

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELECTRÓNICA**



***“Automatización de Protecciones del  
Sistema Eléctrico de la Central  
Hidroeléctrica de San Francisco  
Ayacucho”***

**T E S I S**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO ELECTRÓNICO**

**PRESENTADO POR:  
BERNARDINO TITO VICUÑA RUIZ**

**ASESOR:  
ING. M. SC. VICTOR L. GUTIERREZ TOCAS**

**CALLAO-PÉRU  
2006**



2307

# ACTA PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL

A las 15 días del mes de agosto del 2006, siendo las 17:50 Horas se reunió el jurado examinador de la Facultad de Ingenierías Eléctricas y

Electrónicas conformada por los siguientes docentes ordinarios de la Universidad Nacional del Callao (Resolución decanal N° 133-2006-DFIEE)

- ING. JULIO GASQUERO ZAIDMAN Presidente
- ING. JACOB OSTOCONDON VILLON Secretario
- ING. JULIO BORTAS CRISTANEDA Vocal
- ING. Mg. VICTOR GUTIERREZ TOLOS Asesor

con el fin de dar inicio a la Exposición de la Tesis del señor Bachiller VICENTA RUIZ BERNARDINO TITO, quien ha cumplido con los requisitos para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electrónico tal como lo señalan los art. N° 12 al N° 15 del Reglamento de Grados y Títulos sustentará la tesis titulada: "AUTOMATIZACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE SAN FRANCISCO YACUDES".

Con el quórum reglamentario de ley, se dio inicio a la Exposición Considerando lo establecido en los art. N° 14 al N° 17 del Reglamento de Grados y Títulos dado por Resolución N° 047-92-CU, en el Capítulo N° 06 correspondiente al otorgamiento del título profesional con tesis, efectuadas las deliberaciones pertinentes se acordó dar por Aprobado; calificación BUENO; NOTA 16, el expositor señor Bachiller VICENTA RUIZ BERNARDINO TITO, con lo cual se dio por concluida la sesión; siendo las 18:51 horas del día 15 de agosto del 2006. Es copia fiel del folio 17

ING. JULIO GASQUERO ZAIDMAN  
PRESIDENTE

ING. JACOB OSTOCONDON VILLON  
SECRETARIO

ING. JULIO BORTAS CRISTANEDA  
VOCAL



ING. Mg. VICTOR GUTIERREZ TOLOS  
ASESOR

***Automatización de Protecciones del Sistema  
Eléctrico de la Central Hidroeléctrica de San  
Francisco Ayacucho***

**Facultad : Ingeniería Eléctrica y Electrónica**

**Escuela Profesional : Ingeniería Electrónica**

**Título Profesional a Obtener : Ingeniero Electrónico**

**Autor : Bernardino Tito Vicuña Ruiz**

**Asesor : Ing. M.Sc. Víctor L. Gutiérrez Tocas**

**Lima, Mayo del 2006**

## **DEDICATORIA**

A mis Padres quienes me  
alentaron y en quienes he  
puesto lo mejor de mí, con todo  
cariño.

Sr. Samuel Vicuña Ochoa.

Sra. Bibiana Elisa Ruiz Ibarra

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar quisiera agradecer a la empresa Electrocentro S.A. quien me dio la oportunidad de trabajar en sus instalaciones de la Central Hidroeléctrica San Francisco, también un reconocimiento al Ing. M.Sc. Víctor L. Gutiérrez Tocas, Vice – Rector de Investigación de la Universidad Nacional del Callao como asesor de dicha Tesis, quisiera agradecer a las siguientes personas quienes de alguna u otra manera aportaron para la realización de este estudio de tesis.

Al Ing. William Soto quien me oriento para la realización de esta Tesis, de igual manera al Ing. Jorge Chávez, y al Ing. Wilmer Barrios, ya que con sus ideas y sabios concejos pude concluir con lo iniciado. Así mismo quisiera agradecer a todas aquellas personas y técnicos que trabajan en la Central Hidroeléctrica San Francisco, que me alentaron para la realización de esta Tesis.

## **RESUMEN**

El Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco, ubicado en la provincia de La Mar departamento de Ayacucho, tiene como suministro de energía a la Central Hidroeléctrica San Francisco ubicado geográficamente en el distrito de Kimbiri, provincia de La Convención departamento de Cuzco. Dicho sistema opera en sistema aislado del SEIN.

El sistema eléctrico San Francisco ha venido registrando algunos problemas de operación en sistemas de protección, entre los cuales se pueden mencionar lo siguiente:

- ❖ Automatización inadecuada de sus dispositivos de protecciones.
- ❖ Falta de selectividad ante la ocurrencia de fallas.

Una de las causas de interrupción de suministro continuo, es la falla de cortocircuito que ocasiona un cambio súbito y a veces violento en la operación del sistema llegando a bloquear los grupos de generación.

Por esta razón se hace este estudio de automatización de protecciones del sistema eléctrico, que permita aislar con la mayor rapidez el material defectuoso del sistema, limitando el daño en el lugar en el que se localiza la falla y que impidan que sus efectos se propaguen al sistema.

De la evaluación efectuada se concluye que las principales causas de falla en el sistema eléctrico San Francisco se deben a:

Fallas por sobre corriente en los alimentadores debido a:

- ❖ A las descargas atmosféricas que comúnmente se presentan en esta parte de la zona.

Fallas monofásicas a tierra por pérdida de aislamiento debido a.

- ❖ Por acercamiento de vegetación en la zona, a las fases de los alimentadores.
- ❖ Deterioro de los aisladores por acción de terceros.
- ❖ Caída de árboles por actividades de forestación.
- ❖ Deterioro de las estructuras, conductores, aisladores por condiciones climáticas y movimientos de tierra (deslizamiento).

Ante las fallas mencionadas los equipos de protección de la central hidroeléctrica no actúan automáticamente ante fallas eléctricas y mecánicas y así mismo en el patio de llaves se cuentan con equipos de protección, que no actúan ante las fallas eléctricas así mismo los fusibles que se encuentran instalados a lo largo de la red no actúan ante la ocurrencia de falla.

Las líneas de la red primaria que conducen energía eléctrica para los usuarios, se extienden hasta varios kilómetros, debido a que por lo general todas estas líneas son aéreas o elevadas y están expuestos a la intemperie.

El sistema eléctrico de "San Francisco" debe asegurar que toda la carga conectada al mismo disponga ininterrumpidamente de suministro de energía eléctrica ya que dicho suministro se extiende a poblaciones distantes, el sistema cuenta con varios kilómetros con la red de distribución.

Consciente del problema señalado por la cual se hace la elaboración de este estudio de Automatización de protecciones del Sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica San Francisco Ayacucho y P.S.E. San Francisco.

Este estudio consiste en proponer las soluciones para prevenir las consecuencias de las fallas que pueden afectar a todos los equipos que se encuentran instalados a lo largo de la red y a sí mismo de mantener el suministro de energía eléctrica en forma continuo de acuerdo a los estándares que establece la norma técnica de calidad de servicio eléctrico.

# **“Automatización de Protecciones del Sistema Eléctrico de la Central Hidroeléctrica de San Francisco Ayacucho”**

## **INDICE**

	<b>Pág.</b>
i. DEDICATORIA.....	3
ii. AGRADECIMIENTOS.....	4
iii. RESUMEN.....	5
 CAPITULO I.....	 13
1. INTRODUCCION.....	14
1.1. Actividad Económica de la Población.....	14
1.2- JUSTIFICACION.....	15
1.3- OBJETIVOS.....	16
1.4. ALCANCES.....	17
1.4.1. El Sistema Eléctrico San Francisco.....	17
1.4.2. Descripción de las Instalaciones del Sistema Eléctrico San Francisco.....	17
1.4.3. Área de Generación.....	17
1.4.4. Área de Transformación.....	19
1.4.5. Equipos de maniobra y protección.....	20
1.4.6. Área de Distribución.....	22
ALIMENTADOR A4016 (C.H. SAN FRANCISCO _ PALMAPAMPA _ PICHIHUILCA) EN 22,9 KV.....	22
ALIMENTADOR A4018 (C.H. SAN FRANCISCO -SIVIA) EN 22,9 KV.....	24
1.4.7. Subestación de distribución.....	25
Subestaciones de Distribución Aérea Biposte (SAB) 22.9/0.4/0.23 KV.....	25
Subestaciones de distribución Aérea Monoposte (SAM).....	26
1.5. UBICACIÓN.....	26
1.5.1.-Contexto Geográfico Institucional.....	26
1.6. METODOS Y MATERIALES.....	27
 CAPITULO II.....	 28
DIAGNOSTICO / DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN EXISTENTE.....	29
2.1. Criterios Básicos de Protección.....	29
2.2. Protección de los Grupos de Generación.....	29
2.2.1. Relé de Sobrecorriente R1 (50/51).....	30
2.2.2. Relé de Máxima Tensión (59G).....	31
2.2.3. Relé de Mínima Tensión (27G).....	33

2.2.4. Relé de Mínima y Máxima Frecuencia (81<81>).	34
2.2.5 Relé de Potencia Inversa (32).	35
2.3 Protección de los Transformadores de Potencia TU1 Y TU2.	35
2.3.1 Relé de Sobre corriente de Fases R2 (50 / 51).	36
2.3.2. Relé de Sobrecorriente de Tierra R3 (50N/51N).	37
2.3.3. Protección de la Barra de 0,44 KV.	38
2.4. Protección de los Alimentadores A4016 (C.H. San Francisco – Pichihuilca) y A4018 (C.H. San Francisco – Sivia).	40
2.5.- Diagnostico del Estado Situacional de los Equipos de Protección.	40
2.5.1.- Diagnostico del Sistema de Protección de la C.H. San Francisco.	41
2.5.2. Estadística y Análisis de Fallas Presentadas en el Sistema Eléctrico San Francisco.	45
2.5.3. Análisis para Fallas Aisladas.	62
2.5.4. Análisis para Fallas a Tierra.	67
CAPITULO III	71
3.1. ANALISIS DE FLUJO DE CARGA Y CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO.	72
3.1.1. Análisis de Flujo de Carga.	72
3.1.2. Introducción.	72
3.1.3. Casos Simulados.	72
3.1.4. Análisis de Cortocircuito.	73
3.1.5. Introducción.	73
3.1.6. Definición de parámetros.	73
3.1.7. Resultados de la Simulación de Cortocircuito Para Máxima Demanda y Mínima Demanda.	74
3.1.8. Ajuste, Calibración y Automatización del Sistema de Protección.	74
3.1.9. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Protección de los Grupos de Generación.	74
3.1.10. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Sobrecorriente Controlado por Tensión (51V).	75
Central Hidroeléctrica San Francisco.	75
3.1.11. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Sobrecorriente (50/51).	78
3.1.12. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Mínima Tensión (27).	80
3.1.13. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Sobretensión (59).	81
3.1.14. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Frecuencia (81).	82
3.1.15. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Sobretensión Homopolar (64V).	84
3.1.16. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Potencia Inversa (32).	85
3.1.17. Cálculos justificativos de los Relés Electrónicos de Sobrecorriente de los Transformadores de Potencia 22,9/0,44 KV (50/51).	87
3.1.18. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Sobrecorriente de Tierra de los Transformadores de Potencia 22,9/0,44 KV (50N/51N).	89
3.1.19. Cálculos Justificativos para la Selección de los Fusibles.	90
3.1.20. Selección de los Fusibles del Alimentador A4016.	90
3.1.21. Selección de los Fusibles del Alimentador A4018.	95
3.1.22. Planilla de Ajuste de los Relés Electrónicos.	97

CAPITULO IV .....	98
4.1. Resultados de la Implementación con Relé Electrónico. ....	99
4.1.1.-Automatización Inadecuada de sus Dispositivos de Protección.....	99
4.1.2. Causas de Falla y Sistema de Protección Apropriado. ....	99
4.1.3. Causas de Falla en Generadores.....	100
4.1.4 Sistema de Protección Confiable en Generadores. ....	100
4.1.5. Causas de Falla en Transformadores de Potencia. ....	101
4.1.6. Sistema de Protección Confiable en Transformadores.....	101
4.1.7. Causas de Falla en los Alimentadores de Distribución Primaria. ....	102
4.1.8. Sistema de Protección Confiable en los Alimentadores. ....	103
4.2 CONCLUSIONES. ....	104
4.3. CONSIDERACIONES ATENER EN CUENTA LUEGO DEL ANALISIS. ....	105
4.3.1 Alternativa de Solución Propuesta. ....	107
4.3.2. Programa de Mantenimiento de los Alimentadores. ....	107
4.3.3. Cambio de Recloser Cooper. ....	107
4.3.4. Instalación de Relés 51V. ....	108
4.3.5. Evaluación Técnica y Económica. ....	109
4.3.6. Evaluación Económica. ....	109
4.3.7. Evaluación de Pérdida Económica por las Constantes Interrupciones.....	109
INSTALCION DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE CONTROLADO POR TENSIÓN (51V.).....	111
INSTALACIÓN DE LOS INTERRUPTORES DE RECIERRE AUTOMATICO.....	112
EN LAS SALIDAS A4016 Y A4018. ....	112
4.3.8. Evaluación Técnica. ....	113
4.3.9. Pruebas de Recepción.....	113
4.3.10. Pruebas de Puesta en Servicio.....	115
4.3.11. Pruebas de Mantenimiento.....	116
4.4. Perspectivas del Presente Trabajo.....	117
4.4.1. Selección de Equipos de Protección.....	117
4.4.2. Re-equipamiento del Sistema de Protección de los Grupos de Generación.....	117
4.4.3. Especificaciones Técnicas del Recloser. ....	119
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	121
APENDICES .....	122
APENDICE A .....	123
FOTOGRAFIAS DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE SAN FRANCISCO .....	123
APENDICE B.....	135
PARAMETROS DE LOS COMPONENTES DEL P.S.E. SAN FRANCISCO .....	135
PARAMETROS DE TRANSFORMADORES 2-D .....	136
ALIMENTADOR A4016.....	136
PARAMETROS DE TRANSFORMADORES 2-D .....	138
ALIMENTADOR A4018.....	138

APENDICE C.....	142
PLANO DE UBICACION .....	143
DIAGRAMA UNIFILARES DEL P.S.E SAN FRANCISCO.....	144
APENDICE D.....	146
RESULTADO DE LAS SIMULACIONES DE FLUJO DE POTENCIA .....	146
FLUJO DE POTENCIA PARA MAXIMA DEMANDA CON GRUPOS HIDRAULICOS .....	147
FLUJO DE POTENCIA PARA MAXIMA DEMANDA CON GRUPO HIDRAULICOS Y TERMICO .....	149
FLUJO DE POTENCIA PARA MINIMA DEMANDA .....	151
APENDICE E.....	154
RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITO.....	154
RESULTADOS DE LA SIMULACION DE CORTOCIRCUITO.....	155
MAXIMA DEMANDA CON GRUPOS HIDRAULICOS .....	155
RESULTADOS DE LA SIMULACION DE CORTOCIRCUITO.....	157
MAXIMA DEMANDA CON GRUPOS HIDRAULICOS Y TERMICO .....	157
RESULTADOS DE LA SIMULACION DE CORTOCIRCUITO.....	159
MINIMA DEMANDA .....	159
APENDICE F .....	161
DIAGRAMAS UNIFILARES DE PROTECCIÓN .....	161
APENDICE G.....	165
CURVAS DE AUTOMATIZACION DE SOBRECORRIENTE.....	165
APENDICE H.....	171
PLANILLA DE AJUSTE DE LOS RELÉS.....	171
PLANILLA DE RESUMEN DE AJUSTE DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN .....	172
APENDICE I .....	188
PROCEDIMIENTO DEL RESULTADO DE FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO .....	189

## INDICE DE CUADROS Y GRAFICOS

	Pág.
CUADRO N° 01 PARAMETROS DE LOS GRUPOS DE GENERACION .....	18
CUADRO N° 02 RELACION DE TRANSFORMACION .....	19
CUADRO N° 03 CARACTERISTICAS DE LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA .....	20
CUADRO N° 04 INTERRUPTORES DE RECIERRE AUTOMATICO (RECLOSERS).....	21
CUADRO N° 05 DATOS TECNICOS PARARRAYOS .....	22
CUADRO N° 06 CARGAS Y CENTROS POBLADOS EN 22,9 KV Y 13,2 KV.....	22
CUADRO N° 07 CARGAS Y CENTROS POBLADOS EN 22,9 KV Y 13,2 KV. ....	24
CUADRO N° 08 DATOS DE LOS RELES .....	30
CUADRO N° 09 DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE .....	31
CUADRO N° 10 DATOS DE LOS RELES .....	32
CUADRO N° 11 DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSION .....	32
CUADRO N° 12 DATOS DE LOS RELES .....	33
CUADRO N° 13 DATOS DE LOS RELES .....	34
CUADRO N° 14 DATOS DE LOS RELES .....	35
CUADRO N° 15 DATOS DE LOS RELES .....	36
CUADRO N° 16 DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE LADO 440 V. 36	
CUADRO N° 17 DATOS DE LOS RELES .....	37
CUADRO N° 18 DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE LADO 440 V. 38	
CUADRO N° 19 DATOS DE LOS RELES .....	39
CUADRO N° 20 DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSION .....	39
GRAFICO N° 01 SISTEMA DE PROTECCION DE LA C.H. SAN FRANCISCO .....	41
GRAFICO N° 02 UBICACIÓN DE FALLAS Y CORRIENTE DE FALLA .....	42

<b>CUADRO N° 21 CORRIENTES DE FALLAS PARA FALLAS 3Ø EN BARRA 0,44 KV.....</b>	<b>42</b>
<b>CUADRO N° 22 CORRIENTES DE FALLAS PARA FALLAS 3Ø EN BARRA 22,9 KV A4016 .....</b>	<b>42</b>
<b>CUADRO N° 23 CORRIENTES DE FALLAS PARA FALLAS 3Ø EN BARRA 22,9 KV A4018 .....</b>	<b>43</b>
<b>GRAFICO N°03 COORDINAMIENTO DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLA AISLADA .....</b>	<b>44</b>
<b>CUADRO N° 24 CORRIENTE DE FALLA PARA FALLA 3Ø EN SAB 22,9 KV SANTA ROSA E400388 – A4016 .....</b>	<b>63</b>
<b>CUADRO N° 25 CORRIENTE DE FALLA PARA FALLA 3Ø EN 22,9KV DERIVACION PICHARI A4018 .....</b>	<b>64</b>
<b>GRAFICO N° 04 COORDINAMIENTO DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA .....</b>	<b>66</b>
<b>GRAFICO N° 05 UBICACIÓN DE FALLAS Y CORRIENTE DE FALLA .....</b>	<b>67</b>
<b>CUADRO N° 26 CORRIENTES DE FALLAS PARA LA FALLA 1Ø A TIERRA EN BARRA 22,9 KV A4016 .....</b>	<b>67</b>
<b>CUADRO N° 27CORRIENTES DE FALLAS PARA FALLA 1Ø A TIERRA EN SAB 22,9 KV SANTA ROSA E400388 – A4016 .....</b>	<b>69</b>
<b>CUADRO DE PARAMETROS DEL TRANSFORMADOR A4016 .....</b>	<b>136</b>
<b>CUADRO DE PARAMETROS DEL TRANSFORMADOR A4018 .....</b>	<b>138</b>
<b>CUADRO DE FLUJO DE POTENCIA PARA MAXIMA DEMANDA CON GRUPO HIDRAULICO .....</b>	<b>147</b>
<b>CUADRO DE FLUJO DE POTENCIA PARA MAXIMA DEMANDA CON GRUPO HIDRAULICO Y TERMICO .....</b>	<b>149</b>
<b>CUADRO DE FLUJO DE POTENCIA PARA MINIMA DEMANDA .....</b>	<b>151</b>
<b>CUADRO DE RESULTADO DE SIMULACION DE CORTOCIRCUITO DE MAXIMA DEMANDA CON GRUPO HIDRAULICO .....</b>	<b>155</b>
<b>CUADRO DE RESULTADO DE SIMULACION DE CORTOCIRCUITO DE MAXIMA DEMANDA CON GRUPO HIDRAULICO Y TERMICO .....</b>	<b>157</b>
<b>CUADRO DE RESULTADO DE SIMULACION DE CORTOCIRCUITO DE MINIMA DEMANDA .....</b>	<b>159</b>
<b>CUADRO DE PLANILLA DE AJUSTE DE RELES .....</b>	<b>172</b>

# **CAPITULO I**

## **CONSIDERACIONES GENERALES**

## **1. INTRODUCCION.**

El servicio eléctrico de nuestro medio sus instalaciones de sistema de protección no cumplen con los requisitos básicos de automatización del sistema de protección en forma satisfactoria, la pobreza es tal que se logra apreciar que el funcionamiento de los equipos no es lo adecuado, con este estudio se trata de remediar en alguna forma estas necesidades.

Las instalaciones reciben un mantenimiento solo cuando salen fuera de operación por algún desperfecto grave en la mayoría de los casos.

Se quiere demostrar que los gastos que se generan en trabajar de esta forma, son mayores que el hacer una pequeña inversión regularmente para mejorar las instalaciones del sistema de protección.

### **1.1. Actividad Económica de la Población.**

La importancia siempre creciente de la electricidad en la economía de los **5030** usuarios que están conectados al sistema, exige una continuidad de servicio absolutamente confiable. El desconfort de la mayor parte de las pequeñas industrias y de los servicios públicos hace que la más breve interrupción sea extremadamente perjudicial.

En esta parte de la zona se tiene **4323** usuarios unifamiliares y se alimenta servicios a las siguientes **707** usuarios de cargas especiales como son:

- Mercados
- Locales comunales
- Iglesias
- Consejos
- Colegios

- Instituciones

- Industria como: Cerrajerías de madera, Plantas procesadoras de productos agrícolas de la Zona.

-Talleres etc.

El gran porcentaje de los usuarios se dedican a la agricultura y el menor porcentaje al comercio, que hacen un promedio de energía facturada al mes de 331320 Kw-Hr.

Por la cantidad de usuarios y por las cargas especiales mencionadas este servicio eléctrico está considerado como sector típico tres, por lo tanto merece la calidad del servicio como producto y continuidad estable de suministro de energía eléctrica.

## **1.2- JUSTIFICACION.**

El sistema eléctrico de potencia de la Central Hidroeléctrica de San Francisco y pequeño sistema eléctrico de San Francisco debe asegurar que toda la carga conectada al mismo disponga ininterrumpidamente de suministro de energía eléctrica ya que dicho suministro se extiende a poblaciones distantes, el sistema cuenta con varios kilómetros con la red primaria de distribución.

La central hidroeléctrica cuenta con sus equipos de protección que son muy sensibles que no actúan automatizadamente ante fallas eléctricas y mecánicas, y así mismo en el patio de llaves se cuenta con equipos de protección, que no actúan ante las fallas eléctricas y también las líneas de la red primaria que conducen energía eléctrica para los usuarios, se extienden para varios kilómetros. Debido a que por lo general todas estas líneas son aéreas o elevadas y están expuestos a la intemperie, la probabilidad de que se interrumpan por causas tales como tormentas, caídas de objetos externos, daños a los aisladores etc. Y que dichos equipos de protección no actúan. Es muy grande estas pueden ocasionar daños mecánicos, sino también fallas eléctricas, una de las causas de interrupción de suministro continuo, es la falla

en derivación o cortocircuito que ocasionan un cambio súbito y a veces violento en la operación del sistema llegando a bloquear los grupos de generación.

Por esta razón se requiere un estudio de automatización de protecciones eléctricas, para aislar con la mayor rapidez el material defectuoso del sistema. Esto limitara el daño en el lugar en el que se localiza la falla y que impidan que sus efectos se propaguen al sistema. Este estudio consiste pues en prevenir las consecuencias de las fallas que pueden afectar a todos los equipos que se encuentran instalados a lo largo de la red y así mismo de mantener el suministro de energía eléctrica en forma continua de acuerdo a los estándares que establece la norma técnica de calidad de servicio eléctrico.

### **1.3- OBJETIVOS.**

El objetivo de este ESTUDIO es analizar y mejorar el sistema de protección en los niveles de tensión de 0,44 KV en lado de los generadores y 22,9KV en lado de los alimentadores, optimizar la distribución de carga eléctrica y maniobras operativas en la red de 22,9 KV. de un sistema eléctrico de 2MVA de potencia instalada perteneciente a la Empresa ADINELSA S.A. administrado por la Empresa ELECTROCENTRO S.A. para así minimizar las salidas de servicio total, por fallas transitorias y permanentes como cortocircuito, sobrecargas y sobre tensiones etc. que afectan las cargas y que son económicamente importantes para la producción de este servicio eléctrico.

## **1.4. ALCANCES.**

### **1.4.1. El Sistema Eléctrico San Francisco.**

El sistema eléctrico San Francisco cuenta con instalaciones que conforman el área de generación eléctrica, transformación y distribución de potencia. Así como de un grupo electrógeno de emergencia para los servicios auxiliares.

### **1.4.2. Descripción de las Instalaciones del Sistema Eléctrico San Francisco.**

El ámbito del presente estudio comprende los equipos de protección de las siguientes instalaciones:

- Central Hidroeléctrica de San Francisco, que comprende los sistemas de protección de los grupos de generación G1 y G2, así como de los transformadores de potencia T1 y T2 asociados a los referidos grupos de generación.
- Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco, que comprende los sistemas de protección de dos alimentadores (A4016 y A4018) de distribución primaria en 22,9 KV que salen de la Central Hidroeléctrica San Francisco.

Lo descrito anteriormente comprende a las instalaciones que forman parte del alcance del presente estudio.

### **1.4.3. Área de Generación.**

Está conformado principalmente por dos generadores Sincrónicos trifásicos, cuyos parámetros se muestran en el siguiente cuadro N° 01.

## CUADRO N° 01

### PARAMETROS DE LOS GRUPOS DE GENERACION

Marca	INDUSTRIALLE ERCOLE MARILLE
Tipo	MTX500 AG/8
Potencia Nominal	960 KVA
Frecuencia	60Hz
Tensión Nominal	0.44 KV
Corriente Nominal	1260 Amp.
Cos Ø	0.8
Velocidad Nominal	1200 RPM
Reactancia Sincrónica	295%
Reactancia transitoria	31.2%
Reactancia subtransitoria	16.4%
Pd2	212Kgm
Sentido de rotación	Horario
Velocidad de Embalamiento	1.25 Velocidad Nominal
Grado de Protección	IP23
Clase de aislamiento	H
Instalación	Interna
Rendimiento de Cosf 0.8	95 ( 100 % )
	95.5 ( 75 % )
	95.3 ( 59% )
Conexión	Estrellas con neutro aislado

Cada uno de los grupos de generación G1 y G2, están conectados a la barra de 0.44 KV mediante interruptores extraíbles de mando eléctrico. Ver APENDICE F. Plano DU\_001SFRAN.

#### 1.4.4. Área de Transformación.

Del mismo modo, la Central Hidroeléctrica San Francisco cuenta con dos (02) transformadores elevadores de potencia, de 0.44 KV/ 22.9 KV, cuyos parámetros eléctricos se muestran en el cuadro N° 02.

**CUADRO N° 02**

	TRANSFORMADOR TU1	TRANSFORMADOR TU2
MVA	1	1
FASES	3Ø	3Ø
FRECUENCIA	60Hz	60Hz
TENSION DE C.C	6%	6%
CONEXIÓN	Ynd ( con neutro a tierra)	Ynd ( con neutro a tierra)

#### RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

VOLTIOS (KV)	0.44	
	24±2X2.5%	24±2X2.5%
AMPERIOS(Amp)	1312,2	
	24,06	24,06

Los transformadores de potencia TU1 Y TU2, están conectados a la barra de 0.44 KV mediante interruptores extraíbles de mando eléctrico.

Cada uno de los transformadores de potencia TU1 Y TU2, eleva la tensión a 22.9 KV y se conectan a los alimentadores de distribución primaria A4016 (San Francisco \_ Pichihuilca) y A4018 (San Francisco \_ Sivia) respectivamente a través de los recloser COOPER. Ver APENDICE F. Plano DU-002- SFRAN y DU-003-SFRAN.

### 1.4.5. Equipos de maniobra y protección.

#### - Interruptores de Potencia.

Para los operadores de maniobra o de actuaciones del sistema de protección cuentan con interruptores extraíbles de mando eléctrico conectado a la barra de 0.44 KV. Las características de los interruptores utilizados para desconectar a los grupos o a los transformadores de potencia (designados como líneas) se muestran en el cuadro N° 03.

**CUADRO N ° 03**

#### **CARACTERISTICA DE LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA**

MARCA	ABB	
TIPO	NOVOMAX SAGE G2 _ 1600 Amp	
N°	Grupo G1	MA016707
	Grupo G2	MA016705
	Línea 1 (A4016)	MA016702
	Línea 2 (A4018)	MA016709
Polo	3	
Frecuencia	60Hz	

Tensión	660 V
C Nominal	1600 A
Iccn x 1s	45 KA
Tipo de Apertura	Trifásico
Tipo de Accionamiento	Mando Eléctrico
Secuencia de Operación	O-3'-CO-3'-CO
Vdc	48 V

- **Seccionadores Fusible.**

Para el nivel de 22,9 KV se cuenta con seccionadores fusible marca CEMEBREAKER CBS 24\_38.

- **Recloser.**

Como principal sistema de protección en el lado de 22,9 KV se cuenta con 02 reclosers COOPER electromecánicos, cuyos parámetros eléctricos se muestran en el cuadro N° 04.

**CUADRO N° 04**

**INTERRUPTORES DE RECIERRE AUTOMATICO (RECLOSERS)**

Marca	COOPER
Tipo	KYLE VVV27
Polo	3
Frecuencia	60 Hz
Tensión	27 KV
BIL	150 KV
Continue Current	25 A
Min Trip Current	50 A
Min int Current	1500 A

- **Pararrayos.**

Como protección ante descargas atmosféricas en el lado de 22,9 KV se cuenta con 06 pararrayos cuyas características técnicas se muestran en el siguiente cuadro.



2307

## CUADRO N° 05

### DATOS TECNICOS PARARRAYOS

Marca	EMP Distribution Arresters
Tipo	MB 21/p
Tensión nominal	21 KV

#### 1.4.6. Área de Distribución.

De la Central Hidroeléctrica San Francisco salen dos alimentadores aéreos de distribución A4016 y A4018.

**ALIMENTADOR A4016 (C.H. SAN FRANCISCO \_ PALMAPAMPA \_ PICHIHUILCA)  
EN 22,9 KV.**

El alimentador A4016 se alimenta a través del transformador TU1 0,44 KV/22,9 KV y alimenta a los centros poblados.

## CUADRO N° 06

### CARGAS Y CENTROS POBLADOS EN 22,9 KV Y 13,2 KV.

N°	EMPRESA	CIRCUITO	LOCALIDAD	SUBESTACION	TENSION KV	SISTEMA DE DISTRIBUCION
1	ADINELSA	A4016	QUIMBIRI ALTO	E400376	13,2	Monofásico
2	ADINELSA	A4016	QUIMBIRI	E400377	13,2	Monofásico
3	ADINELSA	A4016	QUIMBIRI	E400378	22,9	Trifásico 4 hilos
4	ADINELSA	A4016	SAN FRANCISCO	E400379	22,9	Trifásico 4 hilos
5	ADINELSA	A4016	SAN FRANCISCO	E400380	22,9	Trifásico 4 hilos
6	ADINELSA	A4016	ROSARIO	E400381	13,2	Monofásico
7	ADINELSA	A4016	ROSARIO	E400382	13,2	Monofásico
8	ADINELSA	A4016	SAN FRANCISCO	E400383	22,9	Trifásico 4 hilos
9	TELEFONICA	A4016	TELEFONICA	E400384	22,9	Trifásico 4 hilos
10	ADINELSA	A4016	SAN AGUSTIN	E400385	13,2	Monofásico
11	ADINELSA	A4016	SANTA ROSA	E400386	22,9	Trifásico 4 hilos

12	ADINELSA	A4016	SANTA ROSA	E400387	13,2	Trifásico 4 hilos
13	ADINELSA	A4016	SANTA ROSA	E400388	22,9	Trifásico 4 hilos
14	ADINELSA	A4016	PAMPA MIRAFLORES	E400526	13,2	MRT
15	ADINELSA	A4016	PAMPA MIRAFLORES	E400527	13,2	MRT
16	ADINELSA	A4016	MARINTARI	E400528	13,2	MRT
17	ADINELSA	A4016	GLORIAPATA	E400529	13,2	MRT
18	ADINELSA	A4016	GLORIAPATA	E400530	13,2	MRT
19	ADINELSA	A4016	MOZOBAMBA	E400531	13,2	MRT
20	ADINELSA	A4016	MARINTARI	E400532	13,2	MRT
21	ADINELSA	A4016	MARINTARI	E400533	13,2	MRT
22	ADINELSA	A4016	COMUNPIARI	E400534	13,2	MRT
23	ADINELSA	A4016	COMUNPIARI	E400535	13,2	MRT
24	ADINELSA	A4016	CHAMAYRUCHAYOCC	E400536	13,2	MRT
25	ADINELSA	A4016	RINCONADA	E400537	13,2	MRT
26	ADINELSA	A4016	PAN DE AZÚCAR	E400538	13,2	MRT
27	ADINELSA	A4016	PALMAPAMPA	E400539	22,9	Trifásico 3 hilos
28	ADINELSA	A4016	PALMAPAMPA	E400540	22,9	Trifásico 3 hilos
29	ADINELSA	A4016	PALMAPAMPA	E400541	22,9	Trifásico 3 hilos
30	ADINELSA	A4016	PALMAPAMPA	E400542	22,9	Trifásico 3 hilos
31	ADINELSA	A4016	PALMAPAMPA	E400543	22,9	Trifásico 3 hilos
32	ADINELSA	A4016	PALMAPAMPA	E400544	22,9	Trifásico 3 hilos
33	ADINELSA	A4016	ZORZA	E400545	13,2	MRT
34	ADINELSA	A4016	ZORZA	E400546	13,2	MRT
35	ADINELSA	A4016	PICHIHUILCA	E400547	13,2	MRT
36	ADINELSA	A4016	PICHIHUILCA	E400548	13,2	MRT

\* **Monofásico** : Sistema de distribución con conductor de fase más conductor de neutra.

\* **Trifásico** : Sistema de distribución de 3 conductores (sin conductor de neutro) y 4 Conductores (con conductor de neutro).

\* **MRT** : Sistema de distribución monofásico con retorno total por tierra.

## ALIMENTADOR A4018(C.H. SAN FRANCISCO -SIVIA) EN 22,9 KV.

El alimentador A4018 se alimenta a través del transformador TU2 0,44 KV/22,9 KV y alimenta a los centros poblados que se muestran en el cuadro N° 06. Ver APENDICE C. Plano DU003-SFRAN.

### CUADRO N° 07

#### CARGAS Y CENTROS POBLADOS EN 22,9 KV Y 13,2 KV.

No	EMPRESA	CIRCUITO	LOCALIDAD	SUBESTACION	TENSION (kv)	SISTEMA DE DISTRIBUCION
1	ADINELSA	A4018	QUIMBIRI	E400389	13,2	Monofásico
2	ADINELSA	A4018	SAMPANTUARI	E400390	13,2	Monofásico
3	ADINELSA	A4018	OMAYA	E400391	13,2	Monofásico
4	ADINELSA	A4018	PICHARI	E400392	22,9	Trifásica 4 hilos
5	ADINELSA	A4018	PICHARI	E400393	22,9	Trifásica 4 hilos
6	ADINELSA	A4018	PICHARI BAJO	E400394	22,9	Trifásica 4 hilos
7	ADINELSA	A4018	PICHARI BAJO	E400395	13,2	Monofásico
8	ADINELSA	A4018	CCATUNRUMI	E400396	13,2	Monofásico
9	ADINELSA	A4018	SIVIA	0400397	22,9	Trifásica 3 hilos
10	ADINELSA	A4018	SIVIA	E400398	22,9	Trifásica 3 hilos
11	PLANTA DE PROCESAMIENTO DE MANI	A4018	QUIMBIRI	E400399	22,9	Trifásica 3 hilos
12	COMUNIDAD	A4018	CLIENTE 1		13,2	Monofásico

\* **Monofásico** : Sistema de distribución con conductor de fase más conductor neutro.

\* **Trifásico** : Sistema de distribución de 3 conductores (sin conductor de neutro)  
Y 4 conductores (con conductor de neutro).

#### **1.4.7. Subestación de distribución.**

Actualmente el sistema de distribución del Pequeño Sistema Eléctrico de San Francisco está conformado por sistema de 3 conductores y de 4 conductores con neutro multiterrado, que permite desarrollar líneas y redes trifásicas, monofásicas y con retorno total por tierra (MRT). Los alimentadores de distribución primaria alimentan a diversas subestaciones de distribución, las características de estas se detalla a continuación.

#### **Subestaciones de Distribución Aérea Biposte (SAB) 22.9/0.4/0.23 KV.**

Los componentes que se encuentran en estas subestaciones son los siguientes:

- Transformador de potencia 3Ø, 22,9 / 0,39 / 0.23 KV. Todas las SAB presentan un transformador de 3Ø, las características de estos se muestran en el APENDICE B.
- Como sistema de protección estos tienen instalados en el lado 22,9 KV. seccionadores fusibles Cut Out. Y en el lado 0.23KV tienen instalados interruptores termomagnéticos.
- Como Sistema de Protección ante descargas atmosféricas estos están protegidos por pararrayos.

## **Subestaciones de distribución Aérea Monoposte (SAM).**

Los componentes que se encuentran en estas subestaciones son los siguientes:

- Transformador 1Ø, 13,2 / 0.46 / 0.23 KV. Todas las SAM presentan un transformador 1Ø, las características de estos se muestran en el APENDICE B.
- Como sistema de protección estos tienen instalados en el lado 13,2 KV. un seccionador Cut Out. Y en el lado 0,23KV. tienen instalados interruptores termomagnéticos.
- Como sistema de protección ante descargas atmosféricas estos están protegidos por un pararrayo.

### **1.5. UBICACIÓN.**

#### **1.5.1.-Contexto Geográfico Institucional.**

La Central Hidroeléctrica de San Francisco se encuentra ubicada geográficamente en el Distrito de KIMBIRI, Provincia de LA CONVENCION, departamento de CUZCO, que es propiedad de la empresa de "ADINELSA S.A." administrado por la empresa "ELECTROCENTRO S.A.". Desde donde salen dos alimentadores (A4016 y A4018) en configuración radial con 22,9 KV. de tensión para alimentar al pequeño sistema eléctrico San Francisco y los centros poblados del Valle del Río Apurimac – Ene. Plano de ubicación APENDICE C.

## **1.6. METODOS Y MATERIALES.**

El método de trabajo fue el siguiente, se inició informándose con la descripción técnica eléctrica y la problemática del sistema eléctrico actual. Seguidamente se realizó un estudio de flujo de carga eléctrica usando en este caso la informática. Luego se calcularon los cortocircuitos actuales, tanto para máximas y mínimas demandas en los principales puntos del sistema y verificar que los dispositivos de maniobra (Interruptores, seccionadores), generadores, cables, barras, transformadores de potencia y dispositivos de protección soportan dichas corrientes de fallas. Finalmente en el estudio de automatización del sistema de protección proyectado se evaluó una revisión teórica de los Relés utilizados en dicho estudio y los procedimientos de selección, ajuste y coordinamiento, para cada uno de los diferentes casos que se presentarán.

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEORICO**

**DIAGNOSTICO/ DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE  
PROTECCIÓN EXISTENTE.**

**ESTADISTICAS DE FALLAS.**

## **DIAGNOSTICO / DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN EXISTENTE.**

### **2.1. Criterios Básicos de Protección.**

El objetivo principal del sistema de protección es proporcionar en forma rápida, el aislamiento de un área de falla del sistema eléctrico protegido y, de este modo, poder mantener en servicio el resto del sistema. Dentro de este contexto existen seis requerimientos básicos para la aplicación de los dispositivos de protección.

- a) **Fiabilidad.-** Seguridad de que la protección se llevará a cabo correctamente, tiene dos componentes: confianza y seguridad.
- b) **Selectividad.-** Continuidad máxima del servicio con mínima desconexión del sistema.
- c) **Inmunidad a interferencias externas.**
- d) **Rapidez de operación.-** Duración mínima de una falla, así como un menor daño en los equipos del sistema.
- e) **Simplicidad.-** Menor equipo de protección y circuitos asociados para lograr los objetivos de protección.
- f) **Economía.-** Mayor protección a menor costo total.

### **2.2. Protección de los Grupos de Generación.**

Los generadores G1 y G2 cuentan con las siguientes protecciones:

- \* Relé de sobrecorriente (50/51)
- \* Relé de máxima tensión (59G)
- \* Relé de mínima tensión (27G)
- \* Relé de mínima y máxima frecuencia (81<81>)

### 2.2.1. Relé de Sobrecorriente R1 (50/51).

Estos relés poseen la característica de tiempo definido, pues actúan cuando la corriente es mayor que un valor consigna (umbral). Los datos de los relés se muestran en el siguiente cuadro.

**CUADRO N° 08**  
**DATOS DE LOS RELES**

GENERADOR	G1	G2
TIPO	IFX 322B	IFX 322B
MARCA	Schlumberg	Schlumberg
SERIE	79345	79345
In	1 A	1A
Vaux	24_60 Vdc	24_60 Vdc
Frecuencia	60 Hz	60 Hz
TC	1200/1A	1200/1A
I >	0,9 In = 1080 A	0,9 In = 1080 A
T > (s)	2,05	2,05
I >>	1,8 In = 2160 A	1,8 In = 2160 A
T >> (s)	0,1	0,1

Para censar la corriente utilizada por los relés se utilizan 3 transformadores de corriente 1Ø, instalados en cada fase. Los datos técnicos de estos transformadores de corriente se muestran en el siguiente cuadro.

## CUADRO N° 09

### DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

l <sub>pn</sub>	1200 A
l <sub>sn</sub>	1 A
FRECUENCIA	60 Hz
Clase	5P10
Burden	10VA

Como se observa en el cuadro N° 08 la protección de sobrecorriente (50/51) posee 2 umbrales, el primero ( $I > 0,9 \times I_n = 1080 \text{ A}$ ) que comanda disparo a los 2,05 segundos y el segundo umbral ( $I > 1,8 I_n = 2160 \text{ A}$ ) que comanda disparo a los 100 milisegundos.

#### 2.2.2. Relé de Máxima Tensión (59G).

Estos relés poseen la característica de tiempo definido, pues actúan cuando la tensión es mayor que un valor consigna (umbral). Los datos de los relés se muestran en el siguiente cuadro.

## CUADRO N° 10

### DATOS DE LOS RELES

GENERADOR	G1	G2
TIPO	UAX 111B	UAX111B
MARCA	Schlumberg	Schlumberg
SERIE	79423	79426
Vaux.	24 – 60 Vdc	24 -60 Vdc
Vn	100 V	100 V
FRECUENCIA	60 Hz	60Hz
TV	440/100 V	440/100 V
U>	1,2 Un	1,2 Un
T> (s)	4,05	4,05

Para censar la tensión utilizada por los relés se utilizan 2 transformadores de tensión 1Ø, instalados en la fase "R" y fase "T". Los datos técnicos de estos transformadores de tensión se muestran en el siguiente cuadro.

