
**“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES
DE LA
CENTRAL HIDROELÉCTRICA PACARENCA”**

ABRIL - 2003

ÍNDICE

1. **OBJETIVO**
2. **ALCANCE DEL ESTUDIO**
3. **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EN ESTUDIO**
4. **CRITERIOS DE PROTECCIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA Y DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 22,9 kV y 13,8 kV**
 - 4.1 Criterios Básicos de Protección.
 - 4.2 Criterios de Protección de Sobrecorriente para Fallas entre Fases y Tierra (50/51 y 50N/51N).
5. **ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA Y CORTOCIRCUITO**
 - 5.1 Análisis de Flujo de Carga.
 - 5.2 Análisis de Cortocircuito.
 - 5.3 Conclusiones y Recomendaciones.
6. **AJUSTES Y CALIBRACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN**
 - 6.1 Cálculos Justificativos para el ajuste de los relés de Protección de Sobrecorriente (50/51), de los Grupos de Generación G1 y G2.
 - 6.2 Cálculos Justificativos para el ajuste de los relés de Protección de Sobrecorriente (50/51), de los Grupos de Generación G3 y G4.
 - 6.3 Cálculos Justificativos para el ajuste de los Reclosers de Sobrecorriente (50/51 y 50N/51N), de las líneas de transmisión en 22,9 kV.

6.4 Cálculos Justificativos para la elección del amperaje apropiado de los cut-outs, ubicados en las líneas de transmisión de 22,9 kV y 13,8 kV, y en los transformadores de las Minas Pucaraju y Magistral.

6.5 Curvas de Coordinación.

7. PLANILLAS DE AJUSTE DE RELÉS

7.1 Central Hidroeléctrica G1, G2, G3 y G4.

7.2 Alimentadores en 22,9 kV - RECLOSERS.

7.3 Fusibles en 22,9 kV y 13,8 kV.

8. RECOMENDACIONES

ANEXOS:

ANEXO N° 01: Parámetros Eléctricos de la Red en Estudio

ANEXO N° 02: Resultados de las Simulaciones de Flujo de Potencia

CASO N° 01: Máxima Demanda

CASO N° 02: Mínima Demanda

ANEXO N° 03: Resultados de las Simulaciones de Cortocircuito

ANEXO N° 3.1: Simulaciones de Cortocircuito para Máxima Demanda

ANEXO N° 3.2: Simulaciones de Cortocircuito para Mínima Demanda

ANEXO N° 3.3: Simulaciones de Cortocircuito Subtransitorio

1. OBJETIVO

El objetivo principal del presente estudio es determinar los ajustes de los dispositivos de protección ubicados en la Central Hidroeléctrica Pacarenca, en las líneas de transmisión de 22,9 kV que van hacia las Minas Pucaraju y Magistral y la línea de transmisión en 13,8 kV que va hacia la localidad de Chiquian que se encuentra en servicio, para su operación coordinada ante cualquier perturbación en el sistema eléctrico.

Con dichos ajustes de la protección se logrará cumplir con los requisitos básicos de la ingeniería de protecciones, los cuales son: rapidez de operación, selectividad y confiabilidad, entre otros.

El análisis de cortocircuito que se indica en el Capítulo 5, permite verificar el comportamiento térmico de los componentes del sistema ante fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas en los mismos, también permite calibrar o ajustar los relés de protección y verificar la capacidad de soportar cortocircuitos que tienen los equipos y redes como: cables, conductores aéreos, interruptores y transformadores de corriente.

2. ALCANCE DEL ESTUDIO

Para garantizar la estabilidad, confiabilidad y suministro energético hacia las Minas Pucaraju, Magistral y la localidad de Chiquian, se han instalado equipos de protección de última generación así como también la infraestructura necesaria para su operación adecuada, Todo este sistema de protección no deberá permitir el colapso de las mismas.

La Central Hidroeléctrica compuesta de cuatro (04) grupos de generación está provista de dos transformadores de potencia de 2500 kVA – 0,40/22,9 kV y 500 kVA – 0,38/13,8 kV. Estando de esta forma garantizando el suministro de energía a las Minas Pucaraju, Magistral y la localidad de Chiquian.

Para la operación coordinada entre la central hidroeléctrica, las minas y los centros poblados, se han instalado relés de última generación, por lo que se

indican los criterios de ajuste de los dispositivos de protección, para lo cual se tomará información de los análisis de flujo de carga y cortocircuito.

Los criterios de protección seleccionados cumplen con los alcances solicitados por el Ministerio de Energía y Minas DEP-MEM, los cuales pasamos a indicar:

- Protección de sobrecorriente trifásico de fases (50/51) marca Siemens, modelo 3WN6. Ubicados en los Grupos de Generación G3 y G4 (nivel de tensión 400V)
- Interruptor tripolar de recierre automático (RECLOSER) marca Whipp & Bourne, modelo POLARR, con funciones de sobrecorriente de fase y tierra (50/51 y 50N/51N), ubicado en la salida de 22,9 kV que va hacia la Mina Pucaraju.
- Interruptor tripolar de recierre automático (RECLOSER) marca Hawker Siddeley, modelo PMR 3, con funciones de sobrecorriente de fase y tierra (50/51 y 50N/51N), ubicado en la salida de 22,9 kV que va hacia la Mina Magistral.
- Fusibles de expulsión cut-outs, tipo "K" instalados a través de las redes de 13,8 kV y 22,9 kV

3. DESCRIPCION DEL SISTEMA EN ESTUDIO

La Central Hidroeléctrica Pacarenca está formado por cuatro (04) grupos de generación movidos por sus respectivas turbinas hidráulicas, como se describe a continuación sus características eléctricas generales:

- **Generador 1 y 2 (G1 y G2)**

- | | |
|--|---------|
| ▪ Tensión nominal | 400 V |
| ▪ Potencia aparente nominal | 244 kVA |
| ▪ Factor de potencia | 0,80 |
| ▪ Frecuencia nominal | 60 Hz |
| ▪ Reactancia Síncrona longitudinal, Xd | 140 % |
| ▪ Reactancia Transitoria longitudinal, X'd | 40 % |
| ▪ Reactancia Subtransitoria longitudinal, X''d | 20 % |

- **Generador 3 y 4 (G3 y G4)**

▪ Tensión nominal	420 V
▪ Potencia aparente nominal	1000 kVA
▪ Factor de potencia	0,80
▪ Frecuencia nominal	60 Hz
▪ Reactancia Síncrona longitudinal, X_d	145 %
▪ Reactancia Transitoria longitudinal, X'_d	35 %
▪ Reactancia Subtransitoria longitudinal, X''_d	20 %

Además consta de dos (02) transformadores de potencia en el nivel de 13,8 kV y 22,9 kV, que alimentan a la localidad de Chiquian y las Minas Pucaraju y Magistral a continuación pasamos a describir sus características eléctricas generales:

- **Transformador 1 (T1)**

▪ Tensión nominal primaria	13,80 kV
▪ Tensión nominal secundaria	380 V
▪ Potencia Nominal	500 kVA
▪ Tensión de cortocircuito	5,5 %
▪ Grupo de conexión	Dyn1

- **Transformador 2 (T2)**

▪ Tensión nominal primaria	23,00 kV
▪ Tensión nominal secundaria	400 V
▪ Potencia Nominal	2500 kVA
▪ Tensión de cortocircuito	7,0 %
▪ Grupo de conexión	YNd5

El transformador (T1) alimenta a la localidad de Chiquian en el nivel de 13,8 kV, a través de una línea de transmisión de longitud 13 km y calibre de conductor 70 mm².

El transformador (T2) alimenta a las Minas Pucaraju y Magistral a través de dos (02) líneas de transmisión de longitud 29 km – AAAC – 70mm² y longitud 15 km – AAAC – 70mm² , respectivamente.

El sistema de protecciones del cual se compone el sistema eléctrico en estudio es el siguiente:

GRUPO 1:

No posee relé de protección, pero tiene un termomagnético de las siguientes características:

- Marca : Gold Star
- Modelo : ABS 603
- 600 AF
- AC 600V
- At 40°C
- 35/30 kA

I.C. (IEC 151-7)

- AC 220V 85 kA
- AC 380V 45 kA
- AC 500V 35 kA
- DC 250V 40 kA

I.C. (B.S.4752-1P-1)

- AC 240V 85 kA
- AC 415V 45 kA
- DC 250V 40 kA

GRUPO 2:

No posee relé de protección, pero tiene un termomagnético de las siguientes características:

- Marca : Merlin Gerin
- Modelo : Compact H500
- 600 V~
- 50 kA 380/415 V~
- 65 kA 220/240 V~
- 25 kA 250 V=

Ajustes:

$$\begin{aligned} I_r &= 1 \\ I_{\text{t\u00e9rmica}} &= x1 (0,9 - 1) \\ I_{\text{mag}} &= x5 (5 - 7 - 8 - 9 - 10) \end{aligned}$$

GRUPO 3 y 4:

Posee un Interruptor de Potencia con su relé de protección incorporado de las siguientes características:

- Marca : Siemens
- Modelo : 3WN6471-0HB58-3BK1-Z
- In : 1600 A
- Vn : 500 V
- I_{CS} : 65 kA

Ajustes:

- I_r : 85% x I_n
Rango: 40-45-50-55-60-65-70-75-80-85-90-95-100
- t_c : 10 s (6 x I_r)
- I_d : 3 x I_r
Rango: 1,5-2-3-4-5-6-8-10-12
- t_d (ms) : 150
Rango: 0-20-80-150-220-300-400

SALIDA A MINA PUCARAJU - 22,9 kV:

Posee un recloser con protección incorporado de las siguientes características:

