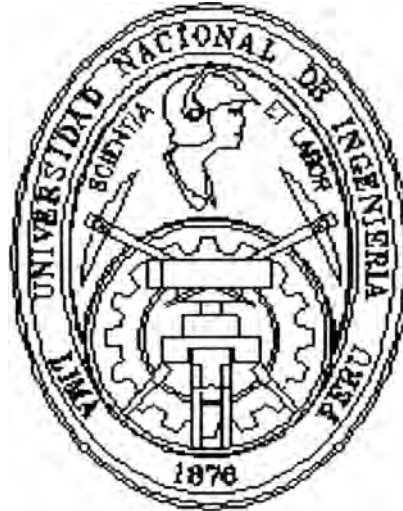


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN
ELÉCTRICA DE LA C.H. MACHUPICCHU**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ERNESTO JUAN TITO TITO

**PROMOCIÓN
1998 - I**

LIMA – PERÚ

2005

A mi madre Maximiliana por ser
fuente inagotable de perseverancia
y a mi padre Juan Pablo por su
apoyo indesmayable.

**DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA DE LA
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE MACHUPICCHU**

SUMARIO

El presente informe ha sido desarrollado con el objetivo de ofrecer alternativas de solución dentro de la configuración actual del sistema de protección eléctrica de la Central Hidroeléctrica Machupicchu partiendo del análisis de la topología de la red donde opera y de los ajustes actuales de los relés de su sistema de protección.

El Capítulo I ofrece una descripción general del sistema eléctrico en materia del presente Informe, ubicado dentro del Área Operativa Sur Este del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con la actual configuración, de acuerdo a la primera etapa de Rehabilitación y Repotenciación de la C.H. Machupicchu ejecutada por la empresa contratista ABB – ALSTOM Power Hydro.

En el Capítulo II se presenta la descripción de los esquemas eléctricos utilizados y la filosofía de protección aplicada en la determinación de los ajustes de los relés de protección de los componentes de la C.H. Machupicchu.

En el Capítulo III se presenta el Análisis de Flujo de Potencia y Cortocircuito necesarios para la verificación de la coordinación de los ajustes de los relés de protección.

En el Capítulo IV se ha efectuado los cálculos justificativos basados en los conceptos presentados en el Capítulo II. Los cálculos presentados corresponden a los relés de protección de generadores, de transformadores de potencia, de líneas de transmisión y líneas de subtransmisión.

El Capítulo V trata del análisis de una perturbación en el sistema de transmisión 138 kV del Area Operativa Sur Este del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional donde se comprometió el normal funcionamiento de los grupos de generación de la C.H. Machupicchu y se puso a prueba la operación correcta de los relés de protección, tratados en el presente Informe.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

INTRODUCCION

1.1 Descripción	03
1.2 Objetivo	05
1.3 Alcances	05
1.4 Información base	06
1.5 Metodología de diagnóstico	07

CAPÍTULO II

DEFINICIÓN DE ESQUEMAS BÁSICOS DE PROTECCIÓN

2.1 Esquemas de protección de generadores	09
2.2 Esquemas de protección de transformadores	32
2.3 Esquemas de protección de líneas de transmisión y subtransmisión	40

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO

3.1	Introducción	49
3.2	Metodología	50
3.3	Resultados	52

CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN DE LOS AJUSTES DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

4.1	Evaluación de los ajustes de los relés de protección de generadores	53
4.1.1	Protección diferencial de generadores (87G)	53
4.1.2	Protección de respaldo del sistema (21)	54
4.1.3	Protección de falla a tierra (51NG)	56
4.1.4	Protección de falla de 100% falla a tierra estator (27TN)	58
4.1.5	Protección de pérdida de excitación (40)	61
4.1.6	Protección de sobrecorriente (50/51)	63
4.1.7	Protecciones de inversión de potencia (32 R) y de sobrepotencia (32 O)	65
4.1.8	Protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46)	67
4.1.9	Protección de sobretensión (59)	70
4.1.10	Protección de mínima tensión (27)	71
4.1.11	Protección de sobreexcitación (24)	72
4.1.12	Protección de sobrefrecuencia (81 O)	74
4.1.13	Protección de baja frecuencia (81 U)	75

