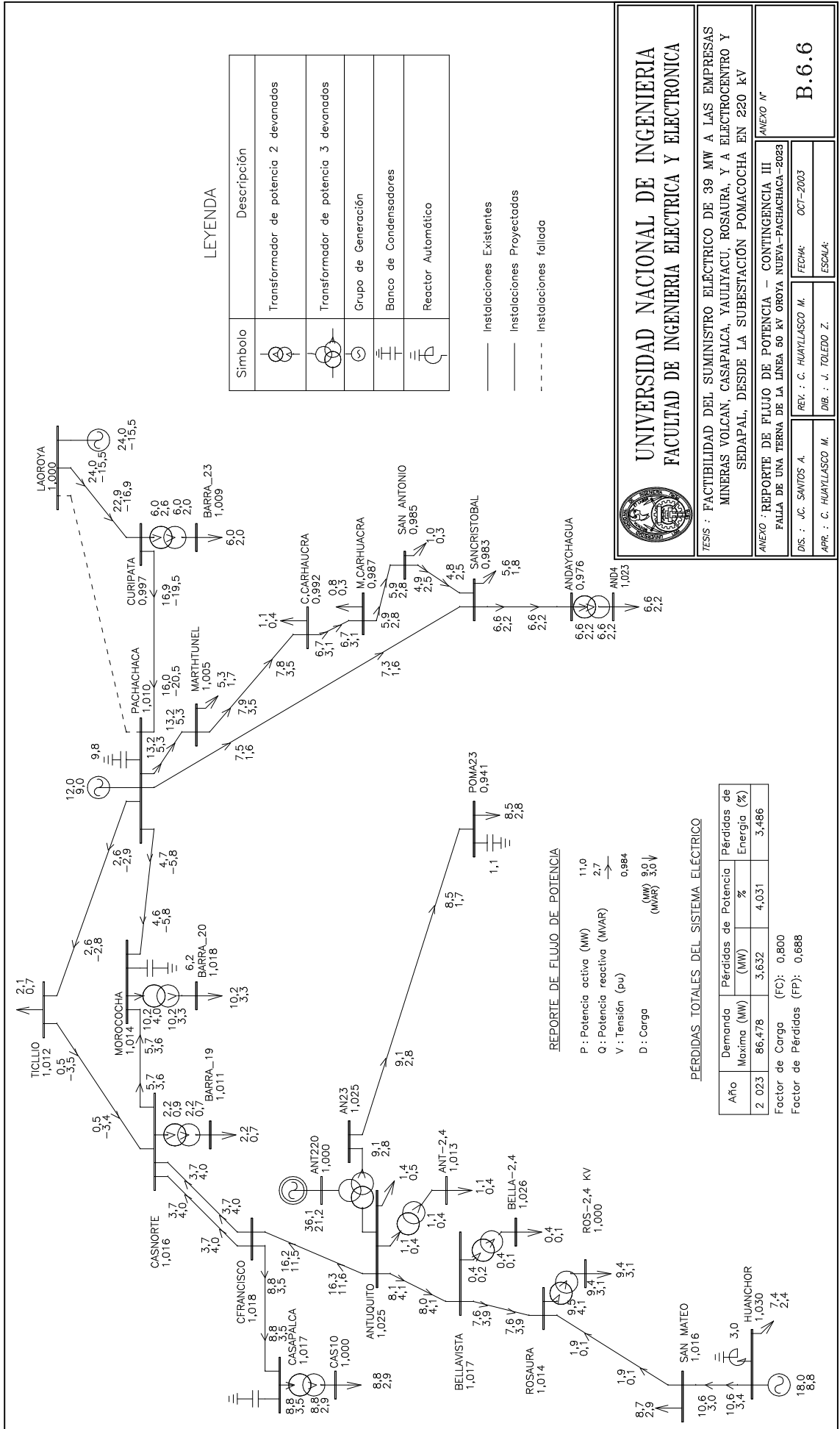
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO N°

ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - CONTINGENCIA II SALIDA DE LA C.H. HUANCHOR-18 MW-AÑO 20-2023-ALTERNATIVA II	OCT-2003
DIS. : JC. SANTOS A.	FECHA:
REV. : C. HUAYLASCO M.	OCT-2003
APP. : C. HUAYLASCO M.	ESCALA:
DIB. : J. TOLEDO Z.	

B.6.5



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas
- Instalaciones fallada

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO N°

ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - CONTINGENCIA III FALLA DE UNA TIERNA DE LA LINEA 50 KV OROYA NUEVA-PACHACHACA-2023	OCT-2003
DIS. : JC. SANTOS A.	FECHA:
REV. : C. HUAYLASCO M.	ESCALA:
APR. : C. HUAYLASCO M.	DIB. : J. TOLEDO Z.

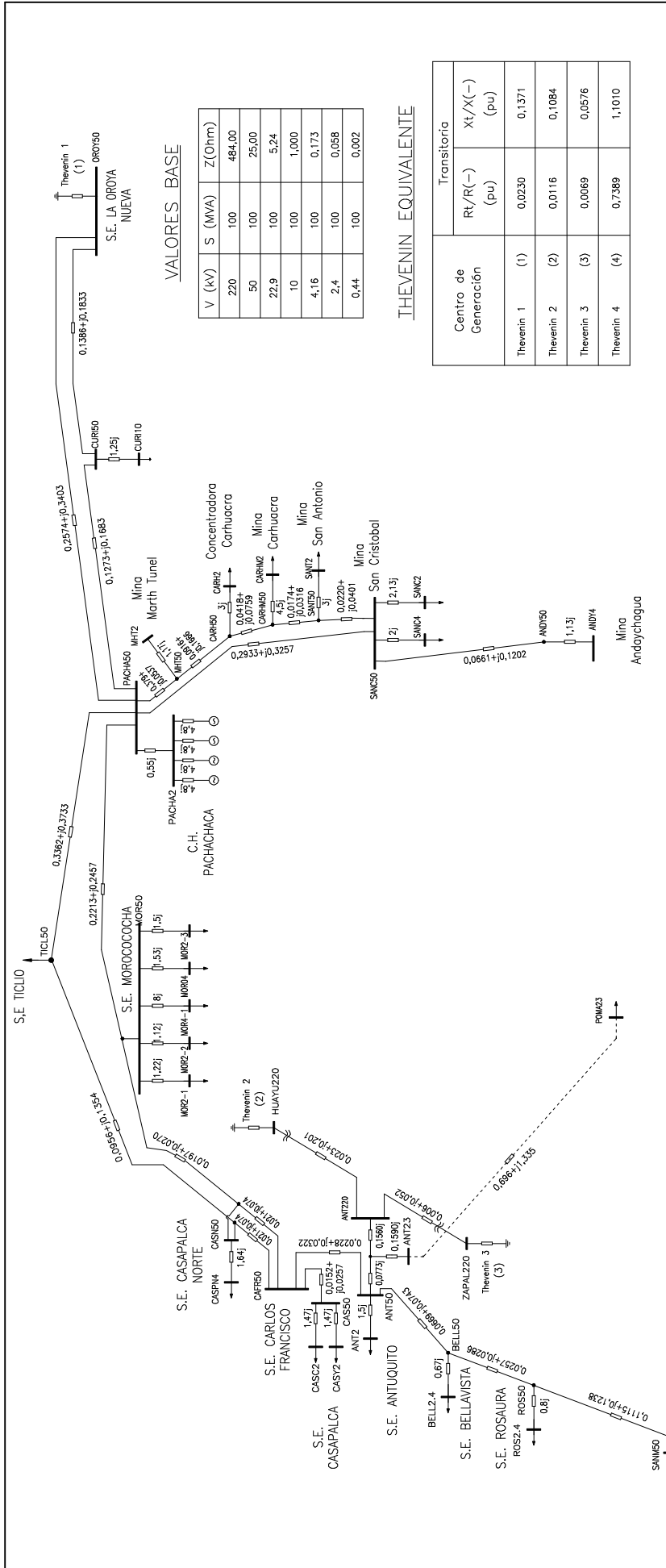
REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

- P : Potencia activa (MW) 11,0
- Q : Potencia reactiva (MVAR) 2,7
- V : Tensión (pu) 0,984
- D : Carga (MW) 9,0
- (MVAR) 3,0

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Año	Demanda Máxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)	
		(MW)	%		
2 023	86,478	3,632	4,031	3,486	

Factor de Carga (FC): 0,800
Factor de Pérdidas (FP): 0,688




VALORES BASE

V (kV)	S (MVA)	Z(Ohm)
220	100	484,00
50	100	25,00
22,9	100	5,24
10	100	1,000
4,16	100	0,173
2,4	100	0,058
0,44	100	0,002

THEVENIN EQUIVALENTE

Centro de Generación	Transitoria	
	Rt/R(-) (pu)	Xt/X(-) (pu)
Thevenin 1	0,0230	0,1371
Thevenin 2	0,0116	0,1084
Thevenin 3	0,0069	0,0576
Thevenin 4	0,7389	1,1010



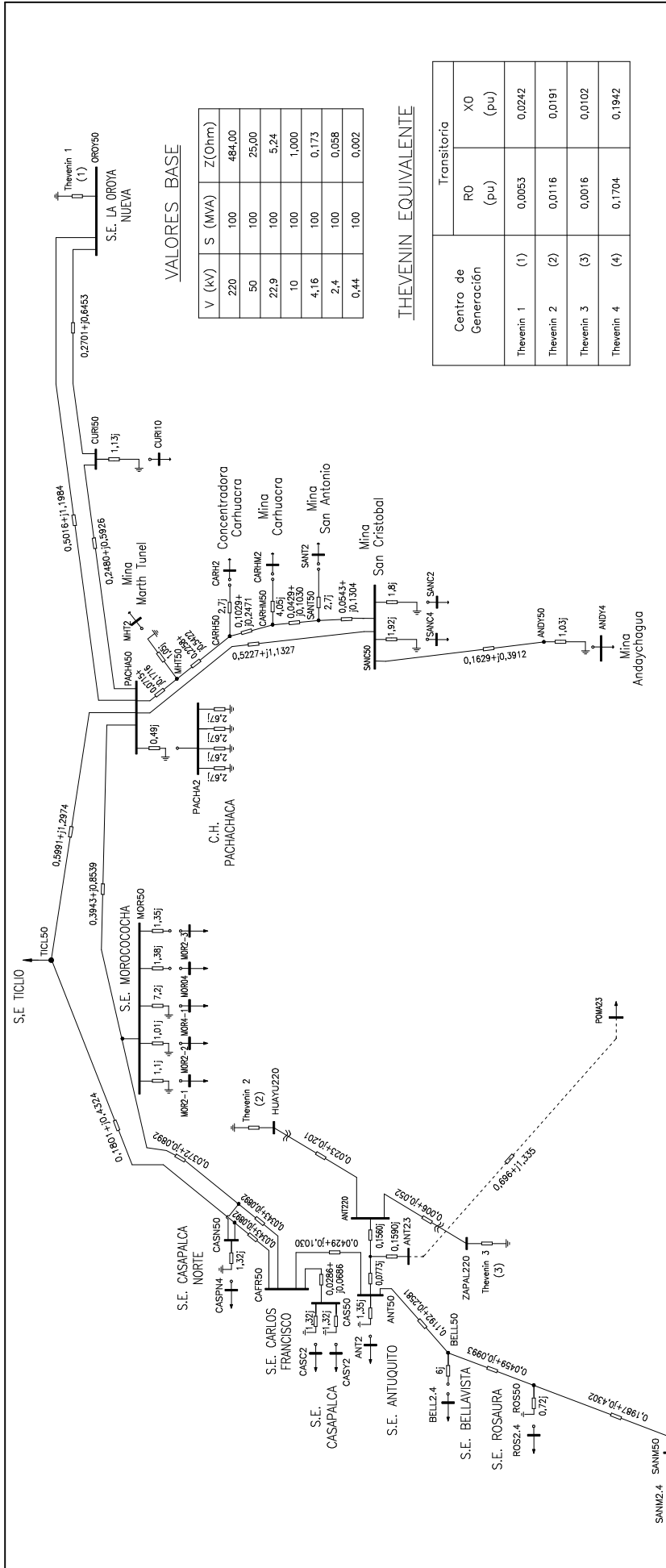
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBSTACION POMACUCHA EN 220 kV

ANEXO N°

MAPA DE IMPEDANCIAS EN SECUENCIA POSITIVA/NEGATIVA	FECHA: OCT-2003	B.6.8.1
DIS. : JC. SANTOS A.	REX. : C. HUAYLASCO M.	ESCALA:
APR. : C. HUAYLASCO M.	DIB. : J. TOLEDO Z.	

- NOTAS:**
- 1.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional a la barra Oroya Nueva 50 kV.
 - 2.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional en la barra Huayucachi 220 kV.
 - 3.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional en la barra Zapallal 220 kV.
 - 4.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional en la barra San Mateo 50 kV.




VALORES BASE

V (kV)	S (MVA)	Z(Ohm)
220	100	484.00
50	100	25.00
22.9	100	5.24
10	100	1.000
4.16	100	0.173
2.4	100	0.058
0.44	100	0.002

THEVENIN EQUIVALENTE

Centro de Generación	Transitoria	
	R0 (pu)	X0 (pu)
Thevenin 1	0.0053	0.0242
Thevenin 2	0.0116	0.0191
Thevenin 3	0.0016	0.0102
Thevenin 4	0.1704	0.1942



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACUCHA EN 220 kV

ANEXO : **MAPA DE IMPEDANCIAS EN SECUENCIA HOMOPOLAR** ANEXO N°

DIS. : JC. SANTOS A.	FECHA: OCT-2003
REX. : C. HUAYLASCO M.	ESCALA:
APR. : C. HUAYLASCO M.	

B.6.8.2

- NOTAS:**
- 1.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional a la barra Oroya Nueva 50 kV.
 - 2.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional en la barra Huayucachi 220 kV.
 - 3.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional en la barra Zepallai 220 kV.
 - 4.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional en la barra San Mateo 50 kV.

ANEXO B.6.8.3
CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO
RESULTADOS DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

Centro de Carga o Generación	Codificación de Barra	Tensión Nominal (kV)	Corrientes de Cortocircuito			Corrientes de Cortocircuito		
			I3	I0	I2	I3	I0	I2
			pu	pu	pu	kA	kA	kA
Oroya Nueva	OROY50	50	8,70	11,86	-7,56	10,04	13,70	-8,74
Curipata	CURI50	50	4,49	4,11	-3,92	5,19	4,74	-4,53
	CURI10	10	0,69	0,00	-0,60	3,97	0,00	-3,44
Pachachaca	PACHA50	50	5,16	5,61	-4,54	5,95	6,48	-5,24
	PACHA2	2,4	2,16	1,97	-2,02	52,08	47,40	-48,64
Marth Tunel	MHT50	50	3,94	4,07	-3,45	4,55	4,69	-3,99
	MHT2	2,4	0,71	0,00	-0,62	17,18	0,00	-14,91
Concentradora Carhuacra	CARH50	50	2,68	2,50	-2,34	3,10	2,89	-2,70
	CARH2	2,4	0,30	0,00	-2,60	7,21	0,00	-62,52
Mina Carhuacra	CARHM50	50	2,51	2,46	-2,19	2,89	2,84	-2,52
	CARHM2	2,4	0,21	0,00	-0,18	4,96	0,00	-4,29
San Antonio	SANT50	50	2,47	2,52	-2,15	2,85	2,91	-2,49
	SANT2	2,4	0,30	0,00	-0,26	7,16	0,00	-6,20
San Cristobal	SANC50	50	2,45	2,66	-2,14	2,83	3,07	-2,47
	SANC2	2,4	0,42	0,00	-0,37	10,18	0,00	-8,82
	SANC4	4,16	0,40	0,00	-0,35	5,56	0,00	-4,82
Andaychagua	ANDY50	50	1,83	1,96	-1,60	2,12	2,26	-1,84
	ANDY4	4,16	0,61	0,00	-0,53	8,46	0,00	-7,34
	ANDY23	22,9				0,00	0,00	0,00
Pomacocha	POMA23	22,9	0,46	0,00	-0,40	1,16	0,00	-1,01
Morococha	MOR50	50	4,40	4,99	-3,85	5,08	5,76	-4,45
	MOR2-1	2,4	0,70	0,00	-0,60	16,77	0,00	-14,55
	MOR2-2	2,4	0,75	0,00	-0,65	18,03	0,00	-15,64
	MOR2-3	2,4	0,58	0,00	-0,51	14,04	0,00	-12,17
	MOR4-1	4,16	0,57	0,00	-0,50	7,95	0,00	-6,89
	MOR04	0,44	0,12	0,00	-0,11	15,98	0,00	-13,84
Ticlio	TICL50	50	3,36	2,89	-2,93	3,88	3,34	-3,39
Casapalca Norte	CASN50	50	4,67	5,34	-4,09	5,39	6,17	-4,73
	CASN4	4,16	0,54	0,00	-0,47	7,53	0,00	-6,53
Carlos Francisco	CAFR50	50	4,73	5,41	-4,14	5,46	6,25	-4,79
Casapalca	CAS50	50	4,23	4,66	-3,70	4,89	5,38	-4,28
	CASC2	2,4	0,59	0,00	-0,51	14,23	0,00	-12,34
	CASY2	2,4	0,59	0,00	-0,51	14,23	0,00	-12,34
Antuquito	ANT50	50	4,92	5,52	-4,31	5,68	6,37	-4,98
	ANT2	2,4	0,59	0,00	-0,51	14,18	0,00	-12,30
	ANT23	22,9	1,43	0,00	-1,25	3,61	0,00	-3,14
	ANT220	220	13,71	12,74	-11,93	3,60	3,34	-3,13
Zapallal	ZAPAL220	220	20,98	28,49	-18,25	5,51	7,48	-4,79
Huayucachi	HUAYU220	220	12,53	16,82	-10,90	3,29	4,42	-2,86
Bellavista	BELL50	50	3,95	3,95	-3,47	4,56	4,56	-4,01
	BELL2	2,4	0,14	0,00	-0,13	3,49	0,00	-3,02
Rosaura	ROS50	50	3,70	3,76	-3,26	4,27	4,34	-3,76
	ROS2	2,4	0,40	0,00	-0,34	9,54	0,00	-8,27
San Mateo	SANM50	50	3,10	3,86	-2,76	3,58	4,46	-3,18
	SANM2	2,4	0,25	0,00	-0,22	6,10	0,00	-5,30
Huanchor	HUAN50	50	2,83	3,47	-2,53	3,27	4,00	-2,92
	HUAN10	10	1,96	2,41	-1,83	11,31	13,90	-10,58

ANEXO B.6.9.1
INVERSIONES PREVISTAS
Alternativa II : Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV

RESUMEN DE INVERSIONES

Ítem	Descripción	Costos (US \$)	
		sin IGV	con IGV
I	Subestaciones de Potencia		
	Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV - 40/30/10 MVA	4 658 311	5 543 390
II	Sistema de Telecomunicaciones y Control	246 524	293 364
III	Linea Primaria		
	L.T. 22,9 kV Antuquito-Pomacocha -15,2 km-150mm ² -AAAC	191 782	228 220
Total		5 096 617	6 064 974

ANEXO B.6.9.2
INVERSIONES PREVISTAS
Alternativa II : Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV

VALORIZACIÓN DE LAS SUBESTACIÓN ANTUQUITO 220/50/22.9 KV

ITEM	DESCRIPCION	Unid	Cantidad	Costo - US \$	
				Unitario	Total
I	Suministro de Equipos y Materiales				
1,1	Transformador de Potencia de 220+11x1%/50/22,9 kV, 40/30/10 MVA ONAN, c/regulación automática. c/transformador de corriente en bushing lado de 50 kV de 250/1/1/1 A altura de instalación 4200 msnm.	Und	1	580 000	580 000
1,2	Subestación aislada por gas, conformada por tres celdas en 245 kV (dos celdas de salida de línea aérea y una celda para el transformador de potencia), y cuyas características técnicas son las siguientes: Tensión Nominal : 245 kV Frecuencia Nominal : 60 Hz Tensión Nominal soportable a frecuencia industrial : 460 kV Tensión Nominal soportable a impulso atmosférico (1,2/50 us) : 1050 kV Corriente Nominal : 2000 A Corriente Nominal de Corta Duración : 40 kA Altura de instalación : 4200 msnm Instalación : tipo interior Con modulo de conexión SF6/aire para las salidas de las celdas	Und	3	850 000	2 550 000
1,3	Pararrayos de Ozn 198 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm.	Und	9	4 800	43 200
1,4	Interruptor de Potencia de 72,5 kV, c/ cámara de interrupción en SF6, operación tripolar, de 1250 A, 31,5 kA, BIL 350 kV.	Und	1	32 000	32 000
1,5	Seccionador de Barra de 72,5 kV, con operación tripolar de 1250 A, 31,5 kA, BIL 350 kV.	Und	2	6 400	12 800
1,6	Pararrayos de Ozn 52 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm.	Und	3	1 800	5 400
1,7	Pórticos y barras Montantes, vigas, aisladores, conectores, etc	Gbl	1	25 000	25 000
1,8	Derivación de Línea en 220 kV Torres Terminales de entrada - salida Conductor y accesorios Cadena de aisladores y accesorios Cable de guarda y accesorios Sistema de puesta a tierra	Gbl	1	55 800	55 800
		Gbl	1	9 800	9 800
		Gbl	1	3 504	3 504
		Gbl	1	450	450
		Gbl	1	1 600	1 600
1,9	Reconector Automático-Recloser, 27 kV, 560A, 12 kA, BIL 150kV con protección sensible a tierra, incluye caja de control.	Und	1	14 500	14 500
1,10	Seccionador de Barra 36 kV, 630A, BIL 170 kV.	Und	2	4 600	9 200
1,11	Pararrayos de Ozn 24 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm.	Und	3	900	2 700
	Trasnformador de Tensión 22,9:V3/0,1:3 kV, 10 VA, cl 3P, BIL 150 kV.	Und	3	1 300	3 900
1,12	Sistema de puesta a tierra profunda y superficial	Gbl	1	12 000	12 000
1,13	Tableros de control y mando - Tablero de protección - Tablero de control y mando - Tablero de medición - Tablero de servicios auxiliares	Cjt	1	70 000	70 000
1,14	Cables de control	Cjt	1	12 000	12 000
1,15	Instalaciones eléctricas exteriores	Cjt	1	2 500	2 500
	Subtotal de Suministro de Equipos y Materiales				3 446 350
II	Montaje Electromecánico	Gbl	1		172 318
III	Obras Civiles	Gbl	1		241 245
	SubTotal				3 859 914
IV	Otros Costos Directos				
	- Movilización y Desmovilización	Gbl	1		19 300
	- Obras Provisionales	Gbl	1		19 300
	- Ingeniería de Detalle	Gbl	1		57 899
	- Pruebas y Puesta en Servicio	Gbl	1		8 106
	TOTAL COSTO DIRECTO				3 964 520
V	COSTOS INDIRECTOS				
	- Servidumbre (costo del terreno)	Gbl	0		0
	- Ingeniería	Gbl	1		59 468
	- Supervisión	Gbl	1		79 290
	- Administración	Gbl	1		79 290
	- Gastos Financieros	Gbl	1		79 290
	- Gastos Generales	Gbl	1		198 226
	- Utilidades	Gbl	1		198 226
	TOTAL COSTO INDIRECTOS				693 790
	COSTO TOTAL				4 658 310
	I.G.V.-19%				885 079
	COSTO TOTAL CON I.G.V.				5 543 389