- Marca : WHIPP & BOURNE
- Serie : W2-511D-058-200
- CT : 100/1 A
- Vn : 27 kV
- F : 50/60 Hz

Ajustes:

- Autoreclose : 1 shot
- Earth Fault : 1 shot
- SEF, SGF : 1 shot
- 1.- Fault Lives
- Phase : 40% → 40 A
- Earth : 10% → 10 A
- SEF : 04% → 04 A

2.- N° Trips

- Phase : 3
- Earth : 3
- SEF : 3

3.- Dead Times

1 st : 0,25
2 st : 0,75
Reclaim time : 10 s

4.- Curve Phase

1 st : A
2 st : A
3 st : C

TMS

1 st : 0,6
2 st : 0,6
3 st : 0,6

Phase inst. Trip

1 st : out
2 st : out
3 st : out

5.- Curve Earth

1 st : A
2 st : A
3 st : C

TMS

1 st : 0,6
2 st : 0,6
3 st : 0,6

SEF Trip time

1 st : 0,5
2 st : 0,5
3 st : 0,5

SALIDA A MINA MAGISTRAL - 22,9 kV:

Posee un recloser con protección incorporado de las siguientes características:

- Marca : HAWKER SIDDELEY
- Serie : B06777/20
- CT : 100/1 A
- Vn : 27 kV
- F : 50/60 Hz

Ajustes:

1.- MINIMUM TRIP

Phase	:	20%	→	20 A
Earth	:	10%	→	10 A
SEF	:	01%	→	01 A

2.- N° Trips

Phase	:	3
Earth	:	2
SEF	:	1

3.- Dead Times

1 st	:	180,00
2 st	:	180,00

4.- Curve Phase

1 st	:	1 SI
2 st	:	2 VI
3 st	:	3 EI

TMS

1 st	:	0,10
2 st	:	0,10
3 st	:	0,10

Phase inst. Trip

1 st	:	1,0
2 st	:	1,0
3 st	:	1,0

5.- Curve Earth

1 st	:	1 VI
2 st	:	2 VI

TMS

1 st	:	0,10
2 st	:	0,15

Ground inst. Trip

1 st	:	0,0
2 st	:	0,0

6.- SEF Trip time

1 st	:	0,5
------	---	-----

VER ESQUEMA No 1

Imprimir diagrama Autocad: Esquema 1.dwg

4. CRITERIOS DE PROTECCIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA Y DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 22,9 kV y 13,8 kV.

4.1 CRITERIOS BÁSICOS DE PROTECCIÓN.

El objetivo principal del sistema de Protección es proporcionar, en forma rápida, el aislamiento de un área de falla en el sistema y, de este modo, poder mantener en funcionamiento la mayor parte del sistema de energía restante. Dentro de este contexto existen seis requerimientos básicos para la aplicación del relé 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.

El término "protección" no implica que el equipo de protección puede prevenir fallas o deficiencia de los equipos. Los relés de protección sólo se ponen en funcionamiento después que haya ocurrido una condición insostenible. Sin embargo, su función es minimizar los daños a equipos fallados, reducir el tiempo y costo de interrupción así como el de reparación y problemas afines que pudieran ocurrir.

La protección del sistema y de los equipos es muy importante, en vista que una falla en ella puede dejar sin suministro un área entera. Además de poner en riesgo la estabilidad del sistema de potencia. Afortunadamente, los diseñadores de equipos de subestaciones han tomado muy en serio este tipo de fallas, por lo que una falla está considerada

estadísticamente como una situación bastante improbable.

Esta protección debe tener como característica principal la estabilidad y rapidez por tener las potencias de cortocircuito, la posibilidad de alcanzar valores de decenas de MVA, incluso para fallas monofásicas.

En estas condiciones, las posibilidades de actuaciones incorrectas por el fenómeno de saturación de los transformadores de medida aumentan considerablemente, además de añadirse la aparición de componente asimétrica, que puede ser muy importante ya que en estas redes se obtienen cocientes X/R elevados.

4.2.- CRITERIOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS ENTRE FASES Y TIERRA (50/51) Y (50N/51N).

Protección de Sobrecorriente: 50/51, 50N/51N.

La coordinación entre los diversos elementos de protección de sobrecorriente se ha realizado mediante la definición de sus ajustes, tanto de corriente como de tiempo, de modo tal que se obtenga la mejor selectividad posible. Para los ajustes mencionados, se siguió la siguiente metodología:

- a) Todos los ajustes se han verificado, para dos condiciones extremas, que corresponde a las corrientes de falla máxima y mínima posible. Como una corriente de falla máxima para los ajustes de los dispositivos de protección de fallas entre fases, se consideró el suceso de un cortocircuito trifásico en la condición de máxima generación del sistema. Los ajustes de estos dispositivos de protección de fallas entre fases han sido además verificados para que no operen con la corriente de carga de los equipos y circuitos que protegen.
- b) Para el caso de fallas a tierra se han simulado fallas en diferentes puntos de la red en estudio. Para fallas en zonas relativamente alejadas del punto de ubicación del Relé de Protección las corrientes toman valores relativamente pequeños. En los casos mas

críticos estos valores de corrientes de falla a tierra son sensiblemente menores a las corrientes de carga. Por lo expuesto se ha tomado como criterio de ajuste para este tipo particular de fallas el escoger valores de arranque menores que las corrientes de carga.

- c) Para el ajuste de sobrecorriente de fases y tierra se han escogido la curva de tiempo inverso (Extremely Inverse EI) de operación en los alimentadores de 22,9kV esto debido a que tienen que coordinar con fusibles cut-out.
- d) El intervalo de tiempo de coordinación entre dispositivos de protección es aproximadamente de 200ms a 400ms, determinado principalmente por el tiempo de actuación del relé más interruptor, con un margen de seguridad para compensar los errores que pudieran haber en los valores estimados de corriente de falla, tiempo de operación de los relés y errores en los transformadores de corriente.

5. ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO

5.1 ANALISIS DE FLUJO DE POTENCIA

5.1.1 Introducción

El sistema de distribución primaria en 22,9 kV y 13,8 kV del P.S.E. Pacarenca viene siendo alimentada desde la Central Hidroeléctrica Pacarenca 22,9 kV/13,8 kV/0,4 kV. El presente análisis de flujo de potencia, comprende la evaluación del comportamiento en estado estacionario del sistema de generación y red de distribución primaria 22,9 kV y 13,8 kV del P.S.E. Pacarenca – Chiquian. Para la evaluación del comportamiento de la red en estudio, se ha realizado simulaciones de flujo de potencia para los escenarios de máxima demanda y mínima demanda.

La operación de la red en estudio para el escenario de máximo demanda ha sido considerado de la siguiente manera:

- La Central Hidroeléctrica Pacarenca opera con cuatro (04) unidades de generación.
- La máxima demanda de las cargas asociadas al P.S.E. Pacarenca – Chiquian se resumen en el Cuadro N° 1 :

CUADRO N° 01

Carga	Máxima Demanda (kW)	Factor de Potencia
Mina Pucaraju	780	0,85
Mina Magistral	580	0,85
P.S.E. Chiquian	150	0.95

La operación de la red en estudio para el escenario de máximo demanda ha sido considerado de la siguiente manera:

- La C.H. Pacarenca opera con dos (02) unidades.
- La máxima demanda de las cargas asociadas al P.S.E. Pacarenca – Chiquian se resumen en el Cuadro N° 2 :

CUADRO N° 02

Carga	Máxima Demanda (kW)	Factor de Potencia
Mina Pucaraju	550	0,85
Mina Magistral	420	0,85
P.S.E. Chiquian	80	0.95

5.1.2 Metodología

Las simulaciones de flujo de potencia permiten observar el comportamiento del sistema en estado estacionario determinándose los niveles de tensión en barras, la distribución de los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas y transformadores de potencia. En el Anexo N° 1, se adjunta los datos utilizados del área en estudio.

Para evaluar los resultados de los flujos de potencia, se ha considerado como criterio de calidad y confiabilidad a la capacidad del sistema para satisfacer las siguientes condiciones:

- Niveles de tensiones admisibles en barras : $\pm 5\% V_n$
- Cargas de líneas y transformadores
Líneas de distribución: 100% de su potencia nominal.
Transformadores de potencia: 100% de su potencia nominal.
- Las cargas con el modelo de potencia constante, han sido concentradas en las salidas 0,46 kV de las subestaciones Pucaraju y Magistral, para el caso del P.S.E. Chiquian se ha concentrado en la subestación de llegada 13,8 kV ubicada a 13 km (longitud de línea) de la Central Hidroeléctrica Pacarenca.

5.1.3 Resultados

Los flujos de potencia con desconexión de líneas han sido simulados con el fin de evaluar el perfil de tensiones y los niveles de sobrecarga en los grupos de generación, transformadores de potencia y líneas de distribución primaria 22,9 kV y 13,8 kV que salen de la Central Hidroeléctrica Pacarenca.

a) Máxima Demanda

Para esta simulación se ha considerado que los cuatro (04) grupos de generación de la Central Hidroeléctrica Pacarenca están en servicio. La presente simulación se ha realizado para evaluar el perfil de tensiones en la Central Hidroeléctrica Pacarenca y en las subestaciones Pucaraju y Magistral así como el nivel de sobrecarga en las líneas de distribución primaria.

Los resultados presentados en el Anexo N° 2 (Caso N° 01) muestran que no se presenta sobrecarga en las líneas de distribución primaria y los niveles de tensión en las barras 22,9 kV y 13,8 kV se encuentran dentro de los límites admisibles.

b) Mínima Demanda

Para esta simulación se ha considerado que sólo dos (02) grupos de generación de la Central Hidroeléctrica Pacarenca se encuentran en servicio. La presente simulación se ha realizado para evaluar el perfil de tensiones en la Central Hidroeléctrica Pacarenca y en las subestaciones Pucaraju y Magistral así como el nivel de sobrecarga en los generadores de la Central Hidroeléctrica Pacarenca.