4.1.14	Protección de sobrecarga (49)	76
4.1.15	Protección de máquina muerta (50/27)	77
4.1.16	Protección de deslizamiento de polos (78)	78
4.2	Evaluación de los ajustes de los relés de protección de transformadores de grupo	84
4.2.1	Protección de los transformadores de grupo (87T)	84
4.2.2	Protección de sobreexcitación (24)	88
4.2.3	Protección de sobrecorriente de fase 138 kV (51T)	90
4.2.4	Protección de sobrecorriente de neutro 138 kV (51NT)	92
4.2.5	Protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46)	94
4.3	Evaluación de los ajustes de los relés de protección del transformador de subestación	96
4.3.1	Protección del transformador de subestación (87T)	96
4.3.2	Protección de sobreexcitación (24)	100
4.3.3	Protección de sobrecorriente de fase 138 kV (51T)	102
4.3.4	Protección de sobrecorriente de neutro 60 kV (51NT)	104
4.4	Evaluación de los ajustes de los relés de protección de líneas de transmisión y subtransmisión	106
4.4.1	Protección de distancia (21) de la línea L-1001	106
4.4.2	Protección de distancia (21) de la línea L-1002	114
4.4.3	Protección de distancia (21) de la línea L-0632	120

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE FALLAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN 138 KV DEL AREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN

5.1	Falla trifásica en la línea L-1012 (Juliaca - Puno) del día 28 de enero de 2002 a 01:20:03 hr	127
5.1.1	Condiciones pre-falla	127
5.1.2	Condiciones de falla	128
5.1.3	Condiciones post-falla	128
5.1.4	Resumen de eventos principales	128
5.1.5	Recomendaciones	131
5.2	Falla monofásica en la línea L-1011 (Azángaro - Juliaca) del día 04 de abril de 2002 a 22:42:52 hr	132
5.2.1	Condiciones pre-falla	132
5.2.2	Condiciones de falla	132
5.2.3	Condiciones post-falla	132
5.2.4	Resumen de eventos principales	133
5.2.5	Recomendaciones	134
	CONCLUSIONES	136
	ANEXOS	137
Anexo N° 01	Parámetros eléctricos de la C.H. Machupicchu y subestaciones	139
Anexo N° 02	Resultados de flujo de potencia	143
Anexo N° 03	Resultados de cortocircuito	152

Anexo N° 04	Curvas de coordinación de sobrecorriente de la C.H. Machupicchu	169
Anexo N° 05	Diagramas R-X de los relés de distancia de las líneas de transmisión L-1001 y L-1002	172
Anexo N° 06	Verificación del ajuste del relé de deslizamiento de polos mediante simulación de estabilidad transitoria	177
BIBLIOGRAFÍA		184

PRÓLOGO

Las técnicas de protección de sistemas eléctricos de potencia, han experimentado un desarrollo acelerado en los últimos años debido al incremento del nivel de los requerimientos que los sistemas imponen a su protección, así como a las posibilidades que brinda las nuevas tecnologías para el desarrollo de nuevos tipos de relés.

El ingreso de los relés basados en tecnología numérica, condujo a la integración de las funciones de protección, supervisión y control, en un mismo dispositivo, optimizando el uso de los sistemas de protección que desde sus orígenes estaban diseñados para minimizar los efectos destructivos de las fallas ocurrentes en un sistema eléctrico de potencia. Actualmente los relés numéricos de protección ofrecen la posibilidad de utilizarlos como dispositivos de protección, medición y control que actúan no sólo ante la ocurrencia de fallas sino ante condiciones anormales de operación tales como sobretensiones a frecuencia industrial, oscilaciones de potencia, colapsos de tensión y condiciones de sobrefrecuencia o subfrecuencia.

El sistema de protección implementado en la C.H. Machupicchu es íntegramente de tecnología numérica, constituido por esquemas de protección redundante (dos relés para cada función protección).

Dentro de la actual configuración del sistema de protección de la C.H. Machupicchu se tiene la posibilidad de atenuar los efectos prolongados de las fallas en el sistema de transmisión del Area Operativa Sur Este del SEIN y minimizar sus efectos indeseables al sistema interconectado por el aislamiento de las centrales C.H. Machupicchu y C.H. San Gabán, con la consecuente disminución de frecuencia en el sistema. El presente informe tiene por objeto presentar una alternativa de solución a los problemas de oscilaciones de potencia de la C.H. Machupicchu mediante la utilización adecuada de los relés de protección de deslizamiento de polos de sus grupos de generación.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Descripción

Después del desastre del día 27 de febrero de 1998 (aluvión que sepultó completamente la casa de máquinas), la Central Hidroeléctrica de Machupicchu se reincorporó al sistema mediante la puesta en marcha de tres (03) grupos Pelton cada uno de 30,15 MW, con lo cual se cuenta con un total de 90,45 MW para su primera etapa, en la segunda etapa se tiene previsto un incremento de 70 MW en la potencia instalada.