ANEXO B.6.9.3
INVERSIONES PREVISTAS
Alternativa II : Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV

VALORIZACIÓN DEL SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES

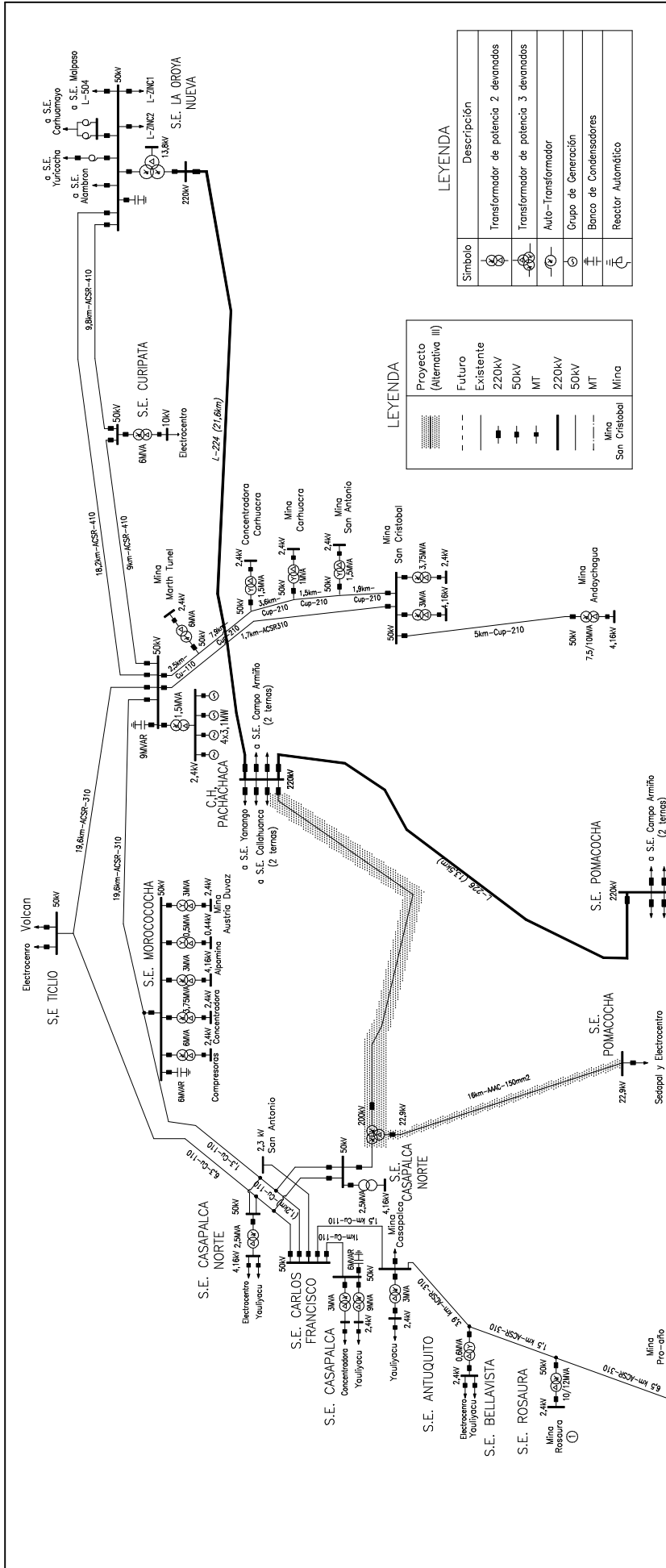
ITEM	DESCRIPCION	METRADO		Costo-US \$	
		Unid	Cant.	Untario	Total
I	Suministro de Equipos y Materiales				
1	Sistema de Telecomunicaciones				112 794
1.1	Onda Portadora				104 960
	Equipo OP	Unid.	2	30 720	61 440
	Equipo de teleprotección	Unid.	2	6 400	12 800
	Filtro acoplamiento	Unid.	2	5 120	10 240
	Trampa de onda	Unid.	4	5 120	20 480
1.2	Telefonía				7 834
	Central telefónica	Unid.	1	7 680	7 680
	Aparato telefónico	Unid.	4	38	154
2	Sistema de Control	Gbl			40 000
	Subtotal de Sumin. Equip y Materiales				152 794
II	Montaje Electromecánico				30 559
III	Obras Civiles				10 000
	SubTotal				193 352
IV	Otros Costos Directos				
	- Ingeniería de Detalle	Gbl	1		1 934
	- Pruebas y Puesta en Servicio	Gbl	1		1 934
	TOTAL COSTO DIRECTO				197 219
V	COSTOS INDIRECTOS				
	- Ingeniería	Gbl	1		2 958
	- Supervisión	Gbl	1		6 903
	- Administración	Gbl	1		3 944
	- Gastos Financieros	Gbl	1		5 917
	- Gastos Generales	Gbl	1		19 722
	- Utilidades	Gbl	1		9 861
	TOTAL COSTO INDIRECTOS				49 305
	COSTO TOTAL				246 524
	I.G.V.-19%				46 840
	COSTO TOTAL CON I.G.V.				293 364

**ANEXO 6.5.9.4
VALORIZACIÓN DETALLADA
LINEA EN 22,9 KV POMACOCHA -CARLOS FRANCISCO (14,8 km)**

Item	Descripción	Unid.	Cantidad	Costo (US\$)	
				Unitario	Total
1.0	MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN	Glb	1	0	0
2.0	OBRAS PROVISIONALES				3 598
2,1	Instalación de Campamentos y Almacenes	Glb	1	2 128	2 128
2,2	Mantenimiento y Operación	Glb	1	1 470	1 470
3.0	OBRAS PRELIMINARES				11 341
3,1	Replanteo Topográfico de la ruta de la Línea	km	15,20	151	2 294
3,2	Estudio Geotécnico	Pto	3	182	545
3,3	Gestión de servidumbre (de acuerdo a Norma MEM/DEP-512)	km	15,20	133	2 023
3,4	Limpieza de la Franja de Servidumbre	Ha	6,1	154	939
3,5	Estudio de Impacto Ambiental (Incluye Supervisión del I.N.C.)	U	1,0	5 540	5 540
4.0	CAMINOS DE ACCESO EN TERRENO NORMAL				8 238
4,1	Caminos de acceso carrozable en terreno plano	km	2,9	1 541	4 393
4,2	Caminos de acceso carrozable en terreno ondulado	km	1,0	1 698	1 613
4,3	Caminos de acceso carrozable en terreno accidentado	km	1,0	2 349	2 232
5.0	ESTRUCTURA TÍPICAS				
a.1	Estructura de Suspensión "PS1" (0° -5°)		50		17 302
	Poste de madera 12 m, clase 6	U	50	150	7 508
	Cruceta de madera de 2,4 m	U	50	26	1 300
	Aislador tipo pin ANSI 56-3 incluye espiga	Cjto	150	15	2 245
	Ferretería para poste y cruceta	Glb.	50	20	1 000
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	50	32	1 600
	Transporte al punto de izaje	Glb.	50	18	900
	Montaje de armado	U	50	20	1 000
	Excavación , Erección y Cimentación de Poste de Madera	U	50	35	1 750
a.2.	Estructura de Angulo "PA1" (5° - 30°)		6		1 298
	Poste de madera 12 m, clase 6	U	1	150	150
	Cruceta de madera de 2,4 m	U	2	26	52
	Aislador tipo pin ANSI 56-3 incluye espiga	Cjto	6	15	90
	Retenida y accesorios	Glb.	1	26	26
	Ferretería para poste y cruceta	Glb.	1	50	50
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	U	6	35	210
	Transporte al punto de izaje	U	6	18	108
	Montaje de armado	U	6	32	192
	Instalación de retenidas	U	6	35	210
	Excavación , Erección y Cimentación de Poste de Madera	U	6	35	210
b.	Estructura de Angulo "PA2" (30° - 60°)		3		1 380
	Poste de madera 12 m, clase 5	U	3	193	579
	Cadena de Aisladores Polimerico Suspensión para 22,9 kV	U	9	34	306
	Retenida y accesorios	U	3	16	48
	Ferretería para poste	Glb.	3	10	30
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	3	34	102
	Transporte al punto de izaje	Glb.	3	18	54
	Montaje de armado	Glb.	3	17	51
	Instalación de retenidas	Glb.	3	35	105
	Excavación , Erección y Cimentación de Poste de Madera	U	3	35	105
c.	Estructura de Angulo "PA3" (60° - 90°)		1		678
	Poste de madera 12 m, clase 5	U	1	193	193
	Cadena de Aisladores Polimerico Anclaje para 22,9 kV	Cjto	6	38	226
	Retenida y accesorios	U	2	26	52
	Ferretería para poste	Glb.	1	20	20
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	42	42
	Transporte al punto de izaje	Glb.	1	18	18
	Montaje de armado	U	1	22	22
	Instalación de retenidas	U	2	35	70
	Excavación , Erección y Cimentación de Poste de Madera	U	1	35	35
d.	Estructura de Retención "PR3"		6		4 546
	Poste de madera 12 m, clase 5	U	6	193	1 158
	Cruceta de madera de 2,4 m	U	2	26	52
	Aislador tipo pin ANSI 56-3 incluye espiga	Cjto	6	15	90
	Cadena de Aisladores Polimerico Anclaje para 22,9 kV	Cjto	36	38	1 355
	Retenida y accesorios	U	12	26	312
	Ferretería para poste	Glb.	6	50	300
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	6	55	330
	Transporte al punto de izaje	Glb.	6	18	108
	Montaje de armado	U	6	35	210
	Instalación de retenidas	U	12	35	420
	Excavación , Erección y Cimentación de Poste de Madera	U	6	35	210

**ANEXO 6.9.4
VALORIZACIÓN DETALLADA
LINEA EN 22,9 kV POMACOCHA -CARLOS FRANCISCO (14,8 km)**

Item	Descripción	Unid.	Cantidad	Costo (US\$)	
				Unitario	Total
e.	Estructura Especial "PE" (0° - 90°)		2		2 735
	Poste de madera 12 m, clase 6	U	6	150	901
	Aislador tipo pin ANSI 56-3 incluye espiga	Cjto	6	15	90
	Cadena de Aisladores Polimerico Anclaje para 22,9 kV	Cjto	12	38	452
	Retenida y accesorios	U	12	26	312
	Ferretería para poste	Glb.	2	60	120
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	2	91	182
	Transporte al punto de izaje	Glb.	2	54	108
	Montaje de armado	U	2	40	80
	Instalación de retenidas	U	12	35	420
	Excavación , Erección y Cimentación de Poste de Madera	U	2	35	70
3,0	CONDUCTOR ACTIVO Y ACCESORIOS				73 651
3,1	Conductor de AAAC 150 mm ²	km	46,97	1 272	59 755
3,2	Varilla de armar para conductor de AAAC 150 mm ²	U	77	11	809
3,3	Junta de Empalmes para conductor de AAAC 150 mm ²	U	16	8	127
3,4	Manguitos de Reparación para conductor de AAAC 150 mm ²	U	4	13	51
3,5	Amortiguadores para conductor de AAAC 150 mm ²	U	408	15	6 083
	Montaje Electromecánico				
3,5	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	4 009	4 009
3,5	Montaje de conductor	U	47	60	2 818
5,0	RETENIDAS para 60 kV (No incluye excavación ni relleno)	Cjto	59	98	5 791
6,0	PUESTA A TIERRA (No incluye excavación ni relleno)				2 124
6,1	Medición de resistividad y resistencia de Puesta a Tierra	U	136	6	786
6,2	Conductor de cobre o tipo copperweld N° 2 AWG	km	1,02	1 001	1 021
6,3	Electrodo tipo Copperweld de 16 mmø x 2,40 m. más accesorios	U	34	9	317
8,0	INSPECCIÓN DE LA LÍNEA CONSTRUIDA	km	15,2	150	2 280
9,0	INGENIERIA DE DETALLE	km	15,2	280	4 256
10,0	PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO	km	15,2	170	2 584
11,0	OPERACIÓN EXPERIMENTAL	km	15,2	50	760
SUB - TOTAL OBRAS ELECTROMECAICAS					119 384
TOTAL COSTOS DIRECTOS					142 561
COSTOS INDIRECTOS					
	- COMPENSACIÓN POR SERVIDUMBRE	km	15,20	190	2 888
	- COSTOS DE INGENIERIA				4 277
	- SUPERVISIÓN				4 277
	- ADMINISTRACION				2 851
	- GASTOS FINANCIEROS				6 415
	- GASTOS GENERALES	km	15,2		21 384
	- UTILIDADES				7 128
TOTAL DE COSTOS SIN I.G.V.					191 782
Costo en US\$ por kilometro (sin I.G.V.)					12 617
TOTAL DE COSTOS CON I.G.V.					228 220
Costo en US\$ por kilometro (con I.G.V.)					15 014



LEYENDA

Simbolo	Descripción
[Symbol]	Transformador de potencia 2 devanados
[Symbol]	Transformador de potencia 3 devanados
[Symbol]	Auto-Transformador
[Symbol]	Grupo de Generación
[Symbol]	Banco de Condensadores
[Symbol]	Reactor Automático

LEYENDA

Proyecto (Alternativa III)	Descripción
[Symbol]	Existente
[Symbol]	220kV
[Symbol]	50kV
[Symbol]	MT
[Symbol]	220kV
[Symbol]	50kV
[Symbol]	MT
[Symbol]	Mina
[Symbol]	San Cristobal

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCOCHA EN 220 kV

ANEXO N° _____

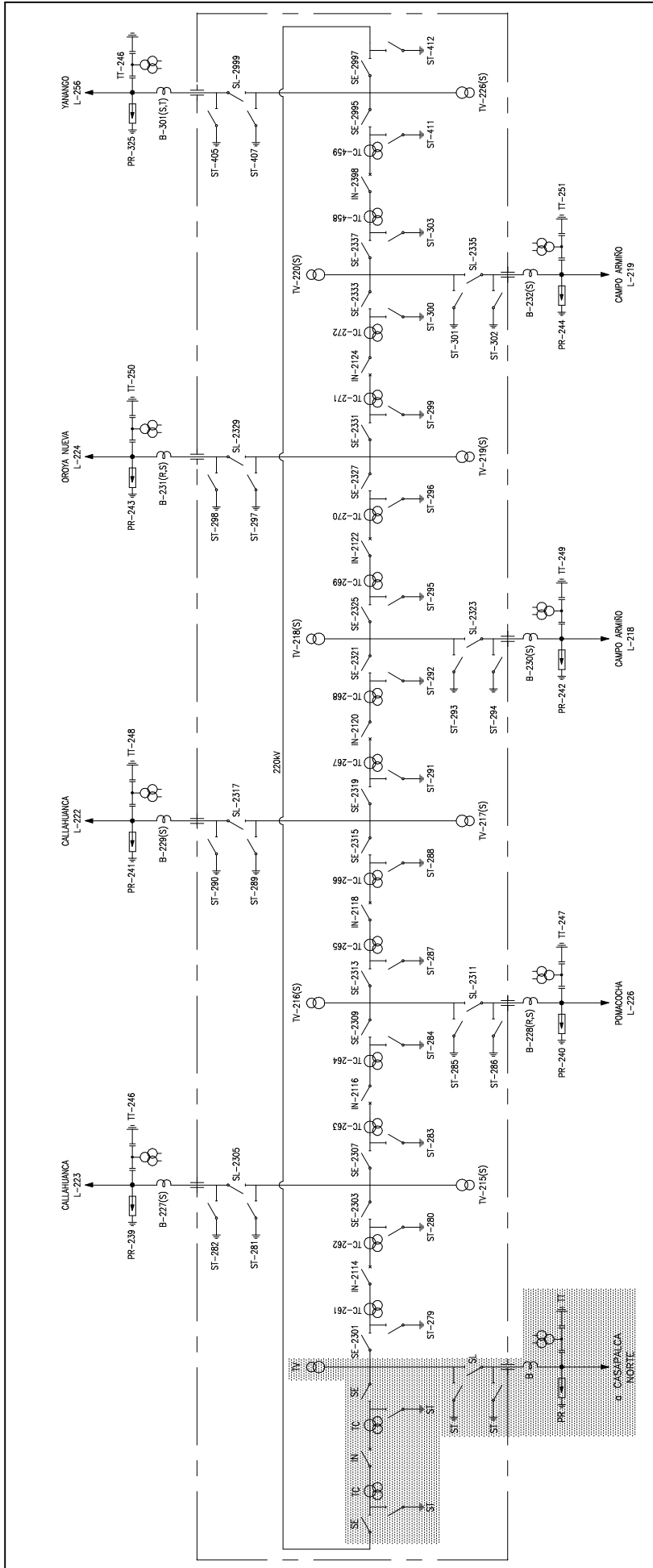
DIAGRAMA UNIFILAR - ALTERNATIVA III


DIS. : JC. SANTOS A. REY. : C. HUAYLASCO M. FECHA: OCT-2003

APR. : C. HUAYLASCO M. DIV. : J. TOLEDO Z. ESCALA: _____

B.7.1

- NOTAS:**
- ① Mina Rosaura de 9MW, que entró en operación a finales del 2003
 - ② La Mina Tamborque de Wiese Sudameris a cambiado de suministro de luz del sur por el de la C.H. Huanichor.





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOOCHA EN 220 kV

ANEXO N°
DIAGRAMA UNIPILAR SUBESTACION PACHACHACA – 220kV

DIS. : JC. SANTOS A.	REV. : C. HUAYLASCO M.	FECHA: OCT-2003
APR. : C. HUAYLASCO M.	DIB. : J. TOLEDO Z.	

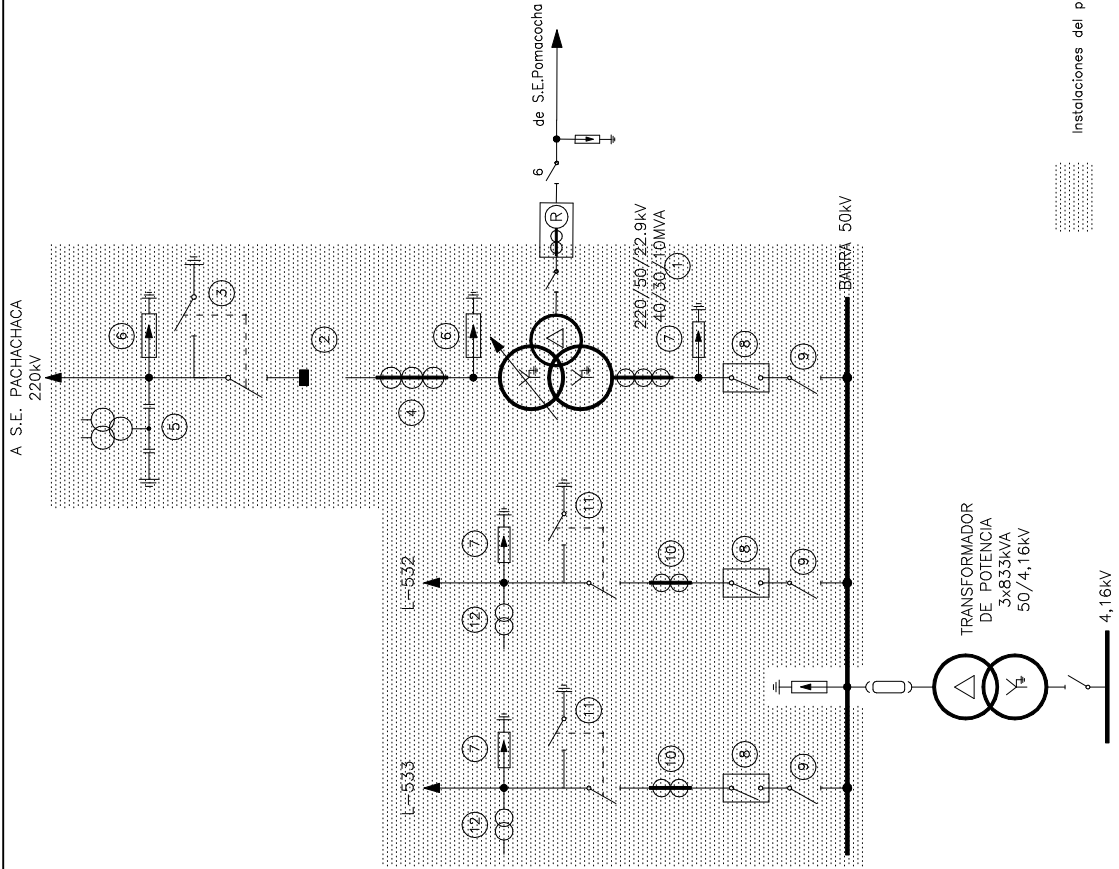
Instalaciones del proyecto

Notas:

- 1.- En esta alternativa se propone ampliar la subestación Pachachaca en 220kV, en una celda de salida asociada a la futura línea en 220kV Pachachaca-Cosapalca Norte.
- 2.- La subestación Pachachaca en 220kV es del tipo GIS (aislada en gas), por lo que la ampliación de esta subestación deberá ser de la misma tecnología.