Los resultados presentados en el Anexo N° 2 (Caso N° 02) muestran que no se presenta sobrecarga en las líneas de distribución primaria y los niveles de tensión en las barras 22,9 kV y 13,8 kV se encuentran dentro de los límites admisibles.

5.2 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

5.2.1 Introducción

El propósito del presente análisis de cortocircuito es determinar el comportamiento del sistema eléctrico que comprende la Central Hidroeléctrica Pacarenca y el P.S.E. Pacarenca - Chiquian, ante la ocurrencia de fallas, con el fin de determinar el ajuste de los relés de protección de las subestaciones asociadas.

5.2.2 Metodología

Para determinar las corrientes máximas y mínimas de falla en operación normal, se ha definido un escenario de máxima corriente de falla correspondiente a máxima generación (máxima demanda) y un escenario de mínima corriente de falla correspondiente a mínima generación (mínima demanda).

Debido a que el análisis de cortocircuito comprende una central de generación, en las simulaciones de cortocircuito se ha considerado el cálculo de las corrientes de falla subtransitoria para el escenario de máxima demanda con resistencia de falla igual a cero ohmios con el fin de verificar la capacidad de interrupción de los interruptores de potencia

En base a criterios previamente indicados, para las simulaciones de falla trifásica, bifásica y monofásica a tierra, se ha definido una red de análisis que incluye el sistema de generación y sistema de distribución primaria del P.S.E. Pacarenca - Chiquian.

5.2.2.1 Corrientes de falla trifásica

Se ha calculado las corrientes de falla trifásica en barras 22,9 kV, 13,8 kV, 0,40 kV y 0,46 kV de la red en estudio, para determinar la máxima corriente de falla (en el escenario de máxima demanda) se ha considerado que la resistencia de falla es igual a $R_f=0$ ohm, para el caso de la mínima corriente de falla (en el escenario de mínima demanda) se ha

considerado que la resistencia de falla es igual a $R_f = 20 \text{ ohm}$.

5.2.2.2 Corrientes de falla monofásica

Al igual que en el caso de fallas trifásicas, para determinar la máxima corriente de falla monofásica se ha considerado que la resistencia de falla es igual a $R_f = 0 \text{ ohm}$, y para la mínima corriente de falla se ha considerado que la resistencia de falla es igual a $R_f = 40 \text{ ohm}$.

5.2.3 Resultados

Los resultados de las simulaciones se muestran en forma gráfica en el Anexo N° 03 para ver las corrientes de falla en barras y sus contribuciones de corrientes a través de líneas y transformadores, además en forma tabulada se presentan las corrientes de falla totales en cada una de las barras de la red en Estudio.

Las simulaciones presentadas en el Anexo N° 03 corresponden a los siguientes casos:

- **Anexo N° 3.1: Cortocircuito para Máxima Demanda**
Caso N° 01: Falla Trifásica para Máxima Demanda
Caso N° 02: Falla Bifásica para Máxima Demanda
Caso N° 03: Falla Monofásica para Máxima Demanda
- **Anexo N° 3.2: Cortocircuito para Mínima Demanda**
Caso N° 01: Falla Trifásica para Mínima Demanda
Caso N° 02: Falla Bifásica para Mínima Demanda
Caso N° 03: Falla Monofásica para Mínima Demanda
- **Anexo N° 3.3: Simulaciones de Cortocircuito Subtransitorio**

5.3 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

- En las simulaciones de flujo de potencia presentadas, no se presentan sobrecargas en los generadores, transformadores de potencia y líneas de distribución primaria.

- Debido a la significativa variación de tensión en las subestaciones Pucaraju y Magistral para los escenarios de máxima demanda y mínima demanda. Para atenuar este efecto se recomienda implementar un sistema de compensación reactiva mediante la instalación de bancos de condensadores.
- La capacidad de ruptura de los interruptores de potencia de la Central Hidroeléctrica Pacarenca se encuentran por encima de los niveles de cortocircuito subtransitorio.

6. AJUSTES Y CALIBRACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

6.1 Cálculos Justificativos para el ajuste de los relés de Protección de Sobrecorriente (50/51), de los Grupos de Generación G1 y G2.

Actualmente estos grupos de generación no poseen protección contra sobrecargas ni cortocircuitos, y se recomienda instalar relés de última generación contra sobrecorrientes.

R1 y R2:

Ubicación: GRUPO 1 y GRUPO 2
Tensión: 0,40 kV
Potencia: 244 kVA

- Cálculo del Transformador de Corriente / Lado 0,40 kV.

$$I_n = \frac{244kVA}{(\sqrt{3} \times 0,40kV)} = 352,18A$$

Por lo tanto elegimos un transformador de corriente cuyas características eléctricas son las siguientes:

$$T.C. = 400/5A$$
$$Pr_{ec} = 5P20$$

- Cálculo de ajustes.

T.C. : 400/5 A
Relé : multifunción de sobrecorriente

FASE:

Escalón de Sobrecorriente de Ajuste Inferior I>

- Corriente de Arranque:

$$I> = 1 \times I_n = 1 \times 5 = 5,00 A \quad <> \quad 400 A$$
$$I>/I_n = 1,00$$

- Característica de Operación: Tiempo Definido
 $t> = 10,00 s$

Escalón de Sobrecorriente de Ajuste Superior I>>

- Corriente de arranque de escalón superior:

$$I_{>>} = 18 \times 400 = 7200,00 \text{ A}$$

$$I_{>>} / I_n = 18,00$$

- Tiempo de operación del escalón superior: $t_{>>}$

$$t_{>>} = \text{inst.}$$

6.2 Cálculos Justificativos para el ajuste de los relés de Protección de Sobrecorriente (50/51), de los Grupos de Generación G3 y G4

R3 y R4

Ubicación :	GRUPO 3 y GRUPO 4
Tensión :	0,40 kV
Potencia :	1000 kVA
Relé :	3WN6 (SIEMENS)
I_n :	1600 A

- Cálculo de ajuste

FASE:

Escalón de Reacción de sobrecarga I_r

- Corriente de Arranque:

$$I_r = 90\% \times I_n = 90\% \times 1600 = 1440,00 \text{ A}$$

$$I_r / I_n = 90\%$$

Curva propia del fabricante

Escalón de Reacción de cortocircuito I_d

- Corriente de arranque:

$$I_d = 5,0 \times I_r = 5,0 \times 1440,00 \text{ A} = 7200,00 \text{ A}$$

$$I_d / I_r = 5,0$$

- Tiempo de operación : t_d

$$t_d = 150 \text{ ms.}$$

6.3 Cálculos Justificativos para el ajuste de los Reclosers de Sobrecorriente (50/51 y 50N/51N), de las líneas de transmisión en 22,9 kV

RC1 y RC2

Alimentador : Hacia Mina Pucaraju y Magistral
Tensión : 22,9 kV
Recloser : WHIPP & BOURNE y HAWKER SIDDELEY
T.C. : 100/1 A

- Cálculo de ajuste

FASE (CURVA RÁPIDA):

Escalón de Sobrecorriente de Ajuste Inferior I>

- Corriente de Arranque:

$$I> = 0,40 \times I_n = 0,40 \times 1 = 0,40 \text{ A} \quad <> \quad 40,00 \text{ A}$$

$$I>/I_n = 0,40$$

- Característica de Operación: Standard Inverse Curve
Dial de Operación
TMS = 0,10.
 $I_{FALLA} = 95,0 \text{ A}.$

Cálculos:

$$t_{op} = k \cdot \frac{0,14}{(M^{0,02} - 1)}$$

$$M = 95 / 40 = 2,375$$

$$t_{op} = 0,80s$$

Escalón de Sobrecorriente de Ajuste Superior I>>

- Corriente de arranque:

$$I>> = 0,95 \times I_n = 0,95 \times 1,0 \text{ A} = 0,95 \text{ A} \quad <> \quad 95,0 \text{ A}$$

$$I>>/I_n = 0,95$$

- Tiempo de operación : t>>

$$t>> = \text{inst.}$$

FASE (CURVA LENTA):

Escalón de Sobrecorriente de Ajuste Inferior I>

- Corriente de Arranque:

$$I_{>} = 0,405 \times I_n = 0,40 \times 1 = 0,40 \text{ A} \quad \langle \rangle \quad 40,00 \text{ A}$$

$$I_{>}/I_n = 0,40$$

- Característica de Operación: Very Inverse Curve
Dial de Operación

$$TMS = 0,20.$$

$$I_{FALLA} = 95,0 \text{ A.}$$

Cálculos:

$$t_{op} = k \cdot \frac{13,50}{(M^1 - 1)}$$

$$M = 95 / 40 = 2,375$$

$$t_{op} = 1,96s$$

Escalón de Sobrecorriente de Ajuste Superior I>>

- Corriente de arranque:

$$I_{>>} = 0,95 \times I_n = 0,95 \times 1,0 \text{ A} = 0,95 \text{ A} \quad \langle \rangle \quad 95,0 \text{ A}$$

$$I_{>>}/I_n = 0,95$$

- Tiempo de operación : t>>

$$t_{>>} = \text{inst.}$$

TIERRA (CURVA RÁPIDA):