## CUADRO N° 11

### DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Vp	440 V
Vs	100 V
FRECUENCIA	60 Hz
Clase	0,5
Burden	50 VA

Como se observa en el cuadro N° 10 la protección de sobretensión (59G) posee solo un umbral, situado al 20% más de la tensión nominal ( $U > 1,2 \times U_n = 528 \text{ V}$ ) y temporizado a 4.05 segundos.

### 2.2.3. Relé de Mínima Tensión (27G).

Estos relés poseen la característica de tiempo definido, pues actúan cuando la tensión es menor que un valor consigna (umbral). Los datos de los relés se muestran en el siguiente cuadro.

#### CUADRO N° 12

#### DATOS DE LOS RELES

GENERADOR	G1	G2
TIPO	VAN 221B	VAN 221B
MARCA	Schlumberg	Schlumberg
SERIE	79685	79690
Vaux	24 – 60 Vdc	24 – 60 Vdc
Vn	100 V	100 V
FRECUENCIA	60 Hz	60 Hz
TV	440/100 V	440/100 V
U1<	0,8 Un	0,8 Un
T1< (s)	12,05	12,05
U2<	0,7 Un	0,7 Un

Para censar la tensión utilizan los mismos transformadores que la protección de sobretensión.

Como se observa en el cuadro N° 12 la protección de mínima tensión (27G) posee 2 umbrales, el primero ( $U < 0,8 \times U_n = 352 \text{ V}$ ) temporizado a 12,05 segundos y el segundo umbral ( $U < 0,7 \times U_n = 308 \text{ V}$ ) con disparo instantáneo.

## 2.2.4. Relé de Mínima y Máxima Frecuencia (81<81>).

Los datos de los relés se muestran en el siguiente cuadro.

**CUADRO N° 13**  
**DATOS DE LOS RELÉS**

GENERADOR	G1	G2
TIPO	HAR 132 AL	HAR 132AL
MARCA	Schlumberg	Schlumberg
SERIE	79482	79476
Vaux.	24-60 Vcd	24-60 Vcd
Vn	100 V	100 V
FRECUENCIA	60 Hz	60 Hz
Tv	440/100V	440/100V
U<	0.7Un	0.7Un
F1 ( Hz )	55	55
T1 ( S )	8.05	8.05
F2 ( Hz )	63.05	63.05
T2 ( s )	4.1	4.1

Para censar la tensión utilizan los mismos transformadores que la protección de sobretensión.

Como se observa en el cuadro N° 12 este relé posee un sitio de mínima frecuencia ( $F1 < 55 \text{ Hz}$ ) temporizado a 8.05 segundos, también posee un sitio de máxima frecuencia ( $F2 > 63.05 \text{ Hz}$ ) temporizado en 4.1 segundos.

De los diagramas de funcionamiento de este relé se observa que tiene una entrada de bloque ( $U < 0.7 \times U_n = 308 \text{ V}$ ) que cuando se produzca un descenso de la tensión menor a 308 V y los umbrales  $F1$  y  $F2$  cumplan la condición de disparo esto no comandaran disparo.

### 2.2.5 Relé de Potencia Inversa (32).

Los datos de los relés se muestran en el siguiente cuadro.

**CUADRO N° 14**  
**DATOS DE LOS RELES**

GENERADOR	G1	G2
TIPO	MWTU 14	MWTU 14
MARCA	ALSTOM	ALSTOM
N°	42800102	42800103
In	1A	1A
Vn	100 – 110V	100 – 110V
Vaux	48 Vdc	48 Vdc
FRECUENCIA	60Hz	60Hz
TV	440/100V	440/100V
TC	1200/ 1Amp.	1200/ 1Amp.
Imin	29mA	29mA
T1<( S )	0.4	0.4

Este relé actúa cuando las entradas de corriente registran un valor menor a 29mA, que equivale a la potencia 26.52 KW, está temporizado en 400 milisegundos.

### 2.3 Protección de los Transformadores de Potencia TU1 Y TU2.

Los transformadores de potencia TU1 y TU2 cuentan con las siguientes protecciones:

- Relé de sobre corriente de fases ( 50/ 51)
- Relé de Sobre corriente a tierra ( 50N/51N )

### 2.3.1 Relé de Sobre corriente de Fases R2 (50 / 51).

Estos Relés poseen la característica de tiempo definido, pues actúan cuando la corriente es mayor que un valor consigna (umbral). Los datos de los Relés se muestran en el siguiente cuadro.

**CUADRO N° 15  
DATOS DE LOS RELES**

TRANSFORMADOR	TU1	TU2
TIPO	IFX 322B	IFX 322 B
MARCA	Schlumberg	Schlumberg
SERIE	79352	79341
In	1 A	1 A
Vaux	24 _ 60 Vdc	24 _ 60 Vdc
Frecuencia	60 Hz	60 Hz
TC	1500 / 1 A	1500 / 1 A
I >	0,55 In	0,55 In
T > (s)	1,05	1,05
I >>	1,2	1,2
T >> (s)	0,05	0,05

Para censar la corriente utilizada por los relés se utilizan tres transformadores de corriente 1Ø, instalados en cada fase. Los datos técnicos de estos transformadores de corriente se muestran en el siguiente cuadro.

**CUADRO N° 16**

**DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE LADO 440 V.**

I <sub>pn</sub>	1500 A
I <sub>sn</sub>	1 A
FRECUENCIA	60 Hz
Clase	5P10
Burden	10 VA

Como se observa en el cuadro N° 15 la protección de sobre corriente (50) posee dos umbrales, el primero ( $I > 0,55 \times I_n = 825 \text{ A}$ ) que comanda disparo a los 1,05 segundos y el segundo umbral ( $I \gg 1,2 \times I_n = 1800 \text{ A}$ ) que comanda disparo a los 50 milisegundos.

### 2.3.2. Relé de Sobrecorriente de Tierra R3 (50N/51N).

Estos relés poseen tres características dos de tiempo definido y una de tiempo inverso. Los datos de los relés se muestran en el siguiente cuadro.

**CUADRO N° 17**

**DATOS DE LOS RELES**

TRANSFORMADOR	TU1	TU2
TIPO	IFX 132 B	IFX 132 B
MARCA	Schlumberg	Schlumberg
SERIE	79381	79382
TC	25 / 1 A	25 / 1 A
$I >$	0,8 $I_n$	0,8 $I_n$
Tipo de Curva	F	F
$I \gg$	2,1 $I_n$	2,1 $I_n$
$T \gg$ (s)	0,85	0,85
$I \gg$	Inactivo	Inactivo

Para censar la corriente de desbalance utilizan 01 transformador 1Ø, de corriente instalado en el conductor de neutro de los transformadores TU1 y TU2. Los datos técnicos de estos transformadores de corriente se muestran en el siguiente cuadro.

## CUADRO N° 18

### DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE LADO 440 V.

I <sub>pn</sub>	25 A
I <sub>sn</sub>	1 A
FRECUENCIA	60 Hz
Clase	cl. 0,3
Burden	25 VA

Como se observa en el cuadro N° 17 la protección de sobrecorriente (50N/51N) posee dos umbrales, el primero de tiempo inverso tiene su arranque ( $I > 0.8 \times I_n - 20$  A = I<sub>B</sub>) con tipo de curva "F" y el segundo umbral ( $I >> 2,1 \times I_n = 52.5$  A) que comanda disparo a los 850 milisegundos.

Nota:

$$\text{Curva F: } t(s) = \frac{1,04}{\left(\frac{I_f}{I_b}\right)^{0,02} - 1}$$

t(s) = tiempo de actuación del relé para el valor de la corriente de falla (I<sub>F</sub>).

I<sub>F</sub> = Corriente de falla.

I<sub>B</sub> = Corriente de arranque.

### 2.3.3. Protección de la Barra de 0,44 KV.

Para desbalances de tensiones por corrimiento del neutro del triangulo de tensiones balanceadas. Se tiene instalado un relé de sobre tensión homopolar (59N). Los datos técnicos se muestran en el siguiente cuadro.

## CUADRO N° 19

### DATOS DEL RELE

TIPO	UHG 111B
MARCA	Schlumberg
FRECUENCIA	60 Hz
Uno	100 V
TV	440 / (100/3 V)
U <sub>o</sub> >	0,1 U <sub>n</sub>
T> (s)	2,05

Para censar la tensión de desbalance utilizan 03 transformador 1Ø, de tensión instalada en delta abierto para sumar las tensiones de fase de la barra. Los datos técnicos de estos transformadores se muestran en el siguiente cuadro.

## CUADRO N° 20

### DATOS DEL TRANSFORMADOR DE TENSION

V <sub>p</sub>	440 V
V <sub>s</sub>	100 / 3 V
FRECUENCIA	60 Hz
Clase	0,5
Burden	10 VA

Como se observa en el cuadro N° 19 la protección de sobretensión homopolar (59N) posee un solo umbral, con ( $V_{on} > 0,1 \times V_n = 10 \text{ V}$ ) que a diferencia de las otras protecciones solo dará señal de alarma a los 2.05 segundos.

#### **2.4. Protección de los Alimentadores A4016 (C.H. San Francisco – Pichihuilca) y A4018 (C.H. San Francisco – Sivia).**

Actualmente la protección principal de estos alimentadores son dos reclosers COOPER VVV27 (R4 Y R5). Estos reclosers poseen dos características de operación una curva lenta y la otra curva rápida.

Como segunda protección los alimentadores A4016 y A4018 tienen seccionadores fusibles Cut Out según referencia de los operadores de la Central Hidroeléctrica San Francisco los Cut Out instalados tienen fusibles 6K, instalados en el pódico 22,9 KV de la Central Hidroeléctrica San Francisco.

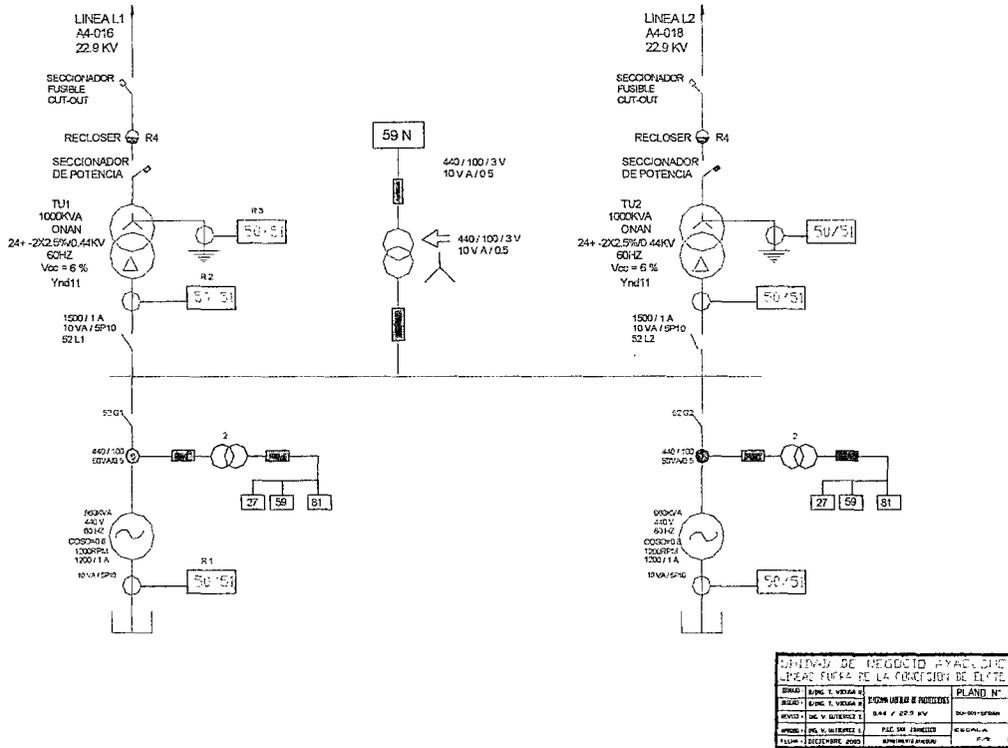
- Aguas abajo el alimentador A4016 esta protegido por fusibles instalados en la derivación a SAB telefónica (20 A) y en el SAB Santa Rosa E400388 (12 A) que protege la línea ante fallas en el tramo Santa Rosa – Palmapampa. Ver APENDICE C. DU – 002\_ A016.
- Aguas abajo el alimentador A4018 esta protegido por fusibles instalados en la derivación al SAB Pichari E400392 que protege el tramo comprendido entre la derivación Pichari y el SAB Pichari E400393. Aguas mas abajo el alimentador A4018 esta protegido por un fusible instalado en la derivación al SAM Ccatunrumi, que protege el tramo derivación Ccatunrumi a Sivia. Ver APENDICE C. DU – 003\_ A018.

#### **2.5.- Diagnostico del Estado Situacional de los Equipos de Protección.**

En el siguiente grafico se muestran las protecciones con que cuenta actualmente los componentes de la Central Hidroeléctrica San Francisco. Mayor información a escala se muestra en el apéndice F.

# GRAFICO N° 01

## SISTEMA DE PROTECCION DE LA C.H. SAN FRANCISCO



### 2.5.1.- Diagnostico del Sistema de Protección de la C.H. San Francisco.

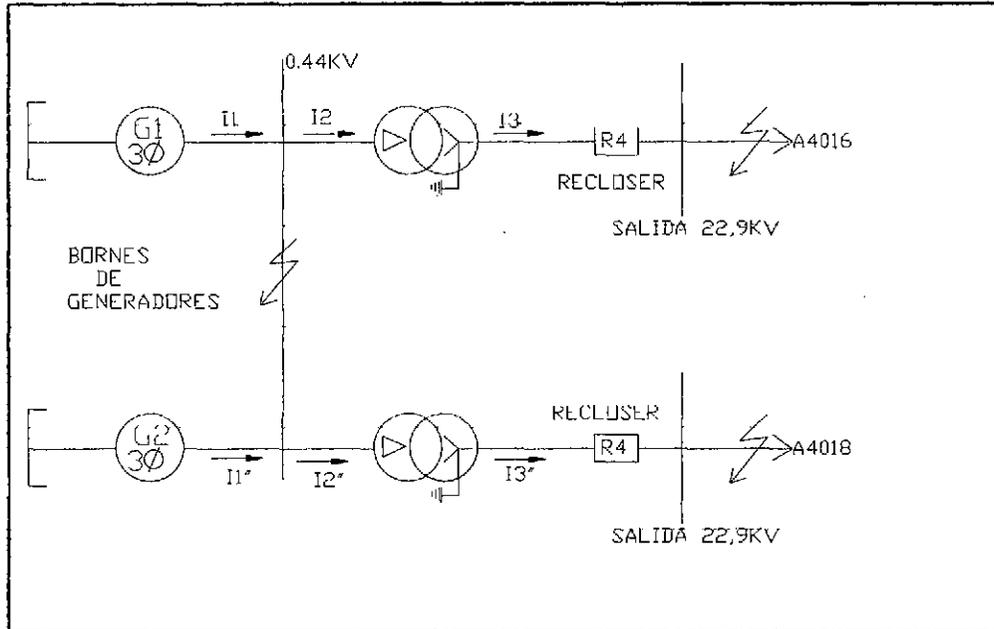
Para la evaluación del estado situacional del sistema de protección los dos (02) grupos de generación y los (02) transformadores de potencia de la C.H. San Francisco se han considerado las características de los relés de protección y los esquemas de protección.

Los relés de protección de los grupos de generación y transformadores de potencia son de tecnología electrónica, con una función de protección por relé y sin la posibilidad de comunicarse entre ellos.

En el grafico N° 02 se muestran los puntos de falla 3Ø, tanto en el lado de 0,44 KV. y 22,9 KV. de la Central Hidroeléctrica San Francisco.

## GRAFICO N° 02

### UBICACIÓN DE FALLAS Y CORRIENTES DE FALLA



**CUADRO N° 21**  
**CORRIENTES DE FALLA PARA FALLA 3Ø EN BARRA 0,44 KV.**

		En 0,44 KV				En 22,9 KV					
		I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	I3 (KA)	I3' (KA)
MAXIMA DEMANDA	Falla 3Ø	4.16	4.16	0	0	0.08	0.08	0	0	0	0
MINIMA DEMANDA	Falla 3Ø	4.073	0	0	0	0.078	0	0	0	0	0

**CUADRO N° 22**  
**CORRIENTES DE FALLA PARA FALLA 3Ø EN BARRA 22,9 KV A4016**

		En 0,44 KV				En 22,9 KV					
		I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	I3 (KA)	I3' (KA)
MAXIMA DEMANDA	Falla 3Ø	3.047	3.034	6.081	0	0.059	0.058	0.111	0	0.111	0
MINIMA DEMANDA	Falla 3Ø	3.439	0	3.439	0	0.066	0	0.063	0	0.0630	0

### CUADRO N° 23

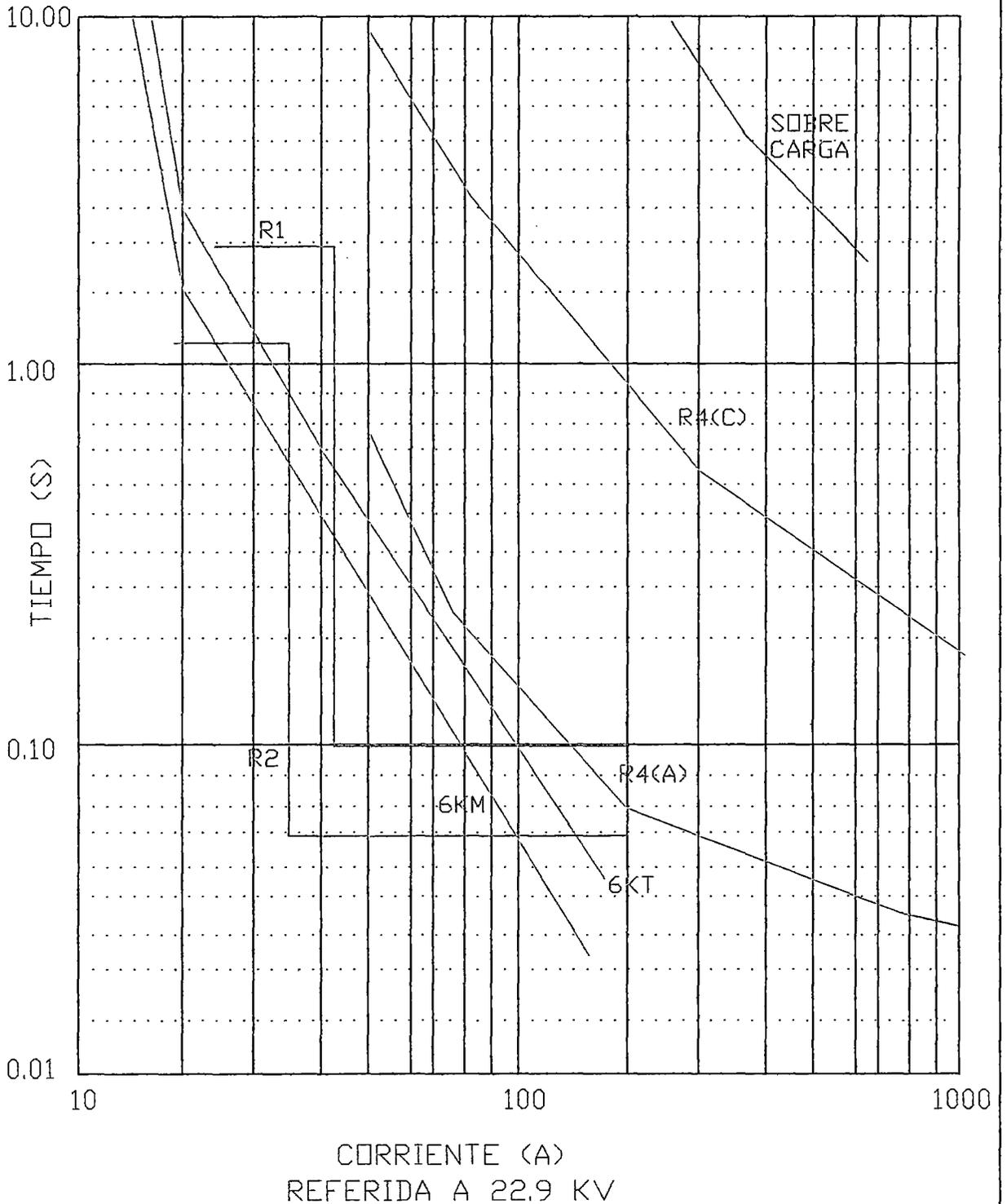
#### CORRIENTES DE FALLA PARA FALLA 3Ø EN BARRA 22,9 KV A4018

		En 0,44 KV				En 22,9 KV					
		I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	I3 (KA)	I3' (KA)
MAXIMA DEMANDA	Falla 3Ø	3.051	3.037	0	6.088	0.059	0.058	0	0.111	0	0.111
MINIMA DEMANDA	Falla 3Ø	0	3.439	0	3.439	0	0.066	0	0.063	0	

En el siguiente gráfico se muestran las curvas de operación actuales de los relés R1, R2, el recloser R4, el fusible Cut Out instalados en las barras 22,9 KV ante la ocurrencia de fallas aisladas. Y la curva de sobrecarga de los generadores.

COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS AISLADAS  
 C.H. SAN FRANCISCO - P.S.E. SAN FRANCISCO

GRAFICO N° 03



N°	MARCA	MODELO	TENSION	T C	I Operación	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
							TAP	DIAL	TAP	t (S)
R1	Schlumberger	IFX322B	0.4 KV	1200/1	1080	Definido	0.9 X IN	2.05	1.8 X IN	0.1
R2	Schlumberger	IFX322B	0.4 KV	1200/1	825	Definido	0.55 X IN	1.05	1.2 X IN	0.05
R4(A)	COOPER	KYLE VVW27	22.9. 9 KV	-	50	A	-	-	-	-
R4(C)	COOPER	KYLE VVW27	22.9 KV	-	50	C	-	-	-	-

**2.5.2. Estadística y Análisis de Fallas Presentadas en el Sistema Eléctrico San Francisco.**

❖ **Clasificación de fallas presentadas de diversos motivos desde el 2003 a 2005.**

**INTERRUPCIONES PRESENTADAS POR FALLAS AISLADAS DESDE 2003 A 2005**

Día Mes	Hora de Interrupción	Día Mes	Hora de Reposición	Tiempo de Interrupción			MOTIVO DE INTERRUPCIÓN
				Hora	Minutos	Generador	
24/03/2003	08:50	24/03/2003	09:50	1		1 y 2	Opero Rele 50-51 sobre corriente en línea, interrupción por manos extrañas en el que aventaron un cable sobre la línea.
08/05/2003	18:32	08/05/2003	18:40		8	1 y 2	Opero relé 50-51 sobre corriente en línea, problemas en la línea radial A4016 fusionó un fusible en el punto de seccionamiento I400151.
08/07/2003	14:15	08/07/2003	15:30	1	15	1 Y 2	Operó relé 50-51 fusionó un fusible de fase "s" del alimentador A4018 ocasionado por volcadura de un vehículo, que originó rotura de línea.
15/07/2003	11:25	15/07/2003	12:05		40	1 Y 2	Opero relé 50-51 alimentador A4016 por caída de un árbol en la línea alimentador A4016 ocasionado por tercera persona en la localidad de Pasñato.
15/07/2003	22:30	15/07/2003	22:40		10	1 Y 2	Opero relé 50-51 por fusión de un fusible de fase "s" alimentador A4018 motivo se desconoce.

12/08/2003	07:30	12/08/2003	07:40		10	1 Y 2	Opero el relé 50-51 sobre corriente en línea por descarga atmosférica por lluvias torrenciales.
16/10/2003	16:50	16/10/2003	17:05		15	1	Opero relé 50-51 sobrecorriente en línea por problemas climatológicos, descarga atmosférica radial A4018.
19/11/2003	18:53	19/11/2003	19:00		7	1	Operó relé 50/51 sobrecorriente en línea por descarga atmosférica alimentador A4018.
01/12/2003	10:05	01/12/2003	10:50		45	1 y 2	Opero relé 50-51 por problemas en la Subestación E400384 de la Empresa telefónica.
10/12/2003	00:02	10/12/2003	01:08	1	6	1 y 2	Opero el relé 50-51 por descarga atmosférica en el alimentador A4018.
21/12/2003	08:35	21/12/2003	08:52		17	1 y 2	Operó el relé 50-51 por descargas atmosféricas.
24/12/2003	11:40	24/12/2003	13:30	1	50	1 y 2	Opero el relé 50-51 por descarga atmosférica.
26/04/2004	15:40	26/04/2004	15:45		5	1 Y 2	Opero el relé 50/51 por sobre corriente en la línea y actuó el recloser del alimentador 4018.
02/08/2004	23:47	02/08/2004	23:45		8	1 Y 2	Salida total de servicio por fuertes vientos y lluvias actuando relé 50/51.

13/08/2004	08:22	13/08/2004	08:32		10	1 Y 2	Salida total de servicio opero relé 50/51, sobrecorriente en línea por caída de árbol a la línea afectando ruptura de línea e inclinación de poste a 60° en la zona de SIATO Se seccionó en punto I400149 de la radial A4016 de 08:22 a 18:10 hrs.
16/12/2004	17:03	16/12/2004	17:10		7	1 y 2	Fuera de servicio total actuando el relé 50/51 sobrecorriente en línea, colapso de transformador de distribución E400390 alimentador A4018 localidad SAMPANTUARI originado por descargas atmosférica.
01/07/2004	19.39	01/07/2004	19.51		12	1 Y 2	Salida total de servicio por fuertes lluvias torrenciales y vientos operó el relé 50/51.
12/07/2004	00:05	12/07/2004	00:14		9	1 Y 2	Opero relé 50-51 sobre corriente línea, actuó el recloser de la radial A4016 por problemas atmosféricos y presencia de lluvias torrenciales.
14/07/2004	20.20	14/07/2004	20.26		6	1 y 2	Opero relé 50-51 sobrecorriente en línea de la radial A4018 Por fuerte lluvias y vientos que originó la interrupción del servicio.
09/11/2004	22:50	09/11/2004	22:58		8	1 Y 2	Salida total de servicio actuó el relé 50/51 sobrecorriente en línea en la radial A4016 por fuertes vientos huracanados y relámpagos

10/11/2004	11:50	10/11/2004	12:05		15	1 Y 2	Fuera de servicio desde las 11.55 a 12.05, actuó el recloser de la A4016 y el relé de mínima y máxima frecuencia, se repone el servicio solo la A4018 dejando sin servicio la A4016 hasta 12.35 seccionando el punto de seccionamiento I400151 a las 14.30, motivo fue originado la falla por un trozo de rama de árbol seco en el vano entre las estructuras 130 y 131 a la altura de San Agustín de las fases R y S.
27/10/2004	10:44	27/10/2004	10:54		10	G1-G2	Salida total de servicio de los dos alimentadores actuó relé 50/51 de la radial A4016 motivo por fuertes lluvias y viento.
14/09/2004		14/09/2004					Interrupción de la fase R de la radial A4016, actuando el punto de seccionamiento I40052 motivo por fuertes vientos y lluvias desde 16:55 a 20:35 (manteniéndose el servicio normal como generación sin interrupción).
01/04/2005	21:25	01/04/2005	21:35		10	1 Y 2	Salida total de servicio actuó el relé 50/51 de la radial A4016, se repone solo la radial A4018, por presentarse desperfectos en el grupo G1, motivo por fuertes descargas atmosféricas en la radial A4016 superando el problema de fusión de fusibles del tablero de potencia del grupo G1 se repone al 100%.

21/01/2005	08:45	21/01/2005	11:34	2	49		Salida total de servicio desde el punto de seccionamiento I400151 por fusión de la fase R de la radial A4016 motivo, por fuertes lluvias y vientos huracanados.
04/03/2005	13:00	04/03/2005	24:00:00	11		1	Al ingresar G1 en paralelo se nota en el tablero de mando que no asume tensión y frecuencia solo asume una tensión de 120 voltios, no llegando a su tensión nominal de 440 voltios y la frecuencia solo llega a 55 Hz.
05/10/2005	22:10	05/10/2005	22:20		10	G1 y G2	Por fuertes lluvias y descargas atmosféricas deteriorando el pararrayo en la SED de la localidad de RINCONADA y fusionando los fusibles en el punto I400152 e I400153.
25/10/2005	22:30	25/10/2005	22:42		12	G1 y G2	Salida total de servicio actuó relé 50/51 de la radial A4016. Por fuertes descargas atmosféricas.
26/10/2005	19:35	26/10/2005	19:50		15	G1 y G2	Salida total de servicio opero relé 50/51, por fuertes lluvias torrenciales y descargas atmosféricas por la zona de San Agustín.
12/11/2005	20:05	12/11/2005	20:18		13	1 y 2	Salida total de servicio opero relé 50-51 sobrecorriente en línea de la radial A4016 Por fuertes descargas atmosféricas.

21/11/2005	23:10	21/11/2005	23:40		30	1 y 2	Salida total de servicio actuó relé 50-51 sobrecorriente en línea de la radial A4016 Por fuertes lluvias torrenciales y descargas atmosféricas.
26/11/2005	21:20	26/11/2005	21:35		15	1 y 2	Salida total de servicio actuó relé 50-51 sobrecorriente en línea de la radial A4016 Por fuertes lluvias torrenciales y descargas atmosféricas.
14/12/2005	6:55	14/12/2005	07:15		20	1 y 2	Salida total de servicio actuó relé 50/51 sobrecorriente en línea al 100% Motivo, por fuertes lluvias torrenciales y descargas atmosféricas.
27/12/2005	7:20	27/12/2005	7:40		20	1 y 2	Salida total de servicio actuó relé 50/51 sobrecorriente en línea de la radial A4016 y dejando fuera de servicio la radial A4018 hasta las 12:30 pm. Motivo, por fuertes descargas atmosféricas, perforando un aislador tipo PIN en la estructura 22 de la radial A4018 a la altura de Sampantuari baja.

## INTERRUPCIONES PRESENTADAS POR FALLAS A TIERRA DESDE 2003 A 2005

Día Mes	Hora de Interrupción	Día Mes	Hora de Reposición	Tiempo de Interrupción			MOTIVO DE INTERRUPCIÓN
				Hora	Minutos	Generador	
23/11/2003	19:15	23/11/2003	19:30		15	1	Se abre el interruptor del grupo G1 y no señalizó ningún relé posible falso contacto.
05/04/2004	11:50	05/04/2004	12:30		40	1 Y 2	Operó relé 50/51N por deslizamiento de árbol por fuertes lluvias en la radial A40016 en el tramo a San Francisco.
16/04/2004	16:25	16/04/2004	16:28		3	1 Y 2	Opero el relé 50/51N por caída de árbol a la línea en M.T. en la radial A4018.
16/08/2004	11:44	16/08/2004	11:55		11	1 Y 2	Salida total de servicio operó el relé 50/51N por fallas en la radial A4016. Se secciono el tramo I400151, la falla fue originado por tercera persona, averiando la parte superior del poste, en la estructura N° E 74 y E75 de 11:44 a 24:00hrs.
09/12/2004	08:04	09/12/2004	08:10		6	1 Y 2	Salida total de servicio actuó el relé 50/51N de radial A4018, reponiendo al 100% solo la radial A4016 y dejando sin servicio la radial A4018 desde la central. Motivo, caída de árbol en la fase R de la radial A4018 a la altura de SAPANTUARI el personal de distribución está tomando los correctivos. A las 10:25 horas se repone al 100% la radial A4018.
23/12/2004	20:55	23/12/2004	21:20		25	1 Y 2	Salida total de servicio actuó el relé 50/51N, solo se repone la radial A4016 y dejando sin servicio la radial A4018. Motivo, por fuertes lluvias y descargas atmosféricas y vientos huracanados.

24/12/2004	00:00	24/12/2004	09:33				Causa que origino la interrupción del día anterior, fuertes vientos huracanados, lluvias torrenciales y caída de árboles entre las estructuras 4APO1157 y 4APO1158 zona de OMaya , además entre las estructuras 4APO1249 y 4APO1250 afectando la estructura 4APO1247 (viento averiado y poste inclinado) y 4APO1248 (poste inclinado) zona de CCATUNRUMI Instalación afectada la A4018 desde el seccionamiento del patio de llaves de la Central Hidroeléctrica de San Francisco, (Numero de usuarios afectados 1095), (Potencia Interrumpida 208.00 KW).
20/07/2004	15.25	20/07/2004	15.33		8	1 y 2	Salida total de servicio por fuertes lluvias torrenciales y vientos operó el relé 50/51N.
08/03/2004	17.30	08/03/2004	17.50		20	1 y 2	Cayó un árbol sobre la red de baja tensión alimentado por la SED E400151, razón por la cual se tomó la medida de seccionar los Cut-Out de esta subestación interrumpiendo el servicio de 17:30 a 24:00.
20/03/2004	09:36	20/03/2004	20.50	11	14	1 y 2	Por fuertes lluvias y vientos originó la interrupción del servicio. Por acercamiento de árbol a la línea por acción del viento.
22/03/2004	21:37	22/03/2004	21:47		10	1 y 2	Falla de línea a tierra actuó relé 50/51N radial A4016 originado por fuertes vientos, originando el acercamiento de árbol a línea.
08/11/2004	15:32	08/11/2004	15:36		4	1 Y 2	Salida total de servicio actuó el relé 50/51N de radial A4016.

20/10/2004	14.5	20/10/2004	14.58		8	G1-G2	Interrupción total de servicio actuó relé 50/51N de la radial A4018 motivo fue originado por tercera persona que tumbó árbol sobre la línea a la altura de Omayá, el servicio se repuso dejando seccionado la radial A4018 y se repuso al 100% la radial a4018 a las 17:52 horas.
26/10/2004	16:40	26/10/2004	16:49		9	G1-G2	Salida total de servicio actuó relé 50/51N de la radial A4016, se repone el servicio solo alimentando la radial A4018 y se repone al 100% la radial A4016 seccionando el punto de seccionamiento I400149. a las 17:15 hrs. Motivo fue ocasionado por tercera persona que dejó caer el soporte de palo de antena por intentar instalar entre la estructura 89 -90 de la localidad de Rosario, averiando el conductor (rotura).
11/01/2005	08:15	11/01/2005	08:45		30	1 Y 2	Salida total de servicio actuó el relé 50/51N de radial A4016. Motivo caída de árbol en la línea de M.T. En la localidad de Santa Rosa fusionando las fases R y T en el punto de seccionamiento I400152 entre el vano de la estructura N° 151 y 152.
03/02/2005	05:45	03/02/2005	05:55		10	1 Y 2	Salida total de servicio opero relé 50/51N de la radial A4016 motivo por fuertes lluvias torrenciales y descargas atmosféricas.
08/09/2005	13:45	08/09/2005	13:55		10	G1y G2	Actuó el relé 50/51N de la radial A4016, por desprendimiento del aislador tipo Pin tramo entre la Central Hidroeléctrica a Kimbiri Alto.

09/09/2005	18:35	09/09/2005	18:50		15	G1y G2	Actuó el relé 50/51N de la radial A4016, por fuerte lluvias torrenciales.
25/09/2005	15:10	25/09/2005	18:30	3	20	1 y 2	Salida total de servicio, actuó relé 50/51N por apertura de los tres Cut Out del patio de llaves, por caída de árbol de 20 metros sobre la línea a la altura de Omayá.
15/10/2005	06:00	15/10/2005	09:00	3		1 y 2	Salida parcial de servicio de la radial A4018 fusiono las fases RST en el patio de llaves por caída de árbol en el tramo OMayA – PICHARI.
16/10/2005	13:20	16/10/2005	13:35		15	G1 y G2	Salida total de servicio opero relé 50/51N de la radial A4016 seccionando el punto I400151. Ingreso normal al 100% a las 15:00 horas. Por persistencia de descargas atmosféricas.
28/11/2005	09:10	28/11/2005	09:30		20	1 y 2	Salida total de servicio del alimentador A4016 y A4018 con fusión de fusibles de la fase RST de la radial A4016 por aperturarse el interruptor de potencia del grupo N° 2. Motivo, Fuertes descargas atmosféricas y lluvias torrenciales.
10/12/2005	11:45	10/12/2005	12:00		15	1 y 2	Salida total de servicio por fusión de fusibles de la fase S -T en el punto de seccionamiento I400151 de la radial A4016, ocasionado por un helicóptero que rompió varios tramos de línea se ingresa hasta dicho punto.
11/12/2005		11/12/2005					Continúa fuera de servicio el punto de seccionamiento I400151 desde las 11:45 del día anterior.

11/12/2005		11/12/2005					Entra en servicio el punto de seccionamiento I400151 a las 24:00 horas.
26/12/2005	12:50	26/12/2005	13:00		10	1 y2	Salida total de servicio actúo relé 50/51 N de la radial A4016 falla por acercamiento de línea de M.T. al pastoral de alumbrado público de B.T. en la Av. Huanta localidad de Santa Rosa.

**INTERRUPCIONES PRESENTADAS POR FALLAS MECANICAS Y ELECTRICAS EN CASA DE MAQUINAS DESDE 2003 A 2005**

Día Mes	Hora de Interrupción	Día Mes	Hora de Reposición	Tiempo de Interrupción			MOTIVO DE INTERRUPCIÓN
				Hora	Minutos	Generador	
18/02/2003	20:10	18/02/2003	20:30		20	1 Y 2	Por descalibramiento de los alabes del Grupo N° 2.
19/02/2003	18:50	19/02/2003	19:20		30	1 Y 2	Por mínima y máxima frecuencia por descalibramiento de los alabes del grupo N° 2.
20/02/2003	15:25	20/02/2003	17:00	1	35	1 Y 2	Por mínima y máxima frecuencia por estar descalibrado los alabes de los dos grupos.
30/04/2003	15:40	30/04/2003	15:55		15		Por descalibramiento de los alabes del generador N°01.
06/05/2003	21:30	06/05/2003	22:15		45	1 y 2	Por fallas en la centralina, problemas en la válvula principal de apertura del generador N° 2 no llega tensión a la bobina de apertura.

21/07/2003	18:35	21/07/2003	18:40		5	1 Y 2	Opero relé de máxima y mínima frecuencia por problemas de los alabes del grupo N° 2.
08/10/2003	09:00	08/10/2003	16:00	7		1	Por obstrucción de la cañería de enfriamiento del cojinete del grupo N°1.
04/11/2003	09:00	04/11/2003	12:30	3	30	2	Se paraliza para calibramiento de los alabes del grupo N° 2 con permiso de trabajo N° 78.
04/11/2003	12:30	05/11/2003	16:00	27	30	2	Por problemas en el circuito de cierre del interruptor de potencia, no cierra el circuito.
06/11/2003	08:00	06/11/2003	12:30	4	30	2	Paralizado para continuar la revisión del circuito de cierre del interruptor de potencia.
07/11/2003	10:00	07/11/2003	14:30	4	30	2	Paralizado para continuar la revisión del circuito de cierre del interruptor de potencia.
18/11/2003	08:45	18/11/2003	09:35		50	1	Ocasionado por el personal de la empresa Elecsol que realizaba trabajos de actualización de esquemas de los circuitos.
19/12/2003	11:30	19/12/2003	11:50		20	2	Por mínima y máxima frecuencia por oscilación de carga.
11/02/2003	00:00	11/02/2003	17:30	17	30	1	Por descalibramiento de los alabes del grupo N°1, se paraliza para calibrar con permiso de trabajo N° 67
18/02/2003	20:10	18/02/2003	20:30		20	1	Por descalibramiento de los alabes del grupo N° 2.
19/02/2003	18:50	19/02/2003	19:20		30	1	Por mínima y máxima frecuencia sale el servicio, por descalibramiento de los alabes del grupo N° 2.

20/02/2003	15:25	20/02/2003	17:00	1	35	1	Por mínima y máxima frecuencia se paraliza por estar descalibrado los alabes de los dos grupos.
20/02/2003	18:30	20/02/2003	18:50	0	20	1	Operó el relé 81 por estar descalibrado los alabes.
25/02/2003	01:20	25/02/2003	10:00	8	40	1	Mantenimiento por obstruirse el sistema de enfriamiento del cojinete del grupo N°1.
05/04/2004	18:20	05/04/2004	18:35		15	1 Y 2	Por ineficiencia del grupo N° 2 en la regulación en horas punta ocasionando la salida total del servicio.
09/03/2004	0	09/03/2004	14	14		2	G2 paralizado por rozamiento de rodete entre la base de los alabes.
12/05/2004	18.5	12/05/2004	20.4	1	50		Se secciono la fase S de la radial A4018 porque el G2 no asume más de 340 Kw. en hora de de máxima demanda.
13/05/2004	18.5	13/05/2004	19.5	1			Se secciono la fase S de la radial A4018 porque el G2 no asume más de 340 Kw. por mucha demanda.
23/05/2004	13.25	23/05/2004	14.05		40	1 y 2	Interrupción total por oscilación de carga afectando al sistema de regulación y al tablero de servicios auxiliares, al revisar se encontró fusibles fusionados en el tablero de Servicios Auxiliares.
27/11/2004	08:25	27/11/2004	09:40	1	15	1 Y 2	Salida total de servicio, motivo falla en el regulador del grupo G1, actuando el relé de mínima frecuencia aperturando los interruptores de los generadores. Antecedente: el día 26/11/04 a las 19.10 se bloqueó el regulador y se ha venido regulando manualmente hasta las 07.30 hr del día 27/11/04.

28/11/2004	02:22	28/11/2004	24:00:00	21	38	1	G1 se paraliza por baja demanda a las, 06.00 hr. se intenta el arranque, no ingresa dicho grupo por motivo que se ha obstruido la válvula de control de agua. Se raciona el servicio de la radial A4018. Desde las 18.20 A 22.00 por mucha demanda.
29/11/2004	00:00	29/11/2004	17:00	17		1	Fuera de servicio motivo por la no apertura de la válvula de control de agua, por deficiencia de la botella del brazo hidráulico y realizando trabajos correctivos con permiso de trabajo N° 137 desde las 08.10 A 17.00 hr.
30/11/2004	07:50	30/11/2004	07:59		9	1 y 2	Salida total de servicio, motivo se a paralizado al grupo G2 por mantenimiento de emergencia y quedando el grupo G1 en servicio, cayendo la frecuencia a cero a consecuencia de esto actuó el relé de mínima frecuencia.
12/01/2005	15:25	12/01/2005	15:40		15	1 y 2	Salida total de servicio motivo por falso contacto del conector de la centralina del generador N° 2 originando el cierre de la válvula mariposa a consecuencia de esto se bloqueo los dos grupos.
08/02/2005	18:55	08/02/2005	19:05		10	1 y 2	Salida total de servicio en forma intempestiva actuando el relé de mínima y máxima frecuencia por sobrecarga de grupo G1 por problema de regulación del grupo G2 que no asumía más de 250 KW.
04/3/2005	18:00	04/3/2005	22:30	4	30		Racionamiento en la radial A4016 en el punto de seccionamiento I400151.
05/03/2005	00:00	05/03/2005	21:30	21	30	1	Falla en el regulador de tensión por avería de resistencia de 6.8 KΩ. Permiso de trabajo N° 142.