Actualmente, la C.H. Machupicchu opera con los tres grupos de generación que cuenta, despachando en promedio 80 MW para alimentar las cargas del Área Operativa Cusco distribuidas en las subestaciones S.E. Cachimayo Yura, S.E. Cachimayo ELP, S.E. Dolorespata, S.E. Tamburco (Abancay) S.E. Quillabamba, S.E. Quencoro y S.E. Tintaya, el excedente de generación lo exporta al sistema interconectado conjuntamente con la C.H. San Gabán a través de las líneas de transmisión 138 kV L-1008 (Tintaya -Callalli) y L-1011 (Azángaro - Juliaca).

Las características principales de la topología del sistema eléctrico del Área Operativa Cusco no han variado sustancialmente, tomando en cuenta de

que la C.H. Machupicchu, antes de que saliera fuera de servicio operaba con una potencia entre 80 a 105 MW. Con la primera etapa de la rehabilitación, se puso en servicio una potencia instalada de 90,45 MW, lo que indica que operará con una potencia similar al que contaba hasta antes del siniestro que afectara a la C.H. Machupicchu.

El sistema de protección eléctrica de la C.H. Machupicchu ha sido renovado completamente con equipamiento de protección numérica, con la aplicación de un esquema principalmente redundante en todos los sistemas de protección, con los utilitarios de registro de perturbaciones, oscilografía y sincronización con GPS para todos los equipos de protección.

En el presente informe se presenta una descripción y evaluación del esquema de protección actualmente implementado en la C.H. Machupicchu, así mismo se plantea alternativas de solución a los problemas de selectividad en la actuación de las protecciones de sobretensión (59) de las líneas de transmisión L-1001 (Machupicchu – Cachimayo) y L-1002 (Machupicchu - Quencoro) y de la protección de deslizamiento de polos (78G) de los grupos de generación de la C.H. Machupicchu. Para la evaluación de la coordinación de las protecciones de sobrecorriente de los grupos de generación, transformadores de potencia y líneas de transmisión del sistema en Estudio se ha realizado simulaciones de flujo de potencia y cortocircuito para los escenarios de máxima demanda y mínima demanda para los periodos de avenida y estiaje del año 2004. Es necesario recalcar que, el despacho de generación de la C.H. Machupicchu para el año 2005 no variará significativamente.

1.2. Objetivo

Evaluar el sistema de protección eléctrica de la C.H. Machupicchu considerando su tecnología de fabricación, así como la filosofía de protección aplicada (esquemas de protección por equipo protegido), con el fin de elaborar un diagnóstico del estado situacional del sistema de protección eléctrica de la C.H. Machupicchu. A la conclusión del diagnóstico, se plantea alternativas de solución a los problemas de coordinación de protecciones que se presentaron ante la ocurrencia de perturbaciones en el sistema de transmisión 138 kV del Área Operativa Sur Este del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

1.3. Alcances

El Informe está circunscrito a la Central Hidroeléctrica Machupicchu y a las líneas de transmisión confluentes a la misma. En el Capítulo IV se presenta el cálculo justificativo de los ajustes de los relés de protección de los grupos de generación, transformadores de potencia, y líneas de transmisión y subtransmisión.

Las líneas de transmisión y subtransmisión consideradas son:

Línea L-1001 en 138 kV de la C.H. Machupicchu a la S.E. Cachimayo.

Línea L-1002 en 138 kV de la C.H. Machupicchu a la S.E. Quencoro.

Línea L-0632 en 60 kV la cual alimenta la ciudad de Quillabamba.

Para la verificación de los ajustes de los relés de protección se ha elaborado el cálculo de las corrientes de cortocircuito, descrito en Capítulo III y cuyos resultados se muestran en el Anexo N° 03 del presente Informe.