Escalón de Sobrecorriente de Ajuste Inferior Io>

- Corriente de Arranque:

$$I_{o>} = 0,10 \times I_n = 0,10 \times 1,0 \text{ A} = 0,10 \text{ A} \quad \langle \rangle \quad 10,0 \text{ A}$$

$$I_{o>}/I_n = 0,10$$

- Característica de Operación: Standard Inverse Curve
Dial de Operación

$$TMS = 0,20.$$

$$I_{FALLA} = 95 \text{ A.}$$

Cálculos:

$$t_{op} = k \cdot \frac{0,14}{(M^{0,02} - 1)}$$

$$M = 95 / 10 = 9,50$$

$$t_{op} = 0,61 \text{ s}$$

Escalón de Sobrecorriente de Ajuste Superior $I_{o>>}$

- Corriente de arranque:

$$I_{o>>} = 0,95 \times I_n = 0,95 \times 1,0 \text{ A} = 0,95 \text{ A} \quad <> \quad 95,0 \text{ A}$$
$$I_{o>>} / I_n = 0,95$$

- Tiempo de operación : $t_{o>>}$

$$t_{o>>} = \text{inst.}$$

TIERRA (CURVA LENTA):

Escalón de Sobrecorriente de Ajuste Inferior $I_{o>}$

- Corriente de Arranque:

$$I_{o>} = 0,10 \times I_n = 0,10 \times 1,0 \text{ A} = 0,10 \text{ A} \quad <> \quad 10,0 \text{ A}$$
$$I_{o>} / I_n = 0,10$$

- Característica de Operación: Very Inverse Curve
Dial de Operación

$$TMS = 0,80.$$

$$I_{FALLA} = 95 \text{ A.}$$

Cálculos:

$$t_{op} = k \cdot \frac{13,50}{(M^1 - 1)}$$

$$M = 95 / 10 = 9,50$$

$$t_{op} = 1,27 \text{ s}$$

Escalón de Sobrecorriente de Ajuste Superior $I_{o>>}$

- Corriente de arranque:

$$I_{o>>} = 0,95 \times I_n = 0,95 \times 1,0 \text{ A} = 0,95 \text{ A} \quad <> \quad 95,0 \text{ A}$$
$$I_{o>>} / I_n = 0,95$$

- Tiempo de operación : $t_{o>>}$

$$t_{o>>} = \text{inst.}$$

6.4 Cálculos Justificativos para la elección del amperaje apropiado de los cut-outs, ubicados en las líneas de transmisión de 22,9 kV y 13,8 kV, y en los transformadores de la Mina Pucaraju y Magistral.

$$F1=F2=F3=F4$$

Alimentador : Ambos extremos de las líneas Hacia Mina Pucaraju y Magistral

Tensión : 22,9 kV

- Cálculo de ajuste

Considerando que en cada alimentador va a fluir como máximo 1000 kVA.

$$I_n = \frac{1000kVA}{(\sqrt{3} \times 22,9kV)} = 25,21A$$

Entonces elegimos un fusible de 25 A

$$F1 = F2 = F3 = F4 = 25K$$

F5

Alimentador : Transformador de 500 kVA - Mina Magistral

Tensión : 22,9 kV

- Cálculo de ajuste

$$I_n = \frac{500kVA}{(\sqrt{3} \times 22,9kV)} = 12,6A$$

Entonces elegimos un fusible de 10 A

$$F5 = 10K$$

F6=F7

Alimentador : Transformador de 250 kVA - Mina
Magistral
Tensión : 22,9 kV

- Cálculo de ajuste

$$I_n = \frac{250kVA}{(\sqrt{3} \times 22,9kV)} = 6,30A$$

Entonces elegimos un fusible de 8 A

$$F6 = F7 = 8K$$

F8

Alimentador : Hacia P.S.E. Chuiquian
Tensión : 13,8 kV

- Cálculo de ajuste

Considerando una carga de 300 kVA

$$I_n = \frac{300kVA}{(\sqrt{3} \times 13,8kV)} = 12,55A$$

Entonces elegimos un fusible de 10 A

$$F8 = 10K$$

6.5 Curvas de Coordinación.

FIGURA 01 : Fallas entre Fases.
Curva de los Grupos: G1, G2, G3, G4 y
Alimentadores en 22,9 kV

FIGURA 02 : Fallas entre Fases.
Curva de los Grupos: G1, G2, G3, G4 y
Alimentador en 13,8 kV

FIGURA 03 : Fallas a Tierra.
Curva de los Grupos: G1, G2, G3, G4 y
Alimentadores en 22,9 kV

Imprimir curvas de coordinación archivos

Figura 1.xls

Figura 2.xls

Figura 3.xls

7. PLANILLAS DE AJUSTE DE RELÉS.

7.1 Central Hidroeléctrica G1, G2, G3 y G4.

7.2 Alimentadores en 22,9 kV - RECLOSERS.

7.3 Fusibles en 22,9 kV y 13,8 kV.

7.1 Central Hidroeléctrica G1, G2, G3 y G4 / R1, R2, R3 y R4.

RELÉ DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE "GRUPO 1"

UBICACIÓN: GRUPO 1
TENSIÓN: 400 V
T.C.: 400/5 A

Parám.	Descripción	Rango	Pasos	Ajuste Actual	Ajuste Propuesto
I>	Umbral 1,de Arranque	0,1 hasta 25 In	0,01	---	1,0xIn
Curva (I>)	Tipo de temporización	D.T., SI, VI, EI	---	---	D.T.
tI>	Tiempo de retardo	0 hasta 150 s	0,01	---	10 s
I>>	Umbral 2,de Cortocircuito	0,5 hasta 40 In	0,05	---	18,0xIn
tI>>	Tiempo de retardo	0 hasta 150 s	0,01	---	0,01 s
I>>>	Umbral 3,de Cortocircuito	0,5 hasta 40 In	0,05	---	Desact.

RELÉ DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE "GRUPO 2"

UBICACIÓN: GRUPO 2
TENSIÓN: 400 V
T.C.: 400/5 A

Parám.	Descripción	Rango	Pasos	Ajuste Actual	Ajuste Propuesto
I>	Umbral 1,de Arranque	0,1 hasta 25 In	0,01	---	1,0xIn
Curva (I>)	Tipo de temporización	D.T., SI, VI, EI	---	---	D.T.
tI>	Tiempo de retardo	0 hasta 150 s	0,01	---	10 s
I>>	Umbral 2,de Cortocircuito	0,5 hasta 40 In	0,05	---	18,0xIn
tI>>	Tiempo de retardo	0 hasta 150 s	0,01	---	0,01 s
I>>>	Umbral 3,de Cortocircuito	0,5 hasta 40 In	0,05	---	Desact.

RELÉ DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE "GRUPO 3"

TIPO: 3WN6G471-0HB58-3BK1-Z

UBICACIÓN: GRUPO 3 TENSIÓN: 400 V

Parám.	Descripción	Rango	Pasos	Ajuste Actual	Ajuste Propuesto
I _r	Valor de reacción de sobrecarga	40% hasta 100%	5%	85%	90%
I _d	Valor de reacción de cortocircuito	1,5 hasta 12xI _r	0,5	3xI _r	5xI _r
t _d	Tiempo de retardo cortocircuito	0 hasta 400 ms	50 ms	150 ms	150 ms
T _c	Grado de inercia	---	---	10 s	10 s
I _c	Grado de inercia	---	---	6xI _r	6xI _r

RELÉ DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE "GRUPO 4"

TIPO: 3WN6G471-0HB58-3BK1-Z

UBICACIÓN: GRUPO 4 TENSIÓN: 400 V

Parám.	Descripción	Rango	Pasos	Ajuste Actual	Ajuste Propuesto
I _r	Valor de reacción de sobrecarga	40% hasta 100%	5%	85%	90%
I _d	Valor de reacción de cortocircuito	1,5 hasta 12xI _r	0,5	3xI _r	5xI _r
t _d	Tiempo de retardo cortocircuito	0 hasta 400 ms	50 ms	150 ms	150 ms
T _c	Grado de inercia	---	---	10 s	10 s
I _c	Grado de inercia	---	---	6xI _r	6xI _r

7.2 Alimentadores en 22,9 kV - RECLOSERS / RC1 y RC2.

RECLOSER WHIPP & BOURNE

ALIMENTADOR: MINA PUCARAJU

TENSIÓN: 22,9 kV

SYSTEM SETTINGS					
Number of Trips		Dead Time (s)	Secs	Reclaim Time (Secs)	5 (s)
Phase Sequence	3	1st	5.00	CT Radio	100 : 1
Earth Sequence	3	2nd	2.00	Seq Coordination	OUT
S.E.F. sequence	2	3rd	2.00	Cold Load Pickup	OUT

PHASE SETTINGS				
Trip Number	1st	2nd	3rd	4th
Prot. Curve	SI	SI	VI	---
Time Multiplier	0.10	0.10	0.20	---
Added Delay (Secs)	0.00	0.00	0.00	---
M.R.T. (Secs)	0.00	0.00	0.00	---
Inst Trip	1,0	1,0	1,0	---
Trip Delay	1.0	OUT	OUT	---

EARTH SETTINGS				
Trip Number	1st	2nd	3rd	4th
Prot. Curve	SI	SI	VI	---
Time Multiplier	0.20	0.20	0.80	---
Added Delay (Secs)	0.00	0.00	0.00	---
M.R.T. (Secs)	0.10	0.10	0.10	---
Inst Trip	1,0	1,0	1,0	---
Inst Delay (Secs)	INST	INST	INST	---
S.E.F. Trip Time	0.8	0.5	---	---

HIGH I LOCKOUT	Phase	Earth
Active Trip No	4	OUT
Mult Min Trip	6	OUT
Added Delay (Secs)	0	OUT

ONE - SHOT	Phase	Earth
Prot Curve	SI	SI
Time Mult.	0.1	0.2
Inst. Trip	1,0	1,0
Inst. Delay (Secs)	INST	INST