05/03/2005	18:00	05/03/2005	21:30	4	30		Racionamiento alimentador A4018 punto de seccionamiento desde el patio de llaves de la central Hidroeléctrica.
31/03/2005	10:00	31/03/2005	11:15	1	15	1	El grupo N°1 es paralizado para cambiar el empaque de la prensaestopas.
02/09/2005	1:00	02/09/2005	13:00	12		G1	Se paraliza el grupo N°1 por baja demanda.
08/09/2005	2:00	08/09/2005	06:00	3		G1	Se paraliza el grupo N°1 por baja demanda.
03/10/2005	20:10	03/10/2005	20:20		10	G1 y G2	Por problemas en el regulador de velocidad del G2.
22/10/2005	19:05	22/10/2005	19:16		11	G1 y G2	Salida total de servicio por sobrecarga de energía en la red.
30/10/2005	16:30	30/10/2005	22:30	6		G1 y G2	Salida total de servicio por problemas en el circuito de alimentación del regulador de velocidad actuando el interruptor de protección.
31/10/2005	11:15	31/10/2005	11:35		20	G1 y G2	Salida total de servicio por problemas en el circuito de alimentación del regulador de velocidad actuando el interruptor de protección.
28/11/2005	09:10	28/11/2005	10:30		20	2	G2 paralizado por falla en el interruptor de potencia.

## INTERRUPCIONES PRESENTADAS POR INCREMENTO DEL RÍO DESDE 2003 A 2005

Día Mes	Hora de Interrupción	Día Mes	Hora de Reposición	Tiempo de Interrupción			MOTIVO DE INTERRUPCIÓN
				Hora	Minutos	Generador	
10/02/2003	01:10	10/02/2003	19:25	18	15	1 Y 2	Por incremento del río en exceso, deteriorando toda la bocatoma y desarenador.
11/02/2003	04:00	11/02/2003	18:00	14		1 Y 2	Paralizado por fenómeno natural, crecida del río tapando la bocatoma.
25/02/2003	18:30	25/02/2003	18:50		20	1 Y 2	Por falta de agua se tuvo que paralizar, crecida del río trayendo lodo y todo tipo de malezas.
26/02/2003	00:40	26/02/2003	02:10	1	30	1 Y 2	Por falta de agua se tuvo que paralizar, crecida del río trayendo lodo y todo tipo de malazas.
13/03/2003	18:50	13/03/2003	21:20	2	30	1	Por incremento del río trayendo lodo y todo tipo de malezas, se tuvo que paralizar un Grupo, por que señaló nivel crítico de agua en el tanque de agua.
30/11/2003	05:00	30/11/2003	17:00	12		2	Paralizado por falta de agua.
14/12/2003	16:05	14/12/2003	17:30	1	25	1 y 2	Falta de agua por incremento del río trayendo todo tipo de lodo y malezas troncos.
14/12/2003	18:50	14/12/2003	19:50	1		1 y 2	Falta de agua por incremento del río trayendo todo tipo de lodo y malezas troncos.

31/12/2003	08:05	31/12/2003	19:20	11	15	1 y 2	Falta de agua por incremento del río trayendo todo tipo de lodo y malezas troncos.
10/02/2003	01:10	11/02/2003	18:00	45	45	1	Por incremento del río en exceso deteriorando toda la bocatoma y otros. Falta de agua.
25/02/2003	18:40	25/02/2003	20:30	1	50	1	Por falta de agua y descalibramiento de alabes.
26/02/2003	00:40	26/02/2003	14:00	13	20	1	Por falta de agua y descalibramiento de alabes.
03/03/2005	04:20	03/03/2005	08:10	3	50	1 Y 2	Salida total de servicio motivo por incremento de río Kimbiri arrastrando lodo, malezas y troncos obstruyendo el paso de agua en la bocatoma.
18/10/2005	21:40	18/10/2005	22:50	1	10	G1 y G2	Salida total de servicio por incremento de Río kimbiri arrasando troncos lodo y malezas y obstruyendo el paso de agua en la bocatoma.
18/10/2005	22:50	18/10/2005	00:00	1	10	G1	Se paraliza al G1 por bajo nivel de agua en la cámara de carga.
19/10/2005	00:00	19/10/2005	06:00	6		G1	Se paraliza al G1 por bajo nivel de agua en la cámara de carga.

### **2.5.3. Análisis para Fallas Aisladas.**

#### **a).- Caso 01. Falla en Bornes de Generador (0,44 KV).**

Como se observa en el cuadro N° 21 para fallas en la barra 0,44 KV, en máxima demanda (operan los dos grupos) cada generador contribuye con 4,16 KA (80 A referido a 22,9 KV). Para este valor de corriente se observa en el grafico N° 03 que el relé que actuara será R1 en 100 milisegundos. Tanto el fusible 6K y el relé R2 no actuaran porque no verán corriente de falla.

De la misma manera para falla en la barra 0,44 KV, en mínima demanda (opera solo un grupo), el grupo contribuirá con 4,073 KA (78 A referido a 22,9 KV). Para este valor de corriente se observa en el grafico N° 03 que el relé que actuara será R1 en 100 milisegundos. Tanto el fusible 6K y el relé R2 no actuara porque no verán corriente de falla. Existe selectividad.

#### **b).- Caso 02. Falla Cercanas a la Barra 22,9 KV de los Alimentadores A4016 y A4018.**

Como se observa en el cuadro N° 22 para fallas en la barra 22.9 KV, en máxima demanda (operan los dos grupos) cada generador contribuye con 3.047 KA (59 A referido a 22,9 KV). Por lo tanto la corriente de falla en la barra 22,9 KV es 0.111 KA. Para este valor de corriente se observa en el grafico N° 03 que el relé que actuara primero será R2 en 50 milisegundos, si en caso no operara será R2 actuara el fusible Cut Out 6K. Si en caso no operan el relé R2 y el fusible. El relé que operara será R1 en 100 milisegundos y en caso no operaran R2 y R1 operaria el recloser en 120 milisegundos.

Como se observa en el grafico N° 03 los ajustes actuales de los relés R1, R2 y el recloser no cumplen con la propiedad de selectividad.

Para cumplir con la propiedad de selectividad de los sistemas de protección, la primera protección que deberá operar es el recloser. Con su curva rápida y realizar la operación de recierre y permitir que la falla se extinga. Si en caso la falla persiste la segunda protección que deberá operar es el fusible. Si en caso estos no operaran deberá actuar el recloser con su curva lenta y si este no operara deberá actuar el relé R2. Si en caso no operaran las protecciones antes descritas operaran los relés de R1 y R1' de los generadores.

**c).- Caso 03. Falla en Alimentadores A4016 y A4018.**

Como se sabe la magnitud de la corriente de cortocircuito depende de la impedancia que existe entre la fuente y el punto de falla. Al ir evaluando corrientes de falla en puntos más alejados de las barras de 22,9 KV el valor de estas corrientes será menor al valor máximo en barras (111A). Por lo tanto las corrientes con que cada grupo contribuye a la falla será menor.

En los siguientes cuadros se muestran las corrientes de falla y corrientes de contribución de los grupos a cada una de estas fallas.

**CUADRO N° 24**

**CORRIENTES DE FALLA PARA FALLA 3Ø EN SAB 22,9 KV**

**SANTA ROSA E400388 – A4016**

		En 0,44 KV								
		I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	IFALLA (KA)
MAXIMA DEMANDA	Falla 3Ø	2.89	2.866	5.756	0	0.056	0.055	0.110596	0	0.104
MINIMA DEMANDA	Falla 3Ø	3.33	0	3.33	0	0.064	0	0.063983	0	0.061

Como se observa en el cuadro N° 24 para fallas en la SAB Santa Rosa 22,9 KV E400388 en máxima demanda (operan los grupos) cada generador contribuyen con 2,89 KA (56 A referido a 22,9 KV). Por lo tanto la corriente de falla en la barra 22,9 KV de salida del alimentador A4016 es 0.1106 KA.

Para este valor de corriente se observa en el grafico N° 03 que el relé que actuara primero será R2 en 50 milisegundos, si en caso no operara R2 actuara el fusible Cut Out 6K. Si en caso no operan el relé R2 y el fusible. El relé que operara será R1 en 100 milisegundos y en caso no operaran R2 y R1 operaria el recloser en 120 milisegundos.

Como se observa en el grafico N° 03 los ajustes actuales de los relés R1, R2 y el recloser no cumplen con la propiedad de selectividad.

De igual forma para fallas en mínima demanda (opera un solo grupo) la corriente que ve el relé R1 de grupo y R2 del transformador es 3.33 KA (64 A en 22,9 KV), y la corriente que ven el recloser y el fusible (6K) es 63,98 A.

Para este valor de corriente se observa en el gráfico N° 03 que el relé que actuara primero será R2 en 50 milisegundos, si en caso no operara R2 actuara el relé R1. trayendo como consecuencia la salida de la central.

### CUADRO N° 25

#### CORRIENTES DE FALLA PARA FALLA 3Ø EN 22,9 KV

#### DERIV. PICHARI – A4018

		En 0,44 KV				En 22,9 KV				
		I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	IFALLA (KA)
MAXIMA DEMANDA	Falla 3Ø	2.888	2.888	5.776	0	0.055	0.055	0.11098	0	0.104
MINIMA DEMANDA	Falla 3Ø	3.338	0	3.338	0	0.064	0	0.06414	0	0.061

Como se observa en el cuadro N° 25 para fallas en la derivación al SAB Pichari 22,9KV. E400392 en máxima demanda (operan los dos grupos) cada generador contribuye con 2.88 KA (55.5 A a 22,9KV). Por lo tanto la corriente de falla en la barra 22,9 KV. de salida del alimentador A4016 es 0.11098 KA.

Para este valor de corriente se observa en el grafico N° 03 que el relé que actuara primero será R2 en 50 milisegundos, si en caso no operara R2 actuara el fusible Cut Out 6K. Si en caso no operan el relé R2 y el fusible. El relé que operara será R1 en 100 milisegundos trayendo como consecuencia la salida de la central.

De igual forma para fallas en mínima demanda (opera un solo grupo) la corriente que ve el relé R1 de grupo es 64 A (en 22,9 KV) y R2 del transformador es 3.338 KA (64,1 A en 22,9 KV), y la corriente que ven el recloser y el fusible (6k) es 64,1 A.

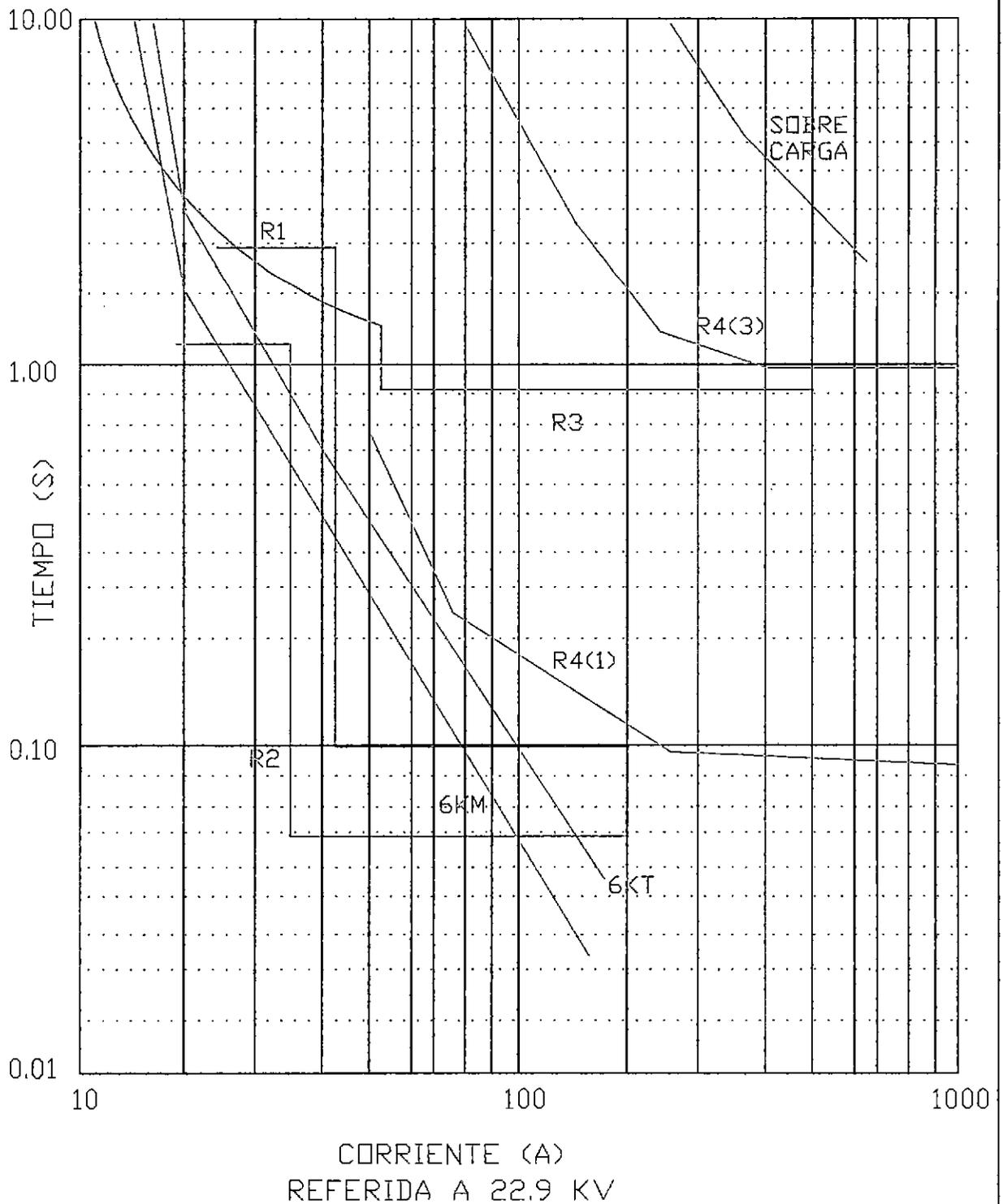
Para este valor de corriente se observa en el grafico N° 03 que el relé que actuara primero será R2 en 50 milisegundos, si en caso no operara R2 actuara, el relé R1 opera en 100 ms. Trayendo como consecuencia la salida de la central.

De los casos antes descritos se observa que las curvas de operación del recloser no permiten dotar al sistema de selectividad. Pues se requiere curvas de operación más rápidas. También se observa que tanto el arranque como los tiempos de operación de los relés R1 y R2 son pequeños.

En el siguiente grafico se muestran las curvas de operación actuales de los Relés R1, R2, R3 el Reclosers R4, el fusible Cut Out instalado en las barras 22.9 KV. ante la ocurrencia de fallas aisladas. Y la carga de sobrecarga de los generadores. Ante la ocurrencia de fallas a tierra.

COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA  
 C.H. SAN FRANCISCO - P.S.E. SAN FRANCISCO

GRAFICO N° 04

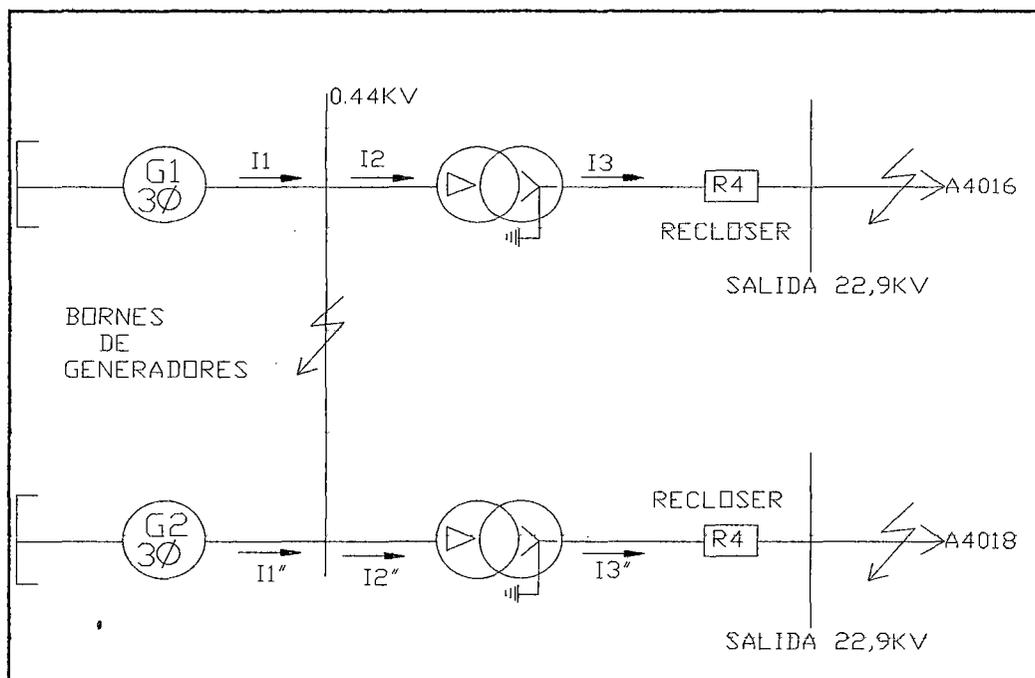


N°	MARCA	MODELO	TENSION	T C	I Operación	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste Instantáneo	
							TAP	DIAL	TAP	t (S)
R1	Schlumberger	JFX322B	0.4 KV	1200/1	1080	Definido	0.9 X IN	2.05	1.8 X IN	0.1
R2	Schlumberger	JFX322B	0.4 KV	1500/1	825	Definido	0.55 X IN	1.05	1.2 X IN	0.05
R4(1)	COOPER	KYLE VVV27	22.9. 9 KV	-	50	1	-	-	-	-
R4(3)	COOPER	KYLE VVV27	22.9 KV	-	50	3	-	-	-	-

## 2.5.4. Análisis para Fallas a Tierra.

**GRAFICO N° 5**

**UBICACIÓN DE FALLAS Y CORRIENTE DE FALLA**



a).- Caso 01. Fallas Cercanas a la Barra 22.9KV de los Alimentadores A4016.

**CUADRO N° 26**

**CORRIENTES DE FALLA PARA LA FALLA 1Ø A TIERRA EN BARRA 22.9 KV A4016.**

		En 0,44KV				En 22.9KV					
		I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	3I0 (KA)	I FALLA (KA)
MAXIMA DEMANDA	FALLA 1Ø - T	2.614	2.542	5.018	0	0.05	0.049	0.0964	0	0.126	0.149
MINIMA DEMANDA	FALLA 1Ø - T	2.926	0	2.886	0	0.056	0	0.0555	0	0.075	0.089

Como se observa en cuadro N° 26 para las fallas 1Ø, a tierra fase "R" a tierra cercana a la barra 22,9 KV. A4016, en máxima demanda, los grupos G1 y G2 contribuirán con una corriente máxima (fase T) de 2.614 (50.2 A en 22.9KV) y 2.542 (48.84 A en 22.9 KV) respectivamente. Corriente máxima que se ve el R2 será el de la fase "T" 5.018 KA (9641 A en 22.9 KV), la corriente de secuencia cero por el neutro del transformador es 42 A, entonces  $3I_0$  es 142 A y la corriente que pasa por el recloser es 0.149 KA.

Para estos valores de corriente, se observa en el grafico N° 04 que el fusible 6K debería operar en 37 ms, en caso no operara, operaria el relé R2 en 50ms y si estos no operan operaría el Recloser con su curva lenta en 125ms. En caso no operen el fusible 6K, R2 y el recloser, operaria el relé R3 (50N/ 51N) en 850 ms.

Como se observa la operación descrita anteriormente no es selectiva. Esto se debe a que el relé R2 está temporizado en un tiempo menor al de recloser.

Como se observa en el cuadro N° 26 para fallas 1Ø, a tierra fase "R" a tierra cercana a la barra 22,9 KV. A4016, en mínima demanda, el grupo G1 contribuirá con una corriente máxima (fase T) de 2.926 (56.2 A en 22,9 KV). La corriente máxima que ve el relé R2 será el de la fase "T" 2.886 KA (55.4 A en 22,9 KV), la corriente de secuencia cero por el neutro del transformador es de 25 A, entonces  $3I_0$  es 75 A y la corriente que pasa por el recloser es 77 A.

Para estos valores de corriente, se observa en el gráfico N° 04 que el fusible 6K operaría en 115 ms, el recloser operaria con su curva lenta en 255 ms, el relé R3 (50N/51N) operaría en 850 ms. y el relé R2 operaría en 1.05 s

Como se observa la operación descrita anteriormente no es selectiva.

De los dos casos descritos anteriormente se podría dar solución elevando el tiempo del relé R2 a 400 ms, pero el inconveniente que se presenta es que para fallas en máxima demanda operaría este en 400 ms.

La otra alternativa es bajar las curvas de operación del recloser para que sea este el que actúa primero.

**b).- Caso 02. Falla en Alimentadores A4016 y A4018**

**CUADRO N° 27.**

**CORRIENTES DE FALLA PARA FALLA 1Ø A TIERRA EN SAB 22,9 KV**

**SANTA ROSA E400388 – A4016.**

		En 0,44 kv				En 22,9 kv					
		I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	I1 (KA)	I1' (KA)	I2 (KA)	I2' (KA)	3I0 (KA)	IFALLA (KA)
MAXIMA DEMANDA	Falla 1Ø- T	2.331	2.248	4.415	0	0.045	0.043	0.085	0	0.108	0.129
MINIMA DEMANDA	Falla 1Ø- T	2.709	0	2.66	0	0.052	0	0.051	0	0.066	0.081

Como se observa en el cuadro N° 27 para fallas 1Ø, a tierra (fase "R" a tierra) en el SAB SANTA ROSA 22,9 KV. E400388 – A4016, en máxima demanda, los grupos G1 y G2 contribuirán con una corriente máxima (fase "T") de 2.331 (44,78 A en 22,9 KV) y 2.709 (52.05 A en 22,9 KV) respectivamente. La corriente máxima que ve el relé R2 será la de la fase "T" 4.415 KA (84,8 A en 22,9 KV), la corriente de secuencia cero por el neutro del transformador es de 36 A, entonces 3I0 es de 0.108 A y la corriente que pasa por el recloser es 0.123 KA.

Para estos valores de corriente, se observa en el gráfico N° 04 que el relé R2 operaría en 50 ms, el fusible 6K operaría en 63 ms, el recloser operaría con su curva lenta en 140 ms, el relé R3 (50N/51N) operaría en 850 ms y el relé R1 operaría en 2.05 ms.

Como se observa en el gráfico N° 04 los tiempos de actuación del recloser son mayores que los del relé R2 produciéndose una actuación no selectiva.

## **CAPITULO III**

# **METODOS Y MATERIALES**

**ANALISIS DE FLUJO DE CARGA Y CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO.**

### **3.1. ANALISIS DE FLUJO DE CARGA Y CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO.**

#### **3.1.1. Análisis de Flujo de Carga.**

#### **3.1.2. Introducción.**

El presente estudio analiza el comportamiento de la Central Hidroeléctrica San Francisco, que alimenta al Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco, a través de dos salidas en 22,9 KV. el cual permite suministrar energía eléctrica a las distintas localidades mediante una red de distribución primaria de 22,9 KV. El propósito del presente análisis es el de efectuar las simulaciones de carga a fin de determinar el comportamiento del Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco, en operación normal para los escenarios de máxima y mínima demanda.

#### **3.1.3. Casos Simulados.**

Los casos simulados corresponden a los escenarios de máxima demanda y mínima demanda. Para la máxima demanda se ha considerado una carga de 668.15 KW y 150,738 KVAR con un grupo de generación en servicio, para la mínima demanda se ha considerado una carga de 205.196 KW y 20.64 KVAR con los dos grupos de generación en servicio.

Los resultados de simulación se muestran en el APENDICE D.

### **3.1.4. Análisis de Cortocircuito.**

### **3.1.5. Introducción.**

Para realizar las simulaciones de cortocircuito se ha empleado el programa computacional de fallas asimétricas de Nombre WinFDC; este programa necesita los parámetros eléctricos de secuencia positiva, negativa y cero de los cables, líneas, transformadores y cargas estáticas. En la simulación mediante el programa WinFDC se ha analizado el caso de fallas trifásicas y fallas monofásicas a tierra. Para los casos en los cuales fue necesario simular fallas en los alimentadores monofásicos de uno ó dos hilos, sólo se ha simulado fallas monofásicas. Para las simulaciones de cortocircuito se ha considerado las reactancias transitorias de los grupos de generación proporcionadas por el fabricante, así como los datos de los transformadores de potencia monofásicos y trifásicos levantados en campo, para la determinación de los parámetros de los alimentadores en 22,9 KV. se ha utilizado el programa ATP.

Las simulaciones de cortocircuito para máxima y mínima demanda se diferencian en el número de grupos de generación en servicio, para la máxima demanda se ha considerado la operación de dos grupos, mientras que, para la mínima demanda se ha considerado la operación de un grupo.

Este análisis nos sirve para realizar el ajuste de los equipos de protección como son: los relés, reclosers y fusibles, así como la coordinación y selectividad del funcionamiento de cada uno de ellos ante la ocurrencia de fallas.

### **3.1.6. Definición de parámetros.**

Los parámetros del sistema eléctrico involucrado en el Estudio han sido determinados fundamentalmente en base a la información proporcionada por ADINELSA, para complementar la información mencionada se ha recurrido al

levantamiento de campo en las instalaciones de la Central Hidroeléctrica de San Francisco y Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco.

Para los generadores del sistema, se ha considerado el modelo clásico de las maquinas sincronas, consistente en una fuente de magnitud constante en serie con su reactancia transitoria o subtransitoria según corresponda. Los valores de las reactancias para las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica San Francisco han sido proporcionados por ELECTROCENTRO.

Los parámetros de los transformadores han sido obtenidos en base a la información proporcionada por ADINELSA y a los datos de placa verificados durante el levantamiento de campo. Los taps de los transformadores se han considerado con el valor de 1 p.u. sobre la base de sus respectivas tensiones nominales. En el APENDICE B, se muestran las características principales de los transformadores del P.S.E. San Francisco.

Los parámetros de las líneas de distribución en 22,9 KV y sus derivaciones se han determinado usando el programa de cálculo de parámetros de línea ATP considerando los tipos y calibres de los conductores proporcionados por ADINELSA. Para definir el espaciamento entre fases se han considerado configuraciones típicas para líneas de distribución primaria en 22,9 KV. Los resultados de los cálculos se muestran en el APENDICE B.

### **3.1.7. Resultados de la Simulación de Cortocircuito Para Máxima Demanda y Mínima Demanda.**

Los resultados de las simulaciones de cortocircuito para los escenarios de máxima demanda y mínima demanda, se muestran en el APENDICE E.

### **3.1.8. Ajuste, Calibración y Automatización del Sistema de Protección.**

### **3.1.9. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Protección de los Grupos de Generación.**

### 3.1.10. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Sobrecorriente Controlado por Tensión (51V).

#### Central Hidroeléctrica San Francisco.

Protección : Relé (51V)

TC : 1200 / 1 A

$I_{FALLA}$  : 3439 A (falla trifásica en la línea cercana a C.H. San Francisco, en horas de mínima demanda)  
4073 A (falla trifásica en la barra 440 V de la C.H. San Francisco de mínima demanda).

a) Ajuste del Umbral de Sobrecorriente  $I>$  :

El ajuste del umbral de sobrecorriente controlado por tensión es similar al ajuste del umbral temporizado de un relé sobrecorriente no direccional (50/51). El valor de ajuste del umbral de sobrecorriente considera una sobrecarga permanente de 10% y es igual a 120% de la corriente del generador para una potencia de generación a plena carga.

$$I> = 1,2 \times \frac{960}{\sqrt{3} \times 0,44} = 1511,61 \text{ A}_{\text{prim}}$$

En el lado secundario del transformador de corriente se tiene:

$$I> = \frac{1511,61}{\frac{1200}{1}} = 1,26 \text{ A en la entrada del relé.}$$

La curva de la característica corriente – tiempo seleccionada es la curva Extremadamente inverso IEC, debido a que es la más adecuada para la coordinación con la curva lenta del recloser y la curva de los fusibles.

Ajustes:

Curva: Extremaly Inverse

Pick up = 1,26

$$I > = 1,26 \times 1 A_{sec} = 1,26 A_{sec}$$

$$I > = 1511,61 A_{prim}$$

$$TMS = 0,5$$

Cálculos:

$$t_{op} = TMS \cdot \frac{80}{(M^2 - 1)}$$

$$TMS = 0,5$$

$$M = 3439 / 1511,61 = 2,27$$

$$t_{op} = 15,33 \text{ s}$$

b) Ajustes del Umbral KI>:

Para fallas en bornes de los generadores, se requiere el tiempo de disparo mas corto posible, esto se logra disminuyendo la corriente de arranque multiplicándolo por un factor "K". El ajuste del factor "K" será el mínimo valor permitido a fin de obtener el menor tiempo de disparo posible. El rango de ajuste para el factor se encuentra entre 0,25 y 1,0 por lo que elegimos  $K = 0,25$ .

**Ajustes:**

**Curva: Extremaly Inverse**

$$\text{Pick up} = 0,25 \times 1,26 = 0,32$$

$$KI > = 0,32 \times 1 A_{\text{sec}} = 0,32 A_{\text{sec}}$$

$$KI > = 384 A_{\text{prim}}$$

$$\text{TMS} = 0,5$$

**Cálculos:**

$$t_{\text{op}} = \text{TMS} \cdot \frac{80}{(M^2 - 1)}$$

$$\text{TMS} = 0,6$$

$$M = 4076/384 = 10,61$$

$$t_{\text{op}} = 0,36 \text{ s}$$

**c) Ajuste de la Tensión de Control.**

Para el ajuste de la tensión de restricción, se ha considerado que debe ser superior a la tensión de falla de 0,44 KV. pero inferior a la tensión de falla en la red 22,9 KV. con un solo grupo de generación.

De acuerdo a las simulaciones de cortocircuito la mínima tensión de falla en un grupo de generación en servicio (en escenario de mínima demanda) ante una falla aislada en la red de 22,9 KV es igual a 40 V. como tensión de fase que equivale a 69,28 V. como tensión de línea, mientras que la tensión de falla en la barra de generación 0,44 KV. (falla trifásica) es igual a 0 V.

El ajuste propuesto es 35 V. (tensión de línea), el cual da un margen de seguridad suficiente para el disparo rápido ante una falla en la barra de generación.

Ajustes:

Tensión de control:

$$V < 35 V_{\text{prim}}$$

En el lado secundario del transformador de tensión se tiene:

$$V < 31,82 V_{\text{sec}}$$

### 3.1.11. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Sobrecorriente (50/51).

#### Central Hidroeléctrica San Francisco.

Protección	: Relé
Marca	: Schlumberger
Modelo	: IFX322B
TC	: 1200 / 1 A
$I_{\text{FALLA}}$	: 3439 A

#### a) Ajuste del primer umbral $I_{>}$ :

El valor de ajuste del primer umbral de sobrecorriente  $I_{>}$  es igual a 120% de la corriente nominal del generador:

$$I_{>} = 1,2 \times \frac{960}{\sqrt{3} \times 0,44} = 1511,61 A_{\text{prim}}$$

El lado secundario del transformador de corriente se tiene:

$$I_{>} = \frac{1511,61}{\frac{1200}{1}} = 1,27 A \text{ en la entrada del relé.}$$

El valor propuesto permite el funcionamiento del generador con una sobrecarga permanente de + 10 %.

Ajustes:

Curva: Tiempo Definido

$$I_{>} = 1,26 \times I_n$$

$$I_s = 1,26 \times 1 \text{ A} = 1,26 \text{ A}_{\text{sec}}$$

Dial de Tiempo: 10,05 s

$$I_{\text{FALLA}} : 3439 \text{ A}$$

$$t_{\text{op}} = 10,05 \text{ s}$$

b) Ajustes del segundo umbral  $I_{>>}$

El valor de ajuste del umbral de corriente  $I_{>>}$  es igual al 95% del valor de la corriente de contribución de los grupos de generación ante una falla trifásica en la barra de generación 0,44 KV.

$I_{\text{Falla}}$ : 4073 A (para cada grupo de generación)

$$I_{>>} = 0,95 \times 4073 = 3869 \text{ A}_{\text{prim}}$$

En el lado secundario del transformador de corriente se tiene:

$$I_{>>} = \frac{3869}{1200/1} = 3,20 \text{ A en la entrada del relé.}$$

Ajustes:

Curva: Tiempo Definido

$$I_{>>} = 3,20 \times I_n$$

$$I_{>>} = 3,20 \times 1 \text{ A} = 3,20 \text{ A}_{\text{sec}}$$

Dial de Tiempo: 5,05 s

$$t_{\text{op}} = 5,05 \text{ s}$$

### 3.1.12. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Mínima Tensión (27).

#### Central Hidroeléctrica San Francisco.

Protección : Relé  
Marca : schlumberger  
Modelo : VAN221B  
TC : 440 / 100 V

#### a) Ajuste del primer umbral $V_{<}$ :

El valor de ajuste del primer umbral de mínima tensión es igual a 80% de la tensión nominal de los grupos de generación:

$$V_{<} = 0,8 \times 440 \text{ V} = 352 \text{ V}$$

En el lado secundario del transformador de tensión se tiene:

$$V_{<} = \frac{352}{\frac{440}{100}} = 80 \text{ V en la entrada del relé.}$$

Ajustes:

Curva: Tiempo Definido

$$V_{<} = 0,8 V_n$$

$$V_{<} = 80 \text{ V}$$

Dial de Tiempo:

$$t_{op} = 6,05 \text{ S}$$

La temporización ajustada, es para prevenir el disparo intempestivo ante una falla lejana en la red de 22,9 KV.

### b) Ajuste del segundo $V_{<<}$ :

El valor de ajuste del umbral de corriente  $V_{<<}$  es igual al 30,5% del valor de la tensión nominal de los grupos de generación:

$$V_{<<} = 0,305 \times 440 \text{ V} = 134 \text{ V}$$

En el lado secundario del transformador de corriente se tiene:

$$V_{<<} = \frac{134V}{440/100} = 30,05 \text{ V en la entrada del relé.}$$

Ajustes:

Curva: Tiempo Definido

$$V_{<<} = 0,305 \times V_n$$

$$V_{<<} = 30,05 \text{ V}$$

Dial de Tiempo:

$t_{op}$  = instantáneo.

El ajuste del segundo umbral de mínima tensión, no permite el disparo instantáneo del relé ante fallas en la línea (121 V en el caso de fallas cercanas a la C.H. San Francisco). Así mismo, para el caso de que se produzca una falla entre fases en la barra de generación 440 V, los relés de mínima tensión actuarán en forma instantánea.

### 3.1.13. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Sobretensión (59).

#### Central Hidroeléctrica San Francisco.

Protección : Relé  
Marca : schlumberger  
Modelo : UAX111B  
TC : 440 / 100 V

### **Ajuste del primer umbral V>:**

El valor de ajuste del primer umbral de sobretensión es igual a 120% de la tensión nominal de los grupos de generación:

$$V> = 1,2 \times 528 \text{ V} = 528 \text{ V}$$

En el lado secundario del transformador de tensión se tiene:

$$V> = \frac{528}{440/100} = 120 \text{ V en la entrada del relé.}$$

Ajustes:

Curva: Tiempo Definido

$$V> = 1,2 \times V_n$$

$$V> = 120 \text{ V}$$

Dial de Tiempo:

$$t_{op} = 4,5 \text{ s}$$

### **3.1.14. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Frecuencia (81).**

#### **a) Ajuste de la Función de Mínima Frecuencia (81U).**

#### **Central Hidroeléctrica San Francisco.**

Protección	: Relé
Marca	: schlumberger
Modelo	: HAR 132 AL
TC	: 440 / 100 V

El valor de ajuste del primer umbral de mínima frecuencia es igual a 55 Hz el cual corresponde al ajuste existente, que se considera el adecuado para el disparo de

emergencia con el fin de prevenir a los grupos de una avería provocada por sobreesfuerzo mecánico en sus ejes.

Ajustes:

Curva: Tiempo Definido

F1 = 55 Hz

Dial de Tiempo

$t_{op} = 8,05$  s

#### **b) Ajuste de la Función de Sobre Frecuencia (81 O).**

#### **Central Hidroeléctrica San Francisco.**

Protección : Relé

Marca : schlumberger

Modelo : HAR 132 AL

TC : 440 / 100 V

El valor de ajuste de sobre frecuencia es igual a 63,05 Hz el mismo que corresponde al ajuste existente, siendo el mismo, un ajuste adecuado para prevenir a los grupos de un embalamiento ante una pérdida súbita de carga.

Ajustes:

Curva: Tiempo Definido

F1 = 63,05 Hz

Dial de Tiempo

$t_{op} = 4,1$  s

### 3.1.15. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Sobretensión Homopolar (64V).

#### Central Hidroeléctrica San Francisco.

Protección : Relé  
Marca : schlumberger  
Modelo : UAX111B  
TC : 440 / 100 V

#### **Ajuste del umbral $V_{o>}$ :**

El valor de ajuste del umbral de sobretensión homopolar es igual a 10% de la sobretensión homopolar máximo en caso de falla monofásica a tierra.

$$V_{o>} = 15\% \sqrt{3} \times 440 \text{ V} = 114,32 \text{ V}$$

En el lado secundario del transformador de tensión se tiene:

$$V_{o>} = \frac{114,32V}{440/(100/3)} = 8,66 \text{ V en la entrada del relé.}$$

$$V_{o>} = 0,09 V_n$$

Ajustes:

Curva: Tiempo Definido

$$V_{o>} = 0,09 \times V_n$$

$$V_{o>} = 9 \text{ V}$$

Dial de Tiempo

$$t_{op} = 2 \text{ s}$$

### 3.1.16. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Potencia Inversa (32).

Para el cálculo del umbral de mínima es necesario asociarlo a la corriente, por lo que el cálculo de mínima corriente corresponderá a su componente activa  $I \cos \phi$  donde  $\cos \phi$  es el factor de potencia calculado por el relé durante la operación de los grupos. Los datos que se han utilizado para el cálculo del umbral de mínima potencia han sido tomados del Cuadro N° 01 del Primer informe: Diagnostico del Sistema de Protección del P.S.E. San Francisco.

Rendimiento	95 (100%)
Con $\cos \phi$ 0,8	
	95,5 (75%)
	95,3 (50%)

Los valores de potencia de motorización mostrados en el cuadro N° XX han sido tomados del manual del Relé MICOM P343 del fabricante ALSTOM.

Motor Primo	Potencia de Motorización ( x Sn Cos $\phi$ )	Daño Posible
Turbina Hidráulica	0,2 – 2% alabes sin agua  >2% alabes con agua	Los fenómenos de cavitación en la turbina pueden ocurrir con periodos prolongados de motorización.

#### Central Hidroeléctrica San Francisco.

Protección : Relé

Marca : ALSTOM

Modelo : MWTU

TC : 440 / 100 V

Ajuste del umbral de mínima corriente  $I_{\cos \phi}$  corresponderá a una potencia de motorización equivalente al 2% de su potencia nominal.

$$-P > = 0.02 \times S_n \times \cos \phi$$

$$-P > = 0.02 \times 1000 \times 0,8$$

$$-P > = 16 \text{ KW}$$

$$I_{\cos \phi} > = \frac{P >}{\sqrt{3} X V_n} = \frac{16 \times 1000}{\sqrt{3} X 0,44 X 1000}$$

$$I_{\cos \phi} > = 17,5 \text{ mA a la entrada del relé.}$$

Permitiendo un 20% de margen de seguridad el ajuste del relé y la potencia inversa disponible, el ajuste requerido por el relé  $I_{\cos \phi}$  para detectar las condiciones de potencia será:

$$I_{\cos \phi} > = 0,80 \times 17,5 \text{ mA}$$

$$I_{\cos \phi} > = 14 \text{ mA}$$

Ajustes:

Curva: Tiempo Definido

$$I_{\cos \phi} > = 18 A_{\text{prim}}$$

$$I_{\cos \phi} > = 15 \text{ mA}_{\text{sec}}$$

Dial de Tiempo:

$$t_{\text{op}} = 0,8 \text{ s}$$

La temporización ajustada es para evitar el disparo intempestivo ante variaciones de carga entre los grupos durante su operación.

### 3.1.17. Cálculos justificativos de los Relés Electrónicos de Sobrecorriente de los Transformadores de Potencia 22,9/0,44 KV (50/51).

#### Central Hidroeléctrica San Francisco.

Protección : Relé

Marca : Schlumberger

Modelo : IFX322BD

TC : 1500 / 1A

$I_{FALLA}$  : 6045 A (falla trifásica en la línea cercana a la C.H. San Francisco en horas de máxima demanda).

#### a) ajuste del primer umbral $I>$ :

El valor de ajuste del primer umbral de sobrecorriente  $I>$  es igual a 120% de la corriente nominal del generador:

$$I> = 1,2 \times \frac{960}{\sqrt{3} \times 0,44} = 1511,61 \text{ A}_{\text{prim}}$$

$$I> = \frac{1511,61}{1200/1} = 1,26 \text{ A en la entrada del relé.}$$

El valor propuesto permite el funcionamiento del generador con una sobrecarga permanente de + 10%.

Ajustes:

Curva: Tiempo Definido

$$I> = 1,26 \times I_n$$

$$I_s = 1,26 \times 1 \text{ A} = 1,26 \text{ A}_{\text{sec}}$$

Dial de Tiempo: 9,05 s

$I_{FALLA}$  : 6045 A

$$t_{op} = 9,05 \text{ s}$$

**b) Ajuste del segundo umbral I<sub>>></sub>:**

El valor de ajuste del umbral de corriente I<sub>>></sub> es igual al 90% del valor de la corriente de contribución de los grupos de generación ante una falla trifásica en la barra de generación 0,44 KV en horas de mínima demanda.

$$I_{FALLA}: 4073 \text{ A}$$

$$I_{>>} = 0,9 \times 4073 = 3666 \text{ A}_{prim}$$

En el lado secundario del transformador de corriente se tiene:

$$I_{>>} = \frac{3666}{1500/1} = 2,20 \text{ A en la entrada del relé.}$$

Debido a que con la corriente calculada se tiene el riesgo de un disparo en los transformadores antes de la actuación del recloser (con su curva lenta), considera una corriente de arranque de 2,43 A.

Ajustes:

Curva: Tiempo Definido

$$I_{>>} = 2,43 \times I_n$$

$$I_{>>} = 2,43 \times 1 \text{ A} = 2,43 \text{ A}_{sec}$$

$$I_{>>} = 2,43 \times 1500 \text{ A} = 3600 \text{ A}_{prim}$$

Dial de Tiempo: 0,45 s

$$t_{op} = 4,5 \text{ s}$$

### 3.1.18. Cálculos Justificativos de los Relés Electrónicos de Sobrecorriente de Tierra de los Transformadores de Potencia 22,9/0,44 KV (50N/51N).

#### Central Hidroeléctrica San Francisco.

Protección : Relé

Marca : Schlumberger

Modelo : IFX322BD

TC : 25 / 1A

$I_{FALLA}$  : 90 A (corriente en el neutro ante falla monofásica en la línea cercana a la C.H. San Francisco en horas de mínima demanda).