1.4. Información Base

Se ha considerado la información recopilada durante la Etapa de Rehabilitación y Repotenciación de la C.H. Machupicchu, dentro de las cuales se encuentra:

Características de los sistemas de transmisión existentes.

Parámetros eléctricos de los grupos de generación y transformadores de potencia.

Planilla de ajustes de los relés de protección.

Los parámetros eléctricos de los componentes de la C.H. Machupicchu se presentan en el Anexo N° 01

La protección de las líneas de transmisión 138 kV L-1001 (Machupicchu - Cachimayo) y L-1002 (Machupicchu – Quencoro) están basadas en la aplicación de dos protecciones de distancia (sistema 1 y sistema 2) tipo ALSTOM - MiCOM P442 implementados con recierre monofásico (79) (en caso de fallas monofásicas) y funciones de respaldo como protección direccional de fallas a tierra (67N), sobrecorrientes de fases direccional y no direccional, sobretensión (59), mínima tensión (27), falla de interruptor (50BF), conductor abierto (46BC). La protección de distancia es bloqueada ante la detección de oscilación de potencia.

Para la protección de la línea L-0632 se cuenta con el relé de distancia ALSTOM - EPAC 3000, el cual cuenta con las mismas funciones de protección del relé ALSTOM – MiCOM P442, pero que no tiene activada la función de recierre monofásico, por tratarse de una línea radial con interruptores tripolares en ambas extremidades.

Las protecciones eléctricas de los grupos de generación y del transformador de la S.E. Machupicchu se pueden resumir como:

- Protección de los grupos de generación.
- Protección de los transformadores de grupo 138 kV/13,8 kV.
- Protección del transformador de subestación 138 kV/60 kV/10,5 kV.

La protección de los grupos de generación está basado principalmente en el relé multifunción del tipo ALSTOM – MiCOM P343, el cual cuenta con la protección diferencial (87G) como protección principal y de mínima impedancia (21) como protección de respaldo, para la protección de deslizamiento de polos (78) se cuenta con el relé del tipo SIEMENS - 7UM516 con característica cuadrilateral.

La protección de los transformadores de potencia está basado principalmente en los relés diferenciales ALSTOM - KBCH130 con el respaldo de los relés multifunción de sobrecorriente ALSTOM - MiCOM P141.

1.5. Metodología de Diagnóstico

Para evaluar y diagnosticar el estado situacional de los sistemas de protección y proponer alternativas de solución, se ha analizado la topología de la red eléctrica en estudio, para lo cual se ha considerado situaciones extremas de operación y condiciones de falla en las instalaciones materia del presente estudio para diferentes condiciones de operación, de acuerdo a los requerimientos actuales, además, se ha evaluado el sistema de protección considerando las características que a continuación se detallan:

- **Tecnología de los relés de protección.-** Se ha evaluado la tecnología de los relés protección, verificándose que el total de los relés de protección de la C.H. Machupicchu son de tecnología numérica.
- **Esquemas de protección.-** Se ha evaluado los esquemas de protección utilizados de acuerdo al elemento protegido y su compatibilidad con la filosofía de protecciones aplicada.
- **Funciones de protección activadas.-** Las funciones activadas han sido verificadas de acuerdo al esquema de protección planteado, así mismo se ha verificado su coordinación con los resultados de cortocircuito presentados en el Anexo N° 03.
- **Se ha efectuado el análisis de dos fallas en el sistema de transmisión 138 KV del Área Operativa Sur Este del SEIN y la evaluación del impacto sobre la coordinación de los relés de protección del área comprometida en la falla.**

CAPÍTULO II

DEFINICIÓN DE ESQUEMAS BÁSICOS DE PROTECCIÓN

2.1 Esquemas de protección de generadores

Una unidad de generación es el núcleo de un sistema de potencia, que comprende los devanados del estator y su transformador asociado, el rotor con su devanado de campo y la excitatriz, la máquina prima, etc. Se puede presentar fallas de diversa índole dentro de un sistema tan complejo como éste, por lo que se requiere un sistema de protección muy completo cuya redundancia dependerá de consideraciones económicas, del tamaño de las máquinas y de su importancia dentro del sistema de potencia. Generalmente se utilizan dos grupos de protecciones donde uno es el complemento del otro de tal forma que exista un esquema confiable y seguro que cubra completamente las fallas del generador.