COLD LOAD PICKUP	Phase	Earth
Prot. Curve	EI	EI
Time Mult.	0.05	0.06
Inst. Trip	OUT	OUT
Inst. Delay (Secs)	OUT	OUT

DIL SWITCH SETTINGS		OFF	ON
R PHASE % $I_{SET} = (S + 0.2) \times I_{CT}$	0.2		X
	0.4	X	
	0.8	X	
	1.6	X	
Y PHASE % $I_{SET} = (S + 0.2) \times I_{CT}$	0.2		X
	0.4	X	
	0.8	X	
	1.6	X	
B PHASE % $I_{SET} = (S + 0.2) \times I_{CT}$	0.2		X
	0.4	X	
	0.8	X	
	1.6	X	
E/G % $I_{SET} = (S + 0.1) \times I_{CT}$	0.1	X	
	0.2	X	
	0.4	X	
	0.8	X	
S.E.F. % $I_{SET} = (S + 0.01) \times I_{CT}$	0.01	X	
	0.02	X	
	0.04		X
	0.08	X	

RECLOSER MICROTRIP 2E (PMR3)

ALIMENTADOR: MINA MAGISTRAL

TENSIÓN: 22,9 kV

VARIOS	
(1) TRIPS TO LOCKOUT <Disparos para el Bloqueo>	
PHASE	3
GROUND	3
SGF	2
(2) DEAD TIMES <Tiempos Muertos>	
1 ST	5,00 s
2 ND	2,00 s
(3) RECLAIM TIME <Tiempo de Alerta>	
RT	5,0 s
(4) SEQ. COORDINATION - COLD LOAD PICKUP <Coordinación de secuencia y conexión de carga fría>	
SEQ. COORDINATION	OUT
COLD LOAD PICKUP	OUT
(5) CT RATIOS <Relac. Trafo de intensidad>	
CT	100:1
(6) MINIMUM TRIP % <Ajustes mínimos del disparo>	
PHASE	40%
GROUND	10%
GF	5%

PROTECCIÓN DE FASES	
(7) PHASE CURVE <Curva de fondo>	
1	SI
2	SI
3	VI
(8) PHASE CURVE TIME MULTIPLIER. <Multiplicador de tiempos de la curva>	
1	0.10
2	0.10
3	0.20
(9) PHASE CURVE ADD DELAY <Curva de retardo adicional>	
1	0.00
2	0.00

3	0.00
(10) PHASE CURVE MRT<Curva del tiempo de respuesta mínimo>	
1	0.00
2	0.00
3	0.00
(11) PHASE INST TRIP <Curva de característica instantánea>	
1	1.00
2	1.00
3	1.00
(12) PHASE INST TRIP ADD DELAY <Curva de retardo adicional instantáneo>	
1	1.00
2	0.00
3	0.00

PROTECCIÓN DE TIERRA	
(13) GRAUND CURVE <Curva de fondo>	
1	SI
2	SI
3	VI
(14) GROUND CURVE TIME MULTIPLIER. <Multiplicador de tiempos de la curva>	
1	0.20
2	0.20
3	0.80
(15) GROUND CURVE ADD DELAY <Curva de retardo adicional>	
1	0.00
2	0.00
3	0.00
(16) GROUND CURVE MRT<Curva del tiempo de respuesta mínimo>	
1	0.10
2	0.10
3	0.10
(17) GROUND INST TRIP <Curva de característica instantánea>	
1	1.00
2	1.00
3	1.00

(18) GROUND INST TRIP ADD DELAY <Curva de retardo adicional instantáneo>	
1	0.00
2	0.00
3	0.00
FALTA SENSIBLE A TIERRA	
(19) SEF DEF TIME <Retardo definido>	
1	0.80
2	0.50

BLOQUEO POR ALTA INTENSIDAD	
(20) HIGH "I" LOCKOUT ACTIVE TRIP N° <Número de disparos activados>	
PHASE	1
GROUND	1
(21) HIGH "I" LOCKOUT MULT MIN TRIP <Nivel de bloqueo por alta intensidad>	
PHASE	10
GROUND	10
(22) HIGH "I" LOCKOUT ADDITIONAL DELAY <Retardo adicional del bloqueo por alta intensidad>	
PHASE	0,3 s
GROUND	0,3 s
PROTECCIÓN NO AUTOMÁTICA	
(23) NON AUTO CURVE <Curva de fondo>	
PHASE	SI
GROUND	SI
(24) NON AUTO TIME MULTIPLIERS <Multiplicadores de tiempo>	
PHASE	0.10
GROUND	0.20
(25) NON AUTO INST TRIP <Nivel de la característica instantánea>	
PHASE	1.0
GROUND	1.0
(26) NON AUTO INST ADD DELAY <Retardo adicional instantáneo>	
PHASE	0.00
GROUND	0.00

CONEXIÓN DE CARGA FRÍA	
(27) COLD LOAD PICKUP CURVE <Curva de fondo>	
PHASE	VI
GROUND	VI
(28) COLD LOAD PICKUP TIME MULTIPLIERS <Multiplicadores de tiempo>	
PHASE	2.00
GROUND	2.00
(29) COLD LOAD PICKUP INST TRIP <Nivel de la característica instantánea>	
PHASE	15
GROUND	15
(30) COLD LOAD PICKUP INST ADD DELAY <Retardo adicional instantáneo>	
PHASE	0.00
GROUND	0.00

PROTECCIÓN DE ESQUEMA EN BUCLE	
(31) LOOP SCHEME <Tipo de esquema en bucle>	
LOOP SCHEME	ENLACE
(32) ALT MIN TRIP % <Ajustes mínimos del disparo alternativo>	
PHASE	40%
GROUND	10%
SGF	5%
(33) LOOPS NON AUTO CURVE <Curva de fondo>	
PHASE	VI
GROUND	VI
(34) LOOPS NON AUTO TIME MULTIPLIERS <Multiplicadores de tiempo>	
PHASE	0.20
GROUND	0.20
(35) LOOPS NON AUTO INST TRIP <Nivel de la característica instantánea>	
PHASE	15
GROUND	15
(36) LOOPS NON AUTO INST ADD DELAY <Retardo adicional instantáneo>	
PHASE	0.00
GROUND	0.00

7.3 Fusibles en 22,9 kV y 13,8 kV / F1, F2,.....,F8.

IDENT.	UBICACIÓN	TIPO	TENSIÓN	AMPERAJE
F1	Salida hacia Mina Pucaraju	K	22,9 kV	25 A
F2	Salida hacia Mina Magistral	K	22,9 kV	25 A
F3	Llegada a Mina Pucaraju	K	22,9 kV	25 A
F4	Llegada a Mina Magistral	K	22,9 kV	25 A
F5	Transformador 500 kVA - Mina Magistral	K	22,9 kV	10 A
F6	Transformador 250 kVA - Mina Magistral	K	22,9 kV	8 A
F7	Transformador 250 kVA - Mina Magistral	K	22,9 kV	8 A
F8	Salida hacia P.S.E. Chiquian	K	13,8 kV	10 A

8. RECOMENDACIONES

- ✓ Durante el desarrollo del Estudio de Coordinación de la Protección, y tomando en consideración de la data recopilada "in situ", es importante instalar un sistema de protección contra sobrecargas y cortocircuitos en los Grupos G1 y G2.
- ✓ Se recomienda instalar un relé multifunción de sobrecorriente de última generación, para cada generador (G1 y G2)
- ✓ A la vez instalar un juego de transformadores de corriente de relación de transformación 400/5 A y precisión 5P20 (G1 y G2)

ANEXOS

ANEXO N° 01

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA RED EN ESTUDIO

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS GRUPOS DE GENERACIÓN

Generador	Tensión (kV)	Snom (kVA)	cos Φ	(RPM)	Ra (pu)	Xd (pu)	X''d(pu)	X'd(p.u.)	Conexión
ATELIER G1	0,40	244	0,8	1200	0,500	140	20	40	Y
ATELIER G2	0,40	244	0,8	1200	0,500	140	20	40	Y
SULZER G3	0,42	1000	0,8	900	0,79365	291,6	15,28	28,7	Y
SULZER G4	0,42	1000	0,8	900	0,79365	291,6	15,28	28,7	Y

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Trafo	Snom (kVA)	Vnom_P (kV)	Vnom_S (kV)	Grupo Conx	Vcc (%)	Cap. (kVA)	Tap_Pasos (%)
T1MAGISTRAL	500	22,9	0,46	Dyn11	3.66	500	$\pm 2 \times 2.5$
T1PACAREN	500	13,8	0,38	Dy1	5.04	500	$\pm 2 \times 2.5$
T1PUCARRA	1250	22,9	0,46	Yd5	5.20	1250	$\pm 2 \times 2.5$
T2MAGISTRAL	250	22,9	0,46	Yy0	4.18	250	$\pm 2 \times 2.5$
T2PACAREN	2500	23,0	0,40	Ynd5	6.00	2500	$\pm 2 \times 2.5$
T3MAGISTRAL	250	22,9	0,46	Yy0	3.91	250	$\pm 1 \times 5$

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

UBICACIÓN	Abrev.	Tens. kV	Tipo	Secc.	Long	Cap.	R(+)	X(+)	R(0)	X(0)	B(+)	B(0)
				mm2	Km	Amp	Ω/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	uS/km	uS/km
PACARENCA - CHIQUIAN	LINEA1	13,8	Cu	70	13	250	0.35	0.43	0.42	1.32	3.89	2.00
PACARENCA - PUCARAJU	LINEA2	22.9	AAAC	70	29	250	0.4	0.45	0.48	1.94	3.84	2.21
PACARENCA - MAGISTRAL	LINEA3	22.9	AAAC	70	15	250	0.4	0.45	0.48	1.94	3.84	2.21