LEYENDA

N°	DESCRIPCION
①	Transformador de Potencia de 220± 11x1%/50kV, 35MVA-ONAN, con regulación automática, con transformador de corriente en el bushing en el lado de 50kV de 150-300/1/1/1A y devanado de compensación.
②	Interruptor de potencia de 220kV, con cámara de interrupción en SF6 de 1250A, 31,5kA y BIL 1425kV
③	Seccionador de línea de 220kV y cuchilla de puesta a tierra de 1250A, 31,5kA BIL 1425kV
④	Transformador de corriente 125/1/1/1A, 4x5VA, 3x5P20 cl 0,2, BIL 1425kV
⑤	Transformador de tensión capacitivo 220 / 0,1 / 0,1kV, 2x10VA, cl, 3P+0,2, BIL 1425kV BIL 1425kV $\frac{220}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$
⑥	Parrayos de Ozon, 198kV, 10kA clase estación, 4200 msnm
⑦	Parrayos de Ozon, 52kV, 10kA clase estación, 4200 msnm
⑧	Interruptor de potencia de 72,5kV, con cámara de interrupción en SF6 de 1250A, 31,5kA y BIL 350kV
⑨	Seccionador de barra de 72,5kV de 1250A, 31,5kA, BIL 350kV
⑩	Transformador de corriente 500/1/1A, 3x5VA, 2x5P20 cl 0,2, BIL 350kV
⑪	Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra de 72,5kV, 1250A, 31,5kA BIL 350kV
⑫	Transformador de tensión inductivo 50/0,1kV, BIL 350kV $\frac{50}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$



Instalaciones del proyecto



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

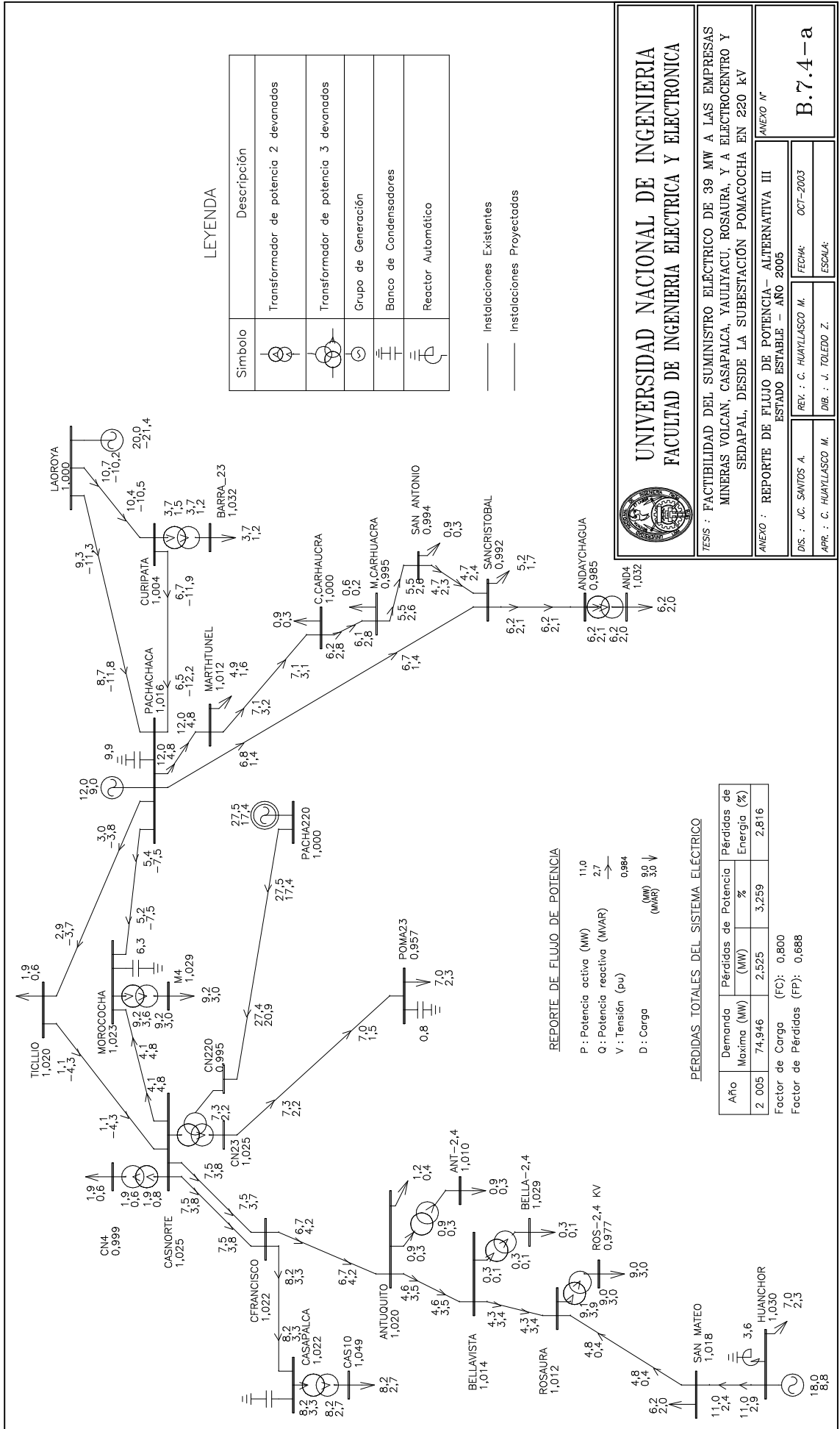
ANEXO : DIAGRAMA UNIFILAR

SUBESTACION CASAPALCA NORTE 220/50/22,9 kV-40/30/10 MVA

REV. : J.C. SANTOS A. FECHA: OCT-2003

APR. : C. HUAYLASCO M. DIV. : J. TOLEDO Z. ESCALA:

B.7.3



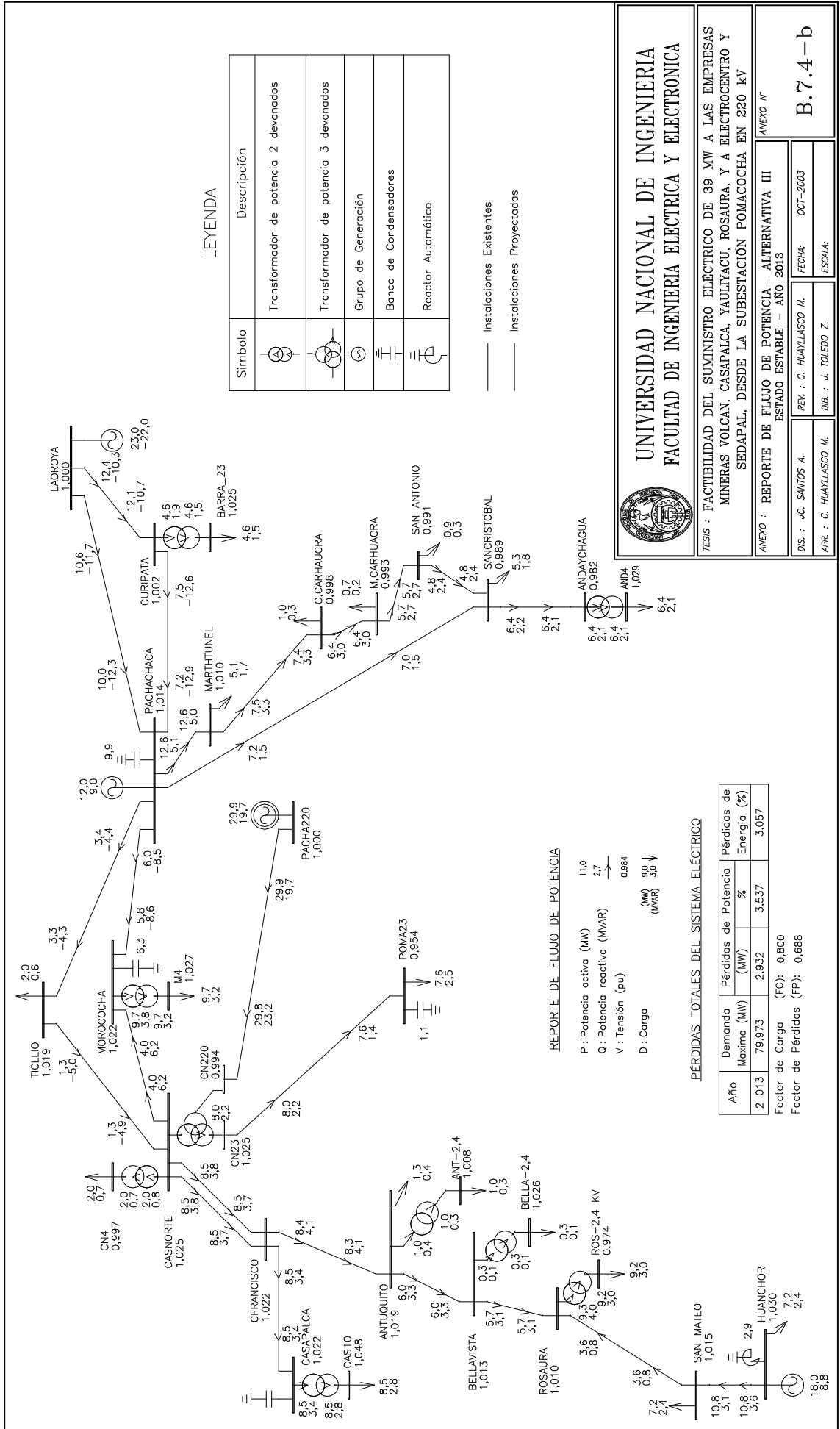
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO N°

DIS. : JC. SANTOS A.	FECHA: OCT-2003
REV. : C. HUAYLASCO M.	ESCALA:
ESTADO ESTABLE - AÑO 2005	
ANEXO N°	

B.7.4-a



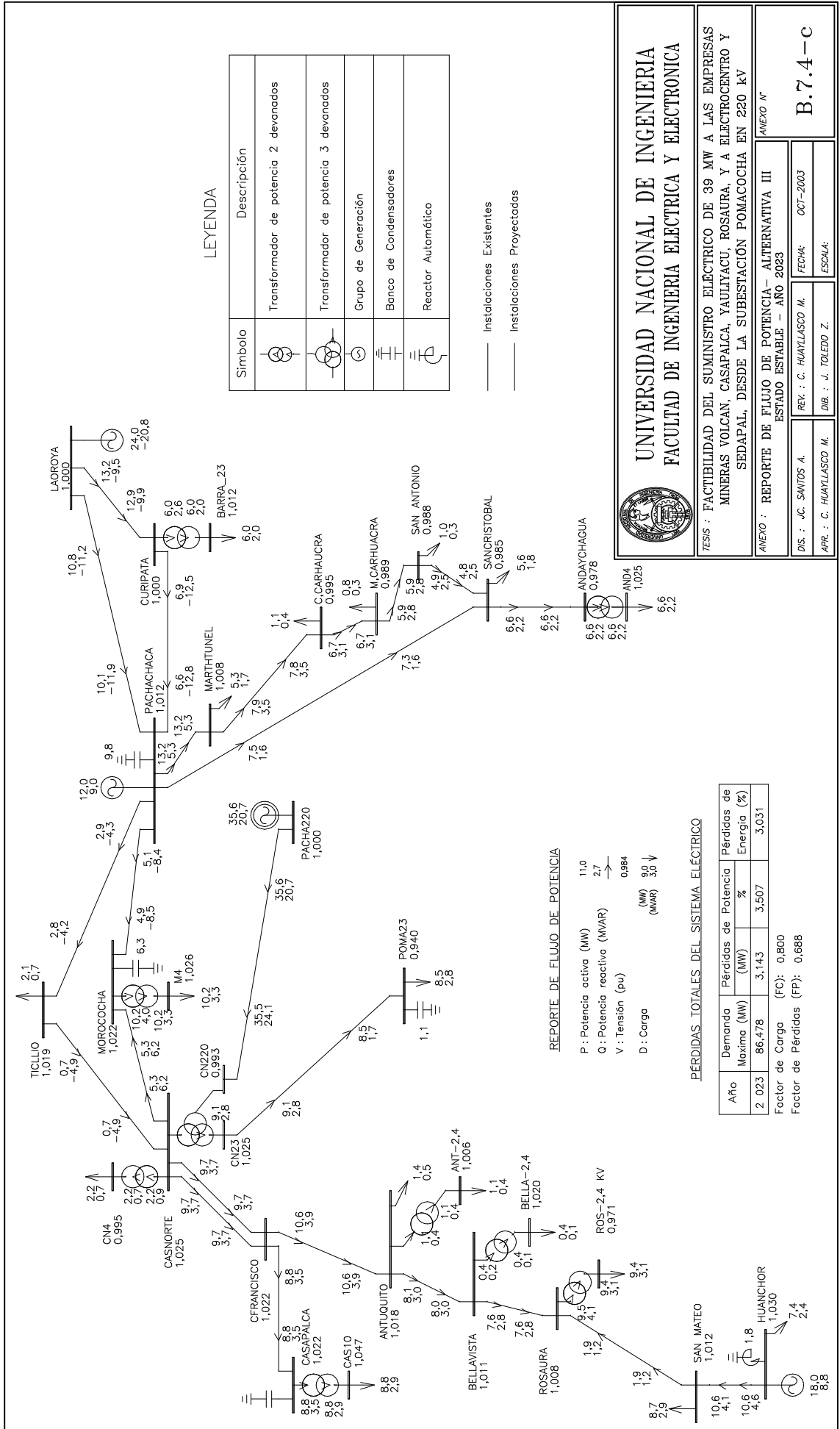
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO N°

DIS. : JC. SANTOS A.	REV. : C. HUAYLASCO M.	FECHA: OCT-2003
APR. : C. HUAYLASCO M.	DIV. : J. TOLEDO Z.	ESCALA:

B.7.4-b



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

— Instalaciones Existentes
 — Instalaciones Proyectadas

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOA EN 220 kV

ANEXO N°

ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - ALTERNATIVA III ESTADO ESTABLE - AÑO 2023	FECHA: OCT-2003
DIS. : JC. SANTOS A.	REV. : C. HUAYLASCO M.
APR. : C. HUAYLASCO M.	DIB. : J. TOLEDO Z.

B.7.4-C

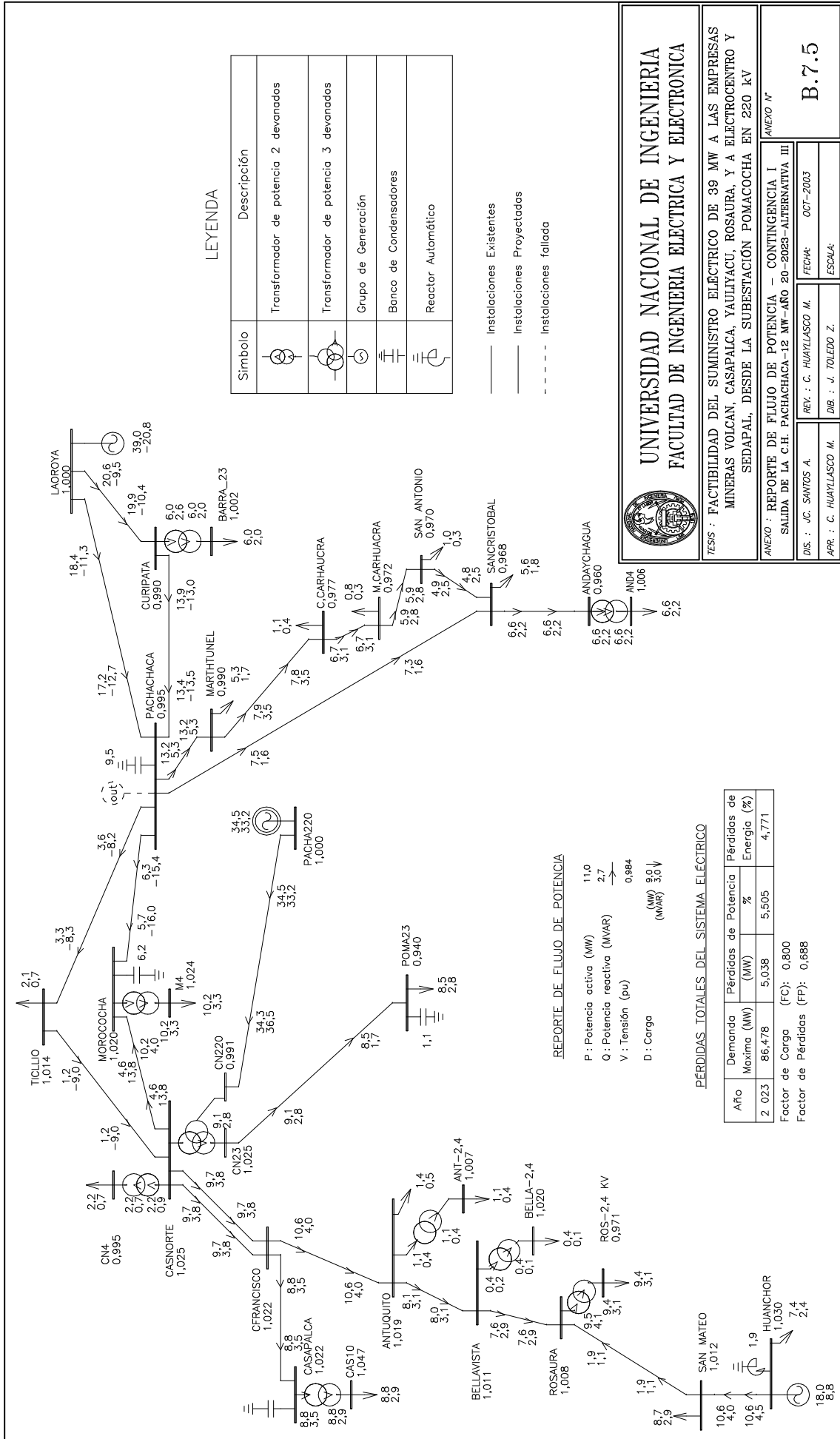
REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

P : Potencia activa (MW)	11.0
Q : Potencia reactiva (MVAR)	2.7
V : Tensión (pu)	0.984
D : Carga	9.0 ↓ (MW) 3.0 ↓

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Año	Demanda Maxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)
		(MW)	%	
2 023	86.478	3.143	3.507	3.031

Factor de Carga (FC): 0.800
 Factor de Pérdidas (FP): 0.688



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas
- - - - Instalaciones fallada



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACHOCHA EN 220 kV

ANEXO N°

ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - CONTINGENCIA I

SALIDA DE LA C.H. PACHACHACA-12 MW-AÑO 20-2028-ALTERNATIVA III

DIS. : JC. SANTOS A. REY. : C. HUAYLASCO M. FECHA: OCT-2003

APR. : C. HUAYLASCO M. DIV. : J. TOLEDO Z. ESCALA:

B.7.5

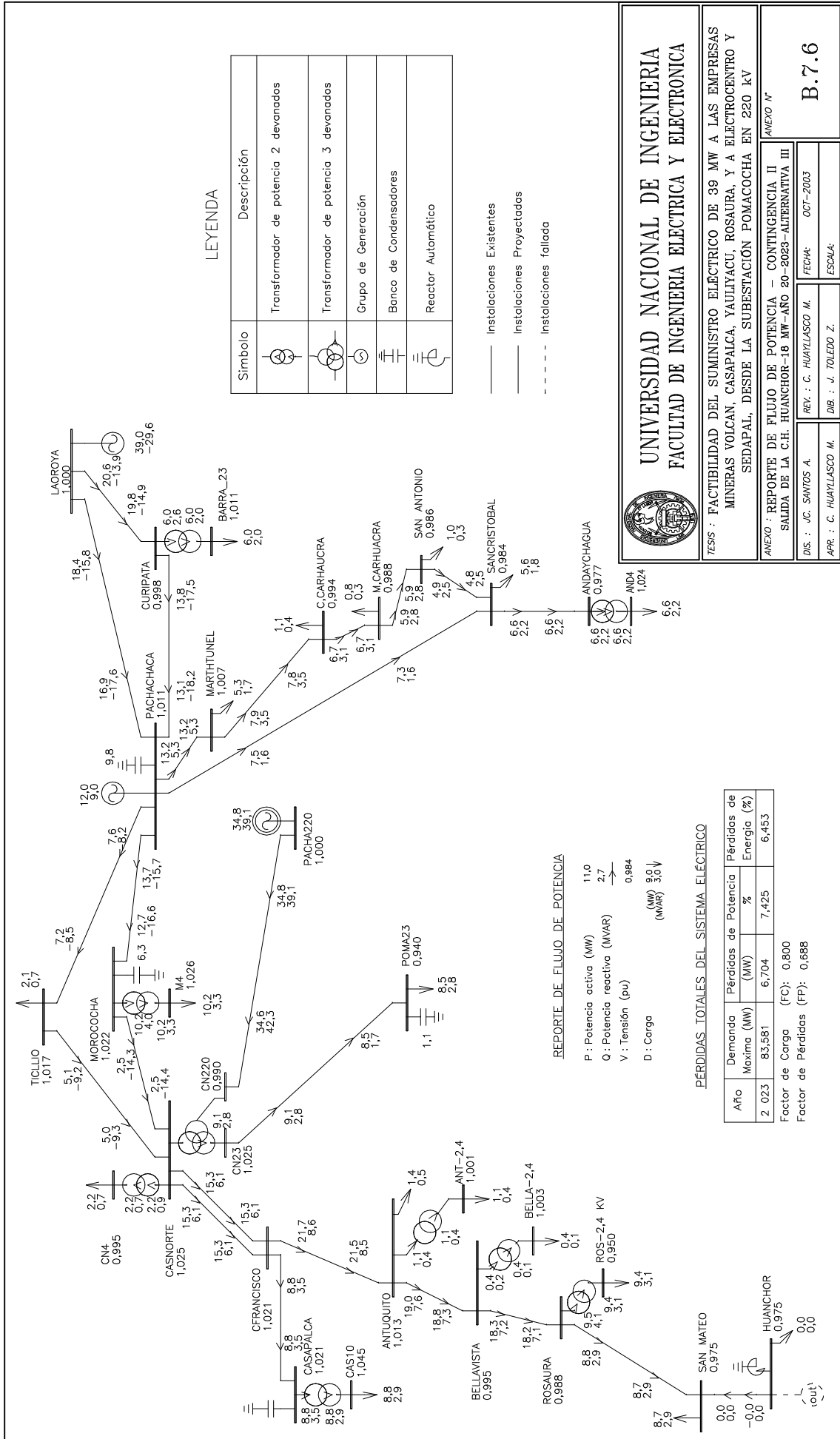
REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