Existen dos grupos importantes de protección para generadores, la primera para detectar y aislar fallas internas en la máquina y la segunda para proteger la máquina contra los efectos de fallas externas.

a) Protección diferencial de generadores (87G).- Las fallas en los devanados del estator, o la pérdida de su aislamiento, pueden conducir a un daño severo en el devanado o núcleo del estator. La gravedad del

daño dependerá del nivel y duración de la corriente de falla. La protección diferencial debe ser utilizada para limitar la gravedad del daño con el fin de minimizar los costos de reparación. La rápida desconexión de generadores de gran potencia conectadas a un sistema resulta necesaria para mantener la estabilidad de un sistema de potencia.

Para generadores con potencias instaladas superiores a 1 MVA, es común aplicar protección diferencial, de esta forma se logra discriminar la detección de fallas en el devanado del estator y obtener el disparo instantáneo con el fin de evitar el rápido incremento de la corriente de falla.

El relé diferencial de alta velocidad es usado generalmente para protección de fallas de los devanados del estator, a menos que la máquina sea muy pequeña. El relé diferencial detecta fallas trifásicas, fallas bifásicas, fallas bifásicas a tierra y fallas monofásicas a tierra, éstas últimas dependiendo de qué tan sólidamente esté aterrizado el generador. El relé diferencial no detecta fallas entre espiras en una fase porque no hay una diferencia entre la corriente de entrada y la corriente de salida de la fase fallada, por lo que se debe utilizar una protección separada para este tipo de fallas.

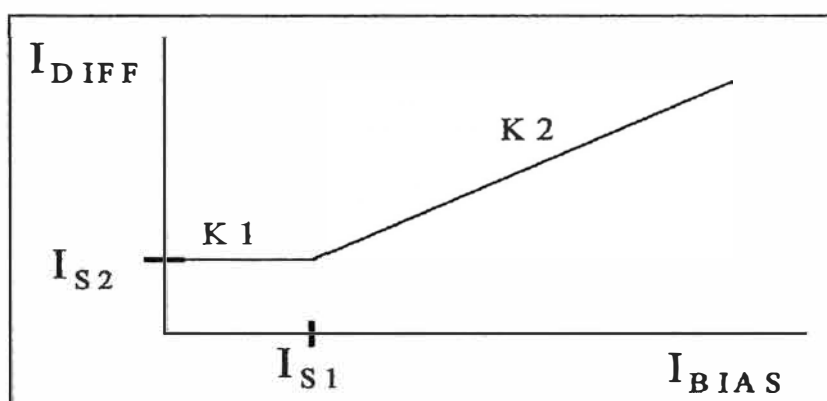
La protección diferencial de los grupos de generación de la C.H. Machupicchu es del tipo porcentual, en un relé diferencial porcentual, las corrientes que fluyen a través de los circuitos de corriente de los relés son usados para incrementar el ajuste del elemento diferencial (mediante el incremento de la corriente de freno), para fallas cercanas al

generador, es improbable que las salidas de los transformadores de corriente ubicados en los extremos de las zonas de protección sean idénticos debido a los efectos de la saturación. En este caso se puede provocar la aparición de la corriente diferencial, de modo que sea suficiente para provocar la actuación indebida de la protección diferencial.

La corriente de freno es calculada como el promedio de la suma escalar de la corriente entrante y saliente de la zona de protección. Esta corriente de freno es luego utilizada para aplicarlo en una pendiente porcentual para incrementar el ajuste de la corriente diferencial de acuerdo a la característica de operación como se muestra en la Figura N° 2.1.

Figura N° 2.1

Característica de Operación de los Relés Diferenciales Porcentuales



La protección diferencial de los grupos de generación de la C.H. Machupicchu está basado en la aplicación del relé multifunción ALSTOM - MiCOM P343, en el cual se dispone de dos ajustes de pendiente. La pendiente inicial $K1$, es aplicado para las corrientes de freno (I_{bias})

menores a I_{S2} . La segunda pendiente K_2 , es aplicable para las corrientes de freno superiores a I_{S2} .