ANEXO N° 02

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE FLUJO DE POTENCIA

CASO N° 01: MÁXIMA DEMANDA

FLUJO DE POTENCIA EN GRUPOS DE GENERACION

Generador	Barra	kV	Pgen MW	Qgen MVAR
SULZER G4	04CHPACA1	0,40	0,58	0,36
SULZER G3	04CHPACA1	0,40	0,58	0,36
ATELIER G1	04CHPACA21	0,40	0,20	0,13
ATELIER G2	04CHPACA22	0,40	0,20	0,13

FLUJO DE POTENCIA EN LINEAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Linea	Barra Envio	Barra Recep	KV base	P Env.	Q Env.	P Rec.	Q Rec.	Amp	Amp %
LINEA 1	13CHPACA	13SECHIQUI	13,80	0,15	0,04	0,15	0,05	6,63	2,65
LINEA 2	23CHPACA	23SEPUCA	22,90	0,80	0,48	0,78	0,52	24,10	9,64
LINEA 3	23CHPACA	23SEMAGIS	22,90	0,59	0,35	0,58	0,38	17,49	7,00

PERFIL DE TENSIONES EN BARRAS 22,9 kV, 13,8 kV, 0,46 kV y 0,40 kV

Barra	kV base	kV	Vpu	Ang
04CHPACA1	0,40	0,40	1,01	0,00
04CHPACA21	0,40	0,40	0,99	-0,31
04CHPACA22	0,40	0,40	0,99	-0,31
04CHPACA3	0,40	0,39	0,98	-0,53
04SEMAGIS1	0,46	0,45	0,99	-3,81
04SEMAGIS2	0,46	0,45	0,98	-4,51
04SEMAGIS3	0,46	0,45	0,98	-4,12
04SEPUCA	0,46	0,45	0,98	-4,94
13CHPACA	13,80	13,82	1,00	-1,35
13SECHIQUI	13,80	13,76	1,00	-1,55
23CHPACA	22,90	23,13	1,01	-2,56
23SEMAGIS	22,90	22,87	1,00	-2,75
23SEPUCA	22,90	22,44	0,98	-3,06



Imprimir diagrama Autocad: FP_max.dwg

CASO N° 02 : MÍNIMA DEMANDA

FLUJO DE POTENCIA EN GRUPOS DE GENERACION

Generador	Barra	kV	Pgen	Qgen
SULZER G3	04CHPACA1	0.40	0.88	0.48
ATELIER G1	04CHPACA21	0.40	0.20	0.13

FLUJO DE POTENCIA EN LINEAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Linea	Barra Envio	Barra Recep	KV base	P Env.	Q Env.	P Rec.	Q Rec.	Amp	Amp %
LINEA 1	13CHPACA	13SECHIQUI	13,80	0,08	0,02	0,08	0,03	3,49	1,40
LINEA 2	23CHPACA	23SEPUCA	22,90	0,56	0,31	0,55	0,36	16,44	6,57
LINEA 3	23CHPACA	23SEMAGIS	22,90	0,42	0,24	0,42	0,27	12,36	4,95

PERFIL DE TENSIONES EN BARRAS 22,9 kV, 13,8 kV, 0,46 kV y 0,40 kV

Barra	KVbase	kV	Vpu	Ang
04CHPACA1	0.40	0.40	1.01	0.00
04CHPACA21	0.40	0.40	0.99	-0.22
04CHPACA22	0.40	0.40	0.99	-0.44
04CHPACA3	0.40	0.40	0.99	-0.44
04SEMAGIS1	0.46	0.46	1.01	-2.80
04SEMAGIS2	0.46	0.46	1.01	-3.11
04SEMAGIS3	0.46	0.46	1.01	-2.86
04SEPUCA	0.46	0.47	1.02	-3.45
13CHPACA	13.80	13.95	1.01	-0.87
13SECHIQUI	13.80	13.92	1.01	-0.98
23CHPACA	22.90	23.49	1.03	-1.85
23SEMAGIS	22.90	23.31	1.02	-1.98
23SEPUCA	22.90	23.03	1.01	-2.21



Imprimir diagrama Autocad: FP_min.dwg

ANEXO N° 03

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITO

ANEXO N° 3.1

SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITO PARA MÁXIMA DEMANDA

Caso N° 01: FALLA TRIFÁSICA PARA MÁXIMA DEMANDA

NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS 22,9 kV, 13,8 kV,
0,46 kV y 0,40 kV

Barra	kVbase	kVpf	Rf= 0 ohm		Rf= 20 ohm	
			kA_3F	MVA_3F	kA_3F	MVA_3F
04CHPACA1	0,40	0,40	12,41	8,60	0,01	0,00
04CHPACA21	0,40	0,40	9,36	6,40	0,01	0,00
04CHPACA22	0,40	0,40	9,36	6,40	0,01	0,00
04CHPACA3	0,40	0,39	11,57	7,90	0,01	0,00
04SEMAGIS1	0,46	0,45	5,33	4,20	0,01	0,00
04SEMAGIS2	0,46	0,45	3,85	3,00	0,01	0,00
04SEMAGIS3	0,46	0,45	3,97	3,10	0,01	0,00
04SEPUCA	0,46	0,45	5,74	4,50	0,01	0,00
13CHPACA	13,80	13,82	0,19	4,50	0,16	3,80
13SECHIQUI	13,80	13,76	0,17	3,90	0,14	3,40
23CHPACA	22,90	23,14	0,16	6,60	0,15	6,00
23SEMAGIS	22,90	22,88	0,15	6,00	0,14	5,40
23SEPUCA	22,90	22,46	0,14	5,50	0,13	5,00

IMPRIMIR DIAGRAMAS:
CC_MAX_3F_A.dwg
CC_MAX_3F_B.dwg

Caso N° 02: FALLA BIFÁSICA PARA MÁXIMA DEMANDA

NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS 22,9 kV, 13,8 kV,
0,46 kV y 0,40 kV

Barra	kVbase	kVpf	Rf= 0 ohm		Rf= 20 ohm	
			kA_2F	MVA_2F	kA_2F	MVA_2F
04CHPACA1	0,40	0,40	10,95	7,60	0,02	0,00
04CHPACA21	0,40	0,40	8,30	5,70	0,02	0,00
04CHPACA22	0,40	0,40	8,30	5,70	0,02	0,00
04CHPACA3	0,40	0,39	10,24	6,90	0,02	0,00
04SEMAGIS1	0,46	0,45	4,67	3,70	0,02	0,00
04SEMAGIS2	0,46	0,45	3,36	2,60	0,02	0,00
04SEMAGIS3	0,46	0,45	3,46	2,70	0,02	0,00
04SEPUCA	0,46	0,45	5,03	3,90	0,02	0,00
13CHPACA	13,80	13,82	0,17	4,00	0,16	3,70
13SECHIQUI	13,80	13,76	0,15	3,50	0,14	3,20
23CHPACA	22,90	23,14	0,15	5,80	0,14	5,60
23SEMAGIS	22,90	22,88	0,13	5,30	0,13	5,00
23SEPUCA	22,90	22,46	0,12	4,80	0,12	4,60

IMPRIMIR DIAGRAMAS:
CC_MAX_2F_A.dwg
CC_MAX_2F_B.dwg

Caso N° 03: FALLA MONOFÁSICA PARA MÁXIMA DEMANDA

NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS 22,9 kV, 13,8 kV, 0,46 kV y 0,40 kV

Barra	kV base	kVpf	Rf= 0 ohm		Rf= 20 ohm		Rf= 40 ohm	
			kA_1F	MVA_1F	kA_1F	MVA_1F	kA_1F	MVA_1F
04CHPACA1	0,40	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04CHPACA21	0,40	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04CHPACA22	0,40	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04CHPACA3	0,40	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04SEMAGIS1	0,46	0,45	7,00	5,50	0,01	0,00	0,01	0,00
04SEMAGIS2	0,46	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04SEMAGIS3	0,46	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04SEPUCA	0,46	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13CHPACA	13,80	13,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13SECHIQUI	13,80	13,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23CHPACA	22,90	23,14	0,23	9,30	0,20	8,10	0,17	6,80
23SEMAGIS	22,90	22,88	0,18	7,30	0,17	6,50	0,14	5,70
23SEPUCA	22,90	22,46	0,15	6,00	0,14	5,40	0,12	4,80

IMPRIMIR DIAGRAMAS:
CC_MAX_1F_A.dwg
CC_MAX_1F_B.dwg
CC_MAX_1F_C.dwg

ANEXO N° 3.2

SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITO PARA MÍNIMA DEMANDA

Caso N° 01: FALLA TRIFÁSICA PARA MÍNIMA DEMANDA

NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS 22,9 kV, 13,8 kV,
0,46 kV y 0,40 Kv

Barra	kVbase	kVpf	Rf= 0 ohm		Rf= 20 ohm	
			kA_3F	MVA_3F	kA_3F	MVA_3F
04CHPACA1	0,40	0,40	6,51	4,50	0,01	0,00
04CHPACA21	0,40	0,40	5,67	3,90	0,01	0,00
04CHPACA22	0,40	0,39	5,43	3,70	0,01	0,00
04CHPACA3	0,40	0,39	6,27	4,30	0,01	0,00
04SEMAGIS1	0,46	0,46	3,66	2,90	0,01	0,00
04SEMAGIS2	0,46	0,46	2,91	2,30	0,01	0,00
04SEMAGIS3	0,46	0,46	2,98	2,40	0,01	0,00
04SEPUCA	0,46	0,47	3,81	3,10	0,01	0,00
13CHPACA	13,80	13,95	0,13	3,10	0,12	2,80
13SECHIQUI	13,80	13,92	0,12	2,80	0,11	2,50
23CHPACA	22,90	23,49	0,10	3,90	0,09	3,70
23SEMAGIS	22,90	23,31	0,09	3,70	0,09	3,50
23SEPUCA	22,90	23,03	0,09	3,50	0,08	3,30