#### a) Ajuste del primer umbral $I_{n>}$ :

El valor de ajuste del primer umbral de sobrecorriente de tierra  $I_{n>}$  será igual a 120% de la corriente nominal del transformador generador:

$$I_{n>} = 0,5 \times \frac{1000}{\sqrt{3} \times 22,9} = 12,61 A_{prim}$$

En el lado secundario del transformador de corriente se tiene:

$$I_{n>} = \frac{12,61}{25/1} = 0,5 A \text{ en la entrada del relé.}$$

Ajustes:

Curva: Tiempo Definido

$$I_{n>} = 0,5 \times I_n$$

$$I_s = 0,5 \times 1 A = 1,26 A_{sec}$$

Dial de Tiempo: TMS = 7,05

$I_{FALLA}$  : 90 A

$$t_{op} = TMS. \frac{80}{(M^2 - 1)}$$

$$M = 90/12,61 = 7,14$$

$$t_{op} = 11,22 \text{ S}$$

**b) Ajuste del segundo umbral In>>:**

El valor de ajuste del segundo umbral de sobrecorriente In>> no será utilizado debido a que la coordinación se ha establecido con el primer umbral de sobrecorriente In>, por lo que el ajuste será igual a 6 x In y su temporización será ajustado en 1,05 s.

$$I_{n>>} = 150 A_{prim}$$

$$t_{i>>} = 1,05 \text{ s.}$$

**3.1.19. Cálculos Justificativos para la Selección de los Fusibles.**

**3.1.20. Selección de los Fusibles del Alimentador A4016.**

**a) Selección del Calibre del Fusible F1 (Alimentador Trifásico):**

Ubicación: salida 22,9 KV de la C.H. San Francisco, alimentador A4016:

$$I_{22,9 \text{ KV}} = \frac{1000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 22,9 \text{ KV}} = 25,21 \text{ A}$$

$$I_{ajuste} = 1,5 \times 25,21 = 37,82 \text{ A}$$

Para un fusible de 30K, según su curva de fusión mínima para una corriente de 60 A (2 x 30 A = 60 A), se obtiene la tangente a la curva, y siendo importante que el fusible F1 será el respaldo del recloser, elegimos el calibre:

$$F1 = 30K$$

**b) Selección del Calibre del Fusible F2 (Alimentador Monofásico):**

Ubicación: Derivación a Kimbiri Alto.

El circuito protegido alimenta 01 transformador monofásico de 25 KVA.

$$I_{13,2KV} = \frac{25KVA}{13,2KV} = 1,89 A$$

$$I_{ajuste} = 1,5 \times 25,21 = 2,84 A$$

El fusible seleccionado para el transformador de la S.E. Kimbiri Alto es de 3K (ver el plano DU-SFRAN-018) por la que se requiere que el fusible para la derivación a Kimbiri Alto sea 8K con el fin de lograr su coordinación.

$$F2 = 8K$$

El tiempo de fusión total del fusible 8K es menor que la curva rápida del recloser por lo ante una falla en el alimentador hacia Kimbiri Alto, el alimentador fallado quedará aislado.

**c) Selección del Calibre del Fusible F3 (Alimentador Monofásico):**

Ubicación: subestación San Francisco E400380, salida hacia Rosario:

$$I_{13,2KV} = \frac{50KVA}{13,2KV} = 3,79 A$$

$$I_{ajuste} = 1,5 \times 25,21 = 2,84 A$$

$$F3 = 8K$$

Al igual que en la sección b), en caso de falla en el circuito hacia Rosario, el circuito quedará desconectado.

**d) Selección del Calibre del Fusible F4 (Alimentador Trifásico):**

Ubicación: Derivación a subestación Telefónica.

El circuito protegido contiene 01 transformador trifásico de 100 KVA.

$$I_{22,9KV} = \frac{100KVA}{\sqrt{3} \times 22,9kV} = 2,52 \text{ A}$$

$$I_{ajuste} = 1,5 \times 2,52 = 3,78 \text{ A}$$

Para un fusible de 8K, según su curva de fusión mínima para una corriente de 16 A (2 x 8 A = 16 A), se obtiene la tangente a la curva por lo que elegimos un fusible:

$$F4 = 8K$$

**e) Selección del Calibre del Fusible F5 (Alimentador Trifásico):**

Ubicación: subestación San agustín, llegada desde Kimbiri E400383.

El circuito protegido contiene:

01 transformador trifásico de 160 KVA

02 transformadores de 100 KVA

01 transformador trifásico de 75 KVA

05 transformadores de 40KVA

14 transformadores de 25 KVA

03 transformadores de 15KVA

01 transformador de 10 KVA

que suman un total de 1040 KVA

$$I_{22,9 \text{ KV}} = \frac{1040 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 22,9 \text{ kV}} = 26,22 \text{ A}$$

$$I_{\text{ajuste}} = 1,5 \times 26,22 = 39,33 \text{ A}$$

Para el circuito protegido seleccionamos un fusible de 20K con el fin de que coordine con el recloser y se pueda completar su ciclo de recierre.

$$F5 = 20K$$

**f) Selección del Calibre del Fusible F6 (Alimentador Trifásico):**

Ubicación: Subestación Santa Rosa E400388, salida a Marintari.

El circuito protegido contiene:

01 transformadores de 75 KVA

05 transformadores de 40 KVA

14 transformadores de 25 KVA

03 transformadores de 15 KVA

que suman un total de 670 KVA

$$I_{22,9 \text{ KV}} = \frac{670 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 22,9 \text{ kV}} = 16,89 \text{ A}$$

$$I_{\text{ajuste}} = 1,5 \times 16,89 = 25,34 \text{ A}$$

Para el circuito protegido seleccionamos un fusible de 12 K que coordina con el recloser (de acuerdo a las curvas de fusibles presentado) y con el fusible 20K instalado en la subestación San Agustín 13,2/0.22 KV. posibilitando el ciclo de recierre del recloser ante fallas en la red de 22,9KV.

$$F6 = 12 \text{ K}$$

**g) Selección del Calibre del Fusible F7 (Alimentador Monofásico):**

Ubicación: derivación Marintari, salida hacia S.E. N° 2.

El circuito protegido contiene:

06 transformadores de 25 KVA

01 transformador de 15 KVA

que suman un total de 165 KVA

$$I_{22,9\text{KV}} = \frac{165\text{kVA}}{13,2\text{kV}} = 12,5\text{ A}$$

$$I_{\text{ajuste}} = 1,5 \times 12,5 = 18,75\text{ A}$$

Para el circuito protegido seleccionamos un fusible de 8K por lo que ante una falla en el circuito protegido, se producirá la fusión del fusible F7 aislando el área de Pampa Miraflores, Mozobamba y Gloriapata. El ajuste propuesto considera que las cargas de las referidas áreas no cubren la plena carga de los transformadores. Para el caso de que las potencias cubran la plena carga de los transformadores el ajuste propuesto será 8k.

**h) Selección del Calibre del Fusible F8 (Alimentador Monofásico):**

Ubicación: Derivación Marintari, salida hacia S.E. N° 2.

El circuito protegido contiene:

03 transformadores de 25 KVA

01 transformador de 15 KVA

01 transformador de 10KVA

que suman un total de 50 KVA

$$I_{22,9\text{KV}} = \frac{50\text{kVA}}{13,2\text{kV}} = 3,79\text{ A}$$

$$I_{\text{ajuste}} = 1,5 \times 3,79 = 5,7\text{ A}$$

Para el circuito protegido seleccionamos un fusible de 8k, por lo que ante una falla en el circuito protegido, se producirá la fusión del fusible F8 aislando el área de Zorza y Pichihuilca, el ajuste propuesto requiere que los fusibles de los transformadores del lado 13,2 KV. del área de Zorza y Pichihuilca no tengan el calibre mayor a 3K.

F8 = 8 K

### 3.1.21. Selección de los Fusibles del Alimentador A4018.

#### a) Selección del Calibre del Fusible F1 (Alimentador Trifásico):

Ubicación: Salida 22,9 KV de la C.H. San Francisco, alimentador A4018:

$$I_{22,9\text{KV}} = \frac{1000\text{kVA}}{\sqrt{3} \times 22,9\text{kV}} = 25,21 \text{ A}$$

$$I_{\text{ajuste}} = 1,5 \times 25,21 = 37,82 \text{ A}$$

Al igual que en el alimentador A4016 seleccionamos un fusible 30k el cual será protección de respaldo, después de recloser Kyle VVV27.

F8 = 30K

#### b) Selección del Calibre del Fusible F2 (Alimentador Trifásico):

Ubicación: Derivación a Omayá, salida a S.E. Pichari E400392

El circuito protegido alimenta:

02 transformadores monofásicos de 25 KVA

05 transformadores de 100 KVA.

$$I_{13,2\text{KV}} = \frac{550\text{kVA}}{\sqrt{3} \times 22,9\text{kV}} = 13,87 \text{ A}$$

$$I_{\text{ajuste}} = 1,5 \times 13,87 = 20,81 \text{ A}$$

Para el circuito protegido seleccionamos un fusible de 20K a fin de que coordine con el recloser y se pueda completar su ciclo de recierre.

$$F2 = 20K$$

**c) Selección del Calibre del Fusible F3 (Alimentador Trifásico):**

Ubicación: Derivación Pichari, salida a S.E. E400393

El circuito protegido alimenta: 02 transformadores trifásicos de 100 KVA.

$$I_{22.9KV} = \frac{200kVA}{\sqrt{3} \times 22.9kV} = 5,04 \text{ A}$$

$$I_{ajuste} = 1,5 \times 5,04 = 7,56 \text{ A}$$

Para el circuito protegido seleccionamos un fusible de 8 k a fin de que coordine con los fusibles de los transformadores de 100KVA, por lo que se requiere que los fusibles de los transformadores de 100 KVA sean del calibre 3K.

$$F3 = 8K$$

Con el ajuste propuesto, ante una falla en el circuito protegido, el área de Pichari quedará desconectado.

**d) Selección del Calibre del Fusible F4 (Alimentador Trifásico):**

Ubicación: Circuito hacia Sivia.

El circuito protegido contiene: 02 transformadores trifásicos de 100 KVA.

$$I_{22.9KV} = \frac{200kVA}{\sqrt{3} \times 22.9kV} = 5,04 \text{ A}$$

$$I_{ajuste} = 1,5 \times 5,04 = 7,56 \text{ A}$$

Para el circuito protegido seleccionamos un fusible de 12 k con el fin de que coordine con el recloser y el fusible 20K ubicado en la derivación a Omayá.

$$F4 = 12K$$

Con el ajuste propuesto, una falla en el circuito protegido se producirá el disparo del Recloser (con tiempo de su curva rápida) para completar su ciclo de cierre.

Las curvas de coordinamiento se muestran en el APENDICE G para los equipos de protección seleccionados.

### **3.1.22. Planilla de Ajuste de los Relés Electrónicos.**

La planilla de ajuste de los Relés de protección resumida se muestra en el apéndice H.

## **CAPITULO IV**

# **RESULTADOS**

## **4.1. Resultados de la Implementación con Relé Electrónico.**

### **4.1.1.-Automatización Inadecuada de sus Dispositivos de Protección.**

De la evaluación efectuada se concluye que la actuación sin selectividad de los sistemas de protección de la Central Hidroeléctrica de San Francisco y Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco se debe a:

- a).- Bajos tiempos de actuación de los Umbrales instantáneos de los Relés (50/51) R1, R1' de los grupos G1 y G2 respectivamente (100ms).
- b).- Bajos tiempos de actuación de los Umbrales instantáneos de los relés (50/51) R2, R2' de los transformadores de potencia TU1 y TU2 (50ms).
- c).- Curvas de operación de los Reclosers COOPER VVW27 fijos y con tiempos de actuación elevados que no permiten realizar una coordinación selectiva con los Relés de los grupos G1 y G2 y a los transformadores TU1 y TU2.
- d).- Poca variación entre los valores de las corrientes de cortocircuito para fallas en la salida en los alimentadores A4016 Y A4018 y las fallas que se produzcan aguas abajo de estos alimentadores.
- e).- Falta de seccionadores de Fusibles y poca magnitud de corriente cortocircuito en la barra de los alimentadores A4016 Y A4018 donde están instalados los Fusibles actuales.

### **4.1.2. Causas de Falla y Sistema de Protección Apropriado.**

Las características básicas de las protecciones son: la confiabilidad y la selectividad (coordinación).

La función principal de todo sistema de protección es la minimizar el daño provocado por una falla aislando en el menor tiempo posible el componente fallado. Es así que

los sistemas de protección no reducen el riesgo de ocurrencia de una falla este riesgo se debe a otros factores.

#### **4.1.3. Causas de Falla en Generadores.**

La causa de falla en generadores son las que ocurren en el interior de estos por pérdida de aislamiento de los arrollamientos debido a:

- Al excesivo trabajo sobrecargado periódico del generador.
- A la ocurrencia de repetidas fallas externas al generador no despejadas en el tiempo oportuno, pero exigieron que este alimente dichas fallas.

Otras causas son las debidas a condiciones anormales de funcionamiento entre éstas tenemos: la sobreexcitación, el sobrevoltaje, la pérdida de campo, las corrientes desequilibradas, la potencia inversa, y la frecuencia anormal. Al estar sometidas a estas condiciones, el generador puede sufrir daños o una falla completa en pocos segundos, por lo que se requiere la detección y el disparo automático.

#### **4.1.4 Sistema de Protección Confiable en Generadores.**

Actualmente los generadores para fallas internas solo cuentan con la protección de sobre temperatura de bobinados, que es una protección que no detectaría pequeñas corrientes de falla al interior del generador por el deterioro del aislamiento ante la ocurrencia de fallas.

Para sub tensión y sobre tensión los generadores tienen la protección adecuada. Solo que los tiempos actuales de estas protecciones están muy altos, los nuevos ajustes se muestran en el Capítulo posterior de ajuste de los Relés.

Para baja frecuencia y sobre frecuencia también los generadores disponen de la protección apropiada. Solo que los tiempos actuales de estas protecciones están muy altos, los nuevos ajustes se muestran en el Capítulo posterior.

Para potencia inversa los generadores cuentan con la protección adecuada.

Actualmente los generadores cuentan con un relé de sobre corriente R1 y R1' (50 / 51) Para la sobreprotección de sobre corriente debido a fallas externas al generador, pero el ajuste actual no permite la automatización selectiva con los otros relés y el recloser. Una solución es subir los umbrales de actuación, pero los generadores estarían desprovistos de una protección que actúe rápidamente ante fallas en el interior del generador. Por lo tanto es necesario contar con una protección que actúe rápido para fallas dentro del generador pero que actúe lento ante fallas lejanas al generador. Este tipo de protección es brindado por relés 51V. (relé de sobre corriente con restricción de tensión) que es necesario implementar.

#### **4.1.5. Causas de Falla en Transformadores de Potencia.**

La causa de fallas en transformadores de potencia son las que ocurren en los bobinados de estos por pérdidas de aislamiento debido a.

- Al exceso de trabajo sobrecargado periódico del transformador.
- A la ocurrencia de pérdidas de fallas externas al transformador no despejadas en el tiempo oportuno, pero exigieron que este alimente dichas fallas.

Otras causas son las debidas a condiciones anormales de funcionamiento dentro de estas tenemos:

La sobre excitación, el sobre voltaje, y la frecuencia anormal.- al estar sometido a estas condiciones, el transformador puede sufrir daños ó una falla completa, por lo que se requiere la detección y el disparo.

#### **4.1.6. Sistema de Protección Confiable en Transformadores.**

Actualmente los transformadores para fallas internas solo cuentan con la protección de buchholz y sobre temperatura de bobinados. Que es una protección que no

detectarían las pequeñas corrientes de falla al interior del transformador por el deterioro del aislamiento ante la ocurrencia de fallas.

La protección apropiada es la protección diferencial de transformadores que ante un súbito incremento de corriente diferencial de corriente entre TC's instalados en bornes del lado alta del transformador y TC's instalados en los bornes del lado baja del transformador. Comandaran disparo. Sin embargo esta protección es recomendada para grandes transformadores.

Actualmente los generadores cuentan con un Relé de sobre corriente R2 y R2' (50/51) para la protección ante sobre corriente debido a fallas externas al transformador, pero el ajuste actual no permite la coordinación selectiva con los otros relés y el Recloser. Una solución es subir los umbrales de actuación, pero los transformadores estarían desprovistos de una protección que actúe rápidamente ante fallas en el interior del transformador.

#### **4.1.7. Causas de Falla en los Alimentadores de Distribución Primaria.**

La causa de fallas en los alimentadores de distribución primaria son los que se ocurren por pérdida de aislamiento siendo los más recurrentes las fallas a tierra debido a:

- Por condiciones de funcionamiento.
  - Por el tope de la vegetación de la zona, a las fases de los alimentadores.
- Intervención de factores externos
  - Deterioro de los aisladores por terceros.
  - Caída de árboles por actividades de forestación
  - Deterioro de las estructuras, conductores, aisladores por condiciones climáticas y movimientos de tierra (deslizamientos).

#### **4.1.8. Sistema de Protección Confiable en los Alimentadores.**

Actualmente la protección principal ante fallas en los alimentadores de distribución es la protección otorgada por los reclosers. Como se observó en los gráficos N° 03 y N° 04 las curvas de operación de estos reclosers son fijas y de tiempos altos no permitiendo la actuación selectiva con los otros relés.

También se notó que los tiempos de actuación de la curva lenta del recloser son altos no permitiendo realizar el recierre de este.

Para una operación óptima el recloser debe contar con curvas de operación lenta y rápida y tipos de curva ajustable y así permitir que las curvas de operación de los fusibles aguas abajo se encuentren entre la curva rápida del recloser y la curva lenta de recloser.

Para así ante la ocurrencia de fallas el recloser actúe con su curva rápida y apertura el alimentador e inicie su ciclo de recierre y permita que se funda el fusible más cercano a la falla y cuando el recloser cierre la línea después de su ciclo de recierre encuentre despejada la falla. En caso la falla persista el recloser actuara con su curva lenta aperturando el alimentador fallado. Y no comprometiendo a los generadores.

- Aguas abajo el alimentador A4016 está protegido por fusibles instalados en la derivación al SAB Telefónica (20 A) y en el SAB Santa Rosa E400388 (12 A) que protege ante fallas en el tramo Santa Rosa – Palma pampa. Ver APENDICE C. DU002-A016.

Como se sabe los tiempos de operación de los fusibles de 20K y 12K son mayores que el de 6K instalado en la salida de la C. H. SAN FRANCISCO. Por lo tanto se recomienda instalar fusibles 20K en la salida 22,9 KV C. H. San Francisco, en la derivación SAB Telefónica (12K) y en el SAB Santa Rosa E400388 (8K) que protegerán selectivamente la línea A4016. A la vez se

recomienda instalar un seccionador fusible en el SAB Palmapampa E400539 para instalar en el tramo Palmapampa – Pichihuilca para fallas que se produzcan en este tramo.

- Aguas abajo el alimentador A4018 está protegido por fusibles instalados en la derivación al SAB Pichari E400392 que protege el tramo comprendido entre derivación Pichari y el SAB Pichari E400393. Aguas más abajo el alimentador A4018 está protegido por un fusible instalado en la derivación al SAM Ccatunrumi, que protege el tramo derivación Ccatunrumi a Sivia. Se recomienda instalar un seccionador fusible en la derivación hacia el poblado de Omayá. Para así aislar selectivamente tramos de línea fallados. y no comprometer toda la red.

#### **4.2 CONCLUSIONES.**

El Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco se caracteriza por la poca diferencia entre las potencias de cortocircuito para diferentes puntos en la red, lo cual dificulta el uso del disparo instantáneo en sus relés de protección de sobrecorriente.

Los ajustes actuales de los relés de sobrecorriente y mínima tensión de los grupos de generación de la Central Hidroeléctrica San Francisco, presentan tiempos de disparo muy cortos, con el riesgo de tener actuaciones indebidas ante fallas lejanas en la red de 22,9 KV del Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco.

El Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco presenta niveles relativamente bajos en sus potencias de cortocircuito en sus distintos puntos de la red de 22,9 KV, ante estos los tiempos de disparo de los reclosers serán muy prolongados.

Es necesario incrementar el tiempo de disparo de los relés de sobrecorriente de los grupos de generación y requieren la aplicación de otras funciones de protecciones con el fin de lograr tiempos de disparos cortos ante una falla en la barra de generación. La función seleccionada en el presente estudio como protección

adicional para los grupos de generación es la función de sobrecorriente controlado por tensión (51V) por presentar muy buena confiabilidad y selectividad.

Para la aplicación de los ajustes propuestos en el presente estudio se requiere que se realicen las pruebas de operación y funcionamiento con resultados satisfactorios, de los reclosers Kyle VVV27, de no ser así, el mismo debe ser reemplazado por un nuevo recloser con las características planteadas en el Diagnóstico de los sistemas de Protección de la Central Hidroeléctrica San Francisco y Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco.

El ingreso de un grupo térmico de 200 KW para su funcionamiento en paralelo con los grupos hidráulicas G1 y G2, no afecta la coordinación de la protección en los ajustes propuestos. En las figuras N° 03 y N° 05 del APENDICE G, se presenta las curvas de automatización durante la operación de los tres grupos de generación, donde no se observa la variación significativa en los tiempos de disparo de los Relés de protección de los grupos G1 Y G2.

#### **4.3. CONSIDERACIONES ATENER EN CUENTA LUEGO DEL ANALISIS.**

Del análisis efectuado se concluye que para obtener una operación selectiva de los sistemas de protección de la Central Hidroeléctrica San Francisco y Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco se debe optar por las siguientes acciones:

**Debe ser reemplazado los recloser por los siguientes motivos:**

-Debido a que las curvas de operación de los Reclosers COOPER VVV27 son fijos y con tiempos de actuación elevados que no permiten realizar una coordinación selectiva con los Relés de los grupos G1 y G2 y a los transformadores TU1 y TU2.

-Debido a su nivel alto de corriente de arranque (50 A) que no es el adecuado debido a que en un escenario de mínima demanda las corrientes de falla apenas alcanzan los 63 Amp. obteniéndose tiempos de disparo muy elevados que no son

los adecuados para prevenir averías en el grupo de la Central Hidroeléctrica San Francisco.

-Como se observa en el gráfico N° 03 y N° 04 la curva lenta de Recloser COOPER VVV27 no permite realizar la operación de cierre y así eliminar las fallas a tierra de naturaleza temporal (tope de rama de árboles con los conductores de fase) debido a los tiempos altos de actuación.

Con los Recloser se podrá disponer de una variedad de curvas de operación entre rápidas y lentas y así poder realizar una coordinación selectiva del sistema de protección de la Central Hidroeléctrica San Francisco y Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco.

Se podrá disponer de ciclos de recierre variables para poder eliminar las fallas de naturaleza temporal.

Ó se debe optar por la alternativa más económica es la de implementar la protección de sobre corriente con restricción con tensión (51 V) para los generadores de la Central Hidroeléctrica San Francisco esta protección protegerá a los transformadores de potencia para las fallas internas y muy cercanas a sus bornes, permitiendo así elevar los tiempos de actuación de los relés (50/51V) R1, R1' de los grupos G1 Y G2 respectivamente y de los relés ( 50/51V) R2, R2' de los transformadores de potencia TU1 Y TU2.

Con esta opción se dejará los reclosers actuales como la protección principal de los alimentadores A4016 y A4018.

Sin embargo ADINELSA deberá realizar pruebas de funcionamiento de los Reclosers COOPER, para garantizar su operación ante la fallas.

Debe ser reemplazados los fusibles instalados aguas abajo en los alimentadores A4016 y A4018 para aislar selectivamente los tramos de alimentador con falla y no

comprometer todo el alimentador se especifica los tipos de fusibles a instalar en los seccionadores existentes y los nuevos seccionadores fusibles a instalar.

-Para minimizar la ocurrencia de fallas se debe realizar la limpieza periódica de las franjas de servidumbre de los alimentadores de distribución A4016 Y A4018 priorizando los tramos grandes de línea.

-Se debe inspeccionar periódicamente los alimentadores de distribución verificando el estado de los aisladores, retenidas y estructuras de los alimentadores de distribución A4016 Y A4018.

#### **4.3.1 Alternativa de Solución Propuesta.**

#### **4.3.2. Programa de Mantenimiento de los Alimentadores.**

Debido a que la mayor incidencia de fallas se producen en los alimentadores de distribución, es necesario que el programa de mantenimiento de los alimentadores de distribución contemple la limpieza del área de servidumbre, cambio de aisladores deteriorados y revisión periódica de los alimentadores verificando el estado de aisladores, empalmes y franjas de servidumbre crítico.

#### **4.3.3. Cambio de Recloser Cooper.**

La curva de operación de estos Recloser no permite realizar una automatización del sistema de protección adecuada ya que tanto las corrientes de operación como los tiempos de operación son altos. No pudiéndose realizar el recierre de estos reclosers.

Como se observa en los gráficos N° 03 y N° 04 la posible causa de no operación de los Recloser instalados en la Central Hidroeléctrica San Francisco son la falta de selectividad de los ajustes actuales de los Relés de protección.

Se recomienda el cambio de estos recloser por otros Recloser modernos con curvas de operación variables y así poder realizar una operación selectiva de los equipos de protección.

En caso no se opte por la compra, es recomendable tener la seguridad de operación de los referidos recloser por lo tanto se deberá realizar por parte de ADINELSA la prueba correspondiente de funcionamiento de los reclosers.

La automatización del sistema de protección es utilizando un nuevo recloser y se muestra en el Capítulo posterior de AUTOMATIZACION DEL SISTEMA DE PROTECCION del Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco.

#### **4.3.4. Instalación de Relés 51V.**

Al no optarse por la compra de nuevos reclosers para obtener una operación selectiva de los relés de protección se deberá subir los tiempos de actuación tanto de los Relés de grupo como de los Relés de los transformadores de potencia de la Central Hidroeléctrica San Francisco.

Por lo tanto la protección de estos componentes ante fallas en el interior y en bornes de estos será despejada en tiempos elevados que pueden comprometer su funcionamiento. Por lo tanto se recomienda la implementación de la protección 51V.

#### **4.3.5. Evaluación Técnica y Económica.**

#### **4.3.6. Evaluación Económica.**

En el estudio de mejoras que se describen en este apartado, se han considerado condiciones estándar, por la que la rentabilidad de las inversiones podría verse sustancialmente alterada cuando no se cumplieren las condiciones de cálculo.

En general se han seleccionado aquellas medidas cuyos cálculos preliminares arrojen rentabilidades aceptables, o aquellas que pese a no ser rentables desde el punto de vista económico, superen un mejoramiento del nivel de confort y seguridad de los equipos que se encuentran instalados a lo largo de la red y el confort de los usuarios.

Si el caso amerita, y teniendo en cuenta los costos energéticos actuales, se determina la inversión necesaria para la implementación de la mejora. Dicha inversión se cuantifica sobre la base de presupuesto facilitado por los distintos fabricantes. También se incluirá los costos actuales de los equipos a instalar, mano de obra necesaria y puestas en marcha de la instalación si fuese el caso.

Una vez fijada la inversión y el ahorro correspondiente a cada mejora, se evaluará su rentabilidad haciendo el uso del periodo de amortización simple de la inversión.

Del conjunto de mejoras estudiadas se han agrupado bajo el epígrafe mejoras propuestas, aquellas que por su rentabilidad o facilidad de ejecución se consideran viables a corto plazo.

#### **4.3.7. Evaluación de Pérdida Económica por las Constantes Interrupciones.**

##### **❖ Por Falta de Suministrar Energía en el Intervalo de Tiempo de Interrupción.**

Como se vio en el capítulo 2, referente a la estadística de fallas, las constantes interrupciones es total, cualquier falla que se origina en algún

punto llega a bloquear la fuente generadora y deja de suministrar la energía en su totalidad a los usuarios, y la reposición de servicio demora un promedio de 25 minutos durante la maniobra de operación cuando las fallas son temporales.

Dichas interrupciones muchas veces se presentan hasta 2 salidas por día, cuando la demanda promedio por día de esta Central generadora es de 500KW. las pérdidas económicas por cada interrupción es de:

$$E = P(\text{Kw}) \times T(\text{Hrs})$$

$$E = 500 \text{ Kw} \times \frac{25}{60} \text{ Hr} = 208.33 \text{ Kw-Hr}$$

El costo de energía por cada Kw-Hr es de s/ 0.50

La pérdida económica sería = 104 soles/ por cada interrupción

La interrupción promedio al mes es de 15 salidas

La pérdida económica = 104 x 15 = 1560 soles / mes

La pérdida económica = 18720 soles / año <> 5538.5 US\$/ año

#### ❖ **Perdidas Económicas por Multas Sancionadas por las Autoridades**

##### **Fiscalizadoras de las Inversiones de Energía (Osinerg).**

Al sistema se encuentran conectado 5030 clientes, de acuerdo a este número de clientes, está considerado dentro del sector típico tres (3) y las multas se sancionan de acuerdo a los estándares establecidas, pueden sancionar en función del número de interrupciones y duración de cada interrupción total que se viene suscitando y estas multas originarían pérdidas económicas para la empresa.

❖ **Perdidas Económicas por Avería de los Equipos.**

Por la mala automatización de los sistemas de protección ante una falla que ocurren en algún punto del sistema llegan hasta la central de generación y estos averían los equipos, muchas veces este origina el reemplazo por otros nuevos para la operatividad del sistema este es una pérdida económica para la empresa y estas constantes interrupciones totales está disminuyendo la vida útil de las máquinas como el de los generadores y transformadores de potencia etc.

Hasta podrían colapsar la fuente generadora, y la pérdida económica sería bastante considerable frente a las inversiones que puede realizar oportunamente.

❖ **Inversiones.**

Las inversiones requeridas para una buena automatización del sistema de protección del sistema eléctrico se implementarán con un Relé electrónico de sobrecorriente controlado por tensión 51V, interruptores de recierre automático y adicionalmente se incluye el gasto correspondiente al personal especializado que intervendrá en el proceso de instalación y reajuste de los relés existente.

**INSTALCION DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE CONTROLADO  
POR TENSIÓN (51V.)**

<b>Item</b>	<b>Descripción de partidas</b>	<b>Unid.</b>	<b>Metrado</b>	<b>Precio Unit. CIF Almacén Aduana US\$</b>	<b>Precio parcial</b>	<b>Precio Total US\$</b>
01	Suministro de equipo de Protección					
1.1	Relé electrónico de sobrecorriente Controlado por tensión (51V).	Und.	2	845,00	1690,00	1994,20
	<b>Subtotal 01</b>					<b>1994,20</b>

02	Transporte de equipos de Protección	Cjta.	01	1	300.00	300.00
	<b>Subtotal 02</b>					<b>300.00</b>
03	Instalación de equipos de Protección					
3.1	Instalación de los Relés de sobrecorriente con restricción de tensión (51V)	Und.	2	300	600	600
3.2	Pruebas de los Relés de protección de sobrecorriente con restricción de tensión (51V)	Und.	2	400	800	800
	<b>Subtotal 03</b>					<b>1400.00</b>
	Subtotal general					<b>3694.20</b>
	Gastos generales 15%					554.13
	Utilidad 10%					369.42
	Gasto directo					4617.75
	I.G.V. 18%					<b>831.20</b>
	Costo total	US\$				<b>5448.95</b>

## SEGUNDA ETAPA

### INSTALACIÓN DE LOS INTERRUPTORES DE RECIERRE AUTOMATICO

#### EN LAS SALIDAS A4016 Y A4018.

Item	Descripción de partidas	Unid.	Metrado	Precio Unit. CIF Almacén Aduana US\$	Precio parcial	Precio Total US\$
01	Suministro de equipo de Protección.					
1.1	Interruptor de recierre automático 24.9kv, 560°, 150kv(Bil)	Und.	2	21048.00	42096.00	42096.00
	<b>Subtotal 01</b>					<b>42096.00</b>
02	Transporte de equipos de Protección					
2.1	Transporte de interruptor de Recierre automático	Und.	2	420.00	840.00	840.00
	<b>Subtotal 02</b>					<b>840.00</b>
03	Instalación de equipos de protección					

3.1	Pruebas de los interruptores de Recierre Automático.	Und.	2	500.00	500.00	1000.00
	<b>Subtotal 03</b>					<b>1000.00</b>
	Subtotal general					<b>43936.00</b>
	Gastos generales 15%					6590.40
	Utilidad 10%					4393.60
	Costo directo					54920.00
	I.G.V. 18%					9885.60
	<b>COSTO TOTAL</b>				<b>US\$</b>	<b>64805.60</b>

El costo total de la inversión asciende la suma de **US\$ 70254.55**

#### ❖ Retorno de Inversión.

El periodo de recuperación de la inversión es:

$$P = (\text{US\$ } 70254.55 / \text{US\$ } 5538.5 / \text{año})$$

$$P = 12 \text{ años.}$$

Con estas inversiones propuestas en la implantación de los equipos se podrá reducir las constantes interrupciones y aquellas que pese a no ser rentables desde el punto de vista económico, superen un mejoramiento del nivel de confort y seguridad de los equipos que se encuentran instalados a lo largo de la red

#### 4.3.8. Evaluación Técnica.

#### 4.3.9. Pruebas de Recepción.

Antes de las pruebas de recepción, se lleva a cabo pruebas de fábrica, que son las que el fabricante de Relés realiza luego de la construcción y calibración, con el objetivo de verificar que cumplan con toda las características que ofrecen y satisfacen las normas nacionales como internacionales. El fabricante al ser el responsable y garantizar el equipo que venderá, deberá probar su relé en todos los rangos de escala ofrecida y verificar su correcta operatividad, aún en las condiciones extremas y anormales en que deba actuar.

Las pruebas se efectúan en los laboratorios de control de calidad de la planta de manera completa, ya que los defectos encontrados en los Relés cuando ya están instalados resultan muy costosos para el fabricante.

El fabricante busca en nuevas ocasiones simular el comportamiento del equipo que el Relé protegerá, con el objetivo de analizar su desempeño y crear situaciones ambientales extremas, tales como pruebas de temperatura y humedad límites en cámaras climáticas, pruebas de vibraciones, pruebas de choques mecánicos, pruebas de impulso de tensión, pruebas de ampliación de corrientes extremas, pruebas de interferencias por las altas frecuencias, pruebas de interferencias por armónicos, etc. Estas pruebas de carácter riguroso se efectúan sobre los prototipos, antes de la fabricación serie, aunque pueden aplicarse por muestreo a algunos Relés de cada lote fabricado.

Las pruebas de recepción se pueden clasificar en dos partes; Las que se aplican a los nuevos modelos de Relés y a los Relés conocidos: Las empresas importantes al recibir un nuevo tipo de Relé que antes no han utilizado, buscarán efectuar las pruebas más completas que puedan aplicar al Relé, tratando aun ciertos casos de ser tan o mas exigentes en las pruebas, que el fabricante, la complejidad de las pruebas dependerá del instrumento de laboratorio, y personal calificado que la empresa tenga. Estas pruebas permitirán obtener mayor conocimiento técnico y experiencia con el nuevo Relé, facilitando posteriormente los análisis de su operación y mantenimiento.

En pruebas de recepción de Relé conocidos la empresa que adquiere Relés conocidos verificará que hayan llegado en buenas condiciones, efectuando pruebas de funcionamiento en varias escalas y rangos de ajuste. De ser posible se efectuará en los laboratorios de mantenimiento, registrando los resultados de las pruebas,

constituyendo la "partida de nacimiento del Relé". Los valores iniciales podrán compararse con los que se logren a lo largo de la vida del Relé.

Considerando la importancia que tienen los Relés debería aplicarse este tipo de pruebas a toda las unidades que se adquiriera, a fin de verificar que cumplan las características técnicas garantizadas. Es conveniente recordar que los Relés se importan de países lejanos, pudiendo sufrir en el transporte averías.

#### **4.3.10. Pruebas de Puesta en Servicio.**

En caso los Relés forman parte de la central de generación conformando un sistema con los transformadores de medida, servicios auxiliares, cableados, bobinas de disparo de interruptores, señalizaciones de alarma y disparo, etc.

Las pruebas deberán estar orientadas a probar el sistema de protección como un conjunto, habiéndose probado los equipos individualmente de la siguiente manera:

Transformadores de corriente: Verificación de valores de placa con las del estudio, pruebas de las relaciones de transformación, pruebas de polaridad, conexiones y puesta a tierra, pruebas de aislamiento, verificación de las curvas de saturación, etc.

Transformadores de tensión: Verificación de los valores de placa con las del proyecto, pruebas de relación de transformación, pruebas de secuencia de fases, pruebas de aislamiento de los devanados de alta y baja tensión, etc.

Cableados: Prueba de aislamiento. Continuidad, firmeza de ajuste de bornas, fusibles, ejecución de acuerdo a normas, etc.

Bobinas de disparo: Correcto disparo del interruptor por accionamiento del Relé

Señalización de disparo y alarma: aparición correcta de la señal, alarma y disparo de acuerdo a Relé que los acciona.

Relés: Los Relés recibirán el ajuste de operación proporcionado en el estudio de coordinamiento de protección realizado. Se efectuarán las pruebas de Relé como

equipo individual como se indica en sus respectivos catálogos, de tal manera de verificar que responderán ante fallas, de acuerdo al estudio efectuados.

**Ambiente:** Se controlará que el ambiente en que estén los Relés no recibirá polvo ni humedad y que la ventilación sea adecuada.

Luego de la prueba individual de los elementos y haber verificado que siguen los planos de diseño de detalle del circuito de protección, Se efectuará la prueba de inyección primaria de la magnitud (tensión y corriente) desde el lado alta de los transformadores de medida y no ser posible del lado secundario.

#### **4.3.11. Pruebas de Mantenimiento.**

Las pruebas de mantenimiento se efectúan a intervalos regulares, con el objeto de comprobar que se mantienen los ajustes y que el relé esté en perfectas condiciones operativas.

Normalmente se utilizan equipos de pruebas de relés e instrumentación de medición (osciloscopios, amperímetros voltímetros, vatímetros, etc.), siguiendo los manuales de mantenimiento de los relés y la experiencia pasada.

Las pruebas deben efectuarse anualmente al menos, llamándose planillas de mantenimiento con los valores medidos, constatándolos con los valores de las pruebas de puesta en servicio y de los mantenimientos anteriores. Se deberá controlar además el estado general del Relé, Estado y precisión de los contactos, disparo desde el relé al interruptor, firmeza de ajuste de borneras, limpieza de la caja de Relé, medición de aislamiento de los circuitos, etc.

Las pruebas de los Relés pueden efectuarse en instalaciones en servicio aunque es preferible efectuar en equipos desenergizados para evitar fallas por interferencias accidentales, y con mayor razón si no existen adecuados sistemas de protección de respaldo.

Un aspecto muy importante es el control de la operación de los Relés durante las perturbaciones. El análisis de todo y cada una de las fallas permitirá evaluar el comportamiento del Relé definiéndose si la actuación de la protección fue incorrecta o correcta. El análisis de fallas ayudará a decidir si los ajustes de la protecciones son realmente efectivos y aún más, si el sistema de protección aplicado cumple plenamente su función ó requiere un complemento ó cambio. Para esto, llevar un archivo de informes de cada perturbación, con todos los detalles de las fallas, como causas, consecuencias, señalizaciones de protecciones y actuaciones de interruptores, etc.

#### **4.4. Perspectivas del Presente Trabajo.**

Para dar continuidad al trabajo presentado y culminar con el ciclo de estudio, pueden considerarse los siguientes aspectos:

##### **4.4.1. Selección de Equipos de Protección.**

Se seguirán utilizando los mismos equipos de protección que ya se encuentran instalados, solamente se hará algunos cambios como Reclosers y un reequipamiento en el sistema de protección en los Grupos de Generación y se realizaran los ajustes para la automatización adecuada.

A continuación se especifica las características técnicas de estos equipos.

##### **4.4.2. Re-equipamiento del Sistema de Protección de los Grupos de Generación.**

Para la protección adecuada de los grupos de generación se ha evaluado la instalación de un Relé de sobre corriente controlado por tensión (51V) para cada unidad, con la finalidad de cubrir las fallas aisladas en la barra de generación 0.44KV con corto tiempo de disparo que eviten cualquier riesgo de daño en los

grupos de generación. Las especificaciones técnicas de los Relés de sobre corriente controlado por tensión (51V) se detalla a continuación:

Relé de sobre corriente controlado por tensión:

**a) Opciones de Hardware**

Rango de entrada de tensión 100 V AC

Frecuencia 60 Hz

Entrada de corriente 1A

2 contactos de salida (mínimo)

Tensión nominal auxiliar de 48 – 125 V DC

**b).- Opciones de Ajuste:**

- Tipos de curva:

IEC Extremely Inverse

IEC Very Inverse

- Rango de ajuste de la corriente de arranque

$I = < 0.8 \text{ A} - 2 \text{ A} >$ , en pasos de 0,005 A

- Rango del factor multiplicador de corriente K:

$I = < 0.25 \text{ A} - 1,0 \text{ A} >$ , en pasos de 0,05 A.

- Rango de ajuste del multiplicador de tiempo T.M.S.

$I = < 0.25 \text{ A} - 1,0 \text{ A} >$ , en pasos de 0,05 A.

**c)- Funciones de Protecciones:**

Protección de sobre corriente controlado por tensión (51V)

### **4.4.3. Especificaciones Técnicas del Recloser.**

El re-equipamiento de la protección de las salidas 22,9 KV, tiene provisto el reemplazo del recloser Kyle WV27 marca Cooper debido a su nivel alto de su corriente de arranque (50 Amp). Que no es el adecuado debido a que en un escenario de mínima demanda las corrientes de fallas apenas alcanzan los 63 amp, obteniéndose tiempos de disparo muy elevados que no son los adecuados para prevenir averías en el grupo de la C.H. San Francisco.

Los requisitos mínimos que deben disponer los reclosers para ser instalados como protección de los alimentadores de 22,9 KV son:

Interruptor de recierre automático:

#### **a).- Especificaciones Técnicas:**

Entrada de corriente 1 Amp.

Frecuencia 60 Hz

Tensión nominal auxiliar de 48 – 125 V DC

Relación de transformación de corriente = 100-200/1 AMP.

Corriente de operación continua: 50 Amp. (Mínimo).

Máxima corriente de interrupción: 1500 Amp. (Mínimo).

#### **b).- Opciones de ajuste:**

##### **▪ Tipos de curva:**

Se debe contar con dos curvas (una rápida y una lenta) cada una ajustable con las siguientes curvas:

IEC Extremely Inverse

IEC Very Inverse

IEC Normal Inverse

- Rango de ajuste de la corriente de arranque

$I = < 0.2 \text{ A} - 2 \text{ A} >$ , en pasos de 0,05 A.

- Rango de ajuste del multiplicador de tiempo T.M.S.

$I = < 0.1 \text{ A} - 2,0 \text{ A} >$ , en pasos de 0,05A.

- Numero de ciclos de Recierre

1,2,3,4

### **C).- Funciones de Protección:**

Protección de sobre corriente de fase (50/51)

Protección de sobre corriente de tierra (50N/51N).