P : Potencia activa (MW) 11,0
 Q : Potencia reactiva (MVAR) 2,7
 V : Tensión (pu) 0,984
 D : Carga (MW) 9,9
 (MVAR) 3,9

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Año	Demanda Maxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)
		(MW)	%	
2 023	86,478	5,038	5,505	4,771

Factor de Carga (FC): 0,800
 Factor de Pérdidas (FP): 0,688



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas
- Instalaciones fallada

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

P : Potencia activa (MW) 11.0
 Q : Potencia reactiva (MVAR) 2.7
 V : Tensión (pu) 0.984
 D : Carga (MW) 9.0
 (MVAR) 3.0

PERDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELECTRICO

Año	Demanda Maxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)
		(MW)	%	
2 023	83,581	6,704	7,425	6,453

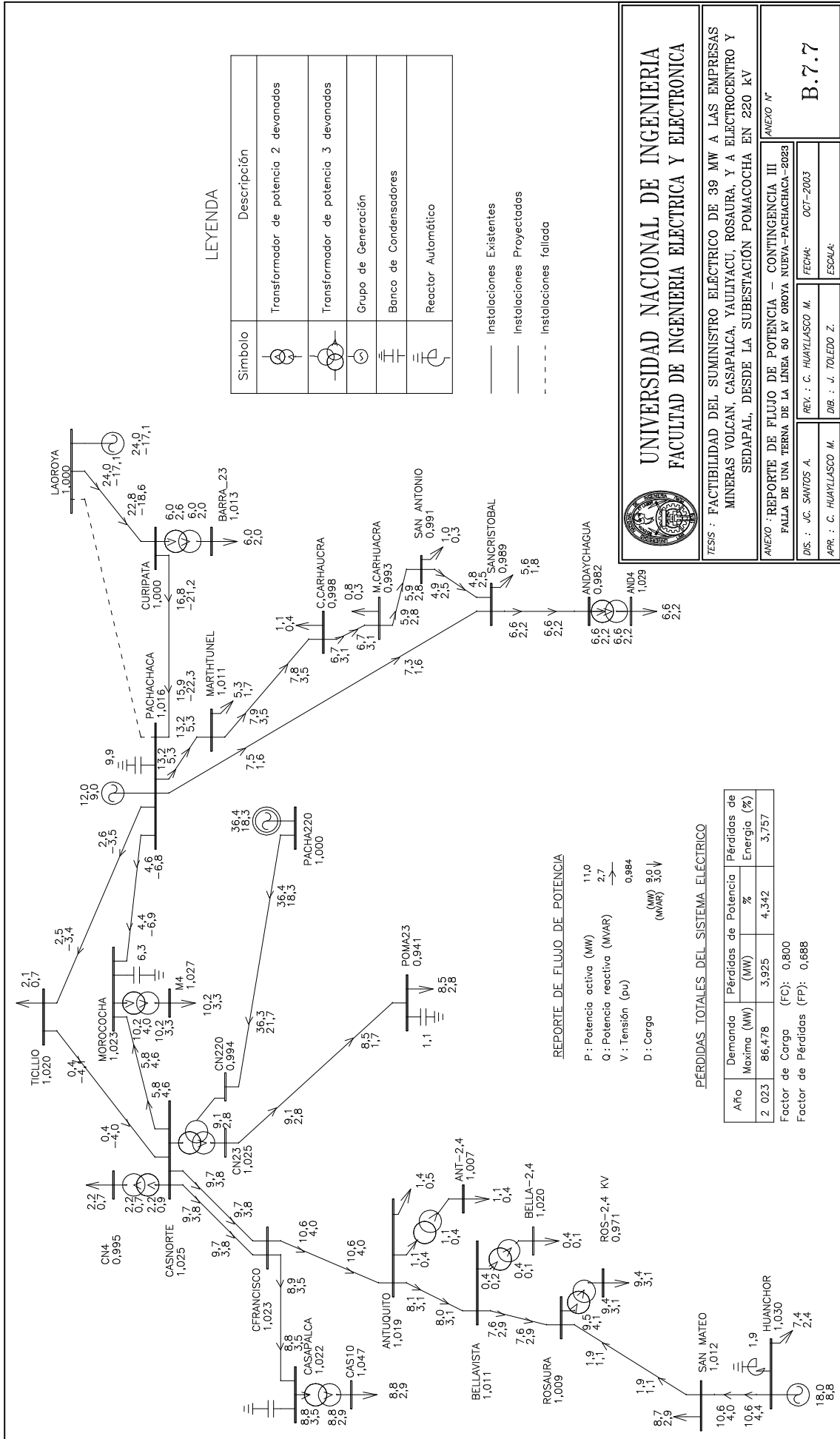
Factor de Carga (FC): 0.800
 Factor de Pérdidas (FP): 0.688

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO N°	
ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - CONTINGENCIA II	ANEXO N°
SALIDA DE LA C.H. HUANCHOR-18 MW-AÑO 20-2023-ALTERNATIVA III	
DIS. : JC. SANTOS A.	REV. : C. HUAYLLASCO M.
FECHA: OCT-2003	ESCALA:
APR. : J. TOLEDO Z.	


B.7.6



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas
- - - Instalaciones fallada



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO : REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA - CONTINGENCIA III
 FALLA DE UNA TIERNA DE LA LINEA 50 KV OROYA NUEVA-PACHACHACA-2028

DIS. : JC. SANTOS A.	ANEXO N°
REV. : C. HUAYLASCO M.	FECHA: OCT-2003
APR. : C. HUAYLASCO M.	ESCALA:

B.7.7

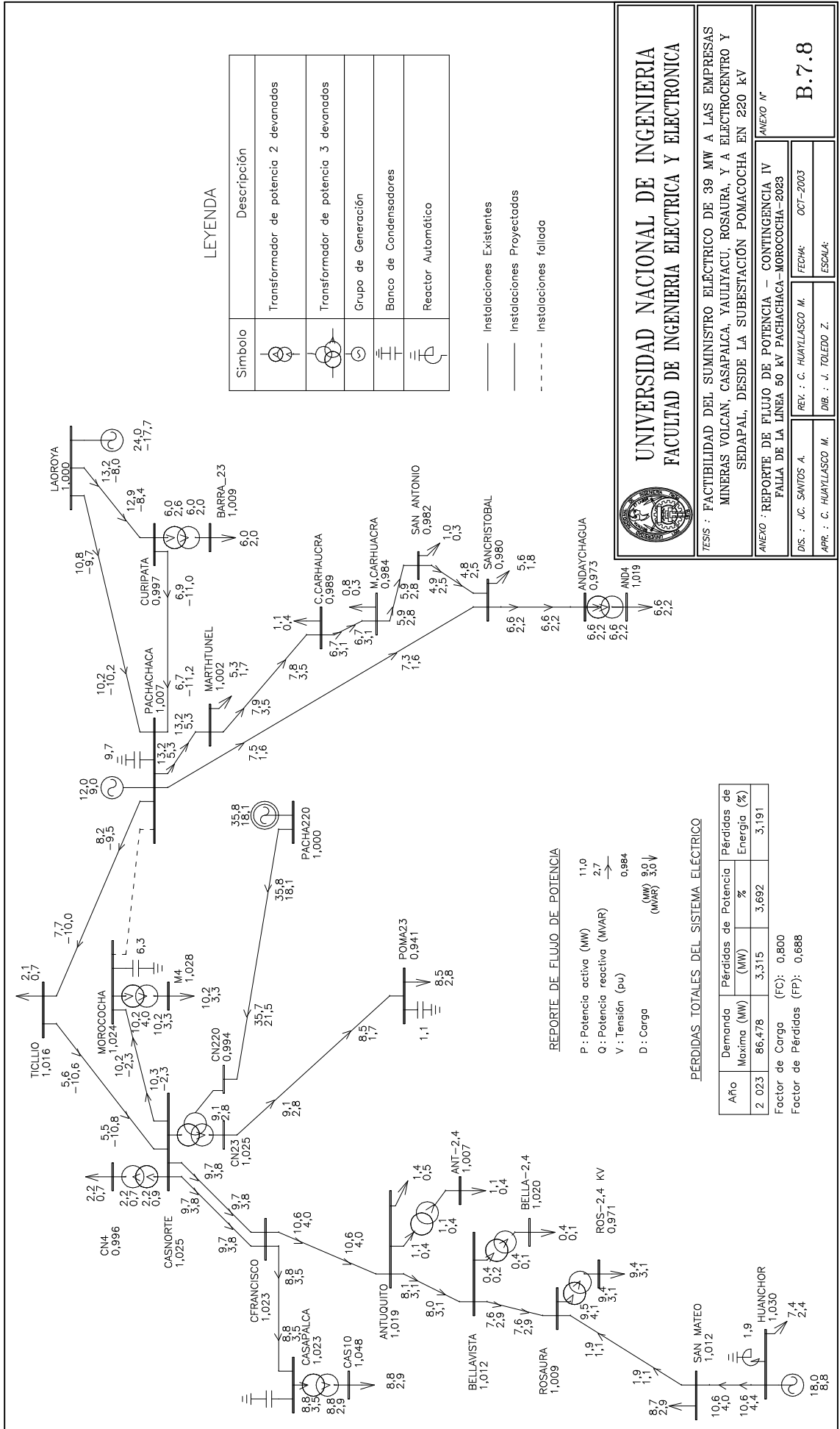
REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

- P : Potencia activa (MW) 11,0
- Q : Potencia reactiva (MVAR) 2,7
- V : Tensión (pu) 0,984
- D : Carga (MW) 9,9
(MVAR) 3,9

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Año	Demanda Máxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)
		(MW)	%	
2 023	86,478	3,925	4,342	3,757

Factor de Carga (FC): 0,800
 Factor de Pérdidas (FP): 0,688



LEYENDA

Simbolo	Descripción
	Transformador de potencia 2 devanados
	Transformador de potencia 3 devanados
	Grupo de Generación
	Banco de Condensadores
	Reactor Automático

- Instalaciones Existentes
- Instalaciones Proyectadas
- - - Instalaciones fallada

REPORTE DE FLUJO DE POTENCIA

P : Potencia activa (MW) 11,0
 Q : Potencia reactiva (MVAR) 2,7
 V : Tensión (pu) 0,984
 D : Carga (MW) 9,9
 (MVAR) 3,0

PÉRDIDAS TOTALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Año	Demanda Máxima (MW)	Pérdidas de Potencia		Pérdidas de Energía (%)	
		(MW)	%		
2 023	86,478	3,315	3,692		3,191

Factor de Carga (FC): 0,800
 Factor de Pérdidas (FP): 0,688

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO N° CONTINGENCIA IV

FALLA DE LA LINEA 50 KV PACHACHACA-MOROCCOCHA-2023

DIS. : JC. SANTOS A.

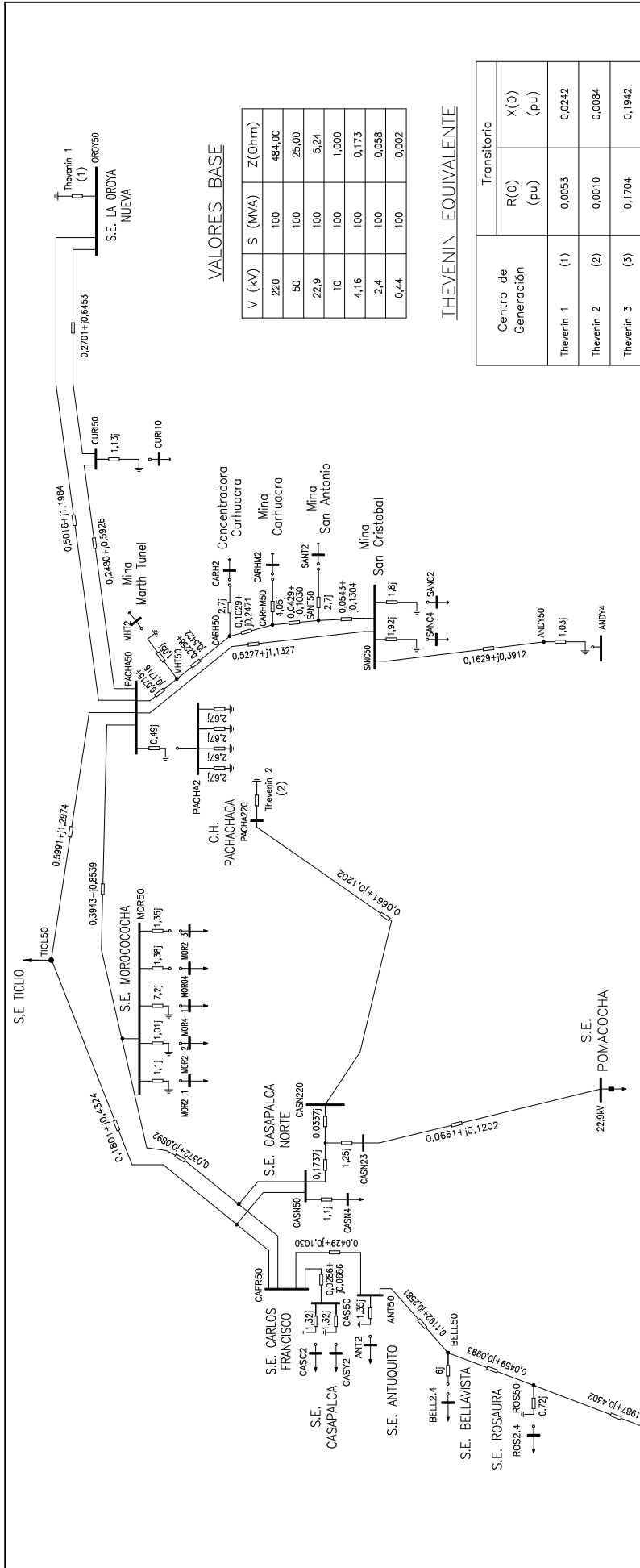
REV. : C. HUAYLASCO M.

APR. : C. HUAYLASCO M.

FECHA: OCT-2003

ESCALA:

B.7.8



VALORES BASE

V (kV)	S (MVA)	Z(Ohm)
220	100	484,00
50	100	25,00
22,9	100	5,24
10	100	1,000
4,16	100	0,173
2,4	100	0,058
0,44	100	0,002

THEVENIN EQUIVALENTE

Centro de Generación	Transitoria	
	R(O) (pu)	X(O) (pu)
Thevenin 1	(1) 0,0053	0,0242
Thevenin 2	(2) 0,0010	0,0084
Thevenin 3	(3) 0,1704	0,1942

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO : MAPA DE IMPEDANCIAS EN SECUENCIA HOMOPOLAR

B.7.9.2

ANEXO N°

DIS. : JC. SANTOS A.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

FECHA: OCT-2003

APR. : C. HUAYLLASCO M.

DIV. : J. TOLEDO Z.

ESCALA:

- NOTAS:
- 1.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional a la barra Oroya Nueva 50 kV.
 - 2.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional en la barra Pomacocha 220 kV.
 - 3.- Impedancia equivalente del sistema eléctrico interconectado nacional en la barra San Mateo 50 kV.

HUANCHOR

ANEXO B.7.9.3
CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO
RESULTADOS DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

Centro de Carga o Generación	Codificación de Barra	Tensión Nominal (kV)	Corrientes de Cortocircuito			Corrientes de Cortocircuito		
			I3	I0	I2	I3	I0	I2
			pu	pu	pu	kA	kA	kA
Oroya Nueva	OROY50	50	8,79	11,97	-7,64	10,15	13,83	-8,83
Curipata	CURI50	50	4,57	4,15	-3,99	5,28	4,79	-4,60
	CURI10	10	0,69	0,00	-0,60	3,98	0,00	-3,45
Pachachaca	PACHA50	50	5,36443	5,77654	-4,71697	6,19	6,67	-5,45
	PACHA2	2,4	2,17976	1,97716	-2,03489	52,44	47,56	-48,95
	PACHA220	220	22,28	30,62	-19,38	5,85	8,04	-5,09
Marth Tunel	MHT50	50	4,06	4,15	-3,56	4,69	4,79	-4,11
	MHT2	2,4	0,72	0,00	-0,62	17,26	0,00	-14,98
Concentradora Carhuacra	CARH50	50	2,74	2,54	-2,39	3,16	2,93	-2,76
	CARH2	2,4	0,30	0,00	-0,26	7,23	0,00	-6,26
Mina Carhuacra	CARHM50	50	2,55	2,49	-2,23	2,95	2,88	-2,57
	CARHM2	2,4	0,21	0,00	-0,18	4,96	0,00	-4,30
San Antonio	SANT50	50	2,52	2,55	-2,19	2,91	2,95	-2,53
	SANT2	2,4	0,30	0,00	-0,26	7,17	0,00	-6,22
San Cristobal	SANC50	50	2,50	2,70	-2,18	2,88	3,11	-2,51
	SANC2	2,4	0,42	0,00	-0,37	10,21	0,00	-8,85
	SANC4	4,16	0,40	0,00	-0,35	5,57	0,00	-4,83
Andaychagua	ANDY50	50	1,86	1,97	-1,62	2,15	2,28	-1,87
	ANDY4	4,16	0,61	0,00	-0,53	8,50	0,00	-7,37
	ANDY23	22,9				0,00	0,00	0,00
Pomacocha	POMA23	22,9	0,46	0,00	-0,40	1,17	0,00	-1,01
Morococha	MOR50	50	4,80	5,44	-4,21	5,55	6,28	-4,86
	MOR2-1	2,4	0,70	0,00	-0,61	16,95	0,00	-14,71
	MOR2-2	2,4	0,76	0,00	-0,66	18,24	0,00	-15,82
	MOR2-3	2,4	0,59	0,00	-0,51	14,16	0,00	-12,28
	MOR4-1	4,16	0,58	0,00	-0,50	8,01	0,00	-6,95
	MOR04	0,44	0,12	0,00	-0,11	16,01	0,00	-13,87
Ticlio	TICL50	50	3,57	3,03	-3,12	4,12	3,50	-3,60
Casapalca Norte	CASN50	50	5,16	5,99	-4,53	5,96	6,91	-5,23
	CASN4	4,16	0,55	0,00	-0,47	7,60	0,00	-6,59
	CASN220	220	17,55	18,19	-15,27	4,60	4,77	-4,01
	CASN23	22,9	1,45	0,00	-1,26	3,66	0,00	-3,18
Carlos Francisco	CAFR50	50	4,92	5,62	-4,32	5,68	6,49	-4,98
Casapalca	CAS50	50	4,39	4,81	-0,38	5,07	5,55	-0,44
	CASC2	2,4	0,59	0,00	-0,52	14,29	0,00	-12,39
	CASY2	2,4	0,59	0,00	-0,52	14,29	0,00	-12,39
Antilquito	ANT50	50	4,43	4,77	-3,89	5,11	5,51	-4,49
	ANT2	2,4	0,58	0,00	-0,51	14,03	0,00	-12,17
Bellavista	BELL50	50	3,66	3,67	-3,22	4,22	4,23	-3,72
	BELL2	2,4	0,14	0,00	-0,13	3,48	0,00	-3,01
Rosaura	ROS50	50	3,46	3,54	-3,05	3,99	4,08	-3,52
	ROS2	2,4	0,39	0,00	-0,34	9,48	0,00	-8,22
San Mateo	SANM50	50	2,97	3,73	-2,65	3,43	4,31	-3,06
	SANM2	2,4	0,25	0,00	-0,22	6,09	0,00	-5,28
Huanchor	HUAN50	50	2,73	3,37	-2,44	3,15	3,89	-2,82
	HUAN10	10	1,93	2,38	-1,81	11,15	13,76	-10,44

ANEXO B.7.10.1
INVERSIONES PREVISTAS

**Alternativa III : Ampliación de la Subestación Pachachaca 220 kV,
Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y
S.E. Casapalca Norte 220/50 /22,9kV – 40/30/10 MVA**

RESUMEN DE INVERSIONES

Ítem	Descripción	Costos (US \$)	
		sin IGV	con IGV
I Subestaciones de Potencia	Ampliación en 220 kV S.E. Pachachaca 220 kV	1 576 874	1 876 480
	Subestación Casapalca Norte 220/50/22,9 kV -40/30/10 MVA	2 106 909	2 507 222
II Línea de Transmisión	L.T. 220 kV Pachachaca - Casapalca Norte-20,5 km-400mm ² -AAAC	1 423 385	1 693 828
III Línea Primaria	L.P. 22,9 kV Casapalca Norte - Pomacocha-16 km-150mm ² -AAAC	203 118	241 711
IV Sistema de Telecomunicaciones y Control		433 855	516 287
Total		5 744 141	6 835 528

**ANEXO B.7.10.2
INVERSIONES PREVISTAS**

**Alternativa III : Ampliación de la Subestación Pachachaca 220 kV,
Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50 /22,9kV – 40/30/10 MVA**

VALORIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES PACHACHACA 220 KV Y CASAPALCA NORTE 220/50/22,9 KV.