IMPRIMIR DIAGRAMAS:
CC_MIN_3F_A.dwg
CC_MIN_3F_B.dwg

Caso N° 02: FALLA BIFÁSICA PARA MÍNIMA DEMANDA

NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS 22,9 kV, 13,8 kV,
0,46 kV y 0,40 kV

Barra	kVbase	kVpf	Rf= 0 ohm		Rf= 20 ohm	
			kA_2F	MVA_2F	kA_2F	MVA_2F
04CHPACA1	0,40	0,40	5,73	4,00	0,02	0,00
04CHPACA21	0,40	0,40	5,02	3,50	0,02	0,00
04CHPACA22	0,40	0,39	4,78	3,30	0,02	0,00
04CHPACA3	0,40	0,39	5,54	3,80	0,02	0,00
04SEMAGIS1	0,46	0,46	3,21	2,60	0,02	0,00
04SEMAGIS2	0,46	0,46	2,54	2,00	0,02	0,00
04SEMAGIS3	0,46	0,46	2,60	2,10	0,02	0,00
04SEPUCA	0,46	0,47	3,34	2,70	0,02	0,00
13CHPACA	13,80	13,95	0,11	2,70	0,11	2,60
13SECHIQUI	13,80	13,92	0,10	2,50	0,10	2,30
23CHPACA	22,90	23,49	0,08	3,40	0,08	3,30
23SEMAGIS	22,90	23,31	0,08	3,20	0,08	3,20
23SEPUCA	22,90	23,03	0,08	3,10	0,08	3,00

IMPRIMIR DIAGRAMAS:
CC_MIN_2F_A.dwg
CC_MIN_2F_B.dwg

Caso N° 03: FALLA MONOFÁSICA PARA MÁXIMA DEMANDA

NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS 22,9 kV, 13,8 kV, 0,46 kV y 0,40 kV

Barra	kVbase	kVpf	Rf= 0 ohm		Rf= 20 ohm		Rf= 40 ohm	
			kA_1F	MVA_1F	kA_1F	MVA_1F	kA_1F	MVA_1F
04CHPACA1	0,40	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04CHPACA21	0,40	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04CHPACA22	0,40	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04CHPACA3	0,40	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04SEMAGIS1	0,46	0,46	5,04	4,10	0,01	0,00	0,01	0,00
04SEMAGIS2	0,46	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04SEMAGIS3	0,46	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
04SEPUCA	0,46	0,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13CHPACA	13,80	13,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13SECHIQUI	13,80	13,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23CHPACA	22,90	23,49	0,14	5,70	0,13	5,30	0,12	4,80
23SEMAGIS	22,90	23,31	0,12	4,90	0,11	4,60	0,10	4,20
23SEPUCA	22,90	23,03	0,11	4,30	0,10	4,00	0,09	3,70

IMPRIMIR DIAGRAMAS:
CC_MIN_1F_A.dwg
CC_MIN_1F_B.dwg
CC_MIN_1F_C.dwg

ANEXO N° 3.3

SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITO SUBTRANSITORIO

Caso N° 01: FALLA TRIFÁSICA SUBTRANSITORIO

NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS 22,9 kV, 13,8 kV,
0,46 kV y 0,40 Kv

Barra	kVbase	kVpf	Rf= 0 ohm		Rf= 0 ohm		Rf= 0 ohm	
			kA_3F	MVA_3F	kA_2F	MVA_2F	kA_1F	MVA_1F
04CHPACA1	0,40	0,40	21,89	15,20	14,04	9,80	0,00	0,00
04CHPACA21	0,40	0,39	13,89	9,50	9,95	6,80	0,00	0,00
04CHPACA22	0,40	0,39	13,89	9,50	9,95	6,80	0,00	0,00
04CHPACA3	0,40	0,39	19,08	12,90	12,81	8,70	0,00	0,00
04SEMAGIS1	0,46	0,45	6,72	5,30	5,21	4,10	7,69	6,00
04SEMAGIS2	0,46	0,45	4,51	3,50	3,63	2,80	0,00	0,00
04SEMAGIS3	0,46	0,45	4,68	3,70	3,75	2,90	0,00	0,00
04SEPUCA	0,46	0,45	7,40	5,80	5,67	4,40	0,00	0,00
13CHPACA	13,80	13,82	0,24	5,90	0,19	4,50	0,00	0,00
13SECHIQUI	13,80	13,76	0,21	4,90	0,16	3,80	0,00	0,00
23CHPACA	22,90	23,13	0,25	9,80	0,17	7,00	0,27	10,90
23SEMAGIS	22,90	22,87	0,22	8,50	0,16	6,20	0,21	8,30
23SEPUCA	22,90	22,44	0,19	7,50	0,14	5,60	0,17	6,60

IMPRIMIR DIAGRAMAS:

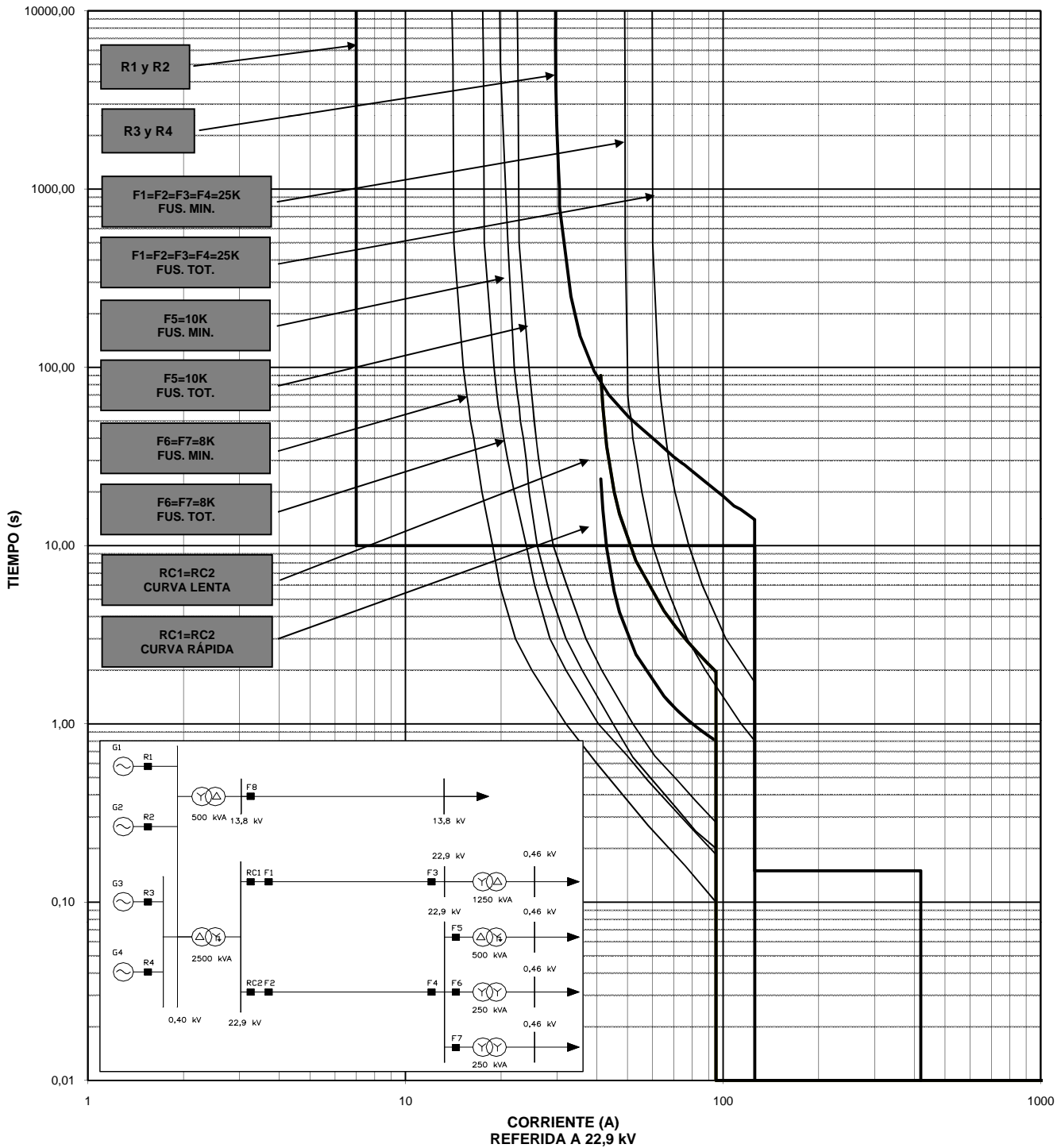
CC_STR_3F_A.dwg

CC_STR_2F_B.dwg

CC_STR_1F_B.dwg

COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLA ENTRE FASES
 CURVAS DE LOS GRUPOS: G1, G2, G3, G4 y ALIMENTADORES EN 22,9 kV