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

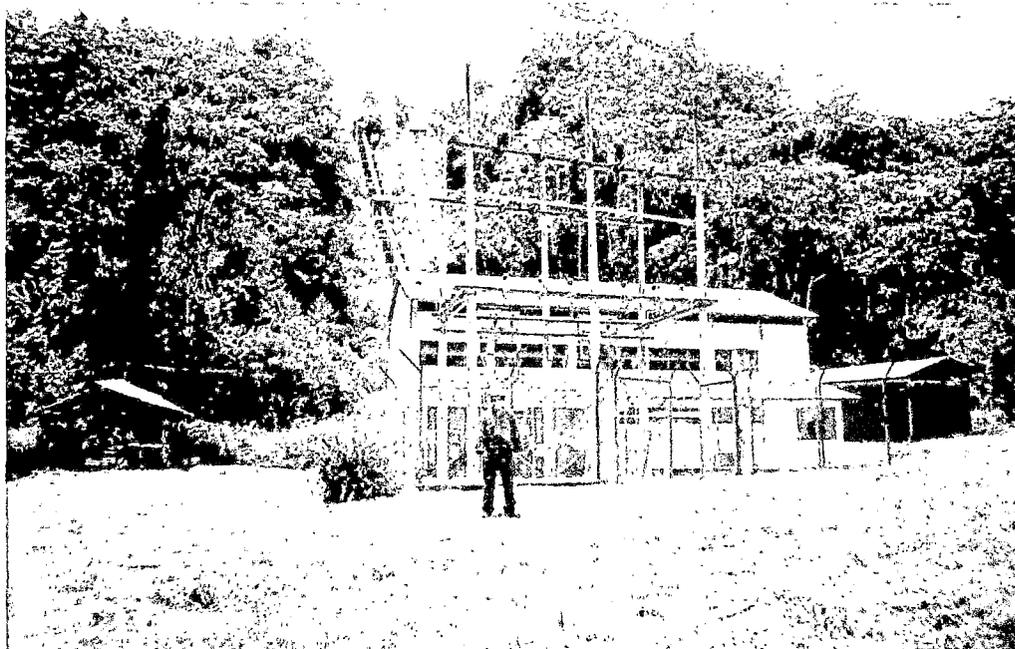
- **WILLIAM D. STEVENSON, JR.** Análisis de Sistemas de Potencia  
Edición: Primera Mcgraw – Hill / Interamericana México 1996.
- **MANUEL POLO ENCINAS, M.C.** Turbomaquinas Hidráulicas.  
Edición: Tercera Limusa México 1983.
- **WILLIAM H. HAYT, JR.** Análisis de Circuitos en Ingeniería.  
Edición: Sexta Mcgraw – Hill / Interamericana México 2002.
- **B. D. RUSELL, M.E.** Power System Control and Protection.  
Edición: Academic Press, 1978.
- **A. WRIGHT, C. CHRISTOPOULOS. CHAPMAN,** Electrical Power System Protection.  
Edición: & Hall, 1993.
- **J.R. MARTIN,** Diseño de Subestaciones Eléctricas.  
Edición: Mcgraw – Hill 1987.
- **PAULINO MONTANE SANGRÁ,** Protecciones en las Instalaciones Eléctricas.  
Edición: Segunda Marcombo Barcelona 1991.
- **ANGEL LUIS ORILLE FERNANDEZ,** Centrales Eléctricas.  
Edición: Barcelona 1997.
- **GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER,** Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas.  
Edición: Segunda Limusa S.A. Grupo Noriega México 2002.
- **INFORMACION POR PARTE DE ELECTROCENTRO S.A.**

## **APENDICES**

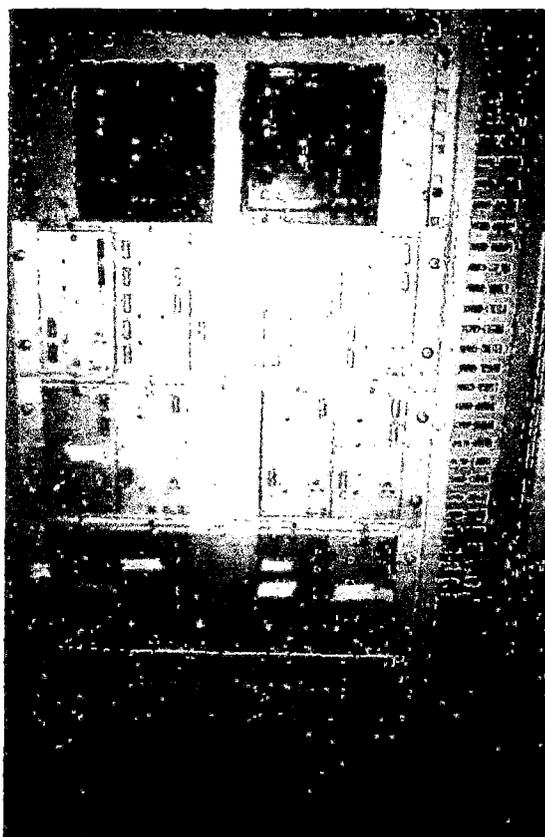
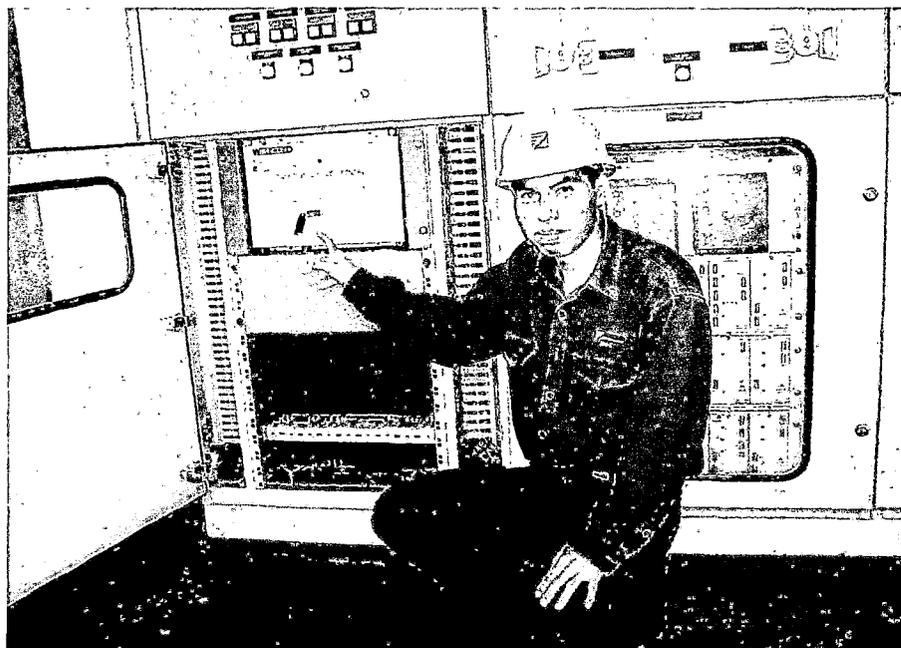
**APENDICE A**  
**FOTOGRAFIAS DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA**  
**DE SAN FRANCISCO**



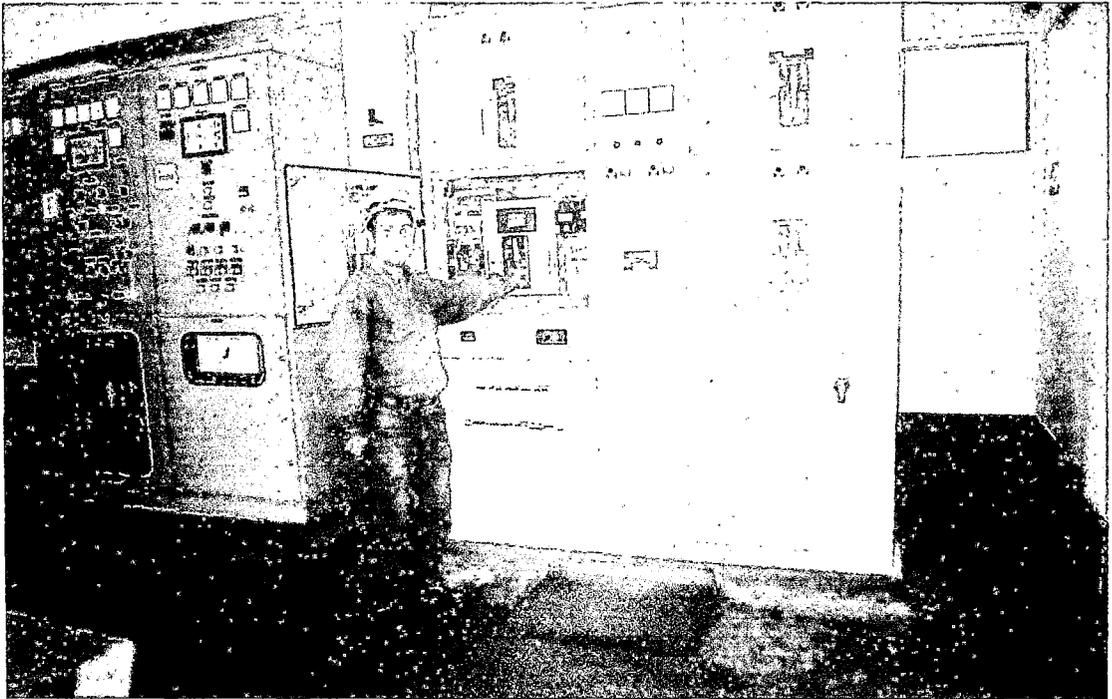
**VISTA PANORAMICA DE SAN FRANCISCO**



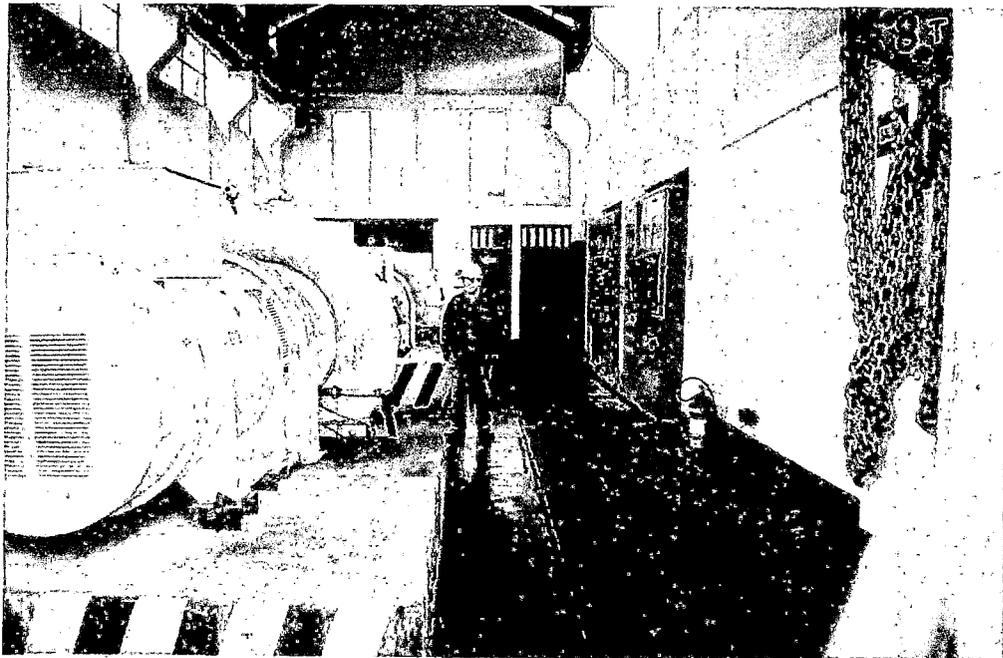
**VISTA PANORAMICA DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA**



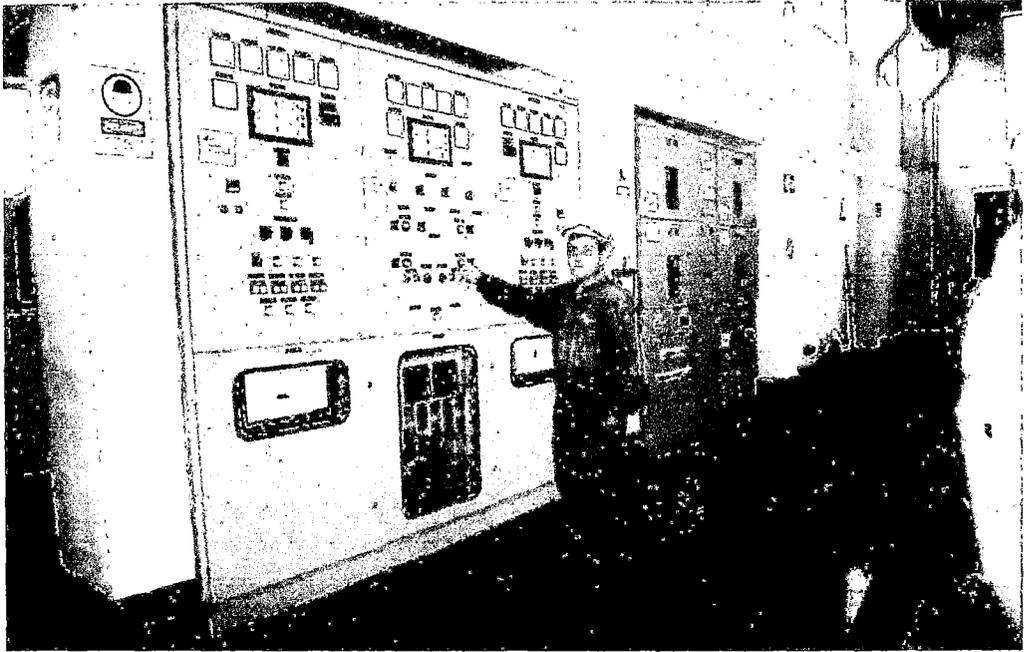
**RELES DE PROTECCION**



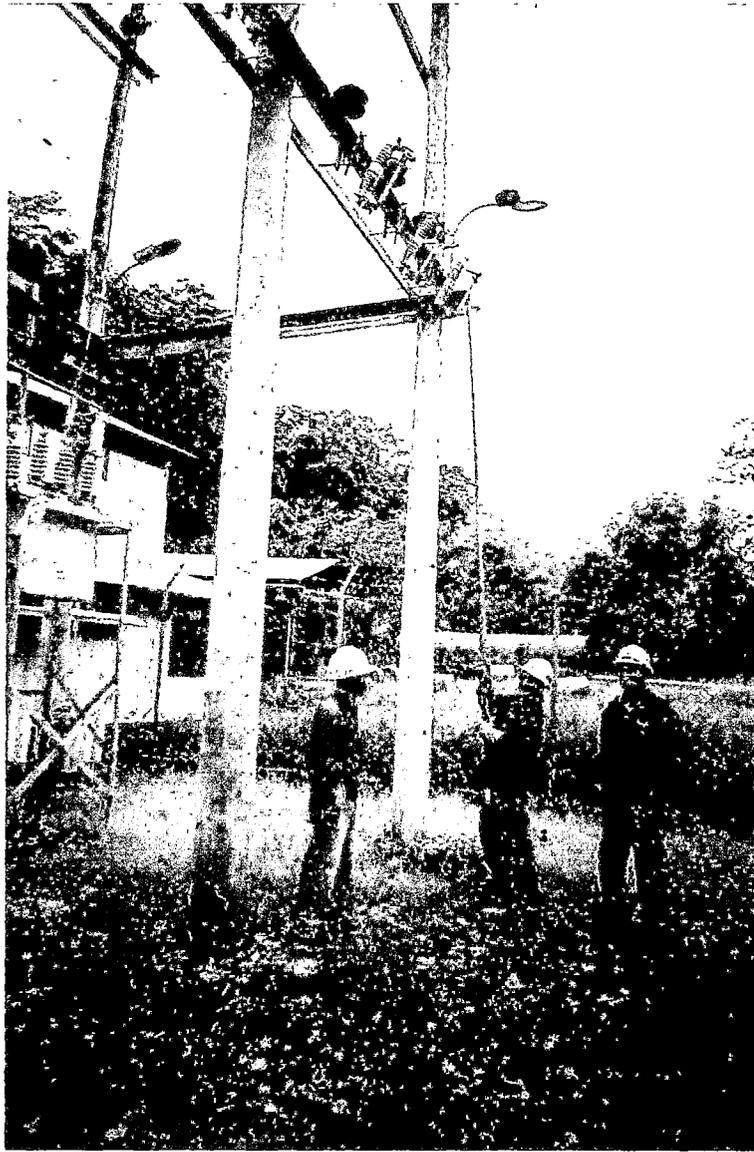
**INTERRUPTOR DE POTENCIA DE CADA GRUPO**



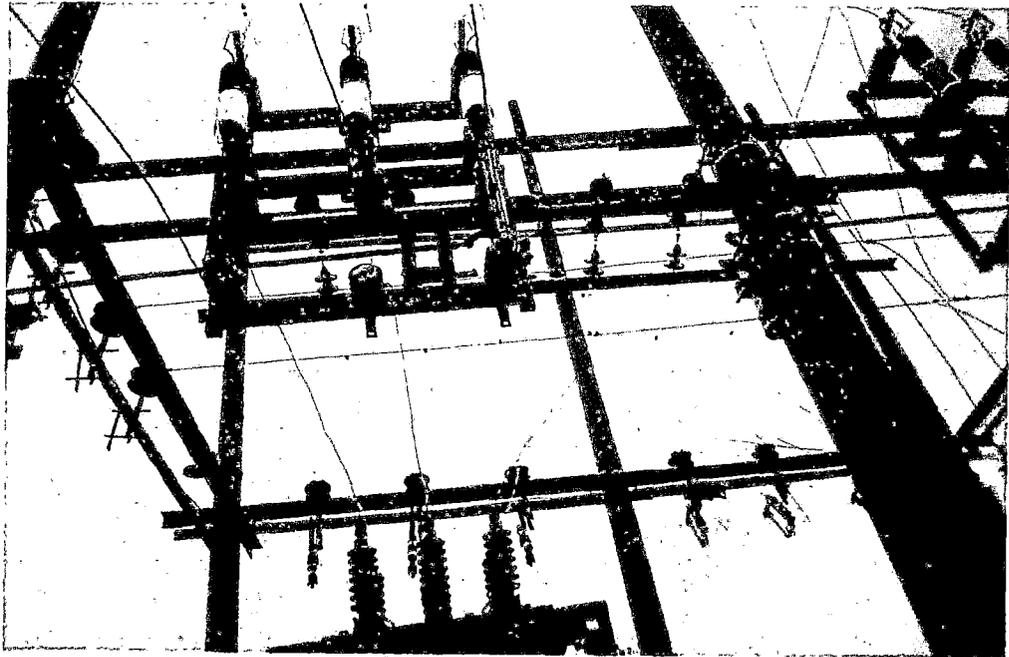
**VISTA DE LOS GRUPOS HIDRAULICOS**



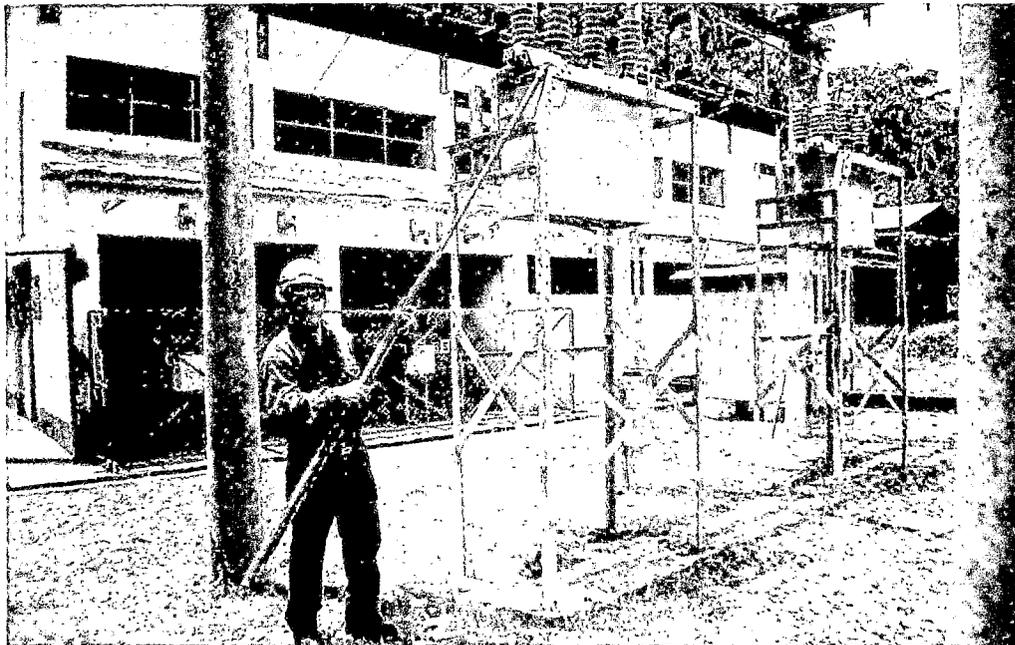
**VISTA DE LOS TABLEROS DE CONTROL – MANDO Y DE POTENCIA**



**VISTA DE LOS CUT-OUT EN LOS PORTICOS**



**SECCIONADOR DE POTENCIA**



**VISTA DE LOS RECLOSER ELECTROMECANICO DE CADA  
ALIMENTADOR**



**VISTA DE ACERCAMIENTO DE LA VEGETACIÓN A LA LINEA DE MT**



**FALTA DE LIMPIEZA DE LA FRANJA DE SERVIDUMBRE**



**ENREDADEDAS ACERCÁNDOSE A LA LÍNEA DE MT POR LAS RETENIDAS**



**CAIDA DE UN ARBOL ORIGINÓ DETERIORO DE LA ESTRUCTURA**



**PERSONAL EVALUANDO LA GRAVEDAD DEL DETERIORO DE LA  
ESTRUCTURA**

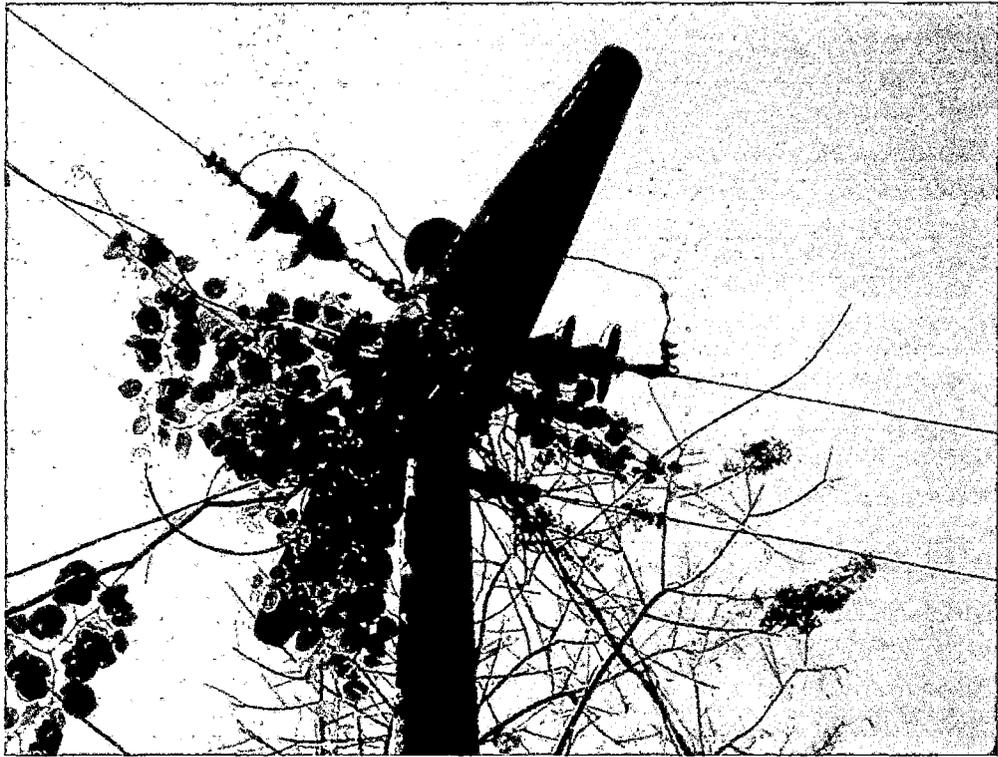




**CAIDA DE ARBOL SOBRE LA LINEA DE MT ORIGINÓ LA RUTURA DE LOS  
CONDUCTORES.**



**ÁRBOLES QUE SE DESLIZAN POR LAS CONSTANTES LLUVIAS QUE CAEN  
SOBRE LAS LÍNEAS DE MT POR FALTA DE LIMPIEZA DE FRANJAS DE  
SERVIDUMBRE**



**APENDICE B**

**PARAMETROS DE LOS COMPONENTES DEL**

**P.S.E. SAN FRANCISCO**

## PARAMETROS DE TRANSFORMADORES 2-D

### ALIMENTADOR A4016

N°	EMPRESA	LOCALIDAD	SUBEST.	CIR- CUTT.	MARCA	MODELO	TIPO	AÑO DE FABRI CAC.	NOR- MA DE FABRI CAC.	TIPO DE REFRI- GE- RACION	S <sub>n</sub>			GRU PO DE DE CONE- XIÓN	TIPO DE REGU LACION	TAPS Prim.		POSICION ACTUAL L.P	Vcc(SEC.+)		OBSERVA CIONES
											KVA	KV	VK			N° DE TOMAS	%		KV	%	
1	ADINELSA	QUIMBIRI ALTO	E400376	A4016	CAIVET	COVENIN	1F	1996		ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2	25	
2	ADINELSA	QUIMBIRI	E400377	A4016	CAIVET	COVENIN	1F	1998		ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5			2	25	
3	ADINELSA	QUIMBIRI	E400378	A4016	DELROSA	TECE3088	3F	1996	IEC76	ONAN	100	22.9	0.38/0.22	Dyn5	RV	5	22.9 ~ 2x0.25%	22.9	4.14	100	
4	ADINELSA	SAN FRANCISCO	E400379	A4016	DELROSA	TECE3099	3F	1996	IEC76	ONAN	160	22.9	0.398/0.23	Dyn5	RV	5	22.9 ~ 2x0.25%	22.9	4.4	160	
5	ADINELSA	SAN FRANCISCO	E400380	A4016	DELROSA	TECE3088	3F	1996	IEC76	ONAN	100	22.9	0.38/0.22	Dyn5	RV	5	22.9 ~ 2x0.25%	22.9	4.17	100	
6	ADINELSA	ROSARIO	E400381	A4016	CAIVET	COVENIN	1F	1996		ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	12540	2	25	
7	ADINELSA	ROSARIO	E400382	A4016	CAIVET	COVENIN	1F	1996		ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	12540	2	25	
8	ADINELSA	SAN FRANCISCO	E400383	A4016	DELROSA	TECE3088	3F	1996	IEC76	ONAN	100	22.9	0.38/0.22	Dyn5	RV	5	22.9 ~ 2x0.25%	22.9	4.16	100	
9	TELEFONICA	TELEFONICA	E400384	A4016	IOAGEN HNOS		3F	1998		ONAN	100	22.9	0.23	YNd11	RV	5	22.9 ~ 2x0.25%	22.9	3.5	100	
10	ADINELSA	SAN AGUSTIN	E400385	A4016	CAIVET	COVENIN	1F	1996		ONAN	10	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	1.8	10	
11	ADINELSA	SANTA ROSA	E400386	A4016	DELROSA	TECE3088	3F	1996	IEC76	ONAN	100	22.9	0.398/0.23	Dyn5	RV	5	22.9 ~ 2x0.25%	22.9	4.15	100	
12	ADINELSA	SANTA ROSA	E400387	A4016	DELROSA	TECE3099	3F	1996	IEC76	ONAN	160	22.9	0.398/0.23	Dyn5	RV	5	22.9 ~ 2x0.25%	22.9	4.4	160	
13	ADINELSA	SANTA ROSA	E400388	A4016	DELROSA	TECE3088	3F	1996	IEC76	ONAN	100	22.9	0.398/0.23	Dyn5	RV	5	22.9 ~ 2x0.25%	2.9	4.15	100	
14	ADINELSA	PAMPAMBALCRES	E400526	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2.7	25	
15	ADINELSA	PAMPAMBALCRES	E400527	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	15	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2.7	15	
16	ADINELSA	MARINTARI	E400528	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2.7	25	
17	ADINELSA	GLORIAPATA	E400529	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2.7	25	
18	ADINELSA	GLORIAPATA	E400530	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2.7	25	
19	ADINELSA	MOZOHAMBA	E400531	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2.7	25	
20	ADINELSA	MARINTARI	E400532	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2.7	25	
21	ADINELSA	MARINTARI	E400533	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2.7	25	
22	ADINELSA	COMUNHARI	E400534	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2.7	25	
23	ADINELSA	COMUNHARI	E400535	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2.7	25	
24	ADINELSA	CRAMAYRIGAYOCC	E400536	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2.6	25	
25	ADINELSA	RINCONADA	E400537	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2.7	25	
26	ADINELSA	PAN DE AZÚCAR	E400538	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	15	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ~ 2x0.25%	13.2	2.7	15	

27	ADINELSA	PALMAPAMPA	E400539	A4016	ABB	TOAKWB	3F	2001	IEC76	ONAN	40	23	0.44	Dyn5	RV	5	23 ± 2x0.25%	23	4.1	40
28	ADINELSA	PALMAPAMPA	E400540	A4016	ABB	TOAKWB	3F	2001	IEC76	ONAN	40	23	0.44	Dyn5	RV	5	23 ± 2x0.25%	23	4.1	40
29	ADINELSA	PALMAPAMPA	E400541	A4016	ABB	TOAKWB	3F	2001	IEC76	ONAN	40	23	0.44	Dyn5	RV	5	23 ± 2x0.25%	23	4.1	40
30	ADINELSA	PALMAPAMPA	E400542	A4016	ABB	TOAKWB	3F	2001	IEC76	ONAN	75	23	0.44	Dyn5	RV	5	23 ± 2x0.25%	23	3.9	75
31	ADINELSA	PALMAPAMPA	E400543	A4016	ABB	TOAKWB	3F	2001	IEC76	ONAN	40	23	0.44	Dyn5	RV	5	23 ± 2x0.25%	23	4.1	40
32	ADINELSA	PALMAPAMPA	E400544	A4016	ABB	TOAKWB	3F	2001	IEC76	ONAN	40	23	0.44	Dyn5	RV	5	23 ± 2x0.25%	23	4.1	40
33	ADINELSA	ZORZA	E400545	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	15	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ± 2x0.25%	13.2	2.7	15
34	ADINELSA	ZORZA	E400546	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ± 2x0.25%	13.2	2.7	25
35	ADINELSA	PICHIHUILCA	E400547	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ± 2x0.25%	13.2	2.7	25
36	ADINELSA	PICHIHUILCA	E400548	A4016	ABB	TP	1F	2001	IEC78	ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	13.2 ± 2x0.25%	13.2	2.7	25

## PARAMETROS DE TRANSFORMADORES 2-D

### ALIMENTADOR A4018

N°	EMPRESA	LOCALIDAD	SUBEST.	CIRCUI.	MARCA	MODELO	TIPO	AÑO DE FARRIC.	NORMA DE FABRIC.	TIPO DE REFREGERACION	S <sub>n</sub>	V <sub>nom-P</sub>	V <sub>n-1</sub>	GRUPO DE CONEXION	TIPO DE REGULACION	TAP <sub>S</sub> Prim.		POSICION ACTUAL P	V <sub>cc</sub> (SEC.+)		OBSER VACIO NES
											KVA	KV	VK			N° DE TOMAS	%	KV	%	Sbase MVA	
1	ADINELSA	QUIMBIRI	E400389	A4018	CAIVET	COVENIN	1F	1996		ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	3.2 + 2X0.25	13.2	2	25	
2	ADINELSA	SAPANTUARI	E400390	A4018	CAIVET	COVENIN	1F	1996		ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5			2	25	
3	ADINELSA	OMAYA	E400391	A4018	CAIVET	COVENIN	1F	1996		ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	3.2 + 2X0.25	13.2	2	25	
4	ADINELSA	PICHARI	E400392	A4018	DELCROSA	TECE3088	3F	1996	IEC 76	ONAN	100	22.9	0.38/0.22	Dyn5	RV	5	22.9 + 2X0.25	22.9	4.15	100	
5	ADINELSA	PICHARI	E400393	A4018	DELCROSA	TECE3088	3F	1996	IEC 76	ONAN	100	22.9	0.38/0.22	Dyn5	RV	5	22.9 + 2X0.25	22.9	4.14	100	
6	ADINELSA	PICHARI BAJO	E400394	A4018	DELCROSA	TECE3088	3F	1996	IEC 76	ONAN	100	22.9	0.38/0.22	Dyn5	RV	5	22.9 + 2X0.25	22.9	4.14	100	
7	ADINELSA	PICHARI BAJO	E400395	A4018	CAIVET	COVENIN	1F	1996		ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	3.2 + 2X0.25	13.2	2	25	
8	ADINELSA	CCATUNRUMI	E400397	A4018	CAIVET	COVENIN	1F	1996		ONAN	25	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	3.2 + 2X0.25	13.2	2	25	
9	ADINELSA	SIVIA	E400398	A4018	DELCROSA	TECE3088	3F	1996	IEC 76	ONAN	100	22.9	0.392/0.23	Dyn5	RV	5	22.9 + 2X0.25	22.9	4.16	100	
10	ADINELSA	SIVIA	E400399	A4018	DELCROSA	TECE3088	3F	1996	IEC 76	ONAN	100	22.9	0.392/0.23	Dyn5	RV	5	22.9 + 2X0.25	22.9	4.16	100	
11	PROCESAMIENTO	QUIMBIRI		A4018	ABB		3F		IEC 76	ONAN	50	22.9	0.39	Dyn5	RV	5			4.1	50	
12	PRIVADO	CLIENTE 1		A4018	ABB		1F			ONAN	5	13.2	0.46/0.23	Yyn0	RV	5	3.2 + 2X0.25	13.2	1.8	5	

CODIGO	BARRA_ENVIÓ	BARRA_RECEP	Longitud (Km.)	Tipo De Conductor	Tensión (KV)	R1 (W/Km)	X1 (W/Km)	B1 (uS/Km)	Ro (W/Km)	Xo (W/Km)	Bo (uS/Km)
L1_A016	SFRAN16_22	D_KIMA_23	00.100	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L2_A016	D_KIMA_23	KIM377_23	00.876	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L3_A016	D_KIMA_23	KIMA376_23	01.398	1x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L4_A016	KIM377_23	D_KIM23	00.635	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L5_A016	D_KIM23	KIM378_23	00.148	1x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L6_A016	D_KIM23	SFRA379_23	00.604	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L7_A016	SFRA379_23	D_SFRA23	00.090	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L8_A016	D_SFRA23	SFRA380_23	00.504	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L9_A016	SFRA380_23	D_ROSAR23	05.083	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L10_A016	D_ROSAR23	ROSA381_23	00.095	1x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L11_A016	D_ROSAR23	ROSA382_23	00.123	1x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L12_A016	D_SFRA23	SFRA383_23	00.334	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L13_A016	SFRA383_23	D_TELEF_23	00.335	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L14_A016	D_TELEF_23	TELEFON_23	00.060	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L15_A016	D_TELEF_23	SAGU385_23	11.646	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L16_A016	SAGU385_23	ROSA386_23	00.330	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L17_A016	ROSA386_23	D_SROSA_23	00.298	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L18_A016	D_SROSA_23	ROSA388_23	00.305	3x70 + 1x35mm AAAC	22.9	0.4612107	0.4396302	3.839138	0.9206071	1.323123	2.213065
L19_A016	D_SROSA_23	ROSA387_23	00.135	3x35 + 1x16mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L19_A016	ROSA388_23	D_MARIN_23	05.000	3x70 + 1x35mm AAAC	22.9	0.4612107	0.4396302	3.839138	0.9206071	1.323123	2.213065
L20_A016	D_MARIN_23	MARIN2_23	00.200	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0
L21_A016	MARIN2_23	MARIN3_23	00.600	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0
L22_A016	MARIN3_23	D_MIRAFLOR	00.800	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0
L23_A016	D_MIRAFLOR	MIRAFL1_23	03.500	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0
L24_A016	MIRAFL1_23	MIRAFL2_23	00.800	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0

L25_A016	D_MIRAFLOR	GLORIA1_23	02.000	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0
L26_A016	GLORIA1_23	GLORIA2_23	00.800	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0
L27_A016	GLORIA1_23	MOZO531_23	01.800	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0
L28_A016	D_MARIN_23	MARIN1_23	00.900	3x70 + 1x35mm AAAC	22.9	0.4612107	0.4396302	3.839138	0.9206071	1.323123	2.213065
L29_A016	MARIN1_23	DCOMUNPI	01.900	3x70 + 1x35mm AAAC	22.9	0.4612107	0.4396302	3.839138	0.9206071	1.323123	2.213065
L30_A016	DCOMUNPI	DCHAMAY	01.000	3x70 + 1x35mm AAAC	22.9	0.4612107	0.4396302	3.839138	0.9206071	1.323123	2.213065
L31_A016	DCOMUNPI	COMUNP1_23	00.600	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0
L32_A016	COMUNP1_23	COMUNP2_23	00.400	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0
L33_A016	DCHAMAY	CHAMAY_23	00.800	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0
L34_A016	DCHAMAY	D_RINCONA	02.000	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0
L35_A016	D_RINCONA	RINCONA_23	00.600	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0

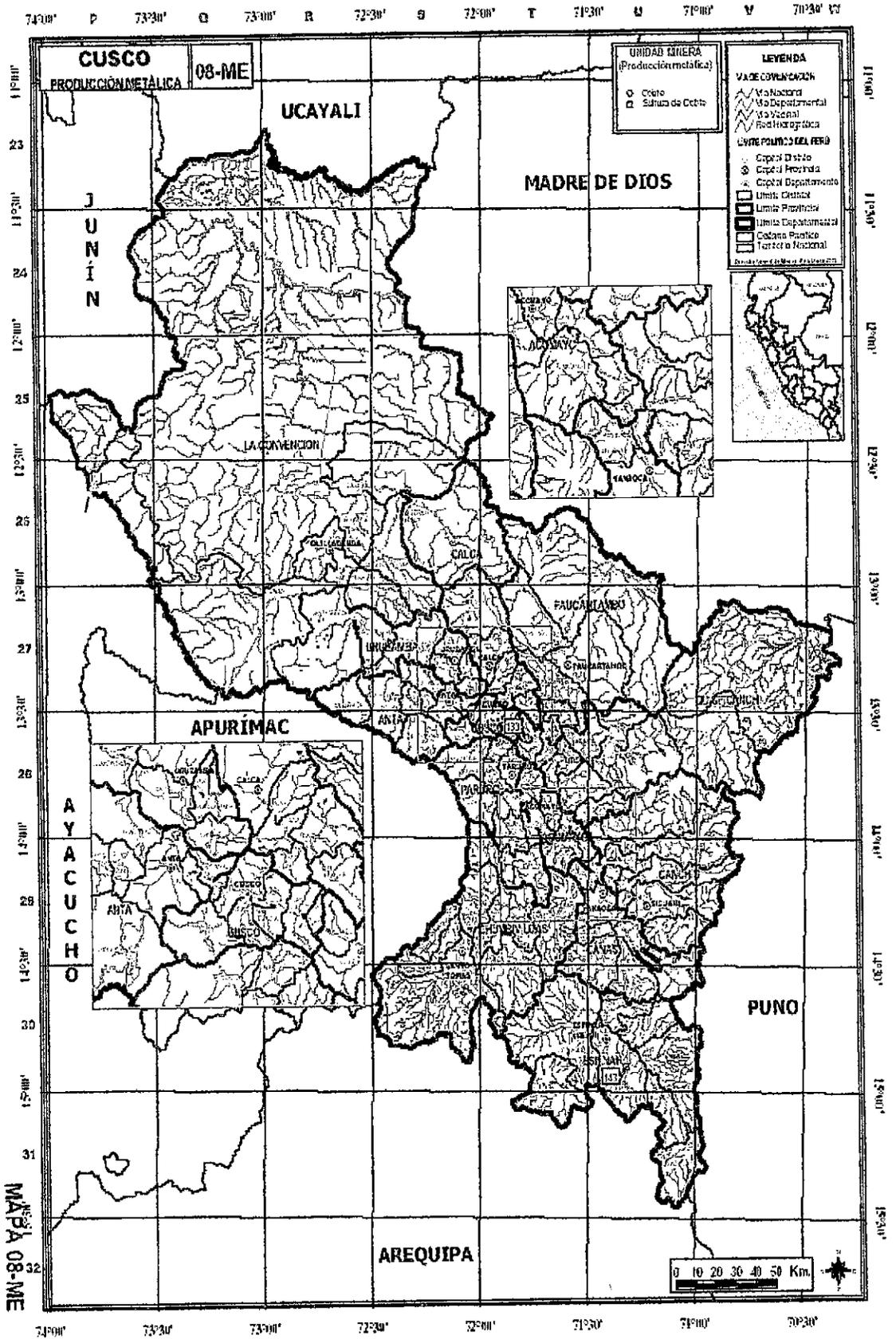
CODIGO	BARRA_ENVIÓ	BARRA_RECEP	Longitud (Km.)	Tipo De Conductor	Tensión (KV)	R1 (W/Km)	X1 (W/Km)	B1 (uS/Km)	Ro (W/Km)	Xo (W/Km)	Bo (uS/Km)
L36_A016	D_RINCONA	D_PANAZU	01.800	3x70 + 1x35mm AAAC	22.9	0.4612107	0.4396302	3.839138	0.9206071	1.323123	2.213065
L37_A016	D_PANAZU	PANAZU_23	00.800	1x25mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	1.166185	0.419005006	0	0	0	0
L38_A016	D_PANAZU	PALMAP3_23	02.410	3x70mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.4613771	0.4397214	3.837793	0.6367122	1.882512	1.844055
L39_A016	PALMAP3_23	D_PALMAP1	00.600	3x70mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.4613771	0.4397214	3.837793	0.6367122	1.882512	1.844055
L40_A016	D_PALMAP1	PALMAP1_23	00.400	3x70mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.4613771	0.4397214	3.837793	0.6367122	1.882512	1.844055
L41_A016	D_PALMAP1	D_PALMAP2	00.800	3x25mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	1.166185	0.5500809	3.046701	1.340889	1.765914	2.001377
L42_A016	D_PALMAP2	PALMAP6_23	00.600	3x25mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	1.166185	0.5500809	3.046701	1.340889	1.765914	2.001377
L43_A016	D_PALMAP2	PALMAP5_23	00.800	3x25mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	1.166185	0.5500809	3.046701	1.340889	1.765914	2.001377
L44_A016	PALMAP5_23	D_PALMAP3	00.800	3x25mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	1.166185	0.5500809	3.046701	1.340889	1.765914	2.001377
L45_A016	D_PALMAP3	PALMAP2_23	00.300	3x25mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	1.166185	0.5500809	3.046701	1.340889	1.765914	2.001377
L46_A016	D_PALMAP3	PALMAP4_23	00.800	3x25mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	1.166185	0.5500809	3.046701	1.340889	1.765914	2.001377
L47_A016	PALMAP1_23	D_ZORZA	01.310	1x70mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	0.4613771	0.380188354	0	0	0	0
L48_A016	D_ZORZA	PICHI1_23	01.000	1x70mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	0.4613771	0.380188354	0	0	0	0
L49_A016	D_ZORZA	ZORZA1_23	00.800	1x70mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	0.4613771	0.380188354	0	0	0	0