- I Ampliación en 220 kV S.E. Pachachaca 220 kV
II Subestación Casapalca Norte 220/50/22,9 kV -40/30/10 MVA

ITEM	DESCRIPCION	Unid	Cantidad		Costo - US \$			Total US \$
			I	II	Unitario	Total-I	Total-II	
I	Suministro de Equipos y Materiales							
1,1	Celda de salida de línea en 245 kV aislada por gas, cuyas características las siguientes: Tensión Nominal : 245 kV Frecuencia Nominal : 60 Hz Tensión Nominal soportable a frecuencia industrial : 460 kV Tensión Nominal soportable a impulso atmosférico (1,2/50 us) : 1050 kV Corriente Nominal : 2000 A Corriente Nominal de Corta Duración : 40 kA Altura de instalación : 4200 msnm Instalación : tipo interior Con modulo de conexión SF6/aire	Und	1		850 000	850 000	0	850 000
1,2	Transformador de Potencia de 220+11x1%/50/22,9 kV, 40/30/10 MVA ONAN, c/regulación automática. c/transformador de corriente en el bushing lado de 50 kV de 250/1/1/1 A, altura de instalación 4200 msnm.	Und		1	580 000	0	580 000	580 000
1,3	Interruptor de Potencia de 220 kV, c/cámara de interrupción en SF6, operación tripolar, de 1250 A, 31,5 kA, BIL 1425 kV.	Und		1	102 000	0	102 000	102 000
1,4	Seccionador de Línea de 220 kV, con operación tripolar y cuchilla de puesta a tierra de 1250 A, 31,5 kA, BIL 1425 kV.	Und		1	18 300	0	18 300	18 300
1,5	Transformador de Corriente 50-75/1/1/1A, 4x5VA, cl 0,2, BIL 1425 kV	Und		3	10 600	0	31 800	31 800
1,6	Transformador de Tensión 220:V3/0,1:V3/0,1:V3 kV, 2x10 VA, cl 3P+0,2, BIL	Und		3	8 500	0	25 500	25 500
1,7	Pararrayos de Ozn 198 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm.	Und		6	5 000	0	30 000	30 000
1,8	Interruptor de Potencia de 72,5 kV, c/ cámara de interrupción en SF6, operación tripolar, de 1250 A, 31,5 kA, BIL 350 kV.	Und		3	32 000	0	96 000	96 000
1,9	Seccionador de Barra de 72,5 kV, con operación tripolar de 1250 A, 31,5 kA, BIL 350 kV.	Und		3	6 400	0	19 200	19 200
1,10	Seccionador de Línea de 72,5 kV, con operación tripolar y cuchilla de puesta a tierra de 1250 A, 31,5 kA, BIL 350 kV.	Und		2	7 500	0	15 000	15 000
1,11	Transformador de Corriente 300/1/1A, 3x5VA, cl 0,2, BIL 350 kV	Und		6	5 200	0	31 200	31 200
1,12	Transformador de Tensión 50:V3/0,1:V3 kV, 10 VA, cl 0,2, BIL 350 kV.	Und		6	3 900	0	23 400	23 400
1,13	Pararrayos de Ozn 52 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm.	Und		9	1 800	0	16 200	16 200
1,12	Reconector Automático-Recloser, 27 kV, 560A, 12 kA, BIL 150kV con protección sensible a tierra, incluye caja de control.	Und		3	14 500	0	43 500	43 500
1,13	Seccionador de Barra 36 kV, 630A, BIL 170 kV.	Und		1	4 600	0	4 600	4 600
1,14	Pararrayos de Ozn 24 kV, 10 kA, clase estación, 4200 msnm.	Und		3	900	0	2 700	2 700
1,15	Pararrayos de Ozn 24 kV, 10 kA, clase distribución, 4200 msnm.	Und		3	90	0	270	270
1,16	Transformador de Tensión 22,9:V3/0,1:3 kV, 10 VA, cl 3P, BIL 150 kV.	Und		3	1 300	0	3 900	3 900
1,14	Pórticos y barras; Montantes, vigas, aisladores, conectores, etc	Gbl				10 700	45 000	55 700
1,15	Sistema de puesta a tierra profunda y superficial	Gbl				3 500	18 000	21 500
1,16	Tableros de control y mando - Tablero de protección - Tablero de control y mando - Tablero de medición - Tablero de servicios auxiliares	Cjt				15 000	100 000	115 000
1,17	Cables de control	Cjt				2 500	15 000	17 500
1,18	Instalaciones eléctricas exteriores	Cjt				500	2 500	3 000
	Subtotal de Suministro de Equipos y Materiales					882 200	1 224 070	2 106 270
II	Montaje Electromecánico	Gbl	1			132 330	122 407	254 737
III	Obras Civiles	Gbl	1			176 440	244 814	421 254
	SubTotal					1 190 970	1 591 291	2 782 261
IV	Otros Costos Directos							
	- Movilización y Desmovilización	Gbl	1			17 865	23 869	41 734
	- Obras Provisionales	Gbl	1			23 819	31 826	55 645
	- Ingeniería de Detalle	Gbl	1			17 865	23 869	41 734
	- Pruebas y Puesta en Servicio	Gbl	1			5 955	7 956	13 911
	TOTAL COSTO DIRECTO					1 256 473	1 678 812	2 935 285
V	COSTOS INDIRECTOS							
	- Servidumbre (costo del terreno)	Gbl	1			12 565	16 788	29 353
	- Ingeniería	Gbl	1			18 847	25 182	44 029
	- Supervisión	Gbl	1			37 694	50 364	88 059
	- Administración	Gbl	1			25 129	33 576	58 706
	- Gastos Financieros	Gbl	1			37 694	50 364	88 059
	- Gastos Generales	Gbl	1			125 647	167 881	293 529
	- Utilidades	Gbl	1			62 824	83 941	146 764
	TOTAL COSTO INDIRECTOS					320 401	428 097	748 498
	COSTO TOTAL					1 576 874	2 106 909	3 683 783
	I.G.V.-19%					299 606	400 313	699 919
	COSTO TOTAL CON I.G.V.					1 876 480	2 507 222	4 383 702

**ANEXO B.7.10.3
INVERSIONES PREVISTAS**

**Alternativa III : Ampliación de la Subestación Pachachaca 220 kV,
Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50 /22,9kV – 40/30/10 MVA**

VALORIZACIÓN DE LA LÍNEA EN 220 KV PACHACHACA -CASAPALCA NORTE (20,5 km)

Item	Descripción	Unid.	Cantidad	Costo (US\$)	
				Unitario	Total
1.0	MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN	Glb	1	3 367	3 367
2.0	OBRAS PROVISIONALES				23 046
2.1	Instalación de Campamentos y Almacenes	Glb	1	12 533	12 533
2.2	Mantenimiento y Operación	Glb	1	10 513	10 513
3.0	OBRAS PRELIMINARES				14 474
3.1	Replanteo Topográfico de la ruta de la Línea	km	20,50	151	3 094
3.2	Estudio Geotécnico	Pto	4	182	727
3.3	Gestión de servidumbre (de acuerdo a Norma MEM/DEP-512)	km	20,50	133	2 728
3.4	Limpieza de la Franja de Servidumbre	Ha	8,2	154	1 266
3.5	Estudio de Impacto Ambiental (Incluye Supervisión del I.N.C.)	U	1,0	6 659	6 659
4.0	CAMINOS DE ACCESO EN TERRENO NORMAL				11 110
4.1	Caminos de acceso carrozable en terreno plano	km	3,8	1 541	5 924
4.2	Caminos de acceso carrozable en terreno ondulado	km	1,3	1 698	2 176
4.3	Caminos de acceso carrozable en terreno accidentado	km	1,3	2 349	3 010
5.0	ESTRUCTURA TÍPICAS				
a	Estructura de Suspensión Tipo "TMS" (0° -3°)		41		412 139
	Torre tipo TMS-3 ó TMS+0 ó TMS+3	Unid.	41	3 993	163 725
	Pata -1 ó +0 ó +1 ó +2 ó +3 m para TMS	Unid.	164	213	34 928
	Stub para TMS	Unid.	164	80	13 098
	Cadena de Aisladores en Suspensión, 220 kV (Incluye grapa de suspensión)	Unid.	123	193	23 727
	Accesorios de cable de guarda y ferretería	Glb.	41	25	1 025
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	11 825	11 825
	Transporte al punto de izaje	Glb.	1	4 730	4 730
	Excavación y Fundaciones por Estructuras	U	41	2 800	114 800
	Montaje de armado y aisladores	U	41	1 080	44 280
b	Estructura de Angulo y Anclaje Tipo "TMA" (0° -45°)		9		137 891
	Torre tipo TMA-3 ó TMA+0 ó TMA+3	Unid.	9	5 857	52 712
	Pata -1 ó +0 ó +1 ó +2 para TMA	Unid.	36	333	11 980
	Stub para TMA	Unid.	36	120	4 313
	Cadena de Aisladores en Anclaje, 220 kV (Ingruye grapa de anclaje)	Unid.	54	200	10 799
	Accesorios de cable de guarda y ferretería	Glb.	9	50	450
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	4 013	4 013
	Transporte al punto de izaje	Glb.	1	1 605	1 605
	Excavación y Fundaciones por Estructuras	Unid.	9	3 870	34 830
	Montaje de armado y aisladores	Unid.	9	1 910	17 190
c	Estructura de Angulo y Terminal Tipo "TMT" (0° -90°)		9		170 213
	Torre tipo TMT-3 ó TMT+0 ó TMT+3	Unid.	9	7 987	71 879
	Pata -1 ó +0 ó +1 ó +2 para TMT	Unid.	36	359	12 938
	Stub para TMT	Unid.	36	126	4 552
	Cadena de Aisladores en Anclaje, 220 kV (Ingruye grapa de anclaje)	Unid.	54	200	10 799
	Accesorios de cable de guarda y ferretería	Glb.	9	50	450
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	5 031	5 031
	Transporte al punto de izaje	Glb.	1	2 012	2 012
	Excavación y Fundaciones por Estructuras	Unid.	9	4 800	43 200
	Montaje de armado y aisladores	Unid.	9	2 150	19 350
3.0	CONDUCTOR ACTIVO Y ACCESORIOS				259 878
3.1	Conductor de AAAC 400 mm ²	km	63,35	3 392	214 844
3.2	Varilla de armar para conductor de AAAC 400 mm ²	U	123	37	4 545
3.3	Junta de Empalmes para conductor de AAAC 400 mm ²	U	22	25	556
3.4	Manguitos de Reparación para conductor de AAAC 400 mm ²	U	6	34	203
3.5	Amortiguadores para conductor de AAAC 400 mm ²	U	462	46	21 322
	Montaje Electromecánico				
3.5	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	12 074	12 074
3.5	Montaje de conductor	U	63	100	6 335
4.0	CABLE DE GUARDA				20 887
4.1	Cable de Guarda EHS 50 mm ²	km	21,12	791	16 698
4.2	Junta de Empalmes para EHS 50 mm ²	U	5	13	66
4.3	Manguitos de Reparación para EHS 50 mm ²	U	2	22	43
4.4	Ensamble en suspensión para EHS 50 mm ²	U	59	15	890
4.5	Ensamble en Anclaje para EHS 50 mm ²	U	54	12	627
4.6	Amortiguadores para EHS 50 mm ²	U	118	5	574
	Montaje Electromecánico				
3.5	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	944	944
3.5	Montaje de conductor	U	21	50	1 056
6.0	PUESTA A TIERRA (No incluye excavación ni relleno)				4 983
6.1	Medición de resistividad y resistencia de Puesta a Tierra	U	59	6	341
6.2	Conductor de cobre o tipo copperweld Nº 2 AWG	km	3,54	1 001	3 542
6.3	Electrodo tipo Copperweld de 16 mmø x 2,40 m. más accesorios	U	118	9	1 100
8.0	INSPECCIÓN DE LA LÍNEA CONSTRUIDA	km	20,5	150	3 075
9.0	INGENIERÍA DE DETALLE	km	20,5	280	5 740
10.0	PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO	km	20,5	170	3 485
11.0	OPERACIÓN EXPERIMENTAL	km	20,5	50	1 025
	SUB -TOTAL OBRAS ELECTROMECANICAS				1 019 317
	TOTAL COSTOS DIRECTOS				1 071 313
	COSTOS INDIRECTOS				
	- COMPENSACION POR SERVIDUMBRE	km	20,50	190	3 895
	- COSTOS DE INGENIERÍA				32 139
	- SUPERVISIÓN				32 139
	- ADMINISTRACIÓN				21 426
	- GASTOS FINANCIEROS				48 209
	- GASTOS GENERALES	km	20,5	160 697	160 697
	- UTILIDADES				53 566
	TOTAL DE COSTOS SIN I.G.V.				1 423 385
	Costo en US\$ por kilometro (sin I.G.V.)				69 433
	TOTAL DE COSTOS CON I.G.V.				1 693 828
	Costo en US\$ por kilometro (con I.G.V.)				82 626

**ANEXO B.7.10.4
INVERSIONES PREVISTAS**

**Alternativa III : Ampliación de la Subestación Pachachaca 220 kV,
Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50 /22,9kV – 40/30/10 MVA**

VALORIZACION DE LA LINEA EN 22,9 kV CASAPALCA NORTE-POMACOCCHA (16 km)

Item	Descripción	Unid.	Cantidad	Costo (US\$)	
				Unitario	Total
1.0	MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN	Glb	1	0	0
2.0	OBRAS PROVISIONALES				3 598
2.1	Instalación de Campamentos y Almacenes	Glb	1	2 128	2 128
2.2	Mantenimiento y Operación	Glb	1	1 470	1 470
3.0	OBRAS PRELIMINARES				11 618
3.1	Replanteo Topográfico de la ruta de la Línea	km	16,00	151	2 415
3.2	Estudio Geotécnico	Pto	3	182	545
3.3	Gestión de servidumbre (de acuerdo a Norma MEM/DEP-512)	km	16,00	133	2 129
3.4	Limpieza de la Franja de Servidumbre	Ha	6,4	154	988
3.5	Estudio de Impacto Ambiental (Incluye Supervisión del I.N.C.)	U	1,0	5 540	5 540
4.0	CAMINOS DE ACCESO EN TERRENO NORMAL				8 671
4.1	Caminos de acceso carrozable en terreno plano	km	3,0	1 541	4 624
4.2	Caminos de acceso carrozable en terreno ondulado	km	1,0	1 698	1 698
4.3	Caminos de acceso carrozable en terreno accidentado	km	1,0	2 349	2 349
5.0	ESTRUCTURA TÍPICAS				
a.1	Estructura de Suspensión "PS1" (0° -5°)		53		18 340
	Poste de madera 12 m, clase 6	U	53	150	7 958
	Cruceta de madera de 2,4 m	U	53	26	1 378
	Aislador tipo pin ANSI 56-3 incluye espiga	Cjto	159	15	2 379
	Ferretería para poste y cruceta	Glb.	53	20	1 060
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	53	32	1 696
	Transporte al punto de izaje	Glb.	53	18	954
	Montaje de armado	U	53	20	1 060
	Excavación , Erección y Cimentación de Poste de Madera	U	53	35	1 855
a.2	Estructura de Angulo "PA1" (5° - 30°)		6		1 298
	Poste de madera 12 m, clase 6	U	1	150	150
	Cruceta de madera de 2,4 m	U	2	26	52
	Aislador tipo pin ANSI 56-3 incluye espiga	Cjto	6	15	90
	Retenida y accesorios	Glb.	1	26	26
	Ferretería para poste y cruceta	Glb.	1	50	50
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	U	6	35	210
	Transporte al punto de izaje	U	6	18	108
	Montaje de armado	U	6	32	192
	Instalación de retenidas	U	6	35	210
	Excavación , Erección y Cimentación de Poste de Madera	U	6	35	210
b.	Estructura de Angulo "PA2" (30° - 60°)		4		1 841
	Poste de madera 12 m, clase 5	U	4	193	772
	Cadena de Aisladores Polimerico Suspensión para 22,9 kV	U	12	34	408
	Retenida y accesorios	U	4	16	64
	Ferretería para poste	Glb.	4	10	40
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	4	34	136
	Transporte al punto de izaje	Glb.	4	18	72
	Montaje de armado	Glb.	4	17	68
	Instalación de retenidas	Glb.	4	35	140
	Excavación , Erección y Cimentación de Poste de Madera	U	4	35	140
c.	Estructura de Angulo "PA3" (60° - 90°)		1		678
	Poste de madera 12 m, clase 5	U	1	193	193
	Cadena de Aisladores Polimerico Anclaje para 22,9 kV	Cjto	6	38	226
	Retenida y accesorios	U	2	26	52
	Ferretería para poste	Glb.	1	20	20
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	42	42
	Transporte al punto de izaje	Glb.	1	18	18
	Montaje de armado	U	1	22	22
	Instalación de retenidas	U	2	35	70
	Excavación , Erección y Cimentación de Poste de Madera	U	1	35	35
d.	Estructura de Retención "PR3"		7		5 294
	Poste de madera 12 m, clase 5	U	7	193	1 351
	Cruceta de madera de 2,4 m	U	2	26	52
	Aislador tipo pin ANSI 56-3 incluye espiga	Cjto	7	15	105
	Cadena de Aisladores Polimerico Anclaje para 22,9 kV	Cjto	42	38	1 581
	Retenida y accesorios	U	14	26	364
	Ferretería para poste	Glb.	7	50	350
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	7	55	385
	Transporte al punto de izaje	Glb.	7	18	126
	Montaje de armado	U	7	35	245
	Instalación de retenidas	U	14	35	490
	Excavación , Erección y Cimentación de Poste de Madera	U	7	35	245

**ANEXO B.7.10.4
INVERSIONES PREVISTAS**

**Alternativa III : Ampliación de la Subestación Pachachaca 220 kV,
Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50 /22,9kV – 40/30/10 MVA**

VALORIZACION DE LA LINEA EN 22,9 kV CASAPALCA NORTE-POMACOCCHA (16 km)

Ítem	Descripción	Unid.	Cantidad	Costo (US\$)	
				Unitario	Total
e.	Estructura Especial "PE" (0° - 90°)		2		2 735
	Poste de madera 12 m, clase 6	U	6	150	901
	Aislador tipo pin ANSI 56-3 incluye espiga	Cjto	6	15	90
	Cadena de Aisladores Polimerico Anclaje para 22,9 kV	Cjto	12	38	452
	Retenida y accesorios	U	12	26	312
	Ferretería para poste	Glb.	2	60	120
	Montaje Electromecánico				
	Transporte del suministro a obra	Glb.	2	91	182
	Transporte al punto de izaje	Glb.	2	54	108
	Montaje de armado	U	2	40	80
	Instalación de retenidas	U	12	35	420
	Excavación , Erección y Cimentación de Poste de Madera	U	2	35	70
3,0	CONDUCTOR ACTIVO Y ACCESORIOS				77 674
3,1	Conductor de AAAC 150 mm ²	km	49,44	1 272	62 900
3,2	Varilla de armar para conductor de AAAC 150 mm ²	U	81	11	851
3,3	Junta de Empalmes para conductor de AAAC 150 mm ²	U	17	8	134
3,4	Manquitos de Reparación para conductor de AAAC 150 mm ²	U	5	13	64
3,5	Amortiguadores para conductor de AAAC 150 mm ²	U	438	15	6 530
3,5	Montaje Electromecánico				
3,5	Transporte del suministro a obra	Glb.	1	4 229	4 229
3,5	Montaje de conductor	U	49	60	2 966
5,0	RETENIDAS para 60 kV (No incluye excavación ni relleno)	Cjto	67	98	6 576
6,0	PUESTA A TIERRA (No incluye excavación ni relleno)				2 280
6,1	Medición de resistividad y resistencia de Puesta a Tierra	U	146	6	844
6,2	Conductor de cobre o tipo copperweld N° 2 AWG	km	1,10	1 001	1 096
6,3	Electrodo tipo Copperweld de 16 mmø x 2,40 m. más accesorios	U	37	9	340
8,0	INSPECCIÓN DE LA LINEA CONSTRUIDA	km	16,0	150	2 400
9,0	INGENIERIA DE DETALLE	km	16,0	280	4 480
10,0	PRUEBA Y PUESTA EN SERVICIO	km	16,0	170	2 720
11,0	OPERACIÓN EXPERIMENTAL	km	16,0	50	800
	SUB - TOTAL OBRAS ELECTROMECANICAS				127 115
	TOTAL COSTOS DIRECTOS				151 002
	COSTOS INDIRECTOS				
	- COMPENSACIÓN POR SERVIDUMBRE	km	16,00	190	3 040
	- COSTOS DE INGENIERIA				4 530
	- SUPERVISIÓN				4 530
	- ADMINISTRACIÓN				3 020
	- GASTOS FINANCIEROS				6 795
	- GASTOS GENERALES	km	16,0		22 650
	- UTILIDADES				7 550
	TOTAL DE COSTOS SIN I.G.V.				203 118
	Costo en US\$ por kilometro (sin I.G.V.)				12 695
	TOTAL DE COSTOS CON I.G.V.				241 711
	Costo en US\$ por kilometro (con I.G.V.)				15 107

ANEXO B.7.10.5
INVERSIONES PREVISTAS
Alternativa III : Ampliación de la Subestación Pachachaca 220 kV,
Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y
S.E. Casapalca Norte 220/50 /22,9kV – 40/30/10 MVA

VALORIZACIÓN DEL SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		Costo-US \$	
		Unid	Cant.	Untario	Total
I	Suministro de Equipos y Materiales				
1	Sistema de Telecomunicaciones				255 232
1.1	Onda Portadora				92 160
	Equipo OP	Unid.	2	30 720	61 440
	Filtro acoplamiento	Unid.	2	5 120	10 240
	Trampa de onda	Unid.	4	5 120	20 480
1.2	Telefonía				7 834
	Central telefónica	Unid.	1	7 680	7 680
	Aparato telefónico	Unid.	4	38	154
1.3	Microondas				155 238
	Equipo de radio	Unid.	6	15 360	92 160
	Multiplexor	Unid.	2	15 360	30 720
	Antena	Unid.	6	1 024	6 144
	Torre de antena	Unid.	4	2 560	10 240
	Cable coaxial	Unid.	120	5	614
	Fuente alimentación	Unid.	2	7 680	15 360
2	Sistema de Control	Glb			20 000
	Subtotal de Sumin. Equip y Materiales				275 232
II	Montaje Electromecánico				55 046
III	Obras Civiles				10 000
	SubTotal				340 278
IV	Otros Costos Directos				
	- Ingeniería de Detalle	Gbl	1		3 403
	- Pruebas y Puesta en Servicio	Gbl	1		3 403
	TOTAL COSTO DIRECTO				347 084
V	COSTOS INDIRECTOS				
	- Ingeniería	Gbl	1		5 206
	- Supervisión	Gbl	1		12 148
	- Administración	Gbl	1		6 942
	- Gastos Financieros	Gbl	1		10 413
	- Gastos Generales	Gbl	1		34 708
	- Utilidades	Gbl	1		17 354
	TOTAL COSTO INDIRECTOS				86 771
	COSTO TOTAL				433 855
	I.G.V.-19%				82 432
	COSTO TOTAL CON I.G.V.				516 287