La corriente de operación del elemento diferencial reajustado, para cualquier valor de corriente de freno, puede ser calculada usando la siguiente fórmula:

$$I_{BIAS} = \frac{I_1 + I_2}{2} \quad (2.1)$$

$$I_{DIFF} \geq K_1 \cdot I_{BIAS} + I_{S1}, \quad \text{para } I_{BIAS} < I_{S2} \quad (2.2)$$

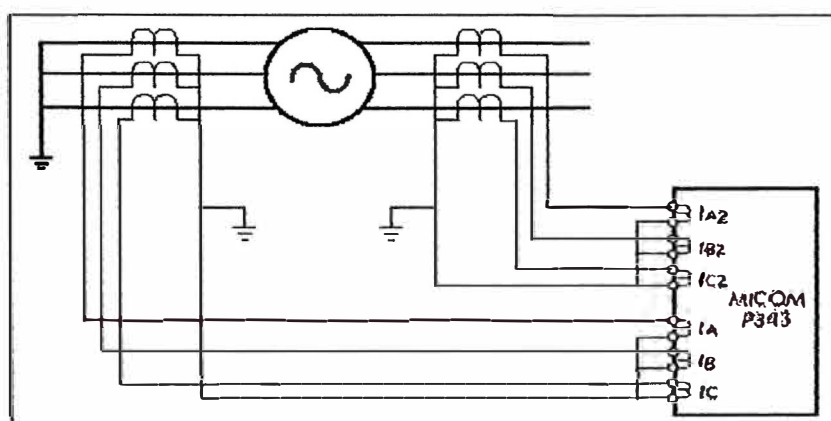
$$I_{DIFF} \geq K_2 \cdot I_{BIAS} - (K_2 - K_1) \cdot I_{S2} + I_{S1}, \quad \text{para } I_{BIAS} > I_{S2} \quad (2.3)$$

La corriente de freno y la corriente diferencial son calculadas por el software del relé proporcionando una protección diferencial de fase disgregada.

La función de protección diferencial porcentual utiliza dos conjuntos de entradas de corrientes trifásicas (I_A , I_B , I_C , I_{A2} , I_{B2} , I_{C2}), conectadas para medir la corriente de fase entre los bornes y el neutro del generador, como se observa en la Figura N° 2.2.

Figura N° 2.2

Esquema de Conexionado del Relé MiCOM P343



La zona de protección está definida por la ubicación de los transformadores de corriente, los cuales deben estar superpuestos con la zona de protección de la protección diferencial de los transformadores de potencia de la unidad de generación.

- b) Protección de sobrecorriente (50/51).**- La función principal de esta protección es eliminar las fallas entre fases externas al generador, de igual manera, para fallas internas es una protección de respaldo de la protección diferencial. Para fines de coordinación de protecciones el tiempo de actuación debe ser superior a los tiempos de la protección de respaldo del transformador de la unidad de generación y las líneas de transmisión adyacentes.

La protección de sobrecorriente de los grupos de generación de la C.H. Machupicchu está basado en la aplicación de los relés multifunción MiCOM P343 los cuales proporcionan dos umbrales no direccionales de sobrecorriente. El primer umbral ($I > 1$) con ajuste bajo es utilizado para proporcionar protección de respaldo temporizada y el segundo umbral ($I > 2$) con ajuste alto es utilizado para proporcionar actuación rápida para fallas cercanas a los grupos de generación.

El ajuste de los dos umbrales de sobrecorriente descritos no debe ser superior a los márgenes establecidos por la capacidad térmica de los arrollamientos del estator.

En el relé MiCOM P343, la temporización del primer umbral de sobrecorriente es ajustable como tiempo inverso (IDMT) o tiempo definido (DT), mientras que el segundo umbral sólo tiene una

temporización de tiempo definido, el cual puede ser ajustado en 0 ms para producir la actuación instantánea. Cada umbral puede ser selectivamente habilitado o deshabilitado.

La unidad de sobrecorriente del relé MiCOM P343 utiliza las entradas de corriente (I_A , I_B e I_C) y son alimentadas desde los transformadores de corriente instalados en el neutro del generador.

- c) Protección de sobrecarga (49).**- Las prolongadas sobrecargas de los generadores pueden causar sobrecalentamiento en los arrollamientos, provocando el prematuro envejecimiento del aislamiento, o en casos extremos la falla por pérdida de aislamiento.