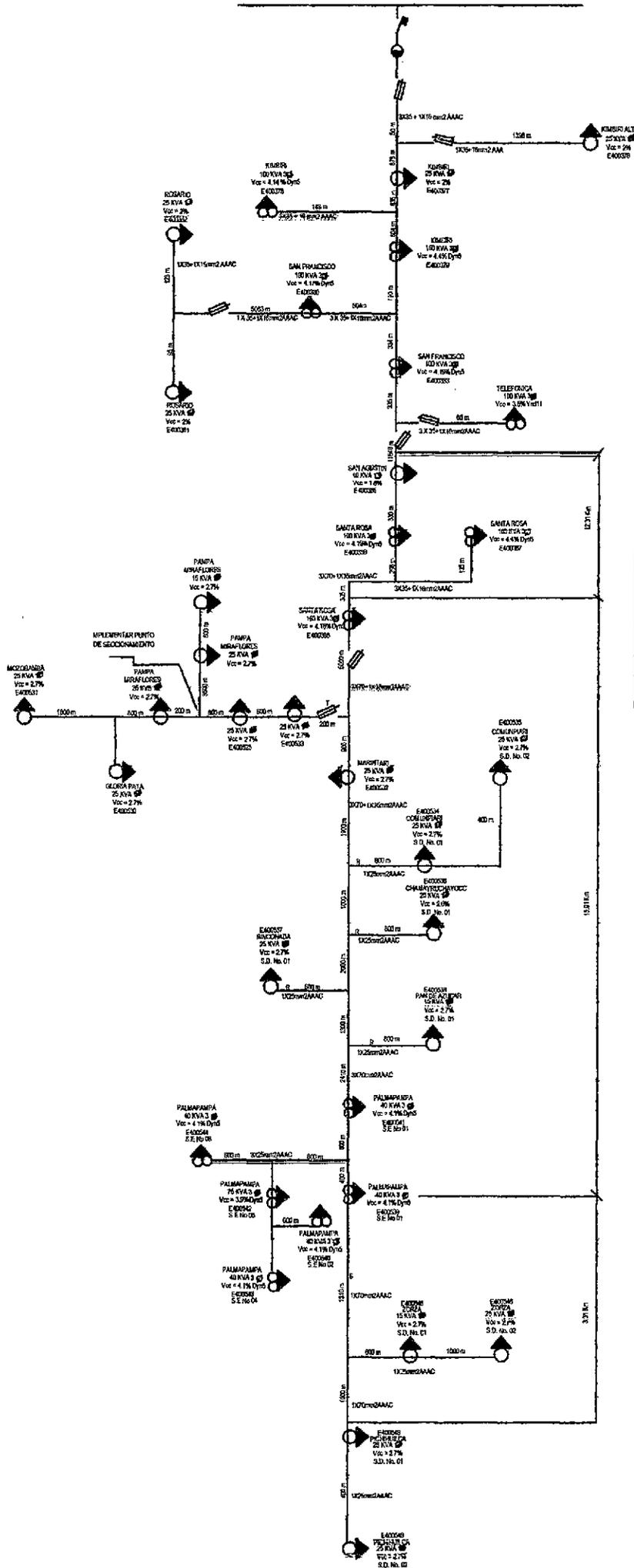
L50_A016	ZORZA1_23	ZORZA2_23	00.600	1x70mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	0.4613771	0.380188354	0	0	0	0
L51_A018	PICHI1_23	PICHI2_23	00.400	1x70mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	0.4613771	0.380188354	0	0	0	0
L1_A018	SFRAN18_22	CLIEN1_229	01.200	3x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L2_A018	CLIEN1_229	KIM389F229	00.493	3x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L3_A018	KIM389F229	D_SAPANT22	00.681	3x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L4_A018	D_SAPANT22	SAPANTF229	00.915	1x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L5_A018	D_SAPANT22	CLIEN2F229	02.000	3x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L6_A018	CLIEN2F229	D_OMAYA22	04.742	3x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L7_A018	D_OMAYA22	OMA391F229	00.184	1x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L8_A018	D_OMAYA22	D_PICHARI	05.472	3x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L9_A018	D_PICHARI	PICH392_22	00.124	3x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L10_A018	PICH392_22	PICH393_22	00.535	3x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L11_A018	D_PICHARI	D_PICHAB22	00.604	3x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L12_A018	D_PICHAB22	PICB395F22	01.912	3x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L13_A018	D_PICHAB22	PICB394_22	00.185	3x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L14_A018	PICB395F22	D_CCATUNR	02.145	3x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L15_A018	D_CCATUNR	CCAT397F22	00.220	1x35 + 1x16 mm <sup>2</sup> AAAC	13.2	0.7336302	0.4571396	3.682009	1.188402	1.670553	2.161184
L16_A018	D_CCATUNR	D_SIVIA	00.436	3x35 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7337018	0.4571697	3.68074	0.9090369	1.89996	1.807057
L18_A018	D_SIVIA	SIVI398_22	00.094	3x35 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7337018	0.4571697	3.68074	0.9090369	1.89996	1.807057
L19_A018	D_SIVIA	SIVI399_22	00.287	3x35 mm <sup>2</sup> AAAC	22.9	0.7337018	00.457	3.68074	0.9090369	1.89996	1.807057

## **APENDICE C**

### **PLANO DE UBICACION**

#### **DIAGRAMA UNIFILARES DEL P.S.E SAN FRANCISCO**

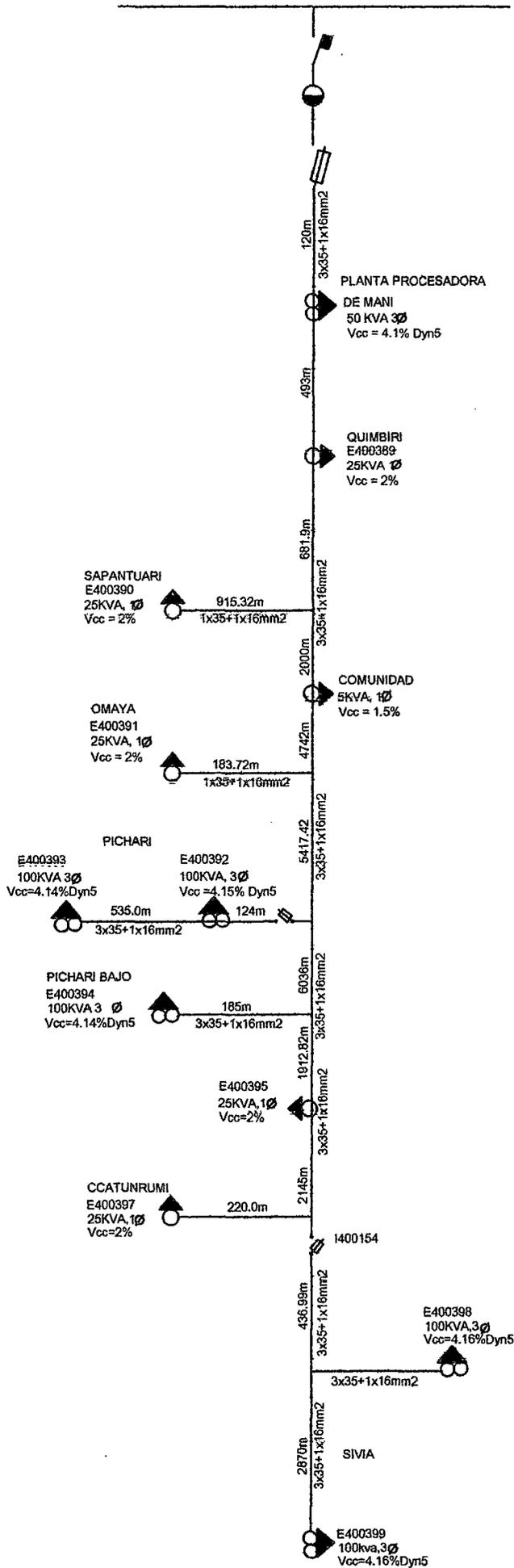




LEYENDA	
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
[Symbol]	SUBESTACION AEREA BIPOLE (EN SERVICIO)
[Symbol]	SUBESTACION AEREA MONOPOLISTE
[Symbol]	SUBESTACION DE SUPERFICIE (EN SERVICIO)
[Symbol]	SUBESTACION DE SUPERFICIE (PROYECTADA)
[Symbol]	SECCIONADOR FUSIBLE (CUT-OUT)
[Symbol]	SECCIONADOR UNIPOLAR SIN CARGA
[Symbol]	DISYUNTOR
[Symbol]	SECCIONADOR DE POTENCIA
[Symbol]	CORTACIRCUITO FUSIBLE
[Symbol]	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO
[Symbol]	LINEA PROPIEDAD ELECTROCENTRO S.A. Y ADHELSA
[Symbol]	LINEA PROPIEDAD ADHELSA
[Symbol]	LINEA PROPIEDAD ELECTROCENTRO S.A.
[Symbol]	RECIOSER. TRIFASICO
[Symbol]	RECIOSER. MONOFASICO

DESCRIPCION	CONDUCTOR	TIPO
REFORZAMIENTO L.P. EXISTENTE	3X70-1X35mm <sup>2</sup>	AAAC
L.P. SANTA ROSA - PALMAPAMPA	3X70mm <sup>2</sup>	AAG
L.P. PALMAPAMPA - PICHINILICA	1X70mm <sup>2</sup>	AAAC
L.P. RAMALES	1X25mm <sup>2</sup>	AAAC
RED PRIMARIA PALMAPAMPA	3X35mm <sup>2</sup>	AAAC
RED PRIMARIA DEMAS LOCALIDADES	1X25mm <sup>2</sup>	AAAC

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO LINEAS FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DESEN: D/ING. T. VICORIA R.	DIAGRAMA UNIFILAR	PLANO N°	
DESEN: D/ING. T. VICORIA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	DR. SF. RM.02	
DESEN: ING. V. GUTIERREZ T.	<b>SALIDA A4016</b>		
APROB: ING. V. GUTIERREZ T.	PROVINCIA LA MAR	ESCALA	
FECHA: FEBRERO 2008	DISEÑADO/REVISADO		



LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	SUBESTACION AEREA BIPOSTE (EN SERVICIO)
	SUBESTACION AEREA MONOPOSTE
	SUBESTACION DE SUPERFICIE (EN SERVICIO)
	SUBESTACION DE SUPERFICIE (PROYECTADAS)
	SECCIONADOR FUSIBLE (CUT-OUT)
	SECCIONADOR UNIPOLAR SIN CARGA
	DISYUNTOR
	SECCIONADOR DE POTENCIA
	CORTACIRCUITO FUSIBLE
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO
	LINEA PROPIEDAD ELECTROCENTRO S.A Y ADINELSA.
	LINEA PROPIEDAD ADINELSA
	LINEA PROPIEDAD ELECTROCENTRO S.A
	RECLOSER TRIFASICO
	RECLOSER MONOFASICO

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO			
LINEAS FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DIBUJO:	B/ING. T. VICUÑA R.	DIAGRAMA UNIFILAR P.S.E. SAN FRANCISCO <b>SALIDA A4018</b>	PLANO N°
DISERNO:	B/ING. T. VICUÑA R.		DR-SERAN-001
REVISO:	ING. V. GUTIERREZ T.	PROVINCIA LA MAR	ESCALA
APROBO:	ING. V. GUTIERREZ T.	DEPARTAMENTO AYACUCHO	S/E
FECHA:	DICIEMBRE 2005		

**APENDICE D**

**RESULTADO DE LAS SIMULACIONES DE**

**FLUJO DE POTENCIA**

**FLUJO DE POTENCIA PARA MAXIMA DEMANDA CON GRUPOS  
HIDRAULICOS  
NIVELES DE TENSION**

NOMBRE	BARRA	KV base	KV	Vpu	Ang	KV normal	Voper
C.H. SAN FRANCISC 0,44	CHSANFRAN044	0.44	1.00	1.05	0.44	0.44	1.05
CCATUNRUMI	CCAT397F22	22.90	23.84	1.04	-0.71	22.90	1.04
CHAMAYRUCHAYOC	CHAMAY_23	22.90	23.66	1.03	-1.88	22.90	1.03
CLIENTE1	CLIEN1_229	22.90	23.93	1.05	-0.66	22.90	1.05
CLIENTE2	CLIEN2F229	22.90	23.91	1.04	-0.67	22.90	1.04
COMUNPIARI	COMUNP1_23	22.90	23.66	1.03	-1.88	22.90	1.03
COMUNPIARI	COMUNP2_23	22.90	23.66	1.03	-1.88	22.90	1.03
D_CCATUNRUMI	D_CCATUNR	22.90	23.84	1.04	-0.71	22.90	1.04
D_KIMBIRI	D_KIM23	22.90	23.83	1.04	-1.68	22.90	1.04
D_KIMBIRI ALTO	D_KIMA_23	22.90	23.85	1.04	-1.66	22.90	1.04
D_MARINTARI	D_MARIN_23	22.90	23.67	1.03	-1.86	22.90	1.03
D_PAMPA MIRAFLORES	D_MIRAFLO	22.90	23.67	1.03	-1.86	22.90	1.03
D_OMAYA	D_OMAYA22	22.90	23.89	1.04	-0.69	22.90	1.04
D_PALMAPAMPA1	D_PALMAP1	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
D_PALMAPAMPA2	D_PALMAP2	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
D_PALMAPAMPA3	D_PALMAP3	22.90	23.62	1.03	-1.91	22.90	1.03
D_PAN DE AZUCAR	D_PANAZU	22.90	23.64	1.03	-1.90	22.90	1.03
D_PICHARI BAJO	D_PICHAB22	22.90	23.85	1.04	-0.71	22.90	1.04
D_PICHARI	D_PICHARI	22.90	23.85	1.04	-0.71	22.90	1.04
D_RINCONADA	D_RINCONA	22.90	23.64	1.03	-1.89	22.90	1.03
D_ROSARIO	D-ROSAR23	22.90	23.81	1.04	-1.70	22.90	1.04
D_SAPANTUARI	D_SAPANT22	22.90	23.93	1.04	-0.66	22.90	1.04
D_SAN FRANCISCO	D_SFRA23	22.90	23.82	1.04	-1.69	22.90	1.04
D_SIVIA	D_SIVIA	22.90	23.84	1.04	-0.72	22.90	1.04
D_SROSA	D_SROSA_23	22.90	23.69	1.03	-1.82	22.90	1.03
D_TELEF_23	D_TELEF_23	22.90	23.81	1.04	-1.70	22.90	1.04
D_ZORZA	D_ZORZA	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
D_CHAMAYRUCHAYOC	DCHAMAY	22.90	23.66	1.03	-1.88	22.90	1.03
D_COMUNPIARI	DCOMUNPI	22.90	23.66	1.03	-1.88	22.90	1.03

GLORIAPATA S.E. N° 1	GLORIA1_23	22.90	23.67	1.03	-1.87	22.90	1.03
GLORIAPATA S.E. N° 2	GLORIA2_23	22.90	23.67	1.03	-1.87	22.90	1.03
KIMBIRI 377	KIM377_23	22.90	23.84	1.04	-1.67	22.90	1.04
KIMBIRI 378	KIM378_23	22.90	23.83	1.04	-1.68	22.90	1.04
KIMBIRI 389	KIM389F229	22.90	23.93	1.04	-0.66	22.90	1.04
KIMBIRI 376	KIMA376_23	22.90	23.85	1.04	-1.66	22.90	1.04
MARINTARI S.E. N° 1	MARIN1_23	22.90	23.67	1.03	-1.87	22.90	1.03
MARINTARI S.E. N° 2	MARIN2_23	22.90	23.67	1.03	-1.86	22.90	1.03
MARINTARI S.E. N° 3	MARIN3_23	22.90	23.67	1.03	-1.86	22.90	1.03
PAMPA MIRAFL S.E N° 1	MIRAFL1_23	22.90	23.67	1.03	-1.87	22.90	1.03
PAMPA MIRAFL S.E N° 2	MIRAFL2_23	22.90	23.67	1.03	-1.87	22.90	1.03
MOZOBAMBA 531	MOZO531_23	22.90	23.67	1.03	-1.87	22.90	1.03
OMAYA	OMA391F229	22.90	23.89	1.04	-0.69	22.90	1.04
PALMAPAMPA S.E. N° 1	PALMAP1_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E. N° 2	PALMAP2_23	22.90	23.62	1.03	-1.91	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E. N° 3	PALMAP3_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E. N° 4	PALMAP4_23	22.90	23.62	1.03	-1.91	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E. N° 5	PALMAP5_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E. N° 6	PALMAP6_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
PAN DE AZUCAR	PANAZU_23	22.90	23.64	1.03	-1.90	22.90	1.03
PICHARI BAJO	PICB394_22	22.90	23.85	1.04	-0.71	22.90	1.04
PICHARI BAJO	PICB395F22	22.90	23.85	1.04	-0.71	22.90	1.04
PICHARI 392	PICH392_22	22.90	23.85	1.04	-0.71	22.90	1.04
PICHARI 393	PICH393_22	22.90	23.85	1.04	-0.71	22.90	1.04
PICHIHUILCA S.E N° 1	PICHI1_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
PICHIHUILCA S.E N° 1	PICHI2_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
RINCONADA	RINCONA_23	22.90	23.64	1.03	-1.89	22.90	1.03
SANTA ROSA 381	ROSA381_23	22.90	23.81	1.04	-1.70	22.90	1.04
SANTA ROSA 382	ROSA382_23	22.90	23.81	1.04	-1.70	22.90	1.04
SANTA ROSA 386	ROSA386_23	22.90	23.69	1.03	-1.82	22.90	1.03
SANTA ROSA 387	ROSA387_23	22.90	23.69	1.03	-1.82	22.90	1.03
SANTA ROSA 388	ROSA388_23	22.90	23.69	1.03	-1.82	22.90	1.03
SAN AGUSTIN 385	SAGU385_23	22.90	23.69	1.03	-1.82	22.90	1.03
SAPANTUARI	SAPANTF229	22.90	23.93	1.04	-0.66	22.90	1.04
SAN FRANCISCO 379	SFRA379_23	22.90	23.82	1.04	-1.69	22.90	1.04
SAN FRANCISCO 380	SFRA380_23	22.90	23.82	1.04	-1.69	22.90	1.04
SAN FRANCISCO 383	SFRA383_23	22.90	23.81	1.04	-1.70	22.90	1.04

SAN FRANCISCO A4016	SFRA16_22	22.90	23.85	1.04	-1.66	22.90	1.04
SAN FRANCISCO A4018	SFRA18_22	22.90	23.94	1.05	-0.65	22.90	1.05
SIVIA 398	SIVI398_22	22.90	23.84	1.04	-0.72	22.90	1.04
SIVIA 399	SIVI399_22	22.90	23.84	1.04	-0.72	22.90	1.04
TELEFONICA	TELEFON_23	22.90	23.81	1.04	-1.70	22.90	1.04
ZORZA S.E. N° 1	ZORZA1_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
ZORZA S.E. N° 2	ZORZA2_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03

**FLUJO DE POTENCIA PARA MAXIMA DEMANDA CON GRUPO  
HIDRAULICOS Y TERMICO  
NIVELES DE TENSION**

Barra Punto de Derivación	Designación	KVbase	KV	Vpu	Ang	KV normal	Voper
CCATUMRUMI	CCAT397F22	13.20	-	1.04	-0.96	-	1.04
CHAMAYRUCHAYOC	CHAMAY_23	13.20	-	1.03	-2.36	-	1.03
SAN FRANCISCO 0.44KV	CHSFRAN044	0.44	0.44	1.00	0.00	0.44	1.00
PLANTA PROCESADORA	CLIEN2F229	22.90	23.89	1.04	-0.90	22.90	1.04
COMUNPIARI S.E N°1	COMUNP1_23	13.20	-	1.03	-2.35	-	1.03
COMUNPIARI S.E. N°2	COMUNP2_23	13.20	-	1.03	-2.35	-	1.03
DERV.CCATUNRUMI	D_CCATUNR	22.90	23.79	1.04	-0.96	22.90	1.04
DERV.KIMBIRI	D-KIM23	22.90	23.78	1.04	-2.12	22.90	1.04
DERV.KIMBIRI ALTO	D_KIMA_23	22.90	23.81	1.04	-2.09	22.90	1.04
DERV.MARINTARI	D_MARIN_23	22.90	23.59	1.03	-2.34	22.90	1.03
DERV.PAMPA MIRAFLORES	D_MIRAFLORES	22.90	23.58	1.03	-2.34	22.90	1.03
DERV.OMAYA	D_OMAYA22	22.90	23.85	1.04	-0.93	22.90	1.04
DERV.PALMAPAMPA1	D_PALMAP1	22.90	23.54	1.03	-2.39	22.90	1.03
DERV.PALMAPAMPA2	D_PALMAP2	22.90	23.54	1.03	-2.39	22.90	1.03
DERV.PALMAPAMPA3	D_PALMAP3	22.90	23.53	1.03	-2.39	22.90	1.03
DERV.PAN DE AZUCAR	D_PANAZU	22.90	23.55	1.03	-2.38	22.90	1.03
DERV.PICHARI BAJO	D_PICHAB22	22.90	23.80	1.04	-0.96	22.90	1.04
DERV.PICHARI	D_PICHARI	22.90	23.80	1.04	-0.95	22.90	1.04
DERV.RINCONADA	D_RINCONA	22.90	23.56	1.03	-2.37	22.90	1.03
DERV.ROSARIO	D_ROSAR23	22.90	23.76	1.04	-2.14	22.90	1.04
DERV.SAPANTUARI	D_SAPANT22	22.90	23.90	1.04	-0.88	22.90	1.04
DERV.SAN FRANCISCO	D_SFRA23	22.90	23.77	1.04	-2.13	22.90	1.04
DERV.SIVIA	D_SIVIA	22.90	23.79	1.04	-0.97	22.90	1.04

DERV.SANTA ROSA	D_SROSA_23	22.90	23.61	1.03	-2.29	22.90	1.03
DERV.TELEFONICA	D_TELEF_23	22.90	23.76	1.04	-2.14	22.90	1.04
DERV.ZORZA	D_ZORZA	22.90	23.54	1.03	-2.39	22.90	1.03
DERV.CHAMAYRUCHAYOC	DCHAMAY	22.90	23.57	1.03	-2.36	22.90	1.03
DERV.COMUNPIARI	DCOMUNPI	22.90	23.58	1.03	-2.35	22.90	1.03
GLORIAPATA S.E. N° 1	GLORIA1_23	22.90	23.58	1.03	-2.34	22.90	1.03
GLORIAPATA S.E. N° 2	GLORIA2_23	22.90	23.58	1.03	-2.34	22.90	1.03
KIMBIRI 377	KIM377_23	13.20	-	1.04	-2.11	-	1.04
KIMBIRI 378	KIM378_23	22.90	23.78	1.04	-2.12	22.90	1.04
KIMBIRI 389	KIM389F229	22.90	23.91	1.04	-0.88	22.90-	1.04
KIMBIRI ALTO	KIMA376_23	13.20	-	1.04	-2.09	-	1.04
MARINTARI S.E.N° 1	MARIN1_23	13.20	-	1.03	-2.34	-	1.03
MARINTARI S.E.N° 2	MARIN2_23	13.20	-	1.03	-2.34	-	1.03
MARINTARI S.E.N° 3	MARIN3_23	13.20	-	1.03	-2.34	-	1.03
PAMPA MIRAFLOR S.E. N° 1	MIRAFL1_23	13.20	-	1.03	-2.34	-	1.03
PAMPA MIRAFLOR S.E. N° 2	MIRAFL2_23	13.20	-	1.03	-2.34	-	1.03
MOZOBAMBA	MOZO531_23	13.20	-	1.03	-2.34	-	1.03
OMAYA	OMA391F229	13.20	-	1.04	-0.93	-	1.04
PALMAPAMPA S.E.N° 1	PALMAP1_23	22.90	23.54	1.03	-2.39	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E.N° 2	PALMAP2_23	22.90	23.53	1.03	-2.39	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E.N° 3	PALMAP3_23	22.90	23.54	1.03	-2.39	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E.N° 4	PALMAP4_23	22.90	23.53	1.03	-2.39	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E.N° 5	PALMAP5_23	22.90	23.54	1.03	-2.39	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E.N° 6	PALMAP6_23	22.90	23.54	1.03	-2.39	22.90	1.03
PAN DE AZUCAR	PANAZU_23	13.20	-	1.03	-2.38	-	1.03
PICHARI BAJO 394	PICB394_22	22.90	23.80	1.04	-0.96	22.90	1.04
PICHARI BAJO 395	PICB395F22	13.20	-	1.04	-0.96	-	1.04
PICHARI 392	PICH392_22	22.90	23.80	1.04	-0.96	22.90	1.04
PICHARI 393	PICH393_22	22.90	23.80	1.04	-0.96	22.90	1.04
PICHIHUILCA S.E. N° 1	PICHI1_23	13.20	23.54	1.03	-2.39	22.90	1.03
PICHIHUILCA S.E. N° 2	PICHI2_23	13.20	23.54	1.03	-2.39	22.90	1.03
RINCONADA	RINCONA_23	13.20	23.56	1.03	-2.37	22.90	1.03
ROSARIO	ROSA381_23	22.90	23.76	1.04	-2.14	22.90	1.04
ROSARIO	ROSA382_23	22.90	23.76	1.04	-2.14	22.90	1.04
SANTA ROSA 386	ROSA386_23	22.90	23.61	1.03	-2.29	22.90	1.03
SANTA ROSA 387	ROSA387_23	22.90	23.61	1.03	-2.29	22.90	1.03
SANTA ROSA 388	ROSA388_23	22.90	23.61	1.03	-2.29	22.90	1.03
SAN AGUSTIN 385	SAGU385_23	13.20	23.62	1.03	-2.28	22.90	1.03
SAPANTUARI	SAPANTF229	13.20	23.90	1.04	-0.88	22.90	1.04
SAN FRANCISCO 379	SFRA379_23	22.90	23.77	1.04	-2.13	22.90	1.04
SAN FRANCISCO 380	SFRA380_23	22.90	23.77	1.04	-2.13	22.90	1.04

SAN FRANCISCO 383	SFRA383_23	22.90	23.76	1.04	-2.14	22.90	1.04
SAN FRANCISCO A4016	SFRAN16_22	22.90	23.81	1.04	-2.09	22.90	1.04
SAN FRANCISCO A4018	SFRAN18_22	22.90	23.92	1.04	-0.87	22.90	1.04
SIVIA 398	SIVI398_22	22.90	23.79	1.04	-0.97	22.90	1.04
SIVIA 399	SIVI399_22	22.90	23.79	1.04	-0.97	22.90	1.04
TELEFONICA	TELEFON_23	22.90	23.76	1.04	-2.14	22.90	1.04
ZORZA S.E. N° 1	ZORZA1_23	13.20	23.54	1.03	-2.39	22.90	1.03
ZORZA S.E. N° 2	ZORZA2_23	13.20	23.54	1.03	-2.39	22.90	1.03

## FLUJO DE POTENCIA PARA MINIMA DEMANDA

### NIVELES DE TENSION

NOMBRE	Barra	KVbase	KV	Vpu	Ang	KV normal	Koper.
C.H. SAN FRANCISCO 0.44	CHSFRAN044	0.44	0.44	1.05	0.44	0.44	1.05
CCATUMRUMI	CCAT397F22	22.90	23.84	1.04	-0.71	22.90	1.04
CHAMAYRUCHAYOC	CHAMAY_23	22.90	23.66	1.03	-1.88	22.90	1.03
CLIENTE1	CLIEN1_229	22.90	23.93	1.05	-0.66	22.90	1.05
CLIENTE2	CLIEN2F229	22.90	23.91	1.04	-0.67	22.90	1.04
COMUNPIARI	COMUNP1_23	22.90	23.66	1.03	-1.88	22.90	1.03
COMUNPIARI	COMUNP2_23	22.90	23.66	1.03	-1.88	22.90	1.03
D_CCATUNRUMI	D_CCATUNR	22.90	23.84	1.04	-0.71	22.90	1.04
D_KIMBIRI	D_KIM23	22.90	23.83	1.04	-1.68	22.90	1.04
D_KIMBIRI ALTO	D_KIMA_23	22.90	23.85	1.04	-1.66	22.90	1.04
D_MARINTARI	D_MARIN_23	22.90	23.67	1.03	-1.86	22.90	1.03
D_PAMPA MIRAFLOR	D_MIRAFLOR	22.90	23.67	1.03	-1.86	22.90	1.03
D_OMAYA	D_OMAYA22	22.90	23.89	1.04	-0.69	22.90	1.04
D_PALMAPAMPA1	D_PALMAP1	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
D_PALMAPAMPA2	D_PALMAP2	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
D_PALMAPAMPA3	D_PALMAP3	22.90	23.62	1.03	-1.91	22.90	1.03
D_PAN DE AZUCAR	D_PANAZU	22.90	23.64	1.03	-1.90	22.90	1.03
D_PICHARI BAJO	D_PICHAB22	22.90	23.85	1.04	-0.71	22.90	1.04
D_PICHARI	D_PICHARI	22.90	23.85	1.04	-0.71	22.90	1.04
D_RINCONADA	D_RINCONA	22.90	23.64	1.03	-1.89	22.90	1.03
D_ROSARIO	D_ROSAR23	22.90	23.81	1.04	-1.70	22.90	1.04
D_SAPANTUARI	D_SAPANT22	22.90	23.93	1.04	-0.66	22.90	1.04
D_SAN FRANCISCO	D_SFRA23	22.90	23.82	1.04	-1.69	22.90	1.04

D_SIVIA	D_SIVIA	22.90	23.84	1.04	-0.72	22.90	1.04
D_SROSA	D_SROSA_23	22.90	23.69	1.03	-1.82	22.90	1.03
D_TELEF_23	D_TELEF_23	22.90	23.81	1.04	-1.70	22.90	1.04
D_ZORZA	D_ZORZA	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
D_CHAMAYRUCHAYOC	DCHAMAY	22.90	23.66	1.03	-1.88	22.90	1.03
D_COMUNPIARI	DCOMUNPI	22.90	23.66	1.03	-1.88	22.90	1.03
GLORIAPATA S.E. N° 1	GLORIA1_23	22.90	23.67	1.03	-1.87	22.90	1.03
GLORIAPATA S.E. N° 2	GLORIA2_23	22.90	23.67	1.03	-1.87	22.90	1.03
KIMBIRI 377	KIM377_23	22.90	23.84	1.04	-1.67	22.90	1.04
KIMBIRI 378	KIM378_23	22.90	23.83	1.04	-1.68	22.90	1.04
KIMBIRI 389	KIM389F229	22.90	23.93	1.04	-0.66	22.90	1.04
KIMBIRI 376	KIMA376_23	22.90	23.85	1.04	-1.66	22.90	1.04
MARINTARI S.E. N° 1	MARIN1_23	22.90	23.67	1.03	-1.87	22.90	1.03
MARINTARI S.E. N° 2	MARIN2_23	22.90	23.67	1.03	-1.86	22.90	1.03
MARINTARI S.E. N° 3	MARIN3_23	22.90	23.67	1.03	-1.86	22.90	1.03
PAMPA MIRAFLOR S.E. N° 1	MIRAFL1_23	22.90	23.67	1.03	-1.87	22.90	1.03
PAMPA MIRAFLOR S.E. N° 2	MIRAFL2_23	22.90	23.67	1.03	-1.87	22.90	1.03
MOZOBAMBA 531	MOZO531_23	22.90	23.67	1.03	-1.87	22.90	1.03
OMAYA	OMA391F229	22.90	23.89	1.04	-0.69	22.90	1.04
PALMAPAMPA S.E.N° 1	PALMAP1_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E.N° 2	PALMAP2_23	22.90	23.62	1.03	-1.91	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E.N° 3	PALMAP3_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E.N° 4	PALMAP4_23	22.90	23.62	1.03	-1.91	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E.N° 5	PALMAP5_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
PALMAPAMPA S.E.N° 6	PALMAP6_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
PAN DE AZUCAR	PANAZU_23	22.90	23.64	1.03	-1.90	22.90	1.03
PICHARI BAJO	PICB394_22	22.90	23.85	1.04	-0.71	22.90	1.04
PICHARI BAJO	PICB395F22	22.90	23.85	1.04	-0.71	22.90	1.04
PICHARI 392	PICH392_22	22.90	23.85	1.04	-0.71	22.90	1.04
PICHARI 393	PICH393_22	22.90	23.85	1.04	-0.71	22.90	1.04
PICHIHUILCA S.E. N° 1	PICHI1_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
PICHIHUILCA S.E. N° 2	PICHI2_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
RINCONADA	RINCONA_23	22.90	23.64	1.03	-1.89	22.90	1.03
SANTA ROSA 381	ROSA381_23	22.90	23.81	1.04	-1.70	22.90	1.04
SANTA ROSA 382	ROSA382_23	22.90	23.81	1.04	-1.70	22.90	1.04
SANTA ROSA 386	ROSA386_23	22.90	23.69	1.03	-1.82	22.90	1.03
SANTA ROSA 387	ROSA387_23	22.90	23.69	1.03	-1.82	22.90	1.03
SANTA ROSA 388	ROSA388_23	22.90	23.69	1.03	-1.82	22.90	1.03
SAN AGUSTIN 385	SAGU385_23	22.90	23.69	1.03	-1.82	22.90	1.03
SAPANTUARI	SAPANTF229	22.90	23.93	1.04	-0.66	22.90	1.04
SAN FRANCISCO 379	SFRA379_23	22.90	23.82	1.04	-1.69	22.90	1.04

SAN FRANCISCO 380	SFRA380_23	22.90	23.82	1.04	-1.69	22.90	1.04
SAN FRANCISCO 383	SFRA383_23	22.90	23.81	1.04	-1.70	22.90	1.04
SAN FRANCISCO A4016	SFRAN16_22	22.90	23.85	1.04	-1.66	22.90	1.04
SAN FRANCISCO A4018	SFRAN18_22	22.90	23.94	1.05	-0.65	22.90	1.05
SIVIA 398	SIVI398_22	22.90	23.84	1.04	-0.72	22.90	1.04
SIVIA 399	SIVI399_22	22.90	23.84	1.04	-0.72	22.90	1.04
TELEFONICA	TELEFON_23	22.90	23.81	1.04	-1.70	22.90	1.04
ZORZA S.E. N° 1	ZORZA1_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03
ZORZA S.E. N° 2	ZORZA2_23	22.90	23.63	1.03	-1.91	22.90	1.03

**APENDICE E**

**RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE**

**CORTOCIRCUITO**

**RESULTADOS DE LA SIMULACION DE CORTOCIRCUITO**  
**MAXIMA DEMANDA CON GRUPOS HIDRAULICOS**

N°	BARRA PUNTO DE DERIVACION	DESIGNACION	TENSION (KV)	FALLA 3F		FALLA 1F		FALLA 2F	
				KA	MVA	KA	MVA	KA	MVA
1	CCATUMRUMI	CCAT397F22	13.2	-	-	0.08	3.30	-	-
2	CHAMAYRUCHAYOC	CHAMAY_23	13.2	-	-	0.08	3.20	-	-
3	PLANTA PROCESADORA	CLIEN2F229	22.9	0.06	2.60	0.09	3.50	0.05	2.20
4	COMUNPIARI S.E N°1	COMUNP1_23	13.2	-	-	0.08	3.20	-	-
5	COMUNPIARI S.E. N°2	COMUNP2_23	13.2	-	-	0.08	3.20	-	-
6	DERV.CCATUNRUMI	D_CCATUNR	22.9	0.06	2.50	0.08	3.30	0.05	2.20
7	DERV.KIMBIRI	D-KIM23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.70	0.05	2.30
8	DERV.KIMBIRI ALTO	D_KIMA_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.70	0.06	2.30
9	DERV.MARINTARI	D_MARIN_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.30	0.05	2.20
10	DERV.PAMPA MIRAFLOR	D_MIRAFLOR	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.20
11	DERV.OMAYA	D_OMAYA22	22.9	0.06	2.60	0.08	3.50	0.05	2.20
12	DERV.PALMAPAMPA1	D_PALMAP1	22.9	0.06	2.40	0.08	3.10	0.05	2.10
13	DERV.PALMAPAMPA2	D_PALMAP2	22.9	0.06	2.40	0.07	3.10	0.05	2.10
14	DERV.PALMAPAMPA3	D_PALMAP3	22.9	0.06	2.40	0.07	3.00	0.05	2.10
15	DERV.PAN DE AZUCAR	D_PANAZU	22.9	0.06	2.50	0.08	3.10	0.05	2.10
16	DERV.PICHARI BAJO	D_PICHAB22	22.9	0.06	2.50	0.08	3.30	0.05	2.20
17	DERV.PICHARI	D_PICHARI	22.9	0.06	2.50	0.08	3.30	0.05	2.20
18	DERV.RINCONADA	D_RINCONA	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.10
19	DERV.ROSARIO	D_ROSAR23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.50	0.05	2.20
20	DERV.SAPANTUARI	D_SAPANT22	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
21	DERV.SAN FRANCISCO	D_SFRA23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
22	DERV.SIVIA	D_SIVIA	22.9	0.06	2.50	0.08	3.30	0.05	2.20
23	DERV.SANTA ROSA	D_SROSA_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.40	0.05	2.20
24	DERV.TELEFONICA	D_TELEF_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
25	DERV.ZORZA	D_ZORZA	22.9	0.06	2.40	0.07	3.10	0.05	2.10
26	DERV.CHAMAYRUCHAYOC	DCHAMAY	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.10

27	DERV.COMUNPIARI	DCOMUNPI	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.10
28	GLORIAPATA S.E. N° 1	GLORIA1_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.10
29	GLORIAPATA S.E. N° 2	GLORIA2_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.10
30	KIMBIRI 377	KIM377_23	13.2	-	-	0.09	3.70	-	-
31	KIMBIRI 378	KIM378_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
32	KIMBIRI 389	KIM389F229	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
33	KIMBIRI ALTO	KIMA376_23	13.2	-	-	0.09	3.60	-	-
34	MARINTARI S.E.N° 1	MARIN1_23	13.2	-	-	0.08	3.30	-	-
35	MARINTARI S.E.N° 2	MARIN2_23	13.2	-	-	0.08	3.30	-	-
36	MARINTARI S.E.N° 3	MARIN3_23	13.2	-	-	0.08	3.30	-	-
37	PAMPA MIRAFLOR S.E. N° 1	MIRAFL1_23	13.2	-	-	0.08	3.20	-	-
38	PAMPA MIRAFLOR S.E. N° 2	MIRAFL2_23	13.2	-	-	0.08	3.20	-	-
39	MOZOBAMBA	MOZO531_23	13.2	-	-	0.08	3.20	-	-
40	OMAYA	OMA391F229	13.2	-	-	0.08	3.40	-	-
41	PALMAPAMPA S.E.N° 1	PALMAP1_23	22.9	0.06	2.40	0.07	3.10	0.05	2.10
42	PALMAPAMPA S.E.N° 2	PALMAP2_23	22.9	0.06	2.40	0.07	3.00	0.05	2.10
43	PALMAPAMPA S.E.N° 3	PALMAP3_23	22.9	0.06	2.40	0.08	3.10	0.05	2.10
44	PALMAPAMPA S.E.N° 4	PALMAP4_23	22.9	0.06	2.40	0.07	3.00	0.05	2.10
45	PALMAPAMPA S.E.N° 5	PALMAP5_23	22.9	0.06	2.40	0.07	3.10	0.05	2.10
46	PALMAPAMPA S.E.N° 6	PALMAP6_23	22.9	0.06	2.40	0.07	3.10	0.05	2.10
47	PAN DE AZUCAR	PANAZU_23	13.2	-	-	0.075	3.1	-	-
48	PICHARI BAJO 394	PICB394_22	22.9	0.06	2.50	0.08	3.30	0.05	2.10
49	PICHARI BAJO 395	PICB395F22	13.2	-	-	0.08	3.30	-	-
50	PICHARI 392	PICH392_22	22.9	0.06	2.40	0.07	3.00	0.05	2.10
51	PICHARI 393	PICH393_22	22.9	0.06	2.40	0.07	3.00	0.05	2.10
52	PICHIHUILCA S.E. N° 1	PICHI1_23	13.2	-	-	0.11	4.5	-	-
53	PICHIHUILCA S.E. N° 2	PICHI2_23	13.2	-	-	0.109	4.5	-	-
54	RINCONADA	RINCONA_23	13.2	-	-	0.08	3.20	-	-
55	ROSARIO	ROSA381_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.50	0.05	2.20
56	ROSARIO	ROSA382_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.50	0.05	2.20
57	SANTA ROSA 386	ROSA386_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.40	0.05	2.20
58	SANTA ROSA 387	ROSA387_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.40	0.05	2.20
59	SANTA ROSA 388	ROSA388_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.40	0.05	2.20
60	SAN AGUSTIN 385	SAGU385_23	13.2	-	-	0.08	3.40	-	-

61	SAPANTUARI	SAPANTF229	13.2	-	-	0.09	3.60	-	-
62	SAN FRANCISCO 379	SFRA379_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
63	SAN FRANCISCO 380	SFRA380_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
64	SAN FRANCISCO 383	SFRA383_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
65	SAN FRANCISCO A4016	SFRAN16_22	22.9	0.06	2.60	0.09	3.70	0.06	2.30
66	SAN FRANCISCO A4018	SFRAN18_22	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.06	2.30
67	SIVIA 398	SIVI398_22	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.20
68	SIVIA 399	SIVI399_22	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.20
69	TELEFONICA	TELEFON_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.20
70	ZORZA S.E. N° 1	ZORZA1_23	13.2	-	-	0.07	3.00	-	-
71	ZORZA S.E. N° 2	ZORZA2_23	13.2	-	-	0.07	3.00	-	-

### RESULTADOS DE LA SIMULACION DE CORTOCIRCUITO MAXIMA DEMANDA CON GRUPOS HIDRAULICOS Y TERMICO

N°	BARRA PUNTO DE DERIVACION	DESIGNACION	TENSION (KV)	FALLA 3F		FALLA 1F		FALLA 2F	
				KA	MVA	KA	MVA	KA	MVA
1	CCATUMRUMI	CCAT397F22	13.2	-	-	0.131	5.400	-	-
2	CHAMAYRUCHAYOC	CHAMAY_23	13.2	-	-	0.127	5.200	-	-
3	SAN FRANCISCO 0,44	CHSFRAN044	0.44	9.65	7.40	0.000	0.000	8.36	6.40
4	PLANTA PROCESADORA	CLIEN2F229	22.9	0.12	5.00	0.153	6.300	0.11	4.30
5	COMUNPIARI S.E N°1	COMUNP1_23	13.2	-	-	0.129	5.200	-	-
6	COMUNPIARI S.E. N°2	COMUNP2_23	13.2	-	-	0.128	5.200	-	-
7	DERV.CCATUNRUMI	D_CCATUNR	22.9	0.11	4.60	0.131	5.400	0.10	4.00
8	DERV.KIMBIRI	D-KIM23	22.9	0.12	5.10	0.162	6.700	0.11	4.40
9	DERV.KIMBIRI ALTO	D_KIMA_23	22.9	0.12	5.10	0.164	6.800	0.11	4.40
10	DERV.MARINTARI	D_MARIN_23	22.9	0.11	4.60	0.133	5.400	0.10	4.00
11	DERV.PAMPA MIRAFLOR	D_MIRAFLOR	22.9	0.11	4.60	0.130	5.300	0.10	3.90
12	DERV.OMAYA	D_OMAYA22	22.9	0.12	4.90	0.146	6.000	0.10	4.20
13	DERV.PALMAPAMPA1	D_PALMAP1	22.9	0.11	4.40	0.120	4.900	0.09	3.80
14	DERV.PALMAPAMPA2	D_PALMAP2	22.9	0.11	4.40	0.119	4.800	0.09	3.80
15	DERV.PALMAPAMPA3	D_PALMAP3	22.9	0.11	4.30	0.117	4.800	0.09	3.70
16	DERV.PAN DE AZUCAR	D_PANAZU	22.9	0.11	4.40	0.123	5.000	0.09	3.80
17	DERV.PICHARI BAJO	D_PICHAB22	22.9	0.12	4.70	0.137	5.600	0.10	4.10
18	DERV.PICHARI	D_PICHARI	22.9	0.12	4.80	0.138	5.700	0.10	4.10
19	DERV.RINCONADA	D_RINCONA	22.9	0.11	4.50	0.125	5.100	0.10	3.90
20	DERV.ROSARIO	D_ROSAR23	22.9	0.12	4.90	0.151	6.200	0.10	4.20
21	DERV.SAPANTUARI	D_SAPANT22	22.9	0.12	5.00	0.156	6.500	0.11	4.40