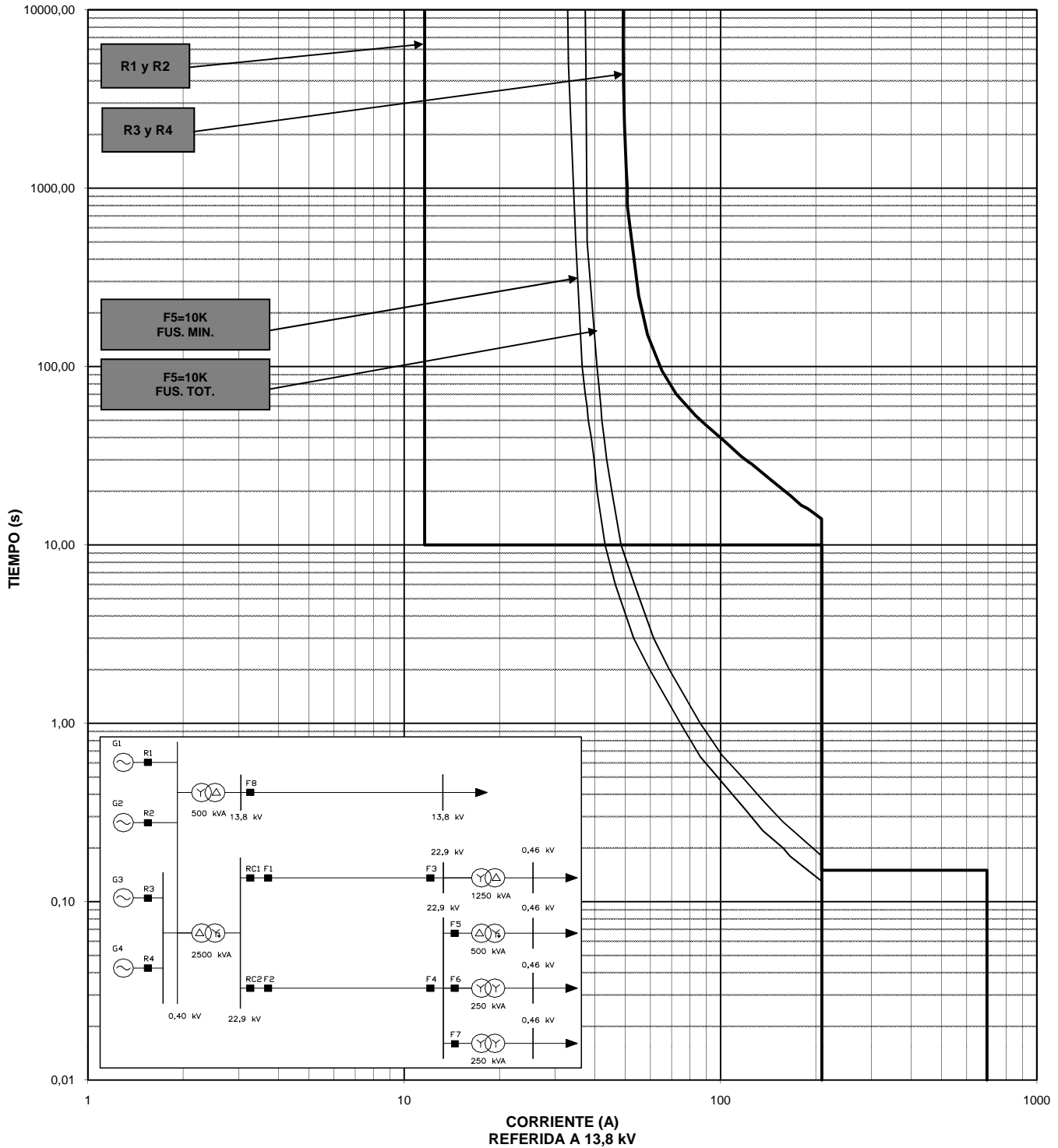
FIGURA Nº 01



Nº	MARCA	MODELO	TENSION	T.C.	I operación	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
							TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R1 y R2	----	----	0,4 kV	400 / 5	400	D.T.	1 x In	10.00 s	18xIn	0,01
R3 y R4	SIEMENS	3WN6	0,4 kV	1600 A	1440 A	Inverse	1440 A	----	7200 A	0,15
RC1 (1)	W & B	POLARR	22,9 kV	100 / 1	40	V.I.	0,4 x In	0,20	0,95 x In	0,01
RC1(2)	W & B	POLARR	22,9 kV	100 / 1	40	S.I.	0,4 x In	0,10	0,95 x In	0,01
RC2 (1)	HAW. SIDD	MICRO 2E	22,9 kV	100 / 1	40	V.I.	0,4 x In	0,20	0,95 x In	0,01
RC2(2)	HAW. SIDD	MICRO 2E	22,9 kV	100 / 1	40	S.I.	0,4 x In	0,10	0,95 x In	0,01

COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLA ENTRE FASES
 CURVAS DE LOS GRUPOS: G1, G2, G3, G4 y ALIMENTADOR EN 13,8 kV

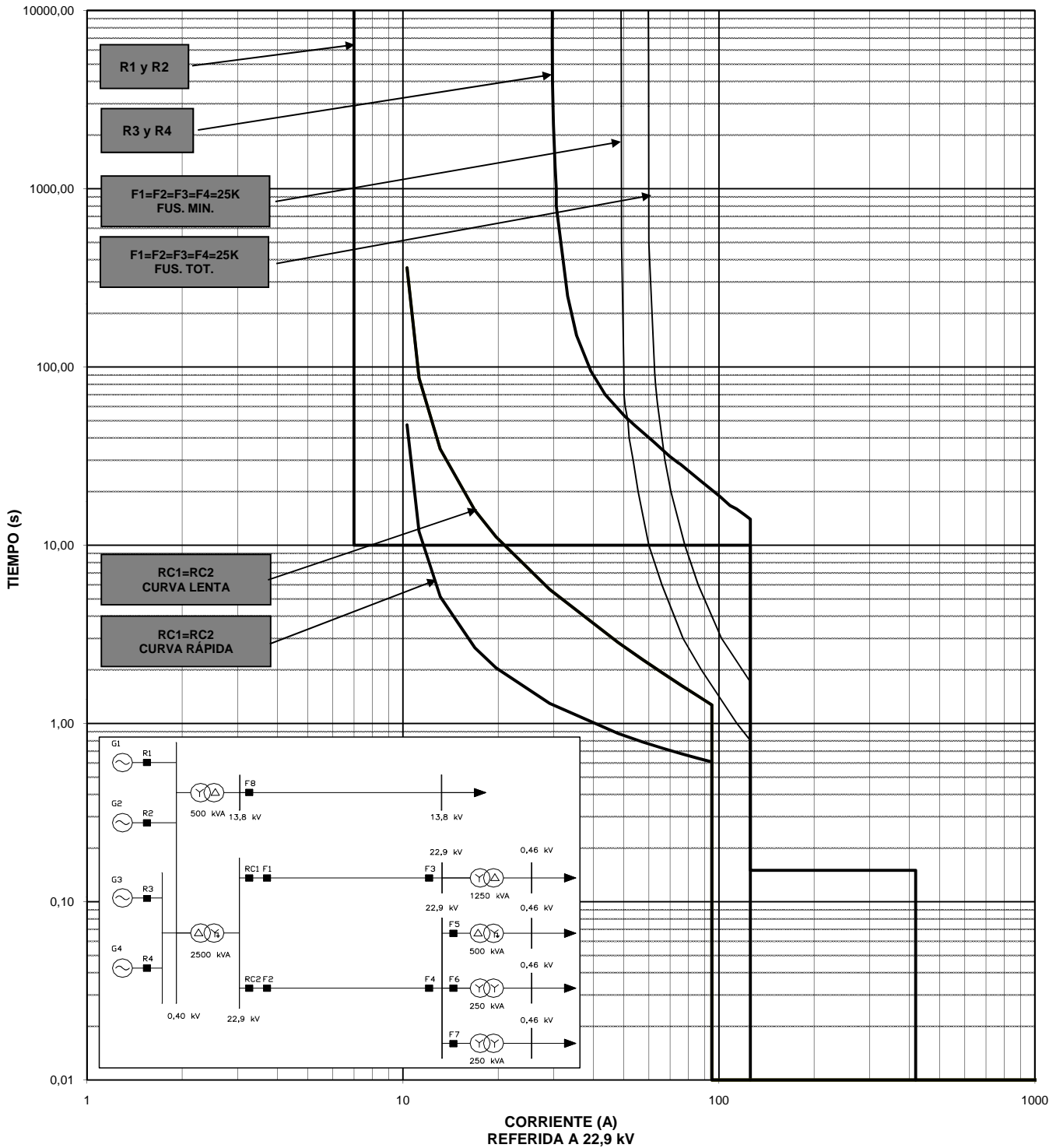
FIGURA Nº 02



Nº	MARCA	MODELO	TENSION	T.C.	I operación	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
							TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R1 y R2	----	----	0,4 kV	400 / 5	400	D.T.	1 x In	10.00 s	18xIn	0,01
R3 y R4	SIEMENS	3WN6	0.4 kV	1600 A	1440 A	Inverse	1440 A	----	7200 A	0,15

COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLA A TIERRA
 CURVAS DE LOS GRUPOS: G1, G2, G3, G4 y ALIMENTADORES EN 22,9 kV

FIGURA Nº 03



Nº	MARCA	MODELO	TENSION	T.C.	I operación	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
							TAP	DIAL	TAP	t (seg)
R1 y R2	----	----	0,4 kV	400 / 5	400	D.T.	1 x In	10.00 s	18xIn	0,01
R3yR4	SIEMENS	3WN6	0,4 kV	1600 A	1440 A	Inverse	1440 A	----	7200 A	0,15
RC1 (1)	W & B	POLARR	22,9 kV	100 / 1	10	V.I.	0,1 x In	0,80	0,95 x In	0,01
RC1(2)	W & B	POLARR	22,9 kV	100 / 1	10	S.I.	0,1 x In	0,20	0,95 x In	0,01
RC2 (1)	HAW SIDD	MICRO 2F	22,9 kV	100 / 1	10	V.I.	0,1 x In	0,80	0,95 x In	0,01