ANEXO N° B.8
COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS POR INVERSIONES

Item	Descripción	Altern. I mil US\$	Altern. II mil US\$	Altern. III mil US\$	
I	Línea de Transmisión L.T. 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco-14,8 km-120mm ² -AAAC L.T. 220 kV Pachachaca - Casapalca Norte-20 km-400 mm ² -AAAC	419 350		1 423 385	
	Subtotal Líneas de Transmisión	419 350	0	1 423 385	
II	Subestaciones de Potencia Ampliación en 220 kV y S.E. Pomacocha 220/50/22,9 kV - 45/27/18 MVA Subestación de Seccionamiento (derivación a S.E. San Antonio) Subestación Antuquito 220/50/22,9kV - 40/30/10MVA Ampliación en 220 kV S.E. Pachachaca Subestación Casapalca Norte 220/50/22,9kV - 40/30/10 MVA	2 026 709 89 762	4 658 311	1 576 874 2 106 909	
	Subtotal Subestaciones de Potencia	2 116 471	4 658 311	3 683 783	
	III	Sistema de Telecomunicaciones y Control	433 855	246 524	433 855
	III	Líneas Primarias L.P. 22,9 kV Antuquito - Pomacocha-15,2 km-150mm ² -AAAC L.P. 22,9 kV Casapalca Norte - Pomacocha-16 km-150mm ² -AAAC		191 782	203 118
Subtotal Líneas Primarias		0	191 782	203 118	
	Costo Total s/IGV	2 969 675	5 096 617	5 744 141	
	I.G.V -19%	564 238	968 357	1 091 387	
	INVERSION TOTAL POR ALTERNATIVA +IGV	3 533 914	6 064 974	6 835 528	
	Compar. Porcentual, Inversiones	100%	172%	193%	

ANEXO C

EVALUACIÓN ECONÓMICA

- C.1 Cálculo de Tarifas Eléctricas
- C.2 Evaluación Económica Alternativa I
- C.3 Evaluación Económica Alternativa II
- C.4 Evaluación Económica Alternativa III

ANEXO N° C.1
EVALUACIÓN ECONÓMICA
CÁLCULO DE LA TARIFAS ELÉCTRICAS

1 TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE

ORIGEN	Tensión kV	PPB \$/kW-mes	PEBP c\$/kW-h	PEBF c\$/kW-h
MANTARO	220	28,33	11,19	8,03
HUAYUCACHI	220	28,79	11,39	8,11
PACHACHACA	220	29,29	11,38	8,22

2 TARIFA EN LAS OTRAS BARRAS

ORIGEN	DESTINO	Tensión kV	Longitud km	Transformación FPPT	FPET	PPL %/km	Transporte PEL %/km	Transformación CBPST ctm. \$./kWh	Transporte CBPSL ctm \$./kWh-km	C MM ² /km	FPME	FPMP	CBPSE ctm. \$./kWh	PPB \$/kW-mes	PEBP c\$/kW-h	PEBF c\$/kW-h
MANTARO	POMACCOCHA 220 KV	220	192,20	1,0000	1,0000	0,0529	0,0426	0,000	0,00410	0,3	1,082	1,102	0,236	31,210	12,343	8,924
PACHACHACA	POMACCOCHA 220 KV	220	13,50	1,0000	1,0000	0,0529	0,0426	0,000	0,00410	1,0	1,006	1,007	0,055	29,499	11,501	8,323
HUAYUCACHI	ANTUQUITO 220KV	220	110,00	1,0000	1,0000	0,0529	0,0426	0,000	0,00410	0,3	1,047	1,058	0,135	29,499	11,501	8,323

3 TARIFA EXISTENTE DE COMPRA DE ENERGÍA

BARRA	PPB \$/kW-mes	PEBP c\$/kW-h	PEBF c\$/kW-h
Carlos Francisco 50 kV	8,519	3,405	2,556
Casapalca Norte 50 kV	8,508	3,454	2,574
Antuquito 50 kV	8,536	3,488	2,594
Bellavista 50 kV	8,564	3,509	2,611
Promedio-US \$	8,532	3,464	2,584
Promedio-S/.	29,680	12,056	8,991

PPM: Precio de la Potencia de Punta a nivel de Generación
PEMP: Precio de energía en horas Punta a nivel de Generación
PEMF: Precio de energía en horas fuera de Punta a nivel de Generación
PCSPT: Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión
Tipo de cambio: S./ \$: Según la Superintendencia de Banca y Seguros -15/08/2003

4 TARIFA DE VENTA DE ENERGÍA

TARIFA MT3	HP	HFP	Tarifa de venta regulada
15,4 c\$/kwh	10,58 c\$/kwh	22,89 S./kW-mes	

PPB: Precio en barra de la Potencia de Punta
PEBP: Precio en barra de la Energía en horas de Punta
PEBF: Precio en barra de la Energía en horas fuera de Punta
CPSEE: Cargo por Peaje Secundario de Transmisión Equivalente en Energía

**ANEXO C.2
EVALUACION ECONOMICA
Alternativa I : Subestación Pomacocha 220/50/22.9 kV
y Línea 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco**

Años	DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA					COSTOS EN LA ALTERNATIVA I					BENEFICIOS							
	Pol. Punta (MW)	Energ. HSP (MWh-año)	Energ. HFP (MWh-año)	Energ. Total (MWh-año)	Inversiones	CO y M. S.E. y L.T. 50kV (6)	Compra Energ. 220kV (7)	Pérd. Energ. LT 50kV y Traf (8)	Total Costos (9)	Venta de Energía US \$ (10)	Ahorro-Compra de energía (US \$) (11)	Politr. HP (MW)	Energ. HP (MWh-año)	Energ. HFP (MWh-año)	Energ. Total (MWh-año)	Ahorro us \$ (12)	Total Beneficios US \$ (14)	Beneficios Netos Totales (15)
1 2004					(a) 2.970				2.970									-2.970
2 2005	29.0	42.340	160.892	203.232		104	8.197	142	8.443	9.054	1.59	2.326	8.838	11.164	22	9.472	1.029	
3 2006	29.4	42.914	163.074	205.988		104	8.308	145	8.558	9.177	1.60	2.340	8.890	11.230	22	9.600	1.042	
4 2007	29.8	43.496	165.286	208.782		104	8.421	149	8.674	9.301	1.96	2.864	10.882	13.746	27	9.735	1.061	
5 2008	30.2	44.086	167.528	211.614		104	8.535	153	8.792	9.428	1.98	2.884	10.959	13.843	27	9.867	1.075	
6 2009	30.6	44.684	169.800	214.484		104	8.651	157	8.911	9.555	1.99	2.905	11.039	13.943	27	10.000	1.089	
7 2010	31.0	45.290	172.103	217.393		104	8.768	160	9.033	9.685	2.07	3.028	11.505	14.533	28	10.137	1.104	
8 2011	31.4	45.904	174.437	220.341		104	8.887	165	9.156	9.816	2.09	3.050	11.591	14.641	29	10.274	1.118	
9 2012	31.9	46.527	176.803	223.329		104	9.008	169	9.280	9.950	2.11	3.074	11.680	14.753	29	10.413	1.133	
10 2013	32.3	47.158	179.200	226.358		104	9.130	173	9.407	10.084	2.12	3.098	11.771	14.868	29	10.554	1.148	
11 2014	32.8	47.829	181.749	229.578		104	9.260	177	9.541	10.228	2.14	3.122	11.865	14.987	29	10.704	1.163	
12 2015	33.2	48.509	184.335	232.844		104	9.391	182	9.677	10.373	2.23	3.261	12.392	15.653	30	10.857	1.180	
13 2016	33.7	49.199	186.957	236.156		104	9.525	187	9.815	10.521	2.25	3.288	12.493	15.781	31	11.012	1.196	
14 2017	34.2	49.899	189.616	239.515		104	9.660	191	9.956	10.671	2.27	3.315	12.598	15.914	31	11.168	1.212	
15 2018	34.7	50.609	192.313	242.922		104	9.798	196	10.098	10.822	2.29	3.344	12.707	16.050	31	11.327	1.229	
16 2019	35.2	51.329	195.049	246.377		104	9.937	201	10.243	10.976	2.31	3.373	12.818	16.191	32	11.488	1.245	
17 2020	35.7	52.059	197.823	249.882		104	10.079	207	10.389	11.132	2.41	3.521	13.380	16.901	33	11.652	1.263	
18 2021	36.2	52.799	200.637	253.436		104	10.222	212	10.538	11.291	2.43	3.553	13.501	17.054	33	11.818	1.280	
19 2022	36.7	53.550	203.491	257.041		104	10.367	217	10.689	11.451	2.46	3.586	13.626	17.211	34	11.985	1.297	
20 2023	37.2	54.312	206.386	260.698	(b) -594	104	10.515	223	10.248	11.614	2.48	3.620	13.754	17.374	34	12.156	1.308	

Variables Importantes

- Proyección de la pot. máx. que entrega el transformador Pomacocha (Ver Reporte de flujo de carga-Anexo B.5.4)
- Proyección de la demanda de energía en horas de punta (en MWh-año)
- Proyección de la demanda de energía en horas fuera de punta (en MWh-año)
- Proyección de la demanda de energía total (en MWh-año)
- Inversiones (Alternativa I) sin IGV
 - Total de Inversiones (Ver anexo 5.10) **2.970** mil US\$
 - (i) Ampliación en 220 kV y S.E. Pomacocha 220/50/22.9 kV - 45/27/18 M **2.027** mil US\$
 - (ii) Subestación de Seccionamiento (derivación a S.E. - San Antonio) **90** mil US\$
 - (iii) L.T. 50 kV Pomacocha - Carlos Francisco-14.8 km-120mm²-AAAC **419** mil US\$
 - (iv) Sistema de Telecomunicaciones y Control **434** mil US\$
- Depreciación de las instalaciones en forma lineal para un tiempo de vida de 25 años
- Costos de operación y mantenimiento en las subestaciones y la línea-50 kV :
 - 3.5% de la inversión (Reconocidos para los SST por OSINERG-GART)
 - Compra de energía en 220 kV de la S.E. Pomacocha según OSINERG N 057-2003-OS/CD sin IGV, (A1) PPB= 29.50 S./kWh-mes, PEBP= 11.50 cS./ PEBF= 8.32 CS./kWh
- Pérdidas de potencia y energía en la línea de transmisión Pomacocha - Carlos Francisco-50 kV y el transformador de potencia - obtenidas del análisis de flujo de carga.
- Total de Costos (Sumatoria de los costos involucrados con la Alternativa I : (5)+(6)+(7)+(8))
- TARIFA MT3 : EAHP 15.40 cS./kwh EAFP 10.58 cS./kwh CP 22.89 S./kWh-mes

RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA

Indicadores Económicos	
Tasa de descuento	12%
Valor Actual Neto (VAN)	5.333 MIL US \$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	36%
Relación Beneficio Costo (B/C)	3.40
Tiempo de Repago	3.85 años
Precio Equivalente de Energía y potencia	4,15 ctv \$/kWh

Notas :
 - Tasa de Cambio T.C = 3.48 S./ \$; Según la Superintendencia de Banca y Seguros -15/08/2003
 - Horas de Punta (HP) 5 horas
 - Horas de Fuera Punta (HFP) 19 horas
 - Cargo por potencia Contratada (CPC) Complemento de las HP

(11) Ahorro por compra de energía con respecto al sistema actual
 (B1) Costo promedio de compra de potencia y energía del sistema existente PEBP= 29.690 S./kWh-mes, PEBP= 12.056 cS./kWh, PEBF= 8.991 cS./kWh
 Ahorro por compra de energía con respecto al sistema actual (A1-B1) : PEBP= 0.191 S./kWh-mes, PEBP= 0.555 cS./kWh, PEBF= 0.669 S./kWh
 (12) Ahorro por pérdidas de energía en el sistema eléctrico con respecto al sistema actual.
 (13) Valorización de las pérdidas de potencia y energía con respecto al sistema actual (Reporte de Flujo de potencia)
 (14) Total de Beneficios (Sumatoria de los beneficios involucrados con la Alternativa I : (10)+(11)+(13))
 Beneficios Netos Totales : (14)+(9)

**ANEXO C.3
EVALUACION ECONOMICA
Alternativa II : Subestación Antuquito 220/50/22,9 kV**

Años	DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA					COSTOS EN LA ALTERNATIVA II (mil US \$)					BENEFICIOS					
	Pol. Punta (MW)	Energ. HP (MWh-año)	Energ. HFP (MWh-año)	Energ. Total (MWh-año)	Inversiones	CO y M.-S.E. y L.T. 50 kV	Compra Energ. 220 kV	Pérd. Energ. Traf y L.P. 22,9 kV	Total Costos	Venta de Energía US \$	Ahorro-Compra de energía (US \$)	Potem. HP (MW)	Energ. HP (MWh-año)	Energ. HFP (MWh-año)	Energ. Total (MWh-año)	Total Beneficios US \$
Nº	Año	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
1	2004					(a)										
2	2005	28.0	40.880	155.344	196.224	5.097	178	7.914	137	5.097	382	3.008	11.429	14.436	28	9.152
3	2006	28.2	41.182	156.493	197.675		178	7.973	139	8.291	385	3.025	11.497	14.522	28	9.220
4	2007	28.4	41.487	157.650	199.137		178	8.032	142	8.352	388	3.025	11.497	14.522	28	9.220
5	2008	28.6	41.794	158.816	200.610		178	8.091	145	8.414	391	3.025	11.497	14.522	28	9.220
6	2009	28.8	42.103	159.980	202.093		178	8.151	148	8.477	394	3.025	11.497	14.522	28	9.220
7	2010	29.1	42.414	161.173	203.588		178	8.211	150	8.540	396	3.025	11.497	14.522	28	9.220
8	2011	29.3	42.728	162.365	205.083		178	8.272	153	8.604	399	3.025	11.497	14.522	28	9.220
9	2012	29.5	43.044	163.556	206.610		178	8.333	156	8.668	402	3.025	11.497	14.522	28	9.220
10	2013	29.7	43.362	164.776	208.138		178	8.395	159	8.732	405	3.025	11.497	14.522	28	9.220
11	2014	30.2	44.118	167.647	211.764		178	8.541	164	8.883	412	3.025	11.497	14.522	28	9.220
12	2015	30.7	44.868	170.568	215.454		178	8.690	168	9.037	420	3.025	11.497	14.522	28	9.220
13	2016	31.3	45.668	173.540	219.208		178	8.841	173	9.193	427	3.025	11.497	14.522	28	9.220
14	2017	31.8	46.464	176.563	223.027		178	8.995	178	9.352	434	3.025	11.497	14.522	28	9.220
15	2018	32.4	47.274	179.640	226.913		178	9.152	183	9.514	442	3.025	11.497	14.522	28	9.220
16	2019	32.9	48.097	182.770	230.867		178	9.312	189	9.679	450	3.025	11.497	14.522	28	9.220
17	2020	33.5	48.935	185.954	234.889		178	9.474	194	9.846	457	3.025	11.497	14.522	28	9.220
18	2021	34.1	49.788	189.194	238.982		178	9.639	200	10.017	465	3.025	11.497	14.522	28	9.220
19	2022	34.7	50.655	192.491	243.146		178	9.807	206	10.191	473	3.025	11.497	14.522	28	9.220
20	2023	35.3	51.538	195.844	247.382	(b)	-1.019	9.978	212	9.348	482	3.21	17.786	22.467	44	11.349

Variables Importantes

- (1) Proyección de la pot. max que entrega el transformador (Ver Reporte de flujo de carga-Anexo B.6.3)
- (2) Proyección de la demanda de energía en horas de punta (en MWh-año)
- (3) Proyección de la demanda de energía en horas fuera de punta (en MWh-año)
- (4) Proyección de la demanda de energía total (en MWh-año)
- (5) Inversiones (Alternativa II) sin IGV (Ver Anexo N° B.6.9)
- (6) Total de Inversiones
 - (a) Subestación Antuquito 220/50/22,9kV - 40/30/10MVA
 - (i) Sistema de Telecomunicaciones y Control
 - (ii) L.P. 22,9 kV Antuquito - Pomacocha-15,2 km-150mm²-AAAC
 - (iii) Depreciación de las instalaciones en forma lineal
- (7) Costos de operación y mantenimiento en la subestación y la línea :
 - 3.5% de la inversión (Reconocidos para los SST por OSINERG-GART)
- (8) Compra de energía en 220 kV de la S.E. Antuquito según OSINERG N 057-2003-OS/CD sin IGV, L.P. 22,9 kV Antuquito - Pomacocha-15,2 km-150mm²-AAAC
 - (A1) PPB= 29.50 \$/kWh-mes, PEBP= 11.50 \$/kWh-mes, PEBF= 8.32 \$/kWh
- (9) Pérdidas de potencia y energía en el transformador de potencia y la línea primaria Antuquito Pomacocha-22,9 kV, obtenidas del análisis de flujo de carga:
- (10) Total de Costos (Sumatoria de los costos involucrados con la Alternativa I : (5)+(6)+(7)+(8))
- (11) Venta de energía
 - EAHP 15,40 c\$/kWh
 - CP 22,89 \$/kWh-mes
 - TARIFA MT3 : EAHP 10,58 c\$/kWh
- (12) Ahorro por compra de energía con respecto al sistema existente
 - PPB= 29.690 \$/kWh-mes, PEBP= 12.056 c\$/kWh, PEBF= 8.991 c\$/kWh
- (13) Ahorro por pérdidas de energía en el sistema eléctrico con respecto al sistema actual.
 - PPB= 0.191 \$/kWh-mes, PEBP= 0.555 c\$/kWh, PEBF= 0.669 \$/kWh
- (14) Valorización de las pérdidas de potencia y energía con respecto al sistema actual. (Reporte de Flujo de potencia)
- (15) Total de Beneficios (Sumatoria de los beneficios involucrados con la Alternativa I : (10)+(11)+(13))
 - Beneficios Netos Totales : (14)+(9)
 - Netas :
 - Tasa de Cambio T.C = 3.48 \$./.\$ Segun la Superintendencia de Banca y Seguros -15/08/2003
 - Horas de Punta (HP) 5 horas
 - Horas de Fuera Punta (HFP) 19 horas
 - Cargo por potencia Contratada (CPC) 18-21h
 - Energía Activa (EA) Complemento de las HP

RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA

Indicadores Económicos

Tasa de descuento	12%
Valor Actual Neto (VAN)	2.259 Mil US \$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	18%
Relación Beneficio Costo (B/C)	1.76
Tiempo de Pagapo	9,14 años
Precio Equivalente de Energía y potencia	4,19 ctv \$/kWh

**ANEXO C.4
EVALUACION ECONOMICA
Alternativa III : Ampliación de la Subestación Pachachaca 220 KV,
Línea en 220 kV Pachachaca- Casapalca Norte y S.E. Casapalca Norte 220/50/22,9KV – 40/30/10 MVA**

Años	DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA					COSTOS EN LA ALTERNATIVA III					BENEFICIOS							
	Entregada por el SINAC en Pachachaca-220 KV (MW) (1)	Energ. HP (MWh/año) (2)	Energ. HFP (MWh/año) (3)	Energ. total (MWh/año) (4)	Inversiones (5)	CO y M. S.E. y L.T. 50KV (6)	Compra Energ. 220 KV (7)	Pérd. Energ. Trafo y L.P. 22,9 KV (8)	Total Costos (9)	Venta de Energía US \$ (10)	Abono-Compra de energía (US \$) (11)	Poten. HP (MW) (12)	Energ. HP (MWh/año) (13)	Energ. HFP (MWh/año) (14)	Energ. Total (MWh/año) (15)	Abono US \$ (16)	Total Beneficios US \$ (17)	Beneficios Netos Totales (18)
1 2004									5.744									-5.744
2 2005	27,5	40.179	152.681	192.860	(a) 5.744	201	7.700	133	8.034	454	2,06	3.008	11.429	14.436	34	9.080	1.046	
3 2006	27,8	40.613	154.330	194.943		201	7.783	136	8.120	459	2,07	3.025	11.497	14.522	34	9.178	1.058	
4 2007	28,1	41.052	155.997	197.049		201	7.867	139	8.207	464	2,08	3.042	11.574	14.609	34	9.266	1.069	
5 2008	28,4	41.495	157.682	199.178		201	7.952	142	8.295	469	2,09	3.059	11.661	14.696	34	9.355	1.080	
6 2009	28,7	41.944	159.386	201.329		201	8.038	145	8.385	474	2,10	3.076	11.748	14.783	34	9.444	1.091	
7 2010	29,0	42.397	161.107	203.504		201	8.125	149	8.475	479	2,11	3.093	11.831	14.870	34	9.533	1.102	
8 2011	29,4	42.855	162.847	205.702		201	8.213	152	8.566	485	2,12	3.110	11.918	14.957	34	9.622	1.113	
9 2012	29,7	43.317	164.606	207.924		201	8.301	155	8.658	490	2,13	3.127	12.005	15.044	34	9.711	1.124	
10 2013	30,0	43.785	166.385	210.170		201	8.391	159	8.751	495	2,14	3.144	12.092	15.131	34	9.800	1.135	
11 2014	30,5	44.248	168.281	212.529		201	8.482	164	8.844	500	2,15	3.161	12.179	15.218	34	9.889	1.146	
12 2015	31,0	45.323	172.229	217.552		201	8.686	168	9.055	513	2,16	3.178	12.266	15.305	34	9.978	1.157	
13 2016	31,6	46.112	175.227	221.340		201	8.837	173	9.211	521	2,17	3.195	12.353	15.392	34	10.067	1.168	
14 2017	32,1	46.915	178.278	225.193		201	8.991	178	9.370	531	2,18	3.212	12.440	15.479	34	10.156	1.179	
15 2018	32,7	47.732	181.382	229.114		201	9.147	183	9.532	540	2,19	3.229	12.527	15.566	34	10.245	1.190	
16 2019	33,3	48.563	184.540	233.103		201	9.307	189	9.696	549	2,20	3.246	12.614	15.653	34	10.334	1.201	
17 2020	33,8	49.409	187.753	237.161		201	9.469	194	9.864	559	2,21	3.263	12.701	15.740	34	10.423	1.212	
18 2021	34,4	50.269	191.021	241.290		201	9.633	200	10.034	568	2,22	3.280	12.788	15.827	34	10.512	1.223	
19 2022	35,0	51.144	194.347	245.491	(b) -1.149	201	9.801	205	10.208	578	2,23	3.297	12.875	15.914	34	10.601	1.234	
20 2023	35,64	52.034	197.731	249.765		201	9.972	211	9.235	588	2,24	3.314	12.962	16.001	34	10.690	1.245	