22	DERV.SAN FRANCISCO	D_SFRA23	22.9	0.12	5.00	0.161	6.600	0.11	4.40
23	DERV.SIVIA	D_SIVIA	22.9	0.11	4.60	0.131	5.400	0.10	4.00
24	DERV.SANTA ROSA	D_SROSA_23	22.9	0.12	4.70	0.140	5.700	0.10	4.10
25	DERV.TELEFONICA	D_TELEF_23	22.9	0.12	5.00	0.160	6.600	0.11	4.40
26	DERV.ZORZA	D_ZORZA	22.9	0.11	4.30	0.118	4.800	0.09	3.80
27	DERV.CHAMAYRUCHAYOC	DCHAMAY	22.9	0.11	4.50	0.128	5.200	0.10	3.90
28	DERV.COMUNPIARI	DCOMUNPI	22.9	0.11	4.50	0.129	5.300	0.10	3.90
29	GLORIAPATA S.E. N° 1	GLORIA1_23	22.9	0.11	4.50	0.127	5.200	0.10	3.90
30	GLORIAPATA S.E. N° 2	GLORIA2_23	22.9	0.11	4.50	0.126	5.100	0.10	3.90
31	KIMBIRI 377	KIM377_23	13.2	-	-	0.163	6.700	-	-
32	KIMBIRI 378	KIM378_23	22.9	0.12	5.10	0.162	6.700	0.11	4.40
33	KIMBIRI 389	KIM389F229	22.9	0.12	5.10	0.157	6.500	0.11	4.40
34	KIMBIRI ALTO	KIMA376_23	13.2	-	-	0.161	6.700	-	-
35	MARINTARI S.E.N° 1	MARINI_23	13.2	-	-	0.132	5.400	-	-
36	MARINTARI S.E.N° 2	MARIN2_23	13.2	-	-	0.133	5.400	-	-
37	MARINTARI S.E.N° 3	MARIN3_23	13.2	-	-	0.132	5.400	-	-
38	PAMPA MIRAFLOR S.E. N° 1	MIRAFL1_23	13.2	-	-	0.125	5.100	-	-
39	PAMPA MIRAFLOR S.E. N° 2	MIRAFL2_23	13.2	-	-	0.124	5.100	-	-
40	MOZOBAMBA	MOZO531_23	13.2	-	-	0.125	5.100	-	-
41	OMAYA	OMA391F229	13.2	-	-	0.145	6.000	-	-
42	PALMAPAMPA S.E.N° 1	PALMAP1_23	22.9	0.11	4.40	0.119	4.900	0.09	3.80
43	PALMAPAMPA S.E.N° 2	PALMAP2_23	22.9	0.11	4.30	0.116	4.700	0.09	3.70
44	PALMAPAMPA S.E.N° 3	PALMAP3_23	22.9	0.11	4.40	0.121	4.900	0.09	3.80
45	PALMAPAMPA S.E.N° 4	PALMAP4_23	22.9	0.11	4.30	0.116	4.700	0.09	3.70
46	PALMAPAMPA S.E.N° 5	PALMAP5_23	22.9	0.11	4.30	0.118	4.800	0.09	3.70
47	PALMAPAMPA S.E.N° 6	PALMAP6_23	22.9	0.11	4.30	0.118	4.800	0.09	3.80
48	PAN DE AZUCAR	PANAZU_23	13.2	-	-	0.122	5.000	-	-
49	PICHARI BAJO 394	PICB394_22	22.9	0.12	4.70	0.137	5.600	0.10	4.10
50	PICHARI BAJO 395	PICB395F22	13.2	-	-	0.134	5.500	-	-
51	PICHARI 392	PICH392_22	22.9	0.12	4.80	0.137	5.700	0.10	4.10
52	PICHARI 393	PICH393_22	22.9	0.12	4.70	0.137	5.600	0.10	4.10
53	PICHIHUILCA S.E. N° 1	PICHI1_23	13.2	-	-	0.117	4.800	-	-
54	PICHIHUILCA S.E. N° 2	PICHI2_23	13.2	-	-	0.117	4.800	-	-
55	RINCONADA	RINCONA_23	13.2	-	-	0.124	5.100	-	-
56	ROSARIO	ROSA381_23	22.9	0.12	4.90	0.151	6.200	0.10	4.20
57	ROSARIO	ROSA382_23	22.9	0.12	4.90	0.151	6.200	0.10	4.20
58	SANTA ROSA 386	ROSA386_23	22.9	0.12	4.70	0.140	5.700	0.10	4.10
59	SANTA ROSA 387	ROSA387_23	22.9	0.12	4.70	0.140	5.700	0.10	4.10
60	SANTA ROSA 388	ROSA388_23	22.9	0.12	4.70	0.140	5.700	0.10	4.10
61	SAN AGUSTIN 385	SAGU385_23	13.2	-	-	0.141	5.800	-	-
62	SAPANTUARI	SAPANTF229	13.2	-	-	0.155	6.400	-	-
63	SAN FRANCISCO 379	SFRA379_23	22.9	0.12	5.00	0.161	6.600	0.11	4.40
64	SAN FRANCISCO 380	SFRA380_23	22.9	0.12	5.00	0.160	6.600	0.11	4.40
65	SAN FRANCISCO 383	SFRA383_23	22.9	0.12	5.00	0.160	6.600	0.11	4.40
66	SAN FRANCISCO A4016	SFRAN16_22	22.9	0.12	5.10	0.164	6.800	0.11	4.40

67	SAN FRANCISCO A4018	SFRAN18_22	22.9	0.12	5.10	0.160	6.600	0.11	4.40
68	SIVIA 398	SIVI398_22	22.9	0.11	4.60	0.131	5.400	0.10	4.00
69	SIVIA 399	SIVI399_22	22.9	0.11	4.60	0.130	5.400	0.10	4.00
70	TELEFONICA	TELEFON_23	22.9	0.12	5.00	0.160	6.600	0.11	4.40
71	ZORZA S.E. N° 1	ZORZA1_23	13.2	-	-	0.117	4.800	-	-
72	ZORZA S.E. N° 2	ZORZA2_23	13.2	-	-	0.117	4.800	-	-

## RESULTADOS DE LA SIMULACION DE CORTOCIRCUITO

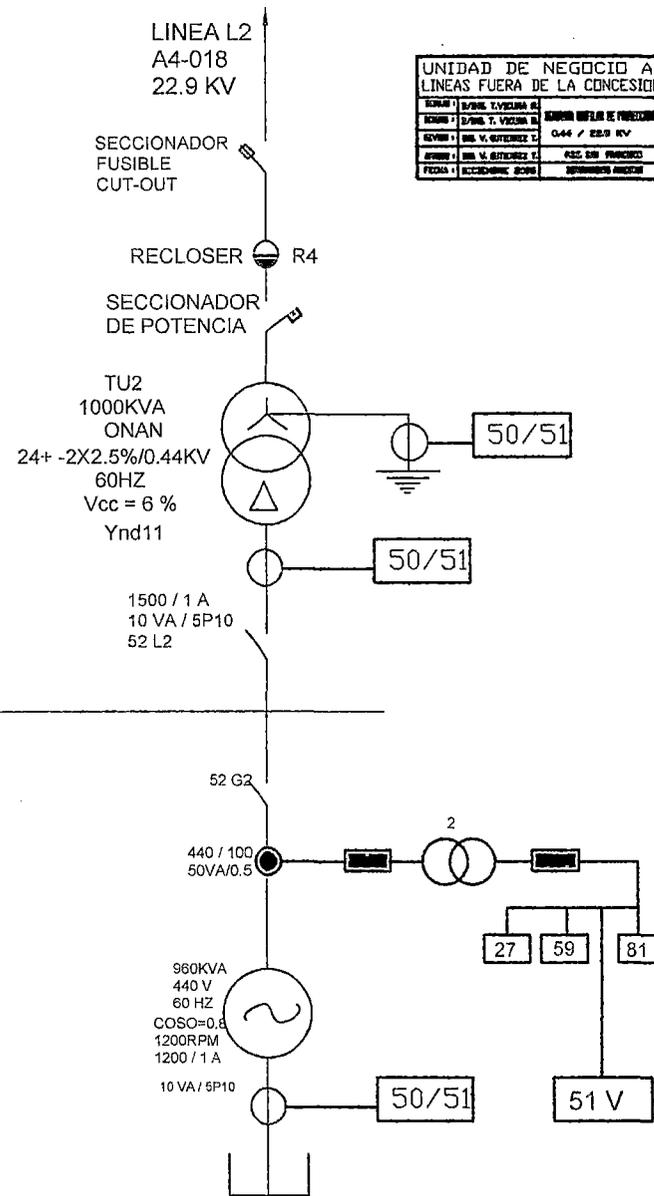
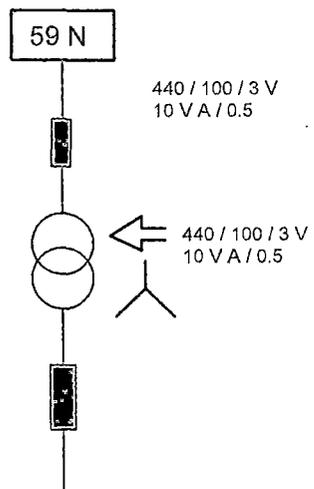
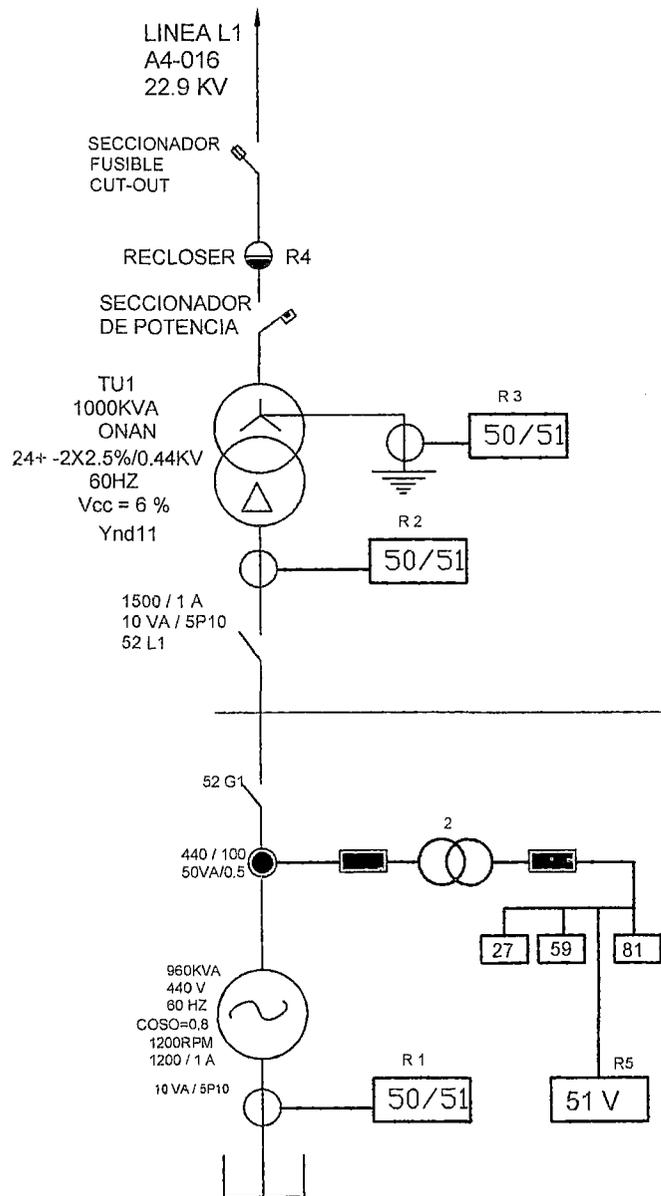
### MINIMA DEMANDA

N°	BARRA PUNTO DE DERIVACION	DESIGNACION	TENSION (KV)	FALLA 3F		FALLA 1F		FALLA 2F	
				KA	MVA	KA	MVA	KA	MVA
1	CCATUMRUMI	CCAT397F22	13.2	-	-	0.08	3.30	-	-
2	CHAMAYRUCHAYOC	CHAMAY_23	13.2	-	-	0.08	3.20	-	-
3	PLANTA PROCESADORA	CLIEN2F229	22.9	0.06	2.60	0.09	3.50	0.05	2.20
4	COMUNPIARI S.E N°1	COMUNP1_23	13.2	-	-	0.08	3.20	-	-
5	COMUNPIARI S.E. N°2	COMUNP2_23	13.2	-	-	0.08	3.20	-	-
6	DERV.CCATUNRUMI	D_CCATUNR	22.9	0.06	2.50	0.08	3.30	0.05	2.20
7	DERV.KIMBIRI	D-KIM23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.70	0.05	2.30
8	DERV.KIMBIRI ALTO	D_KIMA_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.70	0.06	2.30
9	DERV.MARINTARI	D_MARIN_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.30	0.05	2.20
10	DERV.PAMPA MIRAFLOR	D_MIRAFLOR	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.20
11	DERV.OMAYA	D_OMAYA22	22.9	0.06	2.60	0.08	3.50	0.05	2.20
12	DERV.PALMAPAMPA1	D_PALMAP1	22.9	0.06	2.40	0.08	3.10	0.05	2.10
13	DERV.PALMAPAMPA2	D_PALMAP2	22.9	0.06	2.40	0.07	3.10	0.05	2.10
14	DERV.PALMAPAMPA3	D_PALMAP3	22.9	0.06	2.40	0.07	3.00	0.05	2.10
15	DERV.PAN DE AZUCAR	D_PANAZU	22.9	0.06	2.50	0.08	3.10	0.05	2.10
16	DERV.PICHARI BAJO	D_PICHAB22	22.9	0.06	2.50	0.08	3.30	0.05	2.20
17	DERV.PICHARI	D_PICHARI	22.9	0.06	2.50	0.08	3.30	0.05	2.20
18	DERV.RINCONADA	D_RINCONA	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.10
19	DERV.ROSARIO	D_ROSAR23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.50	0.05	2.20
20	DERV.SAPANTUARI	D_SAPANT22	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
21	DERV.SAN FRANCISCO	D_SFRA23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
22	DERV.SIVIA	D_SIVIA	22.9	0.06	2.50	0.08	3.30	0.05	2.20
23	DERV.SANTA ROSA	D_SROSA_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.40	0.05	2.20
24	DERV.TELEFONICA	D_TELEF_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
25	DERV.ZORZA	D_ZORZA	22.9	0.06	2.40	0.07	3.10	0.05	2.10
26	DERV.CHAMAYRUCHAYOC	DCHAMAY	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.10
27	DERV.COMUNPIARI	DCOMUNPI	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.10
28	GLORIAPATA S.E. N° 1	GLORIA1_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.10
29	GLORIAPATA S.E. N° 2	GLORIA2_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.10
30	KIMBIRI 377	KIM377_23	13.2	-	-	0.09	3.70	-	-

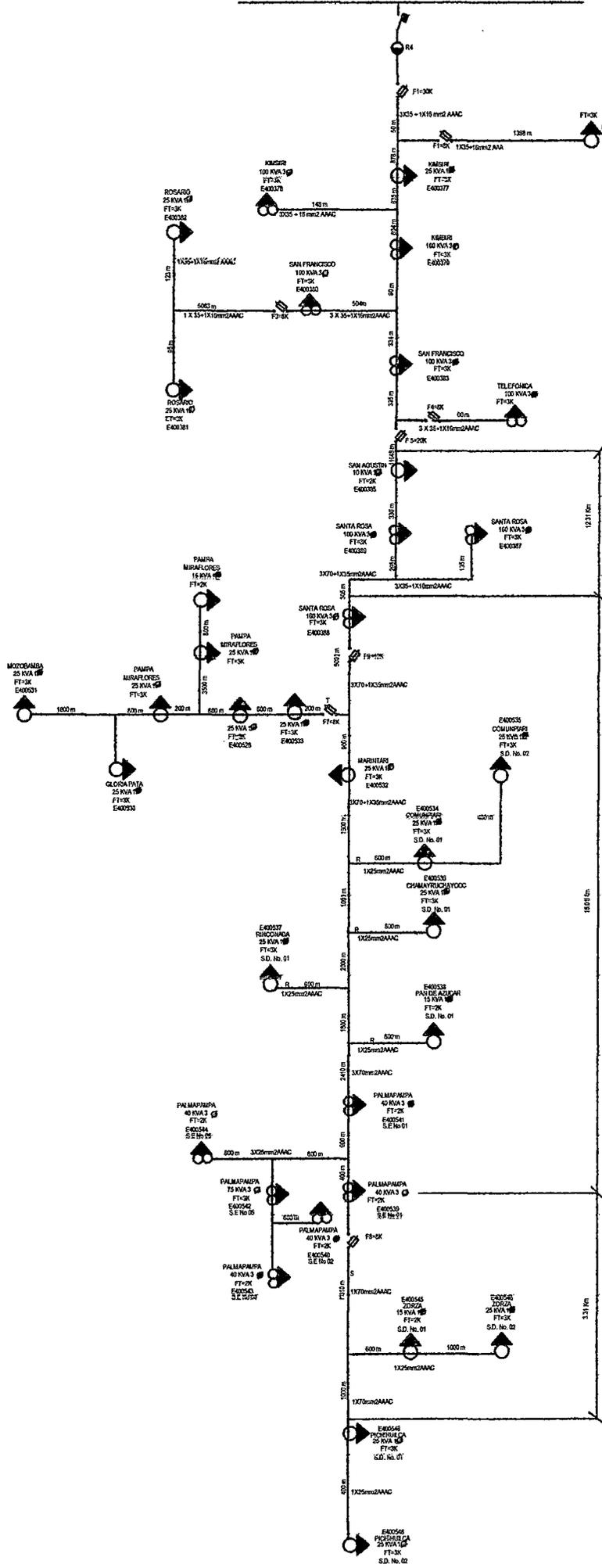
31	KIMBIRI 378	KIM378_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
32	KIMBIRI 389	KIM389F229	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
33	KIMBIRI ALTO	KIMA376_23	13.2	-	-	0.09	3.60	-	-
34	MARINTARI S.E. Nº 1	MARINI_23	13.2	-	-	0.08	3.30	-	-
35	MARINTARI S.E. Nº 2	MARIN2_23	13.2	-	-	0.08	3.30	-	-
36	MARINTARI S.E. Nº 3	MARIN3_23	13.2	-	-	0.08	3.30	-	-
37	PAMPA MIRAFLOR S.E. Nº 1	MIRAFL1_23	13.2	-	-	0.08	3.20	-	-
38	PAMPA MIRAFLOR S.E. Nº 2	MIRAFL2_23	13.2	-	-	0.08	3.20	-	-
39	MOZOBAMBA	MOZO531_23	13.2	-	-	0.08	3.20	-	-
40	OMAYA	OMA391F229	13.2	-	-	0.08	3.40	-	-
41	PALMAPAMPA S.E. Nº 1	PALMAP1_23	22.9	0.06	2.40	0.07	3.10	0.05	2.10
42	PALMAPAMPA S.E. Nº 2	PALMAP2_23	22.9	0.06	2.40	0.07	3.00	0.05	2.10
43	PALMAPAMPA S.E. Nº 3	PALMAP3_23	22.9	0.06	2.40	0.08	3.10	0.05	2.10
44	PALMAPAMPA S.E. Nº 4	PALMAP4_23	22.9	0.06	2.40	0.07	3.00	0.05	2.10
45	PALMAPAMPA S.E. Nº 5	PALMAP5_23	22.9	0.06	2.40	0.07	3.10	0.05	2.10
46	PALMAPAMPA S.E. Nº 6	PALMAP6_23	22.9	0.06	2.40	0.07	3.10	0.05	2.10
47	PAN DE AZUCAR	PANAZU_23	13.2			0.08	3.10		
48	PICHARI BAJO 394	PICB394_22	22.9	0.392	1.824	1.3	2.195	1.6	1.58
49	PICHARI BAJO 395	PICB395F22	13.2			0.08	3.30		
50	PICHARI 392	PICH392_22	22.9	0.06	2.40	0.07	3.00	0.05	2.10
51	PICHARI 393	PICH393_22	22.9	0.06	2.40	0.07	3.00	0.05	2.10
52	RINCONADA	RINCONA_23	13.2			0.08	3.20		
53	ROSARIO	ROSA381_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.50	0.05	2.20
54	ROSARIO	ROSA382_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.50	0.05	2.20
55	SANTA ROSA 386	ROSA386_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.40	0.05	2.20
56	SANTA ROSA 387	ROSA387_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.40	0.05	2.20
57	SANTA ROSA 388	ROSA388_23	22.9	0.06	2.50	0.08	3.40	0.05	2.20
58	SAN AGUSTIN 385	SAGU385_23	13.2	-	-	0.08	3.40	-	-
59	SAPANTUARI	SAPANTF229	13.2	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.20
60	SAN FRANCISCO 379	SFRA379_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
61	SAN FRANCISCO 380	SFRA380_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
62	SAN FRANCISCO 383	SFRA383_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.30
63	SAN FRANCISCO A4016	SFRAN16_22	22.9	0.06	2.60	0.09	3.70	0.06	2.30
64	SAN FRANCISCO A4018	SFRAN18_22	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.06	2.30
65	SIVIA 398	SIVI398_22	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.20
66	SIVIA 399	SIVI399_22	22.9	0.06	2.50	0.08	3.20	0.05	2.20
67	TELEFONICA	TELEFON_23	22.9	0.06	2.60	0.09	3.60	0.05	2.20
68	ZORZA S.E. Nº 1	ZORZA1_23	13.2	-	-	0.07	3.00	-	-
69	ZORZA S.E. Nº 2	ZORZA2_23	13.2	-	-	0.07	3.00	-	-
70	PICHIHUILCA S.E. Nº 1	PICHI1_23	13.2	-	-	0.074	3.00	-	-
71	PICHIHUILCA S.E. Nº 2	PICHI2_23	13.2	-	-	0.073	3.00	-	-

**APENDICE F**

**DIAGRAMAS UNIFILARES DE PROTECCIÓN**



UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO			
LINEAS FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
SECCION	SECCION T. VOLTAGE	SECCION INFLU. E. FRECUENCIA	PLANO N°
SECCION 1	SECCION T. VOLTAGE	SECCION INFLU. E. FRECUENCIA	SECCION INFLU. E. FRECUENCIA
SECCION 2	SECCION T. VOLTAGE	SECCION INFLU. E. FRECUENCIA	SECCION INFLU. E. FRECUENCIA
SECCION 3	SECCION T. VOLTAGE	SECCION INFLU. E. FRECUENCIA	SECCION INFLU. E. FRECUENCIA
SECCION 4	SECCION T. VOLTAGE	SECCION INFLU. E. FRECUENCIA	SECCION INFLU. E. FRECUENCIA
SECCION 5	SECCION T. VOLTAGE	SECCION INFLU. E. FRECUENCIA	SECCION INFLU. E. FRECUENCIA

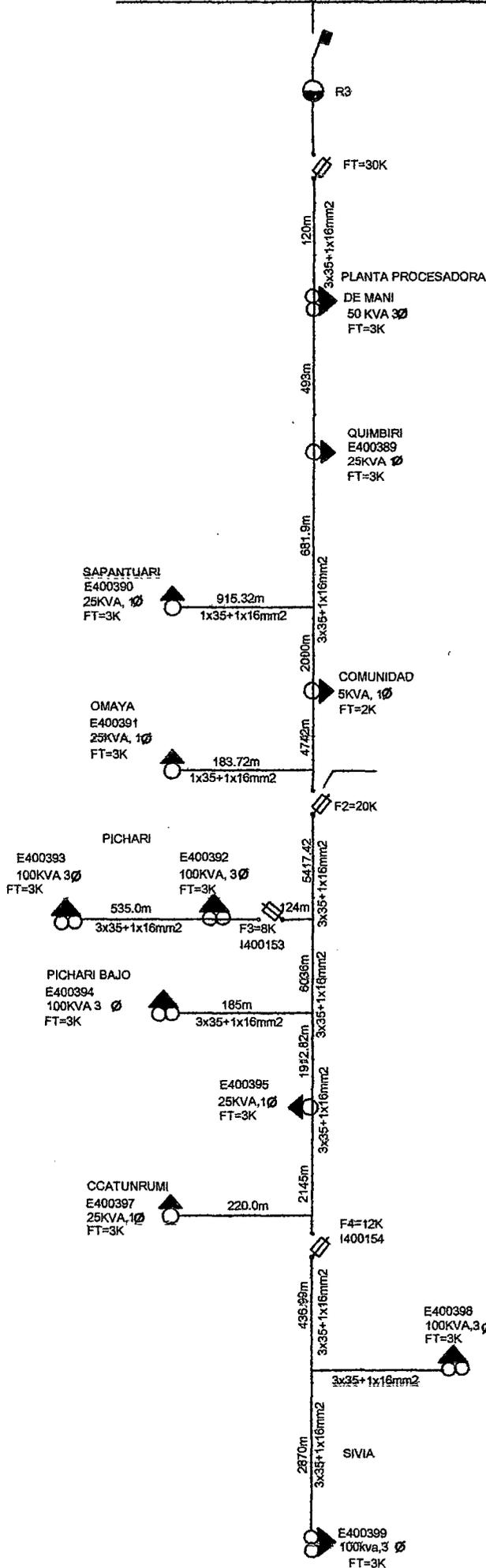


LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	SUBSTACION AEREA BIPOSTE (EN SERVICIO)
	SUBSTACION AEREA MONOPOSTE
	SUBSTACION DE SUPERFICIE (EN SERVICIO)
	SUBSTACION DE SUPERFICIE (PROYECTADAS)
	SECCIONADOR UNIPOLAR SIN CARGA
	DISYUNTOR
	SECCIONADOR DE POTENCIA
	CORTACIRCUITO FUSIBLE
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO
	LINEA PROPIEDAD ELECTROCENTRO S.A Y ADINELSA
	LINEA PROPIEDAD ADINELSA
	REGLOSER TRIFASICO
	REGLOSER MONOFASICO

DESCRIPCION	CONDUCTOR	TIPO
REFORZAMIENTO L.P. EXISTENTE	3X70+1X35mm2	AAAC
L.P. SANTA ROSA - APLMAPAMPA	3X70mm2	AAAC
L.P. PALMAPAMPA - PICHIHUILCA	1X70mm2	AAAC
L.P. RAMALES	1X25mm2	AAAC
RED PRIMARIA PALMAPAMPA	9X35mm2	AAAC
RED PRIMARIA DEMAS LOCALIDADES	1X25mm2	AAAC

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO LINEAS FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DIBUJO:	B/ING. T. VICUÑA R.	DIAGRAMA UNIFILAR	PLANO N°
DISEÑO:	B/ING. T. VICUÑA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	DU-SFRAN-002
REVISO:	ING. V. GUTIERREZ T.	SALIDA A4016	
APROBO:	ING. V. GUTIERREZ T.	PROVINCIA LA MAR	ESCALA
FECHA:	DICIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	5/8

BARRA 22.9 kv P.S.E. SAN FRANCISCO



LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	SUBSTACION AEREA BIPOSTE (EN SERVICIO)
	SUBSTACION AEREA MONOPOSTE
	SUBSTACION DE SUPERFICIE (EN SERVICIO)
	SUBSTACION DE SUPERFICIE (PROYECTADAS)
	SECCIONADOR FUSIBLE (CUT-OUT)
	SECCIONADOR UNIPOLAR SIN CARGA
	DISYUNTOR
	SECCIONADOR DE POTENCIA
	CORTACIRCUITO FUSIBLE
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO
	LINEA PROPIEDAD ELECTROCENTRO S.A Y ADINELSA
	LINEA PROPIEDAD ADINELSA
	LINEA PROPIEDAD ELECTROCENTRO S.A
	RECLOSER TRIFASICO
	RECLOSER MONOFASICO

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO LINEAS FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DIBUJO:	B/ING. T. VICUÑA R.	DIAGRAMA UNIFILAR	PLANQ N°
DISEÑO:	B/ING. T. VICUÑA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	DU-SFRAN-003
REVISÓ:	ING. V. GUTIERREZ T.	<b>SALIDA A4018</b>	ESCALA
APROBO:	ING. V. GUTIERREZ T.	PROVINCIA LA MAR	S/E
FECHA:	NOVIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	

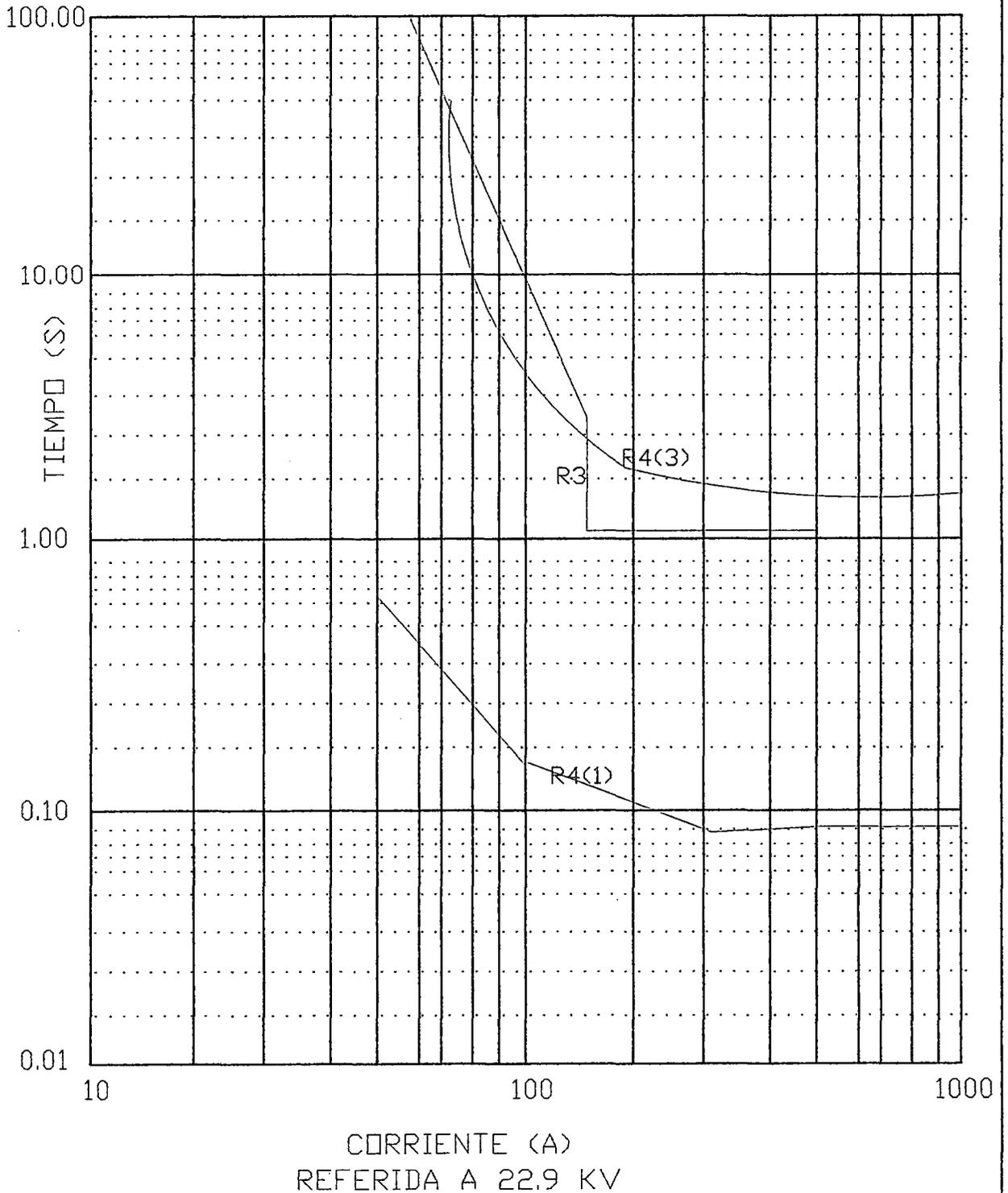
**APENDICE G**

**CURVAS DE AUTOMATIZACION DE**

**SOBRECORRIENTE**

COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE  
 PARA FALLAS A TIERRA CON DOS GRUPOS DE GENERACIÓN  
 C.H. SAN FRANCISCO - P.S.E. SAN FRANCISCO

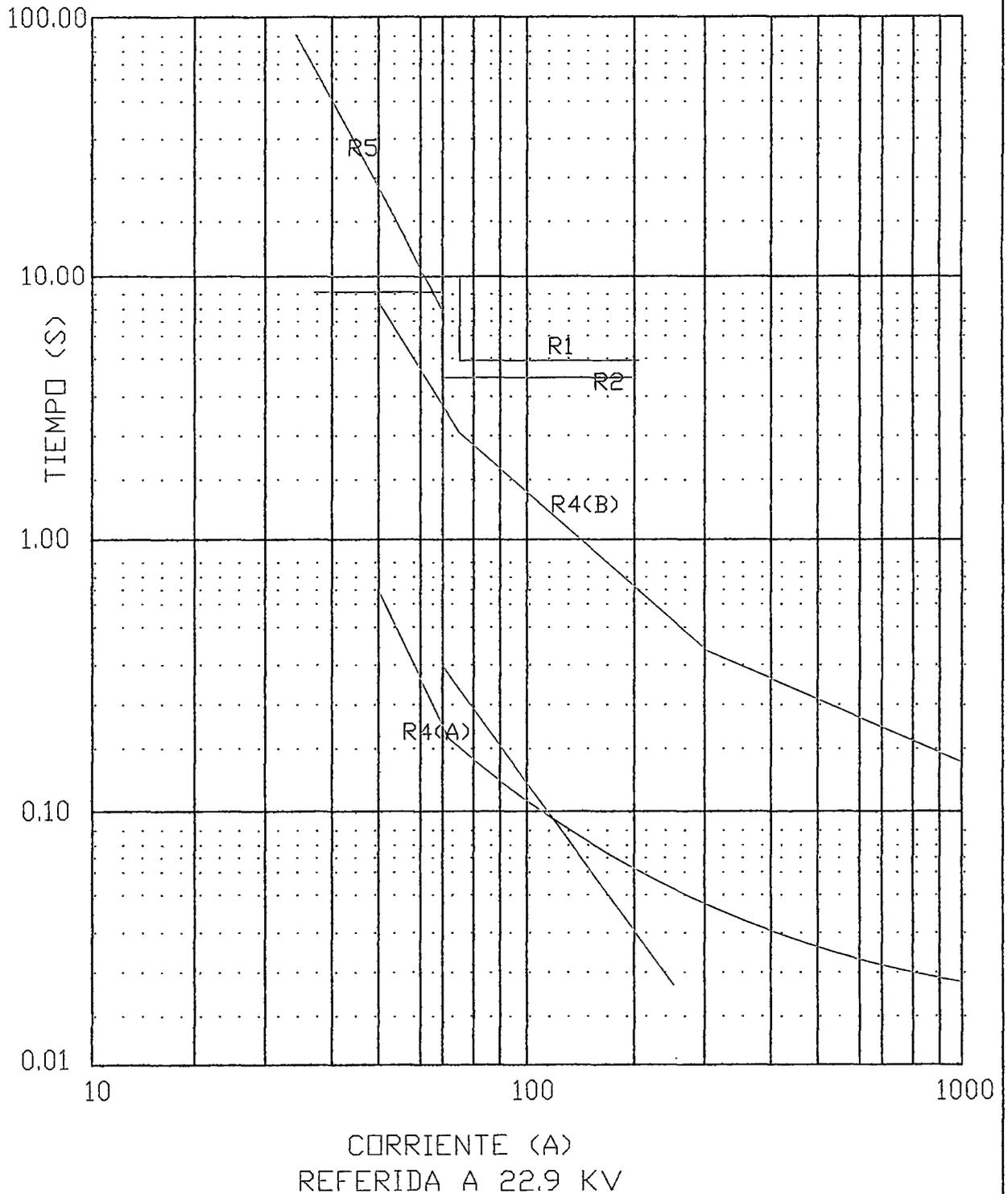
GRAFICO N° 05



N°	MARCA	MODELO	TENSION	T C	I Operación	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste Instantáneo	
							TAP	DIAL	TAP	t (S)
R4(1)	COOPER	KYLE VWV27	22.9 KV	-	50	1	-	-	-	5.05
R4(3)	COOPER	KYLE VWV27	22.9 KV	-	50	3	-	-	-	4.50
R3	Schlumberger	IFX132BD	22.9, 9 KV	25/1	12.5	C	0.5 X IN	7.01	6X IN	1.05

COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE  
 PARA FALLAS AISLADAS CON UN GRUPO GENERADOR  
 C.H. SAN FRANCISCO - P.S.E. SAN FRANCISCO

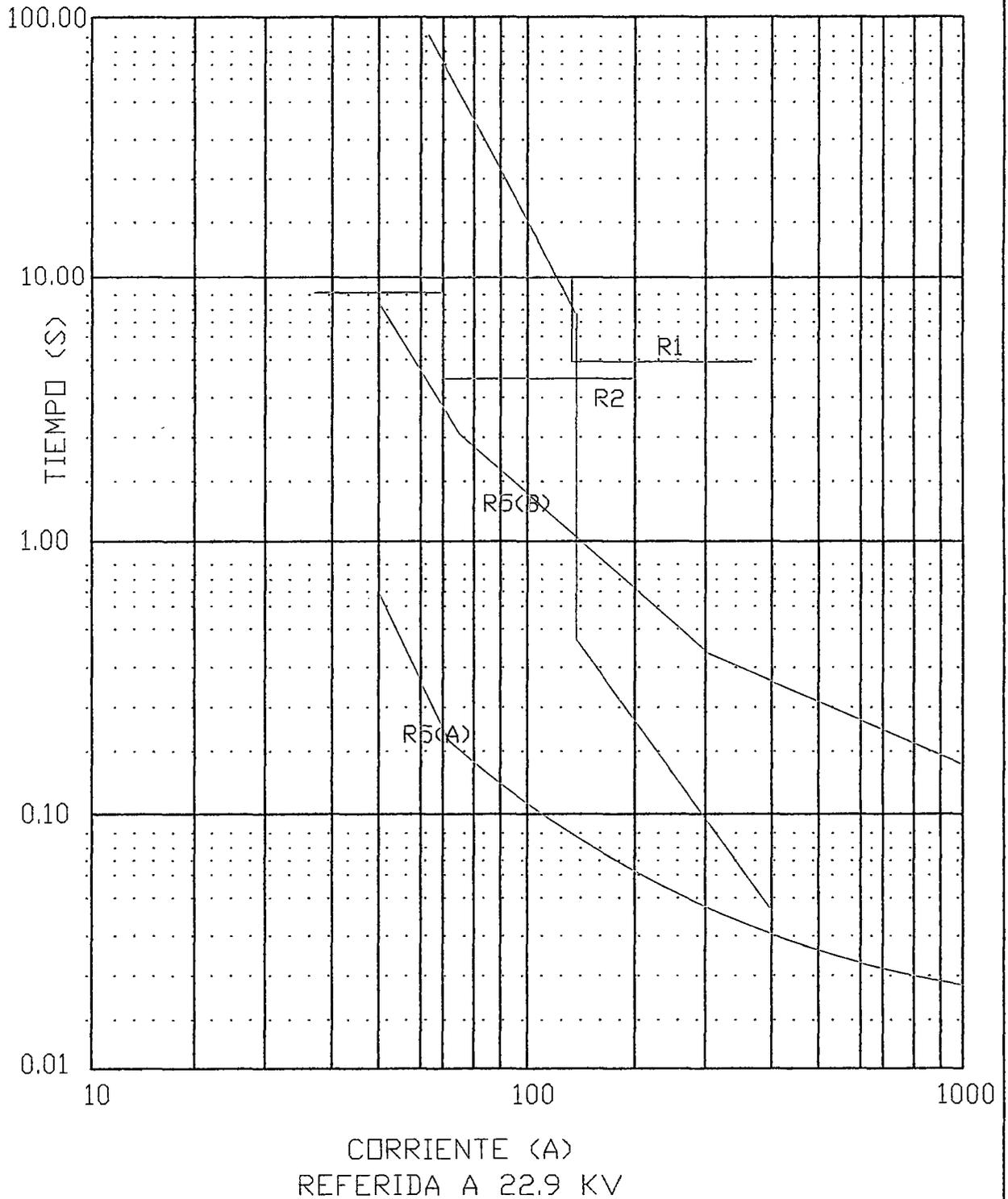
GRAFICO N° 01



N°	MARCA	MODELO	TENSION	T C	I Operación	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste Instantáneo	
							TAP	DIAL	TAP	t (S)
R1	Schlumberger	IFX322B	0.4 KV	1200/1	1512	Definido	1.26X IN	10.05	3.2X IN	5.05
R2	Schlumberger	IFX322B	0.4 KV	1500/1	1575	Definido	1.05X IN	9.05	2.45X IN	4.50
R4(A)	COOPER	KYLE VVW27	22.9 KV	-	50	1	-	-	-	-
R4(B)	COOPER	KYLE VVW27	22.9 KV	-	50	3	-	-	-	-
R5	-	-	0.44	1200/1	3024	E. Inverse	1.26XIN	0.5	0.315	-

COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE  
 PARA FALLAS AISLADAS CON DOS GRUPOS GENERADORES  
 C.H. SAN FRANCISCO - P.S.E. SAN FRANCISCO