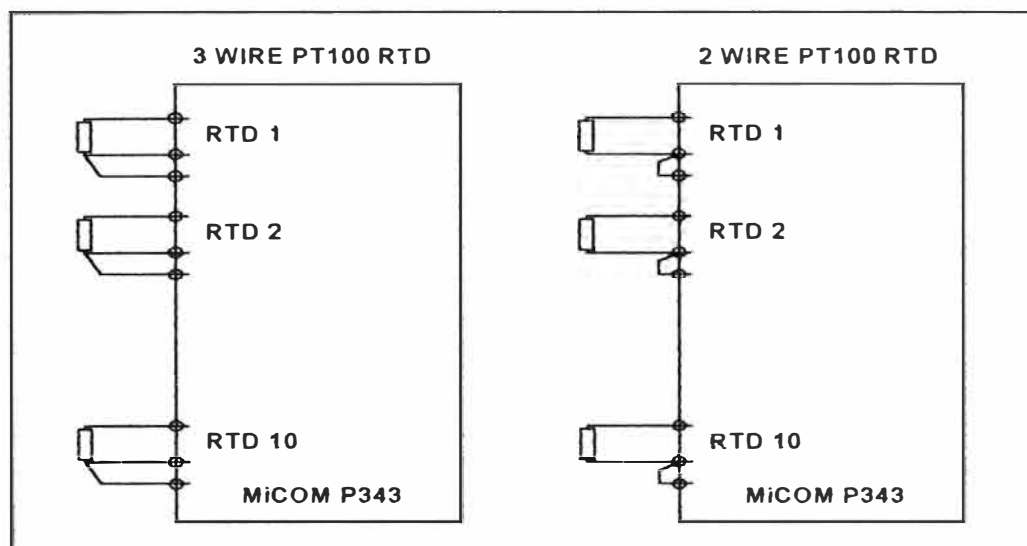
Según la norma C37.102.1987, la capacidad térmica de los arrollamientos esta de acuerdo al siguiente detalle:

Tiempo (s)	10	30	60	120
Corriente (%)	226	154	130	116

Para la protección de sobrecarga, de los grupos de generación de la C.H. Machupicchu, se están utilizando detectores de temperatura resistivos (RTD), los cuales conjuntamente con los relés MiCOM P343 proporcionan el control de los arrollamientos del estator y el material del núcleo y dan alarma cuando la temperatura excede los niveles normales de operación. Los relés MiCOM P343 tienen habilitado diez (10) entradas de tres canales cada uno para recibir la señal de los dispositivos RTD, los cuales han sido conectados de acuerdo a la Figura N° 2.3

Figura N° 2.3

Esquema de conexionado de los dispositivos RTD



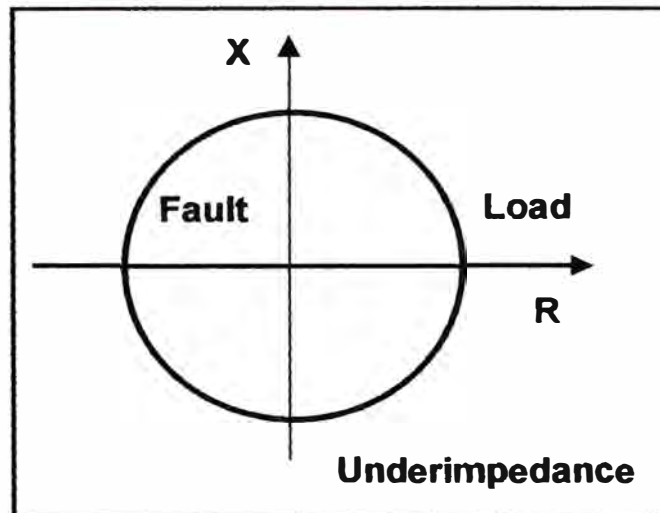
Para los ajustes se deben tener en cuenta las temperaturas nominales de operación, sin embargo, para estos ajustes es mejor seguir las recomendaciones de los fabricantes. Los ajustes de temperatura oscilan entre 90°C a 120°C para alarma y 130°C para disparo.