Variables importantes

- (1) Proyección de la pot. max que entrega el transformador (Ver Reporte de flujo de carga-Anexo B.7.4)
- (2) Proyección de la demanda de energía en horas de punta (en MWh/año)
- (3) Proyección de la demanda de energía en horas fuera de punta (en MWh/año)
- (4) Proyección de la demanda de energía total (en MWh/año)
- (5) Inversiones (Alternativa III) sin IGV (Ver Anexo N° B.7.10)
- (a) Total de Inversiones
- (i) Ampliación en 220 KV S.E. Pachachaca
- (ii) Subestación Casapalca Norte 220/50/22.9KV - 40/30/10 MVA
- (iii) L.T. 220 KV Pachachaca - Casapalca Norte-20 km-400 mm²-AAAC
- (iv) L.P. 22.9 KV Casapalca Norte - Pomacocha-16 km-150mm²-AAAC
- (v) Sistema de Telecomunicaciones y Control
- (vi) Depreciación de las instalaciones en forma lineal
- (b) Depreciación de la operación y mantenimiento en la subestación y la línea :
 - (i) 3,5% de la inversión (Reconocidos para los SST por OSINERG-GART)
 - (ii) L.T. 220 KV Pachachaca - Casapalca Norte-20 km-400 mm²-AAAC sin IGV, PEBP= 29,29 \$/./KW-mes, PEBF= 11,38 cS.//h
 - (iii) L.P. 22.9 KV Casapalca Norte - Pomacocha-16 km-150mm²-AAAC sin IGV, PEBP= 29,29 \$/./KW-mes, PEBF= 11,38 cS.//h
- (6) Pérdidas de potencia y energía en el transformador de potencia y la línea primaria Casapalca Norte -Pomacocha-22.9 KV, obtenidas del análisis de flujo de carga:
 - (i) EAHP 15,40 cS./kWh
 - (ii) EAFP 10,58 cS./kWh
 - (iii) CP 22,89 \$/./KW-mes
- (7) TARIFA MIT3 : EAHP 15,40 cS./kWh EAFP 10,58 cS./kWh CP 22,89 \$/./KW-mes
- (8) Tasa de descuento 12%
- (9) Valor Actual Neto (VAN) 2.765 Mil US \$
- (10) Tasa Interna de Retorno (TIR) 19%
- (11) Relación Beneficio Costo (B/C) 1,80
- (12) Tiempo de Repago 8,87 años
- (13) Precio Equivalente de Energía y potencia 4,15 ctv./\$KWh

(11) Ahorro por compra de energía con respecto al sistema actual
 (B1) Costo promedio de costos de potencia y energía del sistema existente
 PPB= 29.690 \$/./KW-mes, PEBP= 12,056 cS./KWh, PEBF= 8,991 cS./KWh
 Ahorro por compra de energía con respecto al sistema actual (A1-B1) :
 PPB= 0,400 \$/./KW-mes, PEBP= 0,676 cS./KWh, PEBF= 0,771 \$/./KWh
 Ahorro por pérdidas de energía en el sistema eléctrico con respecto al sistema actual.
 Valorización de las pérdidas de potencia y energía con respecto al sistema actual (Reporte de Flujo de potencia)
 Total de Beneficios (Sumatoria de los beneficios involucrados con la Alternativa I : (10)+(11)+(13)
 Beneficios Netos Totales : (14)-(9)
 Notas :
 - Tasa de Cambio T.C = 3,48 \$./.\$/ Según la Superintendencia de Banca y Seguros -15/08/2003
 - Horas de Punta (HP) 5 horas
 - Horas de Fuera Punta (HFP) 19 horas
 - Carga por potencia Contratada (GPC) Complemento de las HP
 - Energía Activa (EA)

RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA

Indicadores Económicos

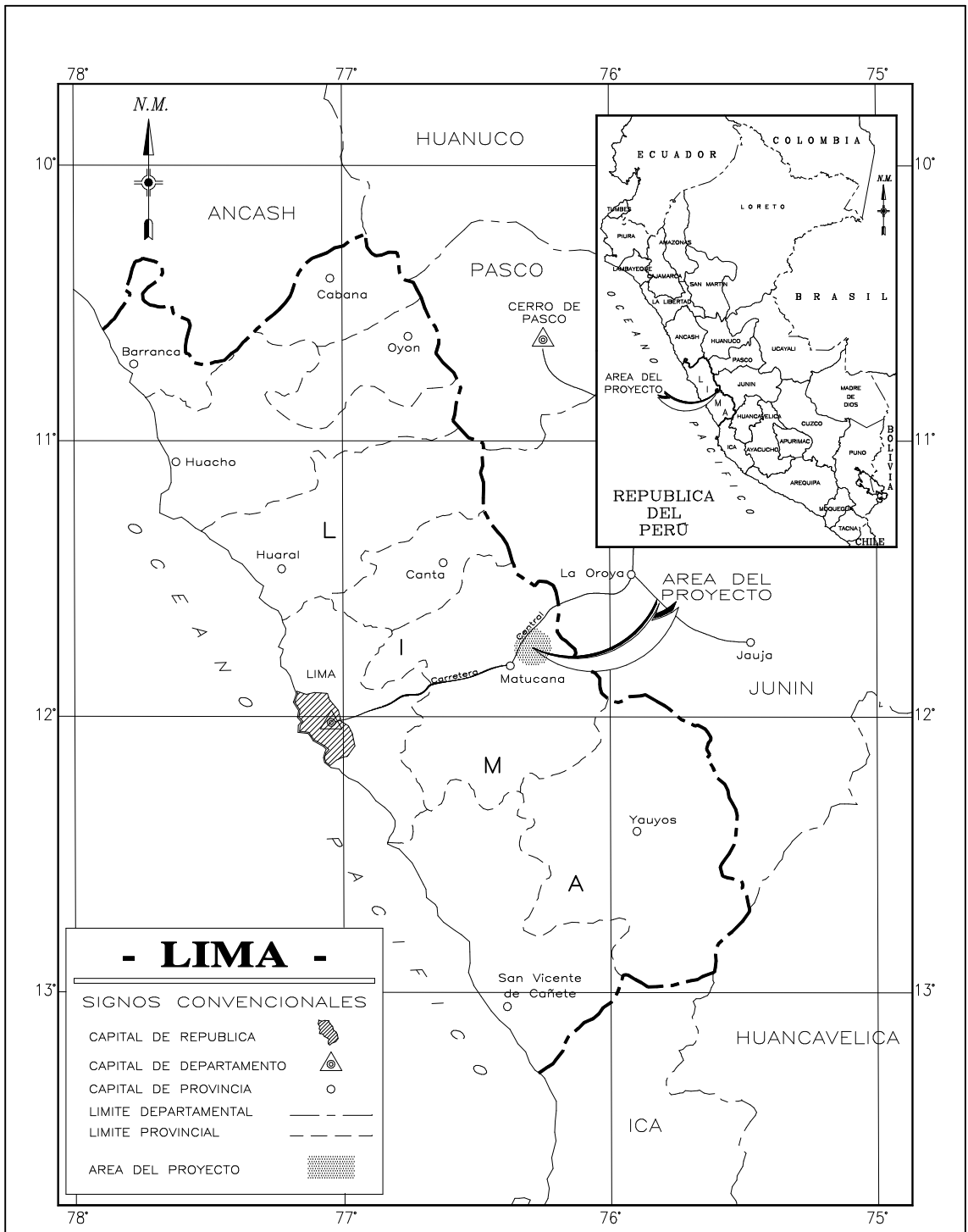
Tasa de descuento	12%
Valor Actual Neto (VAN)	2.765 Mil US \$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	19%
Relación Beneficio Costo (B/C)	1,80
Tiempo de Repago	8,87 años
Precio Equivalente de Energía y potencia	4,15 ctv./\$KWh

ANEXO D

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO DE SUMINISTRO

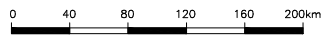
ELÉCTRICO SELECCIONADO


- D.1 Plano de ubicación
- D.2 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico
- D.3 Ruta de Línea y Ubicación de Subestaciones
- D.4 Diagrama Unifilar S.E. Pomacocha 220/50/22,9 kV – 45/25/20 MVA
- D.5 Diagrama Unifilar S.E. Carlos Francisco 50 kV
- D.6 Vista en planta de la S.E Pomacocha
- D.7 Láminas de Armados
 - D.7.1 Estructura de Suspensión Tipos “S_{SM}” (0°) y “S1_{SM}” (0°-7°)
 - D.7.2 Estructura de Suspensión Tipos “A1_{SM}” (7°-30°), “A2_{SM}” (30°-60°)
y “A3_{SM}” (60°-90°)
 - D.7.3 Estructura de Retención “R_{SM}” (0°-15°)

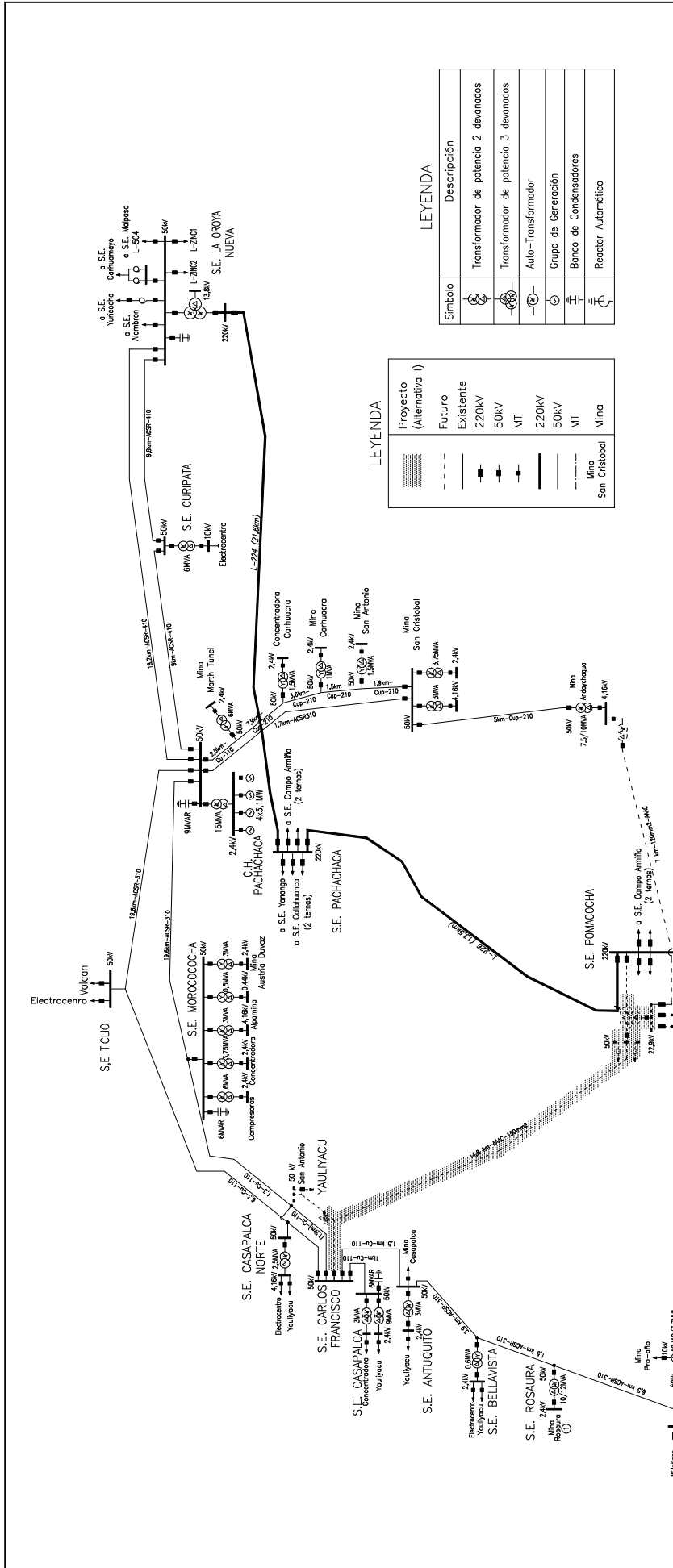



- LIMA -

SIGNOS CONVENCIONALES	
CAPITAL DE REPUBLICA	
CAPITAL DE DEPARTAMENTO	
CAPITAL DE PROVINCIA	
LIMITE DEPARTAMENTAL	
LIMITE PROVINCIAL	
AREA DEL PROYECTO	



	UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	
<small>TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACIÓN POMACOCOA EN 220 kV</small>		
<small>ANEXO :</small>	PLANO DE UBICACIÓN ALTERNATIVA SELECCIONADA	<small>ANEXO N°</small>
<small>DIS. : JC. SANTOS A.</small>	<small>REV. : C. HUAYLLASCO M.</small>	<small>FECHA: OCT-2003</small>
<small>APR. : C. HUAYLLASCO M.</small>	<small>DIB. : J. TOLEDO Z.</small>	<small>ESCALA:</small>
		D.1





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ANEXO N°

DIAGRAMA UNIFILAR – SISTEMA ELECTRICO

REY: C. HUAYLASCO M.
FECHA: OCT-2003

DIS: J.C. SANTOS A.
FECHA: OCT-2003

APR: C. HUAYLASCO M.
FECHA: OCT-2003

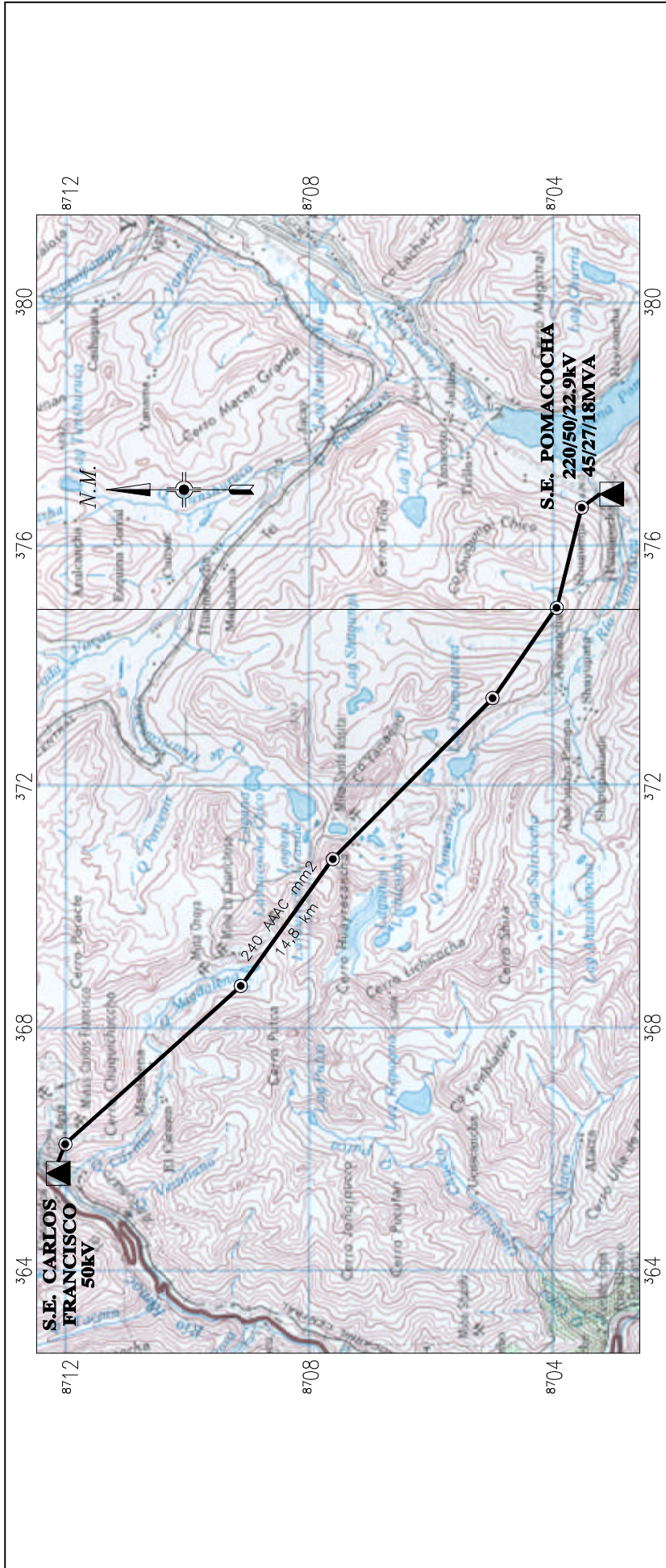
DIV: J. TOLEDO Z.
FECHA: OCT-2003


ESCALA:

TESIS : FACILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACCOCHA EN 220 kV

NOTAS:

- ① Mina Rosaura de 9MW, que entró en operación a finales del 2003
- ② La Mina Tamborque de Wiese Sudameris o cambiado de suministro de luz del sur por el de la C.H. HUANCHOR.





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

D.3

ANEXO N°

RUTA DE LINEA Y UBICACION DE SUBESTACIONES

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

DIS. : JC. SANTOS A.




APR. : C. HUAYLASCO M.

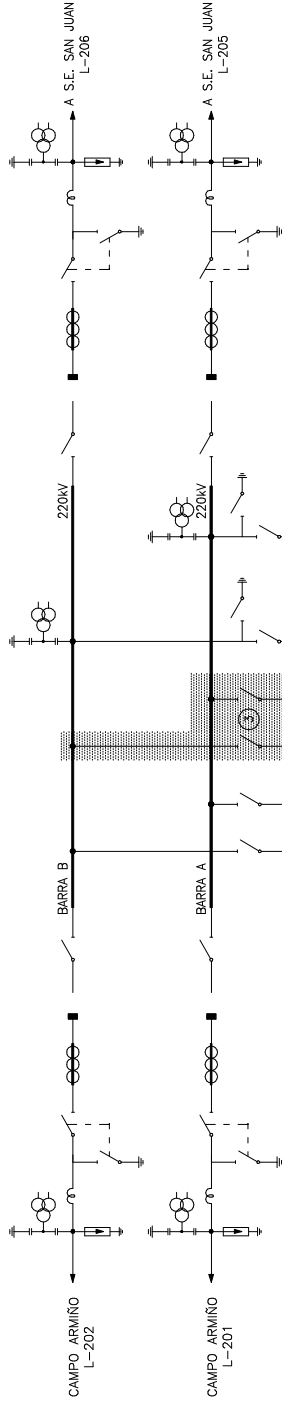
REV. : C. HUAYLASCO M.

DIB. : J. TOLEDO Z.

FECHA: OCT-2003

ESCALA: 1:100.000

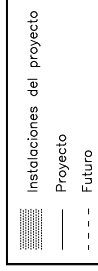
LEYENDA	
	Subestación
	Vertice
	Línea 50kV - 14,8km



LEYENDA

N°	DESCRIPCIÓN
①	Transformador de Potencia de 220± 11x1 $\frac{1}{2}$ /50/22,9kV – 45/27/18MVA con regulación automática, con transformador de corriente en el bushing en el lado de 50kV de 250/1/1/1A y en el lado de 22,9kV de 75–150/1/1/1A
②	Interruptor de potencia de 220kV, con cámara de interrupción en SF6 de 1250A, 31,5kA y BIL 1425kV
③	Seccionador de barra de 220kV, 1250A, BIL 1425kV
④	Transformador de corriente 50–75/1/1/1A, 4x5VA, cl 0,2, BIL 1425kV
⑤	Parrajes de Ozr, 198kV, 10kA clase estación, 4200 mm
⑥	Interruptor de potencia de 72,5kV, con cámara de interrupción en SF6 de 1250A, 31,5kA y BIL 350kV
⑦	Seccionador de barra de 72,5kV, 1250A, BIL 350kV
⑧	Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra de 72,5kV, 1250A, BIL 350kV
⑨	Transformador de tensión capacitivo 50/0,1/0,1kV, 2x50VA, 3P, cl, 0,5, BIL 350kV
⑩	Parrajes de Ozr, 52kV, 10kA clase estación, 4200 mm
⑪	Reconector Automático – Recloser 27kV, 560A, 12kA, BIL 150kV, con protección sensible de falla a tierra,
⑫	Seccionador de barra de 36kV, 630A, BIL 170kV
⑬	Parrajes de Ozr, 24kV, 10kA, tipo estación 4200 mm
⑭	Parrajes de Ozr, 24kV, 10kA, tipo distribución 4200 mm
⑮	Transformador de tensión 22,9/0,1kV, 10VA, cl 3P BIL 150kV
⑯	Transformador trifásico 75kVA, 22,9±2,5%/0,4–0,23kV Dyn5
⑰	Seccionador fusible tipo cut-out 27kV, 100A, BIL 150kV, con fusible de 5A

LEYENDA



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO N°

DIAGRAMA UNIFILAR-S.E. POMACOCHA
220/50/22,9 kV-45/25/20 MVA

DIS. : J.C. SANTOS A.