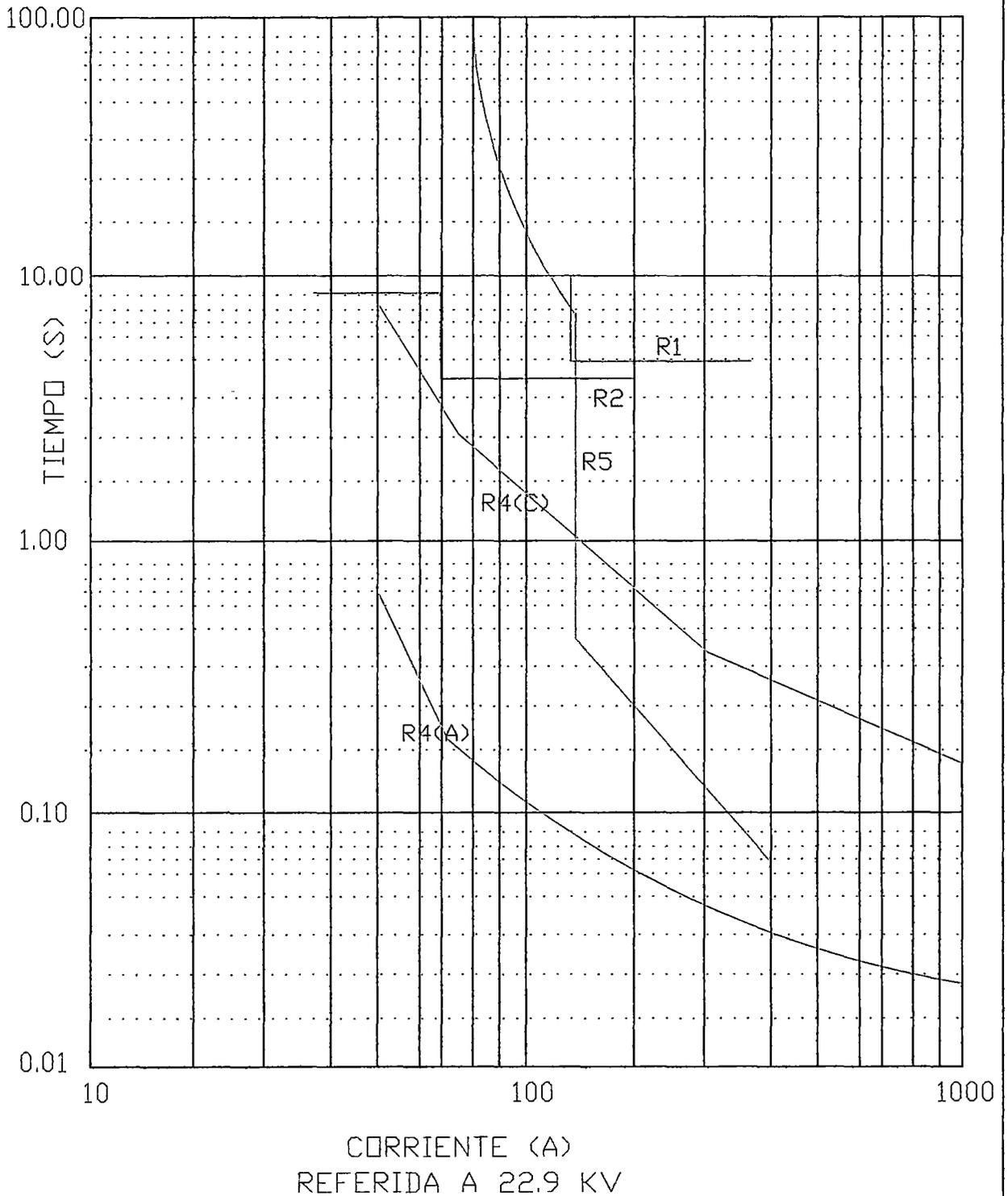
GRAFICO N° 02



N°	MARCA	MODELO	TENSION	T C	I Operación	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste Instantáneo	
							TAP	DIAL	TAP	t (S)
R1	Schlumberger	IFX322B	0.4 KV	1200/1	3024	Definido	1.26X IN	10.05	3.2X IN	5.05
R2	Schlumberger	IFX322B	0.4 KV	1500/1	1575	Definido	1.05X IN	9.05	2.45X IN	4.50
R5(A)	COOPER	KYLE VVV27	22.9, 9 KV	-	50	A	-	-	-	-

COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE  
 PARA FALLAS AISLADAS CON DOS GRUPOS GENERADORES HIDRAULICA Y  
 UN GRUPO DE GENERACIÓN TÉMICA  
 C.H. SAN FRANCISCO - P.S.E. SAN FRANCISCO

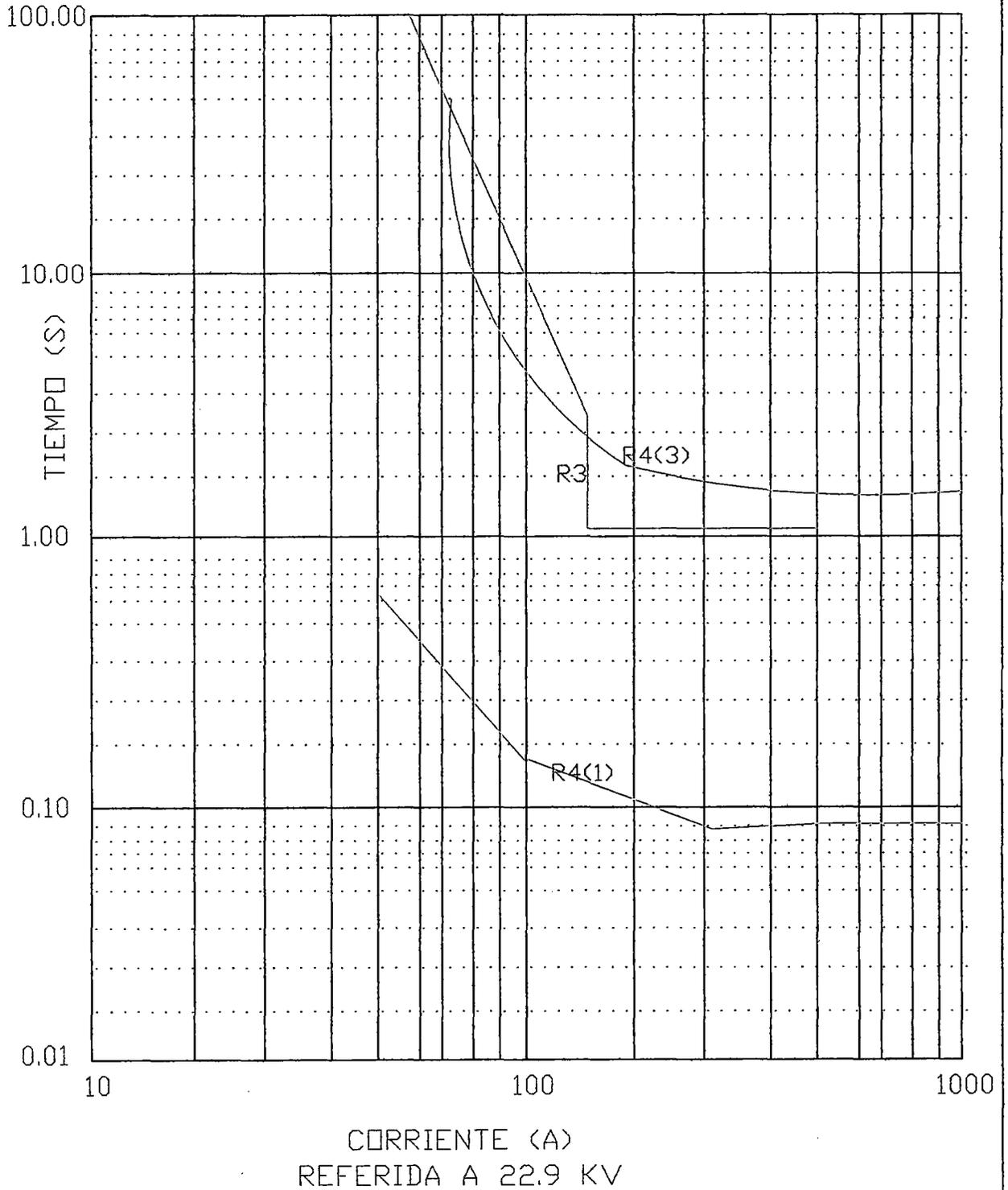
GRAFICO N° 03



N°	MARCA	MODELO	TENSION	T C	I Operación	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
							TAP	DIAL	TAP	t (S)
R1	Schlumberger	IFX322B	0.4 KV	1200/1	3483.648	Definido	1.26X IN	10.05	3.2X IN	5.05
R2	Schlumberger	IFX322B	0.4 KV	1500/1	1575	Definido	1.05X IN	9.05	2.45X IN	4.50
R4(A)	COOPER	KYLE VWV27	22.9. 9 KV	-	50	A	-	-	-	-
R4(C)	COOPER	KYLE VWV27	22.9 KV	-	50	C	-	-	-	-
R5	-	-	0.44	1200/1	3483.648	E. Inverse	1.26XIN	0.5	0.315	-

COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE  
 PARA FALLAS A TIERRA CON UN GRUPO DE GENERACIÓN  
 C.H. SAN FRANCISCO - P.S.E. SAN FRANCISCO

GRAFICO N° 04

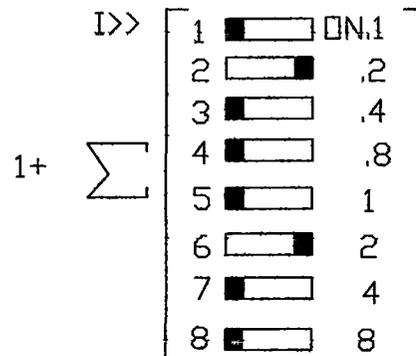
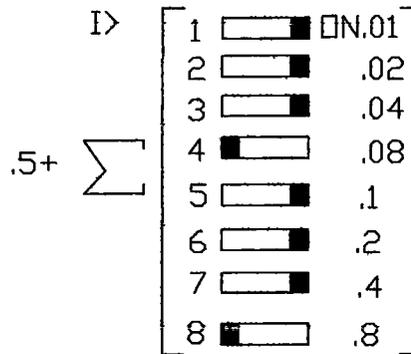


N°	MARCA	MODELO	TENSION	T C	I Operación	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste Instantáneo	
							TAP	DIAL	TAP	$\tau$ (S)
R4(1)	COOPER	KYLE VWV27	22.9 KV	-	50	1	-	-	-	5.05
R4(3)	COOPER	KYLE VWV27	22.9 KV	-	50	3	-	-	-	4.50
R3	Schlumberger	IFX132BD	22.9. 9 KV	25/1	12.5	C	0.5 X IN	7.01	6X IN	1.05

**APENDICE H**  
**PLANILLA DE AJUSTE DE LOS RELÉS**

## PLANILLA DE RESUMEN DE AJUSTE DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

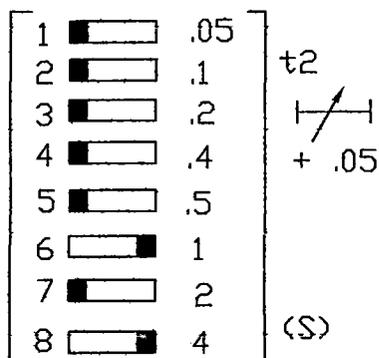
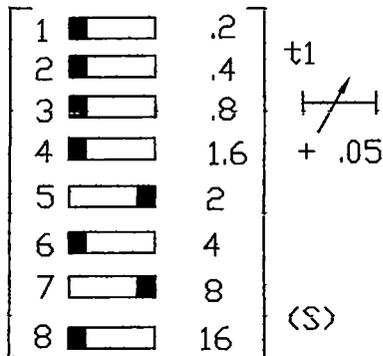
RELE DE PROTECCIÓN					DESCRIPCIÓN DEL RELE				C.T. V.T.	CALIBRACIÓN		
ANSI	FUNCIONAMIENTO	FASE	MARCA	MODELO	TIPO	CAMPO DE CALIBRACIÓN				AMP./ VOLT.	TIEMPO (S)	INSTANT
						UMBRAL	INSTANTANEO	TEMPORIZACIÓN				
50/51 G1	SÓBRECORRIENTE DE GRUPO	R-S-T	SCHLUMBERGER INDUSTRIES	IFX322B IN=1A	TIEMPO INDEPENDIENTE	I>	0,05-33,05	1200/1 A	1200/ 1A	1,27 IN	10,05	
						(51) 0,05-2,15 IN						
						I>>		0,55-33,05 S		3,2 IN	5,05	
						(50) 1-17 IN						
50/51 T1	SÓBRECORRIENTE DE TRAFÓ.	R-S-T	SCHLUMBERGER INDUSTRIES	IFX322B	TIEMPO INDEPENDIENTE	I>		0,05-8,3 s	1500/ 1 A	1,05 IN	9,05	
						(51) 0,05-2,15 IN						
						I>>		0,05-33,05 s		2,50 IN	4,50	
						(50) 1-17 IN						
50/51N L1	FALLA A TIERRA DE LÍNEA		SCHLUMBERGER INDUSTRIES	IFX322BD	TIEMPO INDEPENDIENTE	IN>		0,05-8,3 s	25/1A	0,5 IN	8,01	
						(51) 0,4-2,05 IN IN						
						IN>>		0,05-33,05 s		5,6 IN	1,05	
						(50) 2-18,5 IN						
						IN>>>	2-19 IN	0,05 s				
27 G1	MINIMA TENSION	R-S-T	SCHLUMBERGER INDUSTRIES	UAN221/B		0,30-1,125 UN		0,05-33,05 s	440/ 100 V	0,8	6,05	0,2
59G1	MAXIMA TENSION	S-T	SCHLUMBERGER INDUSTRIES	UAX/111B		0,05-0,875 UN		0,05-33,05 s	440/ 100 V	1,2	4,05	
81 G1	MÁXIMA/MÍNIMA FRECUENCIA	RT	SCHLUMBERGER INDUSTRIES	HAR132/AL		MÍNIMA FRECUENCIA 30-71,625 Hz		T1+(0-33) s	440/ 100 V	55 Hz	8,05 s	
						MAXIMA FRECUENCIA 30-71,625 Hz		T1+(0-33) s		63,05 Hz	4,1 s	
64	TENSION HOMOPOLAR		SCHLUMBERGER INDUSTRIES	UAX/111B		0,05-0875		0,05-33,05	440/ 100 V/3	0,09 UON	2,05 s	
51V	SÓBRECORRIENTE CONTROLADO POR TENSION					I>	(0,25-1)XI>	T.M.S=0,025 - 1,2	1200/1	1,26	0,5	0,315
						0,8-4 IN						



50 51

Seb

N° 79345  
IFX322B



UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DESAJE *	B/ING. T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO *	B/ING. T. VICUNA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR- SFRAN-001
REVISO *	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL RELA DE SOBRECORRIENTE	
APROBO *	ING. V. GUTIERREZ T.	GRUPOS DE GENERACION	ESCALA
FECHA *	DICIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	S/E

I>

1		0N.01
2		.02
3		.04
4		.08
5		.1
6		.2
7		.4
8		.8

.5+  $\Sigma$

I>>

1		0N.1
2		.2
3		.4
4		.8
5		1
6		2
7		4
8		8

1+  $\Sigma$

1		.2
2		.4
3		.8
4		1.6
5		2
6		4
7		8
8		16

t1

+ .05

(S)

50 51

Seb

N° 79355  
IFX322B

1		.05
2		.1
3		.2
4		.4
5		.5
6		1
7		2
8		4

t2

+ .05

(S)

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DEBIDO :	B/ING. T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO :	B/ING. T. VICUNA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR- SFRAN-002
REVISO :	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL BILLO DE SUBCONCORRENTE	ESCALA
APROBADO :	ING. V. GUTIERREZ T.	GRUPOS DE GENERACION	S/E
FECHA :	DICIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	

I>

1		0N.01
2		.02
3		.04
4		.08
5		.1
6		.2
7		.4
8		.8

.5+  $\Sigma$

I>>

1		0N.1
2		.2
3		.4
4		.8
5		1
6		2
7		4
8		8

1+  $\Sigma$

1		.2
2		.4
3		.8
4		1.6
5		2
6		4
7		8
8		16

t1  
  
 + .05  
 (S)

1		.05
2		.1
3		.2
4		.4
5		.5
6		1
7		2
8		4

t2  
  
 + .05  
 (S)

50 51

Sek

N° 79341  
 IFX322B

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO			
P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DIBUJO :	D/ING. T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO :	D/ING. V. BARRIOS A.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR-3FRAN-005
REVISI :	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL RELÉ DE SUBCORRIENTE	ESCALA
APROB :	ING. V. GUTIERREZ T.	TRANSFORMADORES 22.5 KV/0.44 KV	S/E
FECHA :	DICIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	

I>

1		ON.01
2		.02
3		.04
4		.08
5		.1
6		.2
7		.4
8		.8

.5+  $\Sigma$

I>>

1		ON.1
2		.2
3		.4
4		.8
5		1
6		2
7		4
8		8

1+  $\Sigma$

1		.2
2		.4
3		.8
4		1.6
5		2
6		4
7		8
8		16

t1 + .05

(S)

1		.05
2		.1
3		.2
4		.4
5		.5
6		1
7		2
8		4

t2 + .05

(S)

50 51

Seko

N° 79352  
IFX322B

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DELLD	B/ING. T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO	B/ING. T. VICUNA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR- SFRAN-004
REVISO	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL RELÉ DE SUBCORRIENTE TRANSFORMADORES 229 KV/144 KV	ESCALA
APROBÓ	ING. V. GUTIERREZ T.		S/E
FECHA	DICIEMBRE 2003	DEPARTAMENTO AYACUCHO	

# Sek

N° 79381

IFX132BD

I>  $\sum$  0.4+

1	<input checked="" type="checkbox"/>	ON.01
2	<input checked="" type="checkbox"/>	.02
3	<input checked="" type="checkbox"/>	.04
4	<input checked="" type="checkbox"/>	.08
5	<input type="checkbox"/>	1
6	<input type="checkbox"/>	2
7	<input type="checkbox"/>	4
8	<input type="checkbox"/>	8

I>>  $\sum$  2+

1	<input checked="" type="checkbox"/>	ON.1
2	<input checked="" type="checkbox"/>	.2
3	<input checked="" type="checkbox"/>	.3
4	<input checked="" type="checkbox"/>	.4
5	<input checked="" type="checkbox"/>	.5
6	<input checked="" type="checkbox"/>	.6
7	<input checked="" type="checkbox"/>	.7
8	<input checked="" type="checkbox"/>	.8

I'>>  $\sum$  2+

1	<input checked="" type="checkbox"/>	ON2
2	<input checked="" type="checkbox"/>	4
3	<input checked="" type="checkbox"/>	8
4	<input checked="" type="checkbox"/>	1.6
5	<input type="checkbox"/>	2
6	<input type="checkbox"/>	4
7	<input type="checkbox"/>	8
8	<input checked="" type="checkbox"/>	OFF

X=  $\sum$

1	<input checked="" type="checkbox"/>	ON1
2	<input type="checkbox"/>	ON2
3	<input checked="" type="checkbox"/>	ON4
4	<input checked="" type="checkbox"/>	ONT

50 51

t1

1	<input checked="" type="checkbox"/>	ON.01
2	<input checked="" type="checkbox"/>	.02
3	<input checked="" type="checkbox"/>	.04
4	<input checked="" type="checkbox"/>	.08
5	<input type="checkbox"/>	1
6	<input type="checkbox"/>	2
7	<input type="checkbox"/>	4
8	<input type="checkbox"/>	8

(K)

t2

1	<input checked="" type="checkbox"/>	ON.2
2	<input checked="" type="checkbox"/>	.4
3	<input checked="" type="checkbox"/>	.8
4	<input checked="" type="checkbox"/>	1.6
5	<input type="checkbox"/>	2
6	<input type="checkbox"/>	4
7	<input type="checkbox"/>	8
8	<input type="checkbox"/>	16

+ 0.05

(S)

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO			
P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DIBUJO :	B/ING. T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISENO :	B/ING. T. VICUNA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR- SFRAN-005
REVISO :	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL CABLE DE SUELO/CONCRETO DE TIERRA	
APROBO :	ING. V. GUTIERREZ T.	TRANSFORMADORES 229 KV/84 KV	ESCALA
FECHA :	DICIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	S/E

# Seb

N° 79382

IFX132BD

I>

1		DN.01
2		.02
3		.04
4		.08
5		1
6		2
7		4
8		8

0.4+  $\Sigma$

I>>

1		DN.1
2		.2
3		.3
4		.4
5		.5
6		.6
7		.7
8		.8

2+  $\Sigma$

I'>>

1		DN2
2		4
3		8
4		1.6
5		2
6		4
7		8
8		OFF

2+  $\Sigma$

1		DN.01
2		.02
3		.04
4		.08
5		1
6		2
7		4
8		8

t1



(K)

X=  $\Sigma$

1		DN1
2		DN2
3		DN4
4		DN1

1		DN.2
2		.4
3		.8
4		1.6
5		2
6		4
7		8
8		16

t2

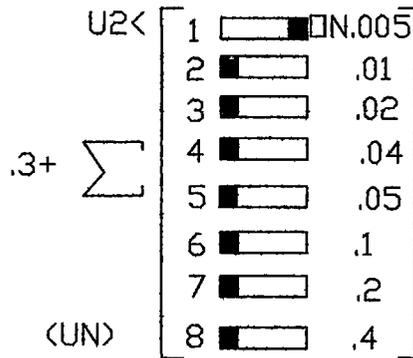
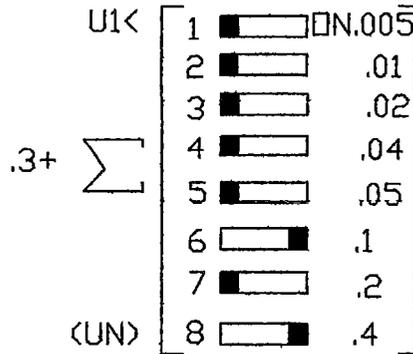
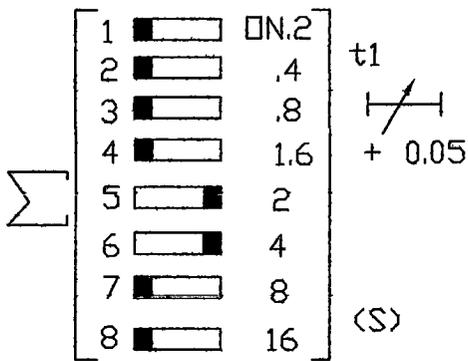


+ 0.05

(S)

50 51

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO			
P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DIBUJO :	ING. T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO :	ING. T. VICUNA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR-SFRAN-006
REVISO :	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL SELO DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA	ESCALA
APROBADO :	ING. V. GUTIERREZ T.	TRANSFORMADORES 829 KV/044 KV	S/E
FECHA :	DICIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	



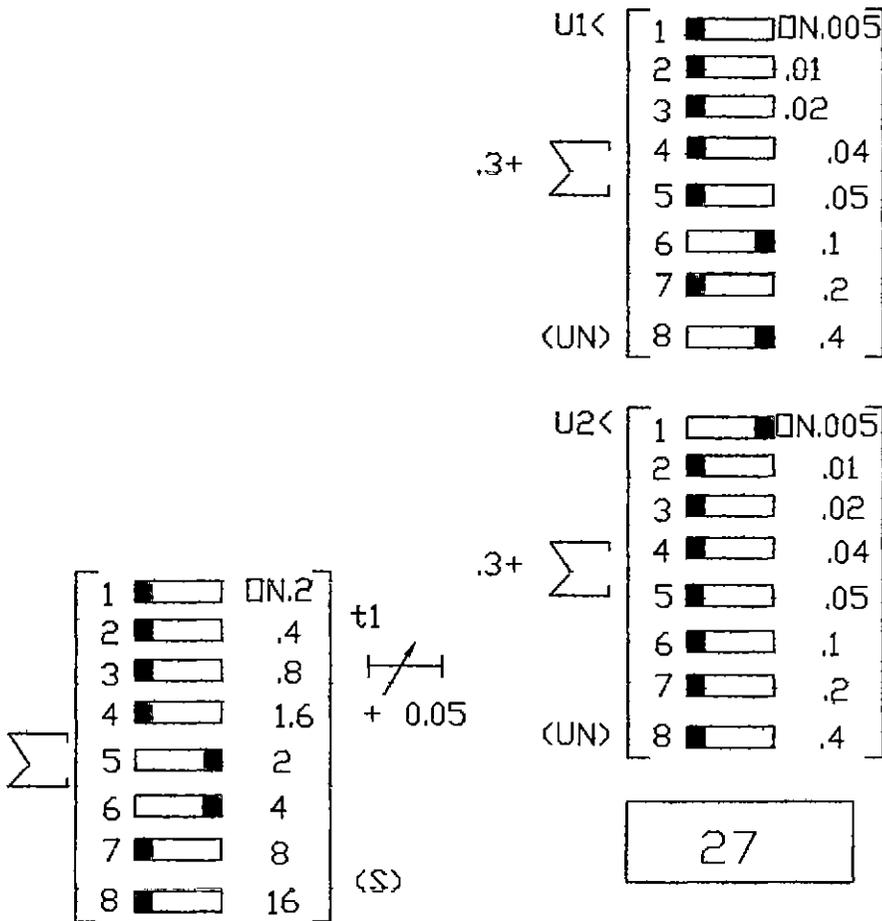
27

Seb

N° 79685

UAN 221 B

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO			
P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DIBUJO :	B/ING. T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO :	B/ING. T. VICUNA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR- SFRAN-007
REVISO :	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL REGLA DE MENOR TENSION	ESCALA
APROBO :	ING. V. GUTIERREZ T.	GRUPOS DE GENERACION G1 Y G2	
FECHA :	DICIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	S/E

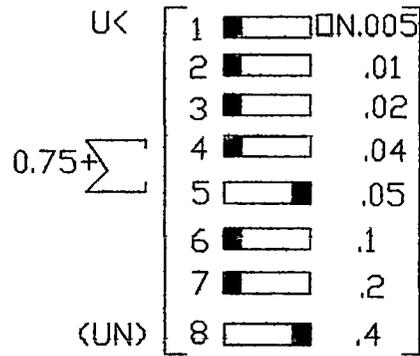


27

Sek

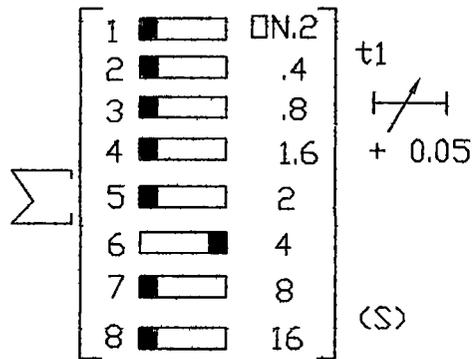
N° 79690  
UAN 221 B

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO			
P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DISEÑO :	B/DNG T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO :	B/DNG T. VICUNA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR- SFRAN-008
REVISO :	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL RELE DE FUERA TENSION	
APROBADO :	ING. V. GUTIERREZ T.	CAMPOS DE GENERACION G1 Y G2	ESCALA
FECHA :	DICIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	S/E

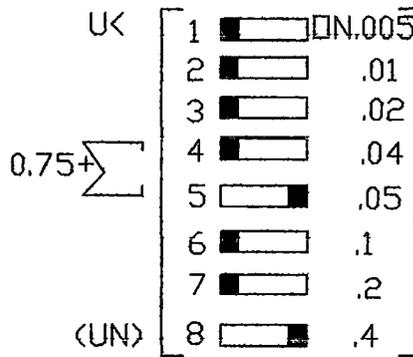


Sek

N° 79426  
UAX 111 B

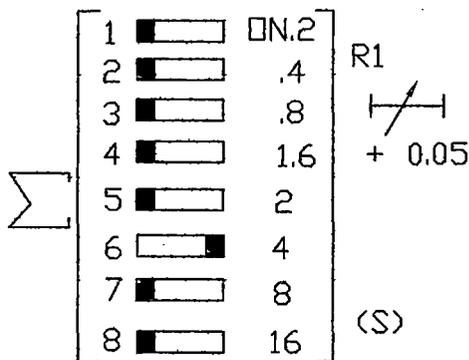


UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO			
P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DISEÑO :	B/ING. T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO :	B/ING. T. VICUNA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR- SFRAN-009
REVISO :	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL RELÉ DE SOBRETENSION	ESCALA
APROBÓ :	ING. V. GUTIERREZ T.	GRUPOS DE GENERACION	
FECHA :	DICIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	S/E

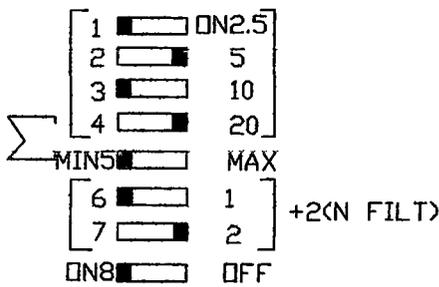
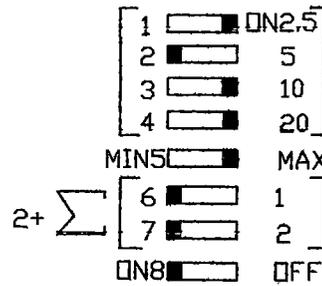
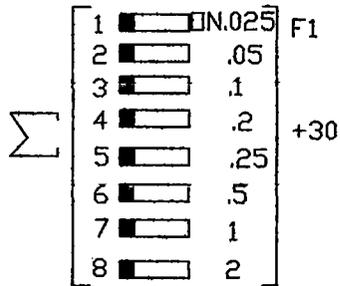
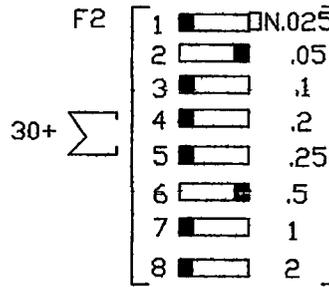
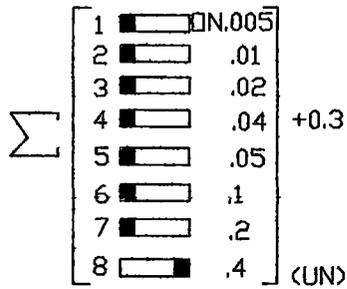


Seb

N° 79423  
UAX 111 B

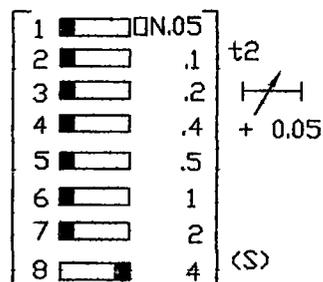
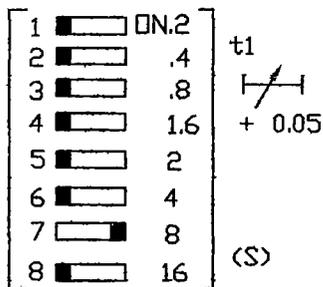


UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO			
P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DISEÑADO :	D./ING. T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO :	D./ING. T. VICUNA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR- SFRAN-0010
REVISO :	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL CELA DE SOBRETENSION	ESCALA
APROBADO :	ING. V. GUTIERREZ T.	GRUPOS DE GENERACION	
FECHA :	DICIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	S/E

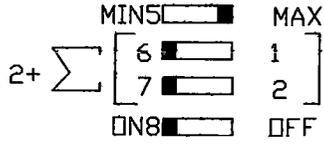
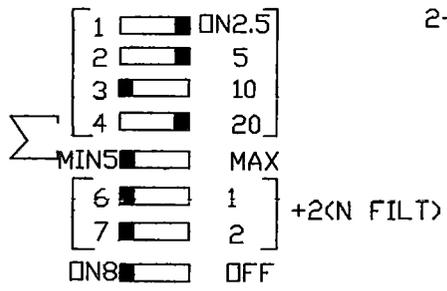
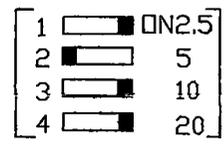
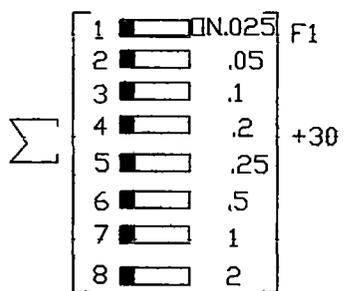
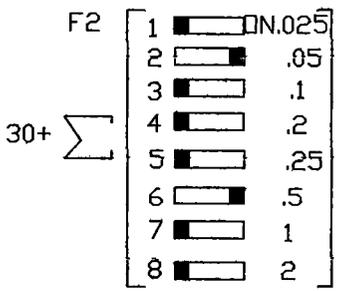
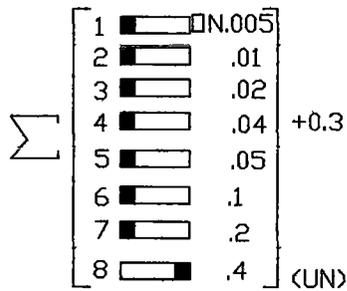


Seb

N° 79482  
HAR132 AL

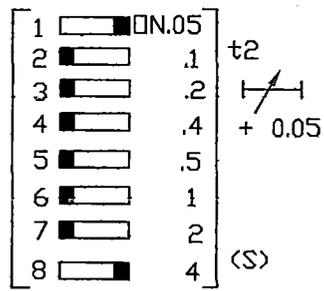
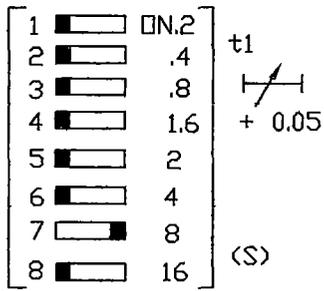


UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO			
P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DEBILLO :	B/ING. T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO :	B/ING. T. VICUNA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR- SFRAN-011
REVISO :	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL RELÉ DE FRECUENCIA	ESCALA
APROBÓ :	ING. V. GUTIERREZ T.	GRUPOS DE GENERACION	
FECHA :	DICIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	S/E

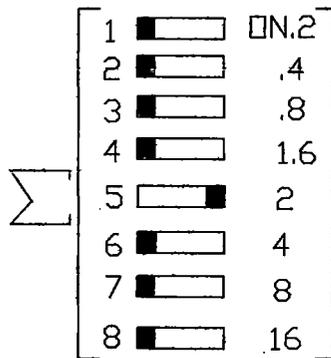
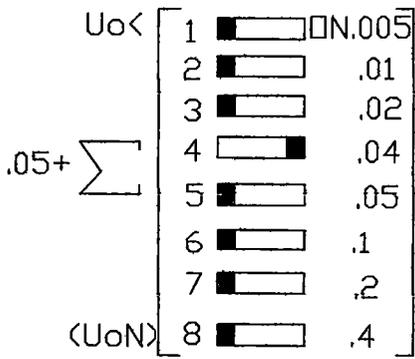


Sek

N° 79482  
HAR132 AL



UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DIBUJO :	B/ING. T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO :	B/ING. T. VICUNA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR- SFRAH-022
REVISO :	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL RELÉ DE FRECUENCIA GRUPOS DE GENERACION	ESCALA
APROBADO :	ING. V. GUTIERREZ T.		S/E
FECHA :	DICIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	



R1  
  
 + 0.05

64

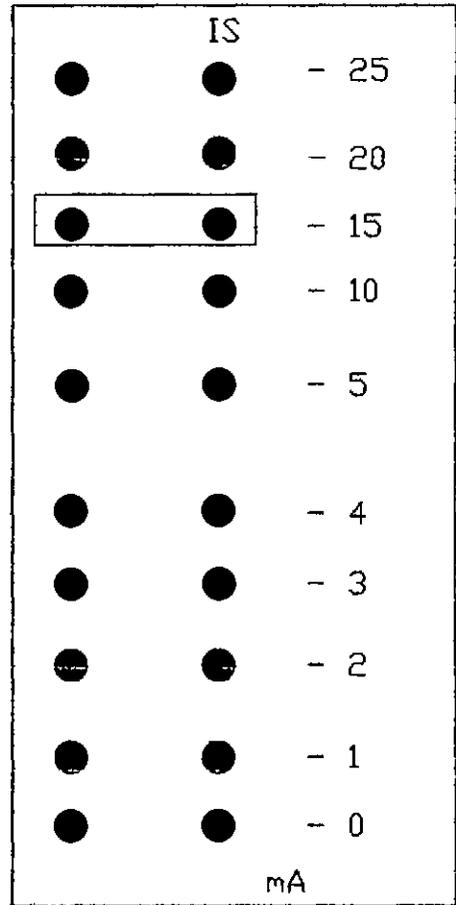
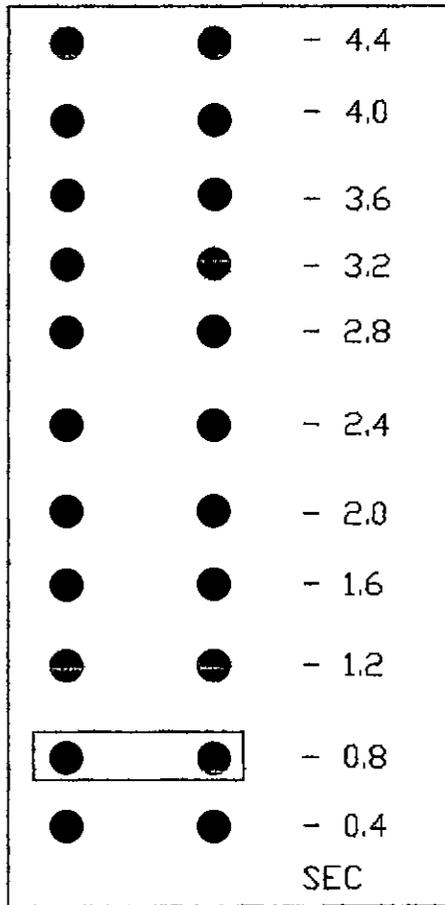
Sek

N° 79396

UHG 111B

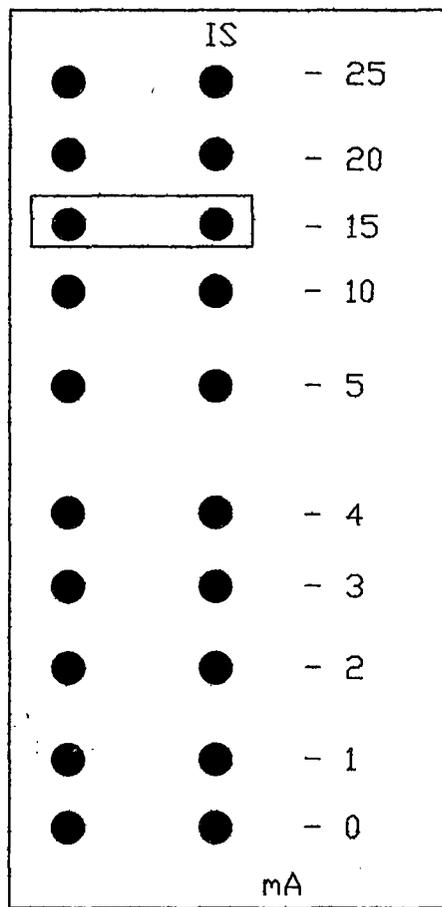
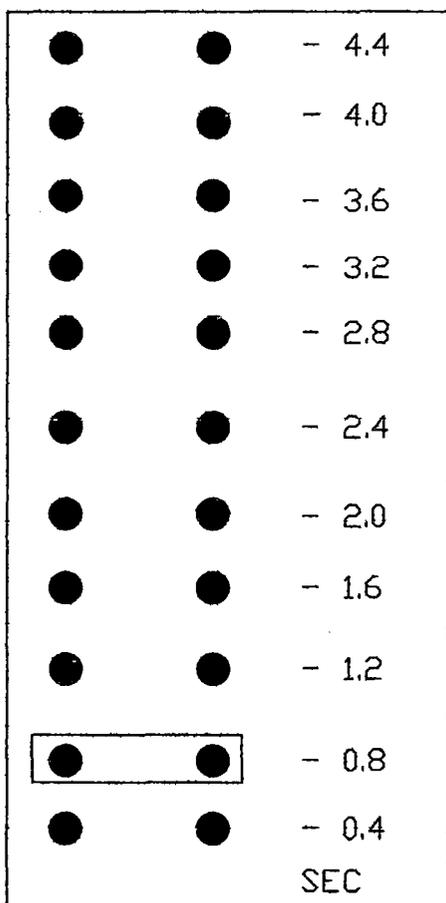
(S)

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO			
P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DIBUJO :	B/ING. T. VICURA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO :	B/ING. T. VICURA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR- SFRAN-0013
REVISO :	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL REGLO DE SOBRETENSION	ESCALA
APROBO :	ING. V. GUTIERREZ T.	HEMIFOLAR	
FECHA :	DICIEMBRE 2005	GRUPOS DE GENERACION 0.44 KV	S/E
		DEPARTAMENTO AYACUCHO	



MWTU 14  
 N° 42800102  
 ALSTOM

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO			
P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DIBUJO	B/ING. T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO	B/ING. T. VICUNA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR- SFRAW-0014
REVISÓ	ING. V. GUTIERREZ T.	PLANTE DEL PDLA DE FOTODON INVERSA	
APROBÓ	ING. V. GUTIERREZ T.	GRUPO DE GENERACION G1 Y G2	ESCALA
FECHA	DICIEMBRE, 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	S/E



MWTU 14  
 N° 42800103  
 ALSTOM

UNIDAD DE NEGOCIO AYACUCHO			
P.S.E. FUERA DE LA CONCESION DE ELCTO			
DIBUJO :	B/ING. T. VICUNA R.	ADINELSA	PLANO N°
DISEÑO :	B/ING. T. VICUNA R.	P.S.E. SAN FRANCISCO	AR- SFRAN-015
REVISI :	ING. V. GUTIERREZ T.	AJUSTE DEL NDLA DE POTENCIA DIVERSA	
APROB :	ING. V. GUTIERREZ T.	GRUPOS DE GENERACION G1 Y G2	ESCALA
FECHA :	DICIEMBRE 2005	DEPARTAMENTO AYACUCHO	S/E

**APENDICE I**

**PROCEDIMIENTO PARA EL RESULTADO DE**

**FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO**

## **PROCEDIMIENTO PARA EL RESULTADO DE FLUJO DE POTENCIA Y EL RESULTADO DE CORTOCIRCUITO**

Para realizar las simulaciones de cortocircuito se ha empleado el programa computacional de fallas asimétricas de Nombre WinFDC; este programa necesita los parámetros eléctricos de secuencia positiva, negativa y cero de los cables, líneas, transformadores y cargas estáticas. En la simulación mediante el programa WinFDC se ha analizado el caso de fallas trifásicas y fallas monofásicas a tierra. Para los casos en los cuales fue necesario simular fallas en los alimentadores monofásicos de uno ó dos hilos, sólo se ha simulado fallas monofásicas. Para las simulaciones de cortocircuito se ha considerado las reactancias transitorias de los grupos de generación proporcionadas por el fabricante, así como los datos de los transformadores de potencia monofásicos y trifásicos levantados en campo, para la determinación de los parámetros de los alimentadores en 22,9 KV. se ha utilizado el programa ATP.

Las simulaciones de cortocircuito para máxima y mínima demanda se diferencian en el número de grupos de generación en servicio, para la máxima demanda se ha considerado la operación de dos grupos, mientras que, para la mínima demanda se ha considerado la operación de un grupo.

Este análisis nos sirve para realizar el ajuste de los equipos de protección como son: los relés, reclosers y fusibles, así como la coordinación y selectividad del funcionamiento de cada uno de ellos ante la ocurrencia de fallas.

## **Definición de parámetros.**

Los parámetros del sistema eléctrico involucrado en el Estudio han sido determinados fundamentalmente en base a la información proporcionada por ADINELSA, para complementar la información mencionada se ha recurrido al levantamiento de campo en las instalaciones de la Central Hidroeléctrica de San Francisco y Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco.

Para los generadores del sistema, se ha considerado el modelo clásico de las maquinas sincronas, consistente en una fuente de magnitud constante en serie con su reactancia transitoria o subtransitoria según corresponda. Los valores de las reactancias para las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica San Francisco han sido proporcionados por ELECTROCENTRO.

Los parámetros de los transformadores han sido obtenidos en base a la información proporcionada por ADINELSA y a los datos de placa verificados durante el levantamiento de campo. Los taps de los transformadores se han considerado con el valor de 1 p.u. sobre la base de sus respectivas tensiones nominales..

Los parámetros de las líneas de distribución en 22,9 KV y sus derivaciones se han determinado usando el programa de cálculo de parámetros de línea ATP considerando los tipos y calibres de los conductores proporcionados por ADINELSA. Para definir el espaciamiento entre fases se han considerado configuraciones típicas para líneas de distribución primaria en 22,9 KV.

El propósito del programa en el análisis de Flujo de Potencia es calcular con precisión las tensiones de estado estacionario, en todas las barras de toda una red, y a partir de ese calculo los flujos de potencia real y reactiva en cada una de las líneas y transformadores, bajo la suposición de generación y cargas conocidas.