REY. : C. HUAYLASCO M.

FECHA: OCT-2003

APR. : C. HUAYLASCO M.

DIB. : J. TOLEDO Z.

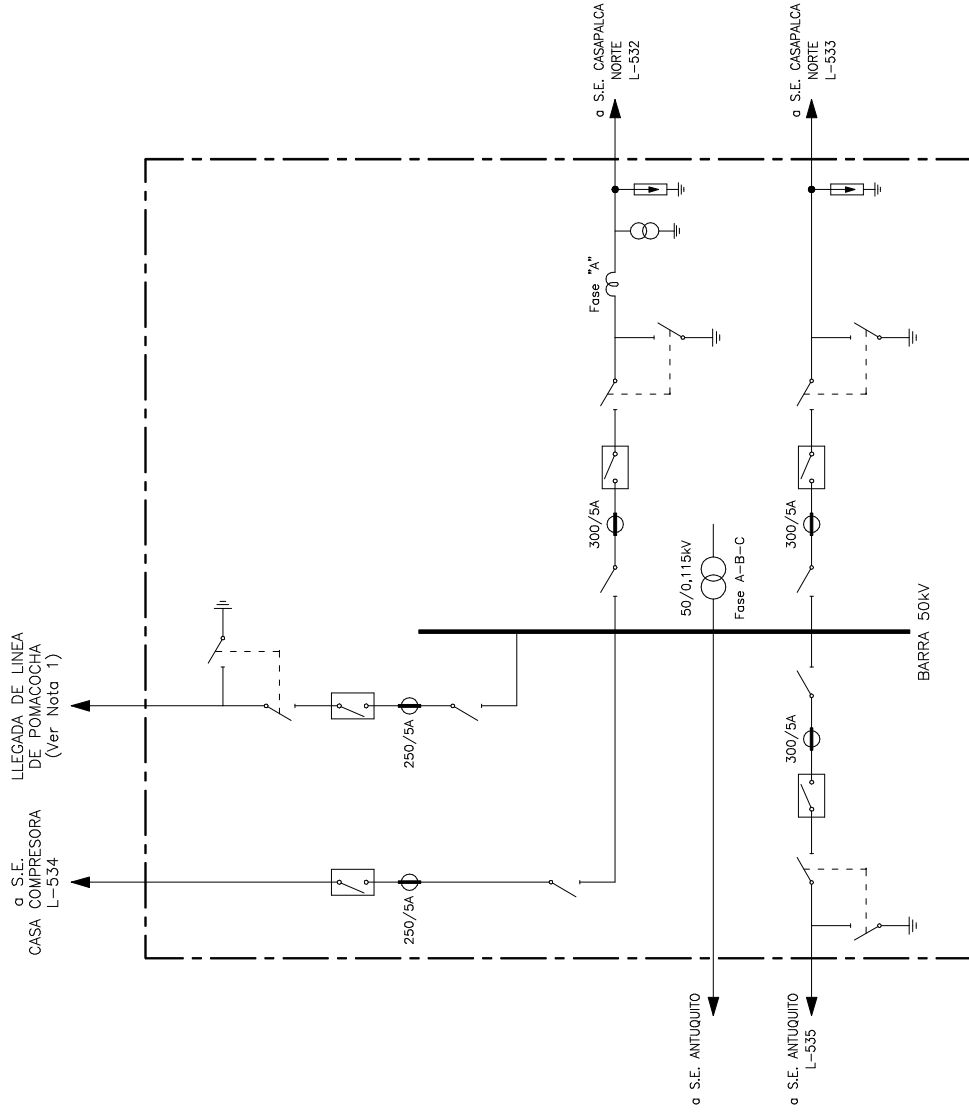
D.4

LEYENDA

SIMBOLO	DESCRIPCION
	Interruptor de Potencia
	Seccionador de Barra
	Seccionador de linea con cuchilla puesto a tierra
	Pararrayos
	Transformador de Corriente
	Transformador de Tension inductivo
	Transformador de Tension capacitivo
	Trampa de onda

Nota:

1.- Esta celda en 50kV es existente, y actualmente es utilizada para la salida a la S.E. San Antonio, Se propone utilizar esta celda de linea, para la futura llegada de la linea en 50kV Pomacocha-Carlos Francisco y tener una derivación en T en la linea con circuit-swisther para alimentar la S.E. San Antonio.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

ANEXO :	
DIAGRAMA UNIFILAR	ANEXO N°
S.E. CARLOS FRANCISCO 50 kV	
DIS. : J.C. SANTOS A.	REV. : C. HUAYLASCO M.
APR. : C. HUAYLASCO M.	FECHA: OCT-2003
	ESCALA:

LEYENDA

CODIGO	EQUIPAMIENTO EN 50KV
PR3	PARARRAYOS
TR3	TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO
SL3	SECCIONADOR DE LINEA CON CUCHILLA PUESTA A TIERRA
TC3	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
IN3	INTERRUPTOR DE POTENCIA
SB3	SECCIONADOR DE BARRA
TR3	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220/50/22,9KV

CODIGO	EQUIPAMIENTO EN 220KV
PR	PARARRAYOS
TC	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
INT	INTERRUPTOR DE POTENCIA
AS	AISLADOR SOPORTE
SB	SECCIONADOR DE BARRA

— Proyecto
 - - - Futuro
 — Existente



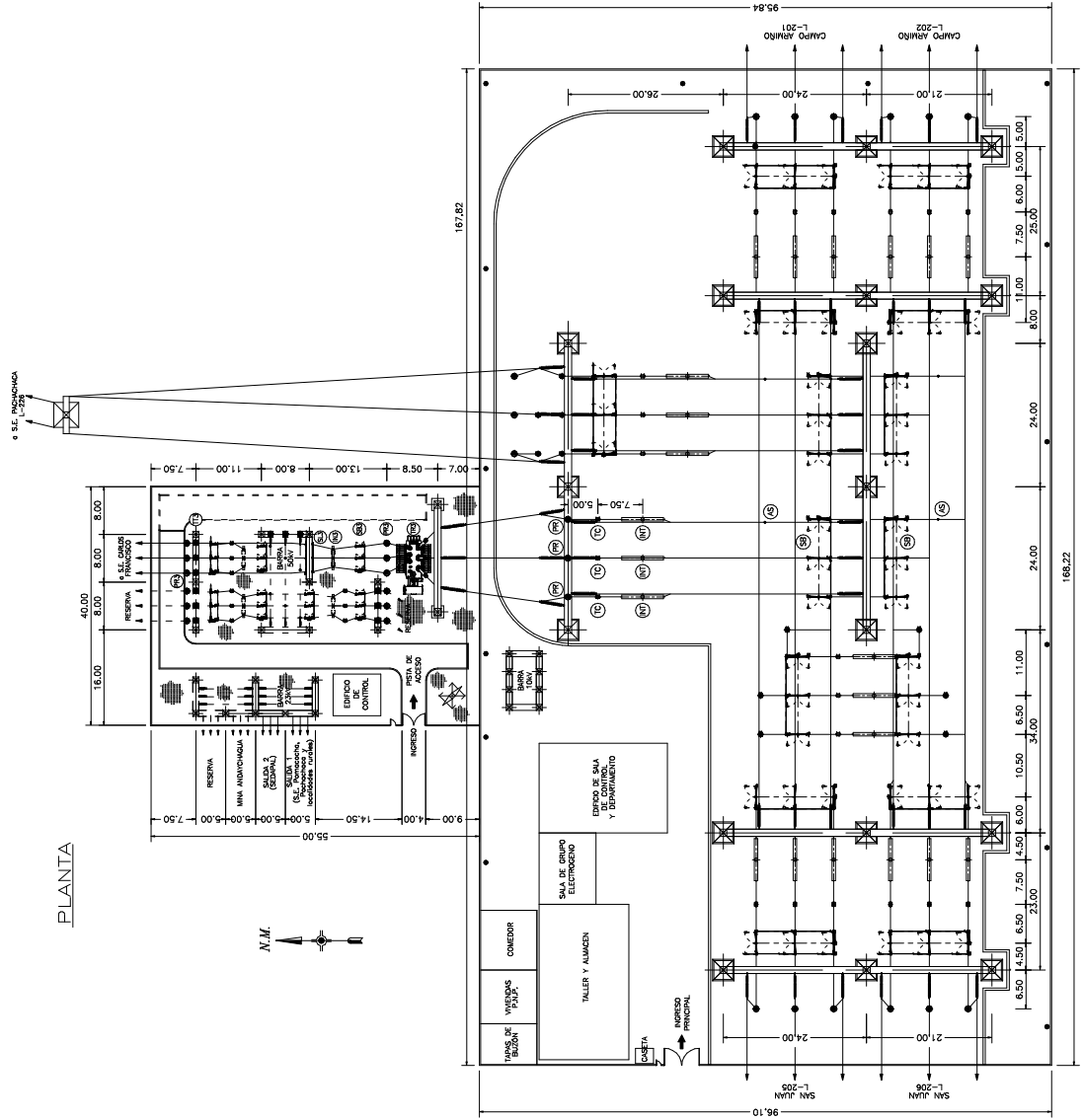
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELECTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACION POMACOCHA EN 220 kV

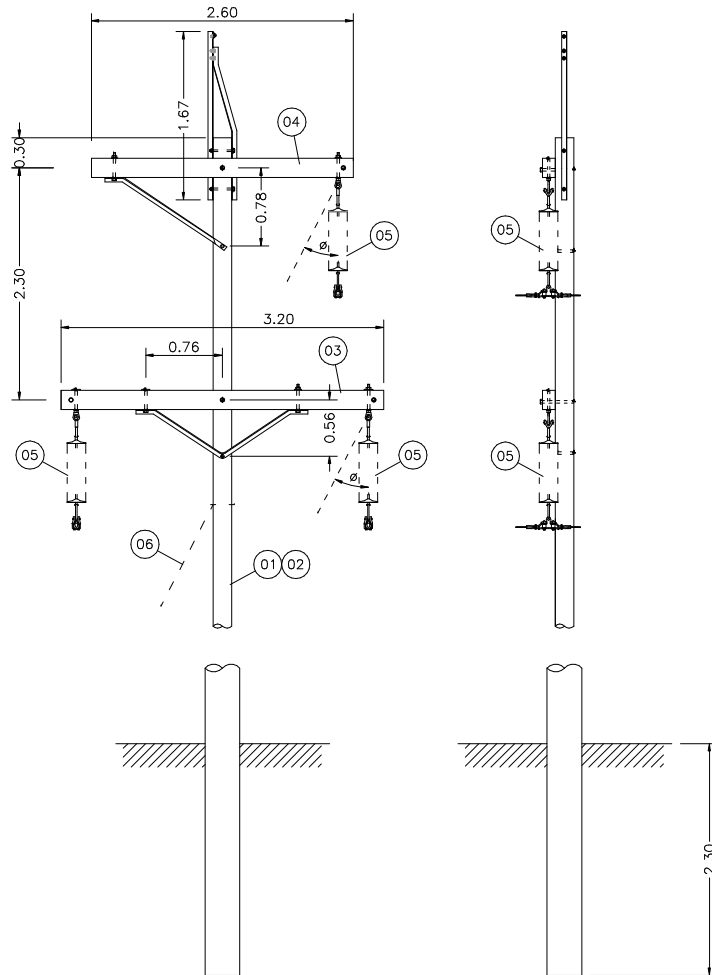
ANEXO :	VISTA EN PLANTA SUBESTACION POMACOCHA	ANEXO N°
DIS. : JC. SANTOS A.	REV. : C. HUAYLASCO M.	FECHA: OCT-2003
APR. : C. HUAYLASCO M.	DIB. : J. TOLEDO Z.	ESCALA:

D.6


PLANTA



ARMADOS: "S_{SM}" (0°)
 "S_{1SM}" (0°-7°)



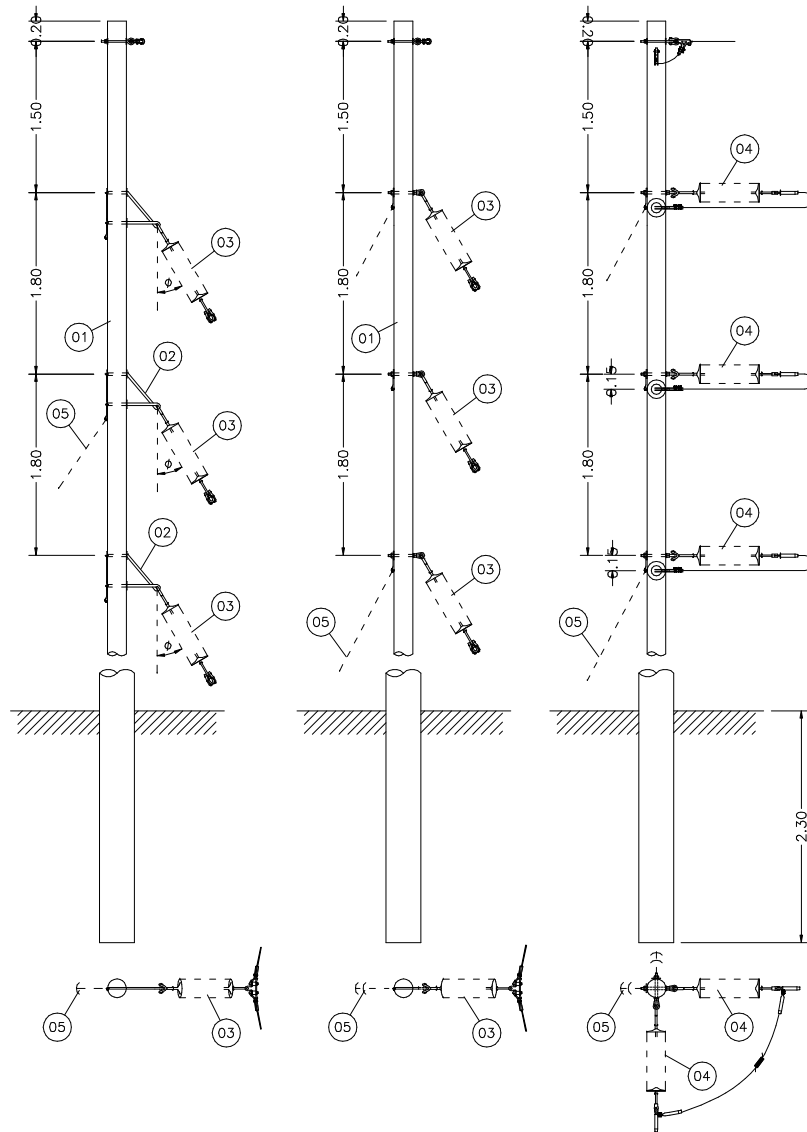
N°	CANT.	CANT.	DESCRIPCION
07	Glb.	Glb.	Accesorio de cable de guarda y ferreteria.
06	-	1	Retenida y accesorios.
05	3	3	Cadena de aisladores de suspensión.
04	1	1	Cruceta de madera de 2,6 m.
03	1	1	Cruceta de madera de 3,2 m.
02	-	1	Poste de madera pino 55 pies, clase 3
01	1	-	Poste de madera pino 55 pies, clase 4

		UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	
		TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACIÓN POMACOCOA EN 220 kV	
ANEXO : LAMINAS DE ARMADOS 50 kV ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN TIPOS "S _{SM} " (0°) y "S _{1SM} " (0°-7°)		ANEXO N°	
DIS. : JC. SANTOS A.	REV. : C. HUAYLLASCO M.	FECHA: OCT-2003	D.7.1
APR. : C. HUAYLLASCO M.	DIB. : J. TOLEDO Z.	ESCALA:	

ARMADO "A1_{SM}"
(7°-30°)

ARMADO "A2_{SM}"
(30°-60°)

ARMADO "A3_{SM}"
(60°-90°)



N°	CANT.			DESCRIPCION
	A1 _{SM}	A2 _{SM}	A3 _{SM}	
06	Glb.	Glb.	Glb.	Accesorio de cable de guarda y ferreteria.
05	2	3	6	Retenida y accesorios.
04	-	-	6	Cadena de aisladores de anclaje.
03	3	3	-	Cadena de aisladores de suspensión.
02	3	-	-	Extensor de ángulo para cadena de aisladores
01	1	1	1	Poste de madera pino 60 pies, clase 3



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACIÓN POMACOCCHA EN 220 kV

ANEXO : LAMINAS DE ARMADOS 50 kV
ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN TIPOS "A1_{SM}" (7°-30°), "A2_{SM}" (30°-60°) Y "A3_{SM}" (60°-90°)

ANEXO N°

DIS. : JC. SANTOS A.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

FECHA: OCT-2003

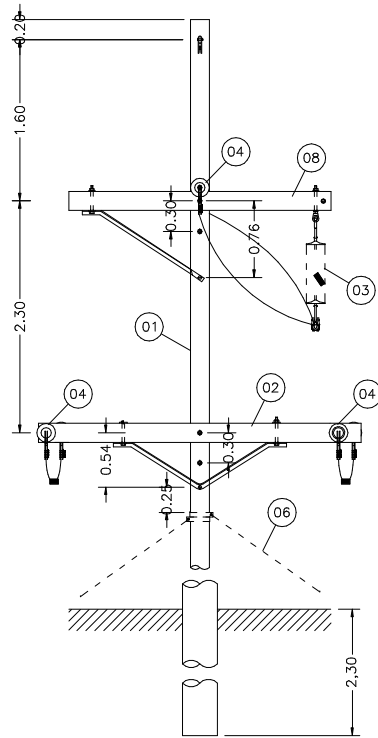
APR. : C. HUAYLLASCO M.

DIB. : J. TOLEDO Z.

ESCALA:

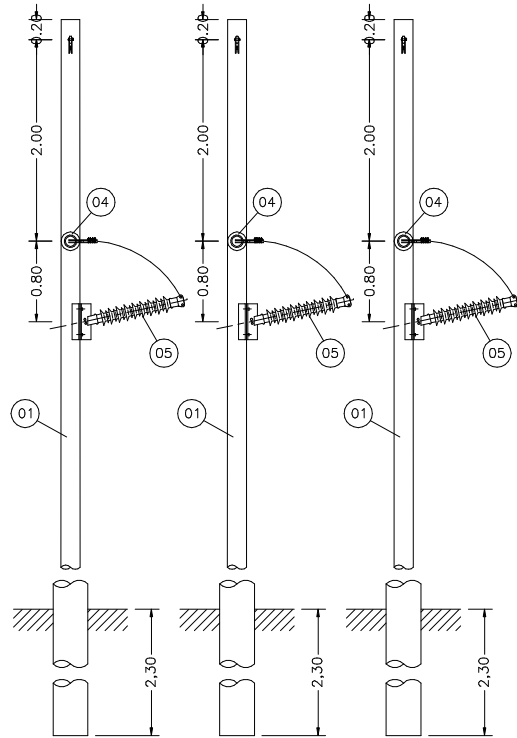
D.7.2

ARMADO "R SM"
(0°)

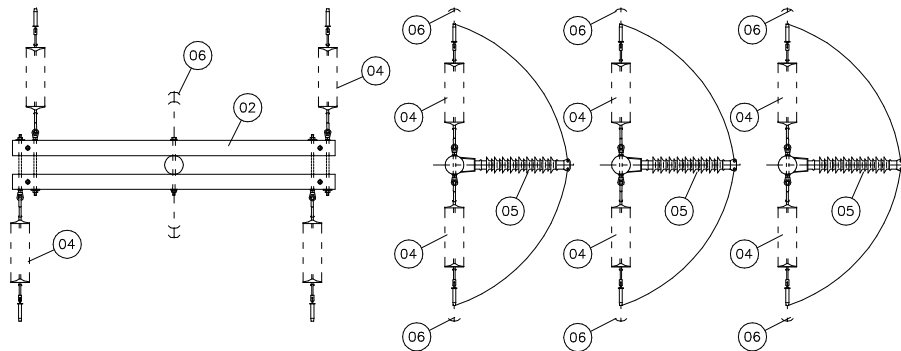


PLANTA

ARMADO "E SM"
(0°-90°)



PLANTA



	R _{SM}	E _{SM}	
08	1	-	Cruceta de madera de 2,6 m.
07	Glb.	Glb.	Accesorio de cable de guarda y ferreteria.
06	4	6	Retenida y accesorios.
05	-	3	Aislador tipo poste vertical 60kv
04	6	6	Cadena de aisladores de anclaje
03	1	-	Cadena de aisladores de suspensión.
02	2	-	Cruceta de madera de 3,2 m.
01	1	3	Poste de madera pino 55 pies, clase 3
N°	CANT.	CANT.	DESCRIPCION



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : FACTIBILIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE 39 MW A LAS EMPRESAS MINERAS VOLCAN, CASAPALCA, YAULIYACU, ROSAURA, Y A ELECTROCENTRO Y SEDAPAL, DESDE LA SUBESTACIÓN POMACOCCHA EN 220 kV

ANEXO : LAMINAS DE ARMADOS 50 kV
ESTRUCTURA DE RETENCIÓN "R_{SM}" (0°-15°)

ANEXO N°

DIS. : JC. SANTOS A.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

FECHA: OCT-2003

APR. : C. HUAYLLASCO M.

DIB. : J. TOLEDO Z.

ESCALA:

D.7.3

BIBLIOGRAFIA

- Electrical Trasmisión and Distribution –Reference Book-Westing House Electric Corporation.
- Desing Guide for Rural Substations –RUS Bulletin –1724-300
- Análisis de Sistemas de Potencia- John Grainger y Willian Stevenson.
- REA Bulletin 62-1 “Desing Manual for High Voltage Transmission Lines”
- NESC C2-1997 “Nacional Electrical Safety Code” NESC Handbook
- Manual de diseño “Redes Energía Eléctrica” Parte II: Líneas de Transmisión ENDESA-Departamento Eléctrico
- Manual de diseño “Projetos Mecánicos das Linhas Aéreas de Transmissao”
- Centrais Eléctricas Brasileiras S/A , Escola Federal de Engenharia de Itajuráa
- Transmission Products “Maclean Power System”
- Manual de diseño “Diseño de Lineas de Transmisión Aereas a Altas Tensiones” Ing. Hernan Untiveros Zaldivar