- d) **Protección de mínima impedancia (21).**- La protección de mínima impedancia es utilizada normalmente, para eliminar las fallas en los lugares que no son cubiertos por las protecciones unitarias tales como la protección diferencial del generador y la protección diferencial del transformador, el alcance de su ajuste puede cubrir las fallas en las líneas de transmisión y/o subtransmisión cercanas a los grupos de generación, por lo que se debe establecer su coordinación con los tiempos de actuación de la protección del transformador de la unidad de generación y líneas adyacentes. La unidad de mínima de impedancia (21) del relé MiCOM P343 (definida como protección de respaldo del

sistema) proporciona una zona de operación no direccional, con la característica de operación mostrada en la Figura N° 2.4

Figura N° 2.4

Característica de operación de la protección de mínima impedancia



e) Protección de mínima tensión (27).- La utilización de la protección de mínima tensión en los esquemas de protección de generadores no es un requisito imprescindible. Sin embargo, los elementos de mínima tensión son normalmente utilizados como elementos de enclavamiento para otras funciones de protección, como la pérdida de excitación, este tipo de enclavamiento puede ser activado por medio del esquema lógico del relé MiCOM P343. La protección de mínima tensión puede ser utilizada como protección de respaldo, cuando no se pueda proporcionar una adecuada sensibilidad al elemento de mínima impedancia.

El elemento de mínima tensión proporciona dos umbrales de ajuste, el cual dependiendo de la conexión de los transformadores de tensión puede ser ajustado para operar con tensiones fase-fase o tensiones fase-

tierra. Cada umbral tiene temporización independiente el cual puede ser ajustado en 0 ms para su actuación instantánea.

El esquema lógico del relé MiCOM P343 permite configurar el bloqueo de la actuación de la función de mínima tensión (27) cuando el grupo de generación se encuentre en proceso de sincronización para su puesta en paralelo con el sistema interconectado.

- f) Protección de sobretensión (59).**- Las condiciones de sobretensión en los bornes de los generadores de la C.H. Machupicchu pueden ocurrir cuando se encuentren en proceso de sincronización o cuando se encuentren suministrando potencia a una pequeña carga (operación aislada) mediante líneas de transmisión de longitud considerable como las líneas L-1001 y L-1002 ocasionada ante la desconexión de una línea de interconexión con el sistema interconectado como la línea L-1005 (Tintaya - Quencoro).

Al igual que la función de mínima tensión (27), el elemento de sobretensión (59) del relé MiCOM P343 proporciona dos umbrales de ajuste, el cual dependiendo de la conexión de los transformadores de tensión puede ser ajustado para operar con tensiones fases-fase o tensiones fase-tierra. Cada umbral tiene temporización independiente el cual puede ser ajustado en 0 ms para su actuación instantánea.

- g) Protección de baja frecuencia (81U).**- Las condiciones de baja frecuencia en el cual los grupos de generación pueden operar ante un déficit de generación en el sistema interconectado, pueden provocar excesivos esfuerzos mecánicos en los álabes de la turbina y el eje de la

máquina prima de las unidades de generación. Además, una condición de baja frecuencia a tensión nominal, puede provocar sobreflujos en el núcleo del estator.

La unidad de frecuencia del relé MiCOM P343 proporciona cuatro umbrales que pueden ser ajustados como funciones de sobrefrecuencia y/o baja frecuencia con características de operación a frecuencia fija y tiempo de disparo (f/t).

En caso de no ser necesario el uso del enclavamiento del disparo del relé por actuación de la protección de baja frecuencia, los esquemas lógicos y el ajuste del relé permiten activar su bloqueo cuando el grupo de generación se encuentre fuera de servicio (con el interruptor abierto) mediante la lógica de "F < Pole dead Blk".

h) Protección de sobrefrecuencia (81O).- La operación de los generadores de la C.H. Machupicchu en condiciones de sobrefrecuencia se puede producir ante la súbita pérdida de carga por desconexión de la línea L-1005 (Tintaya - Quencoro), o por fallas en el gobernador de la turbina con la consecuente operación asíncrona de los grupos de generación, ante estas condiciones, mediante un ajuste adecuado con escalonamiento de los tiempos de disparo, se puede desconectar un grupo de generación por actuación del elemento de sobrefrecuencia, la utilización de esta función de protección, esta dirigida a las condiciones de severa sobrefrecuencia ya que las condiciones moderadas de sobrefrecuencia pueden ser eficazmente corregidas por los gobernadores de la turbina.

Los ajustes del elemento de sobrefrecuencia del relé MiCOM P343 pueden ser seleccionados para coordinar con el súbito incremento de la frecuencia durante las operaciones de rechazo de carga en el sistema interconectado. Un ajuste típico de esta función de protección es el 110% de la frecuencia nominal.

i) Protección de pérdida de excitación (40).- La total pérdida de excitación puede ocurrir como resultado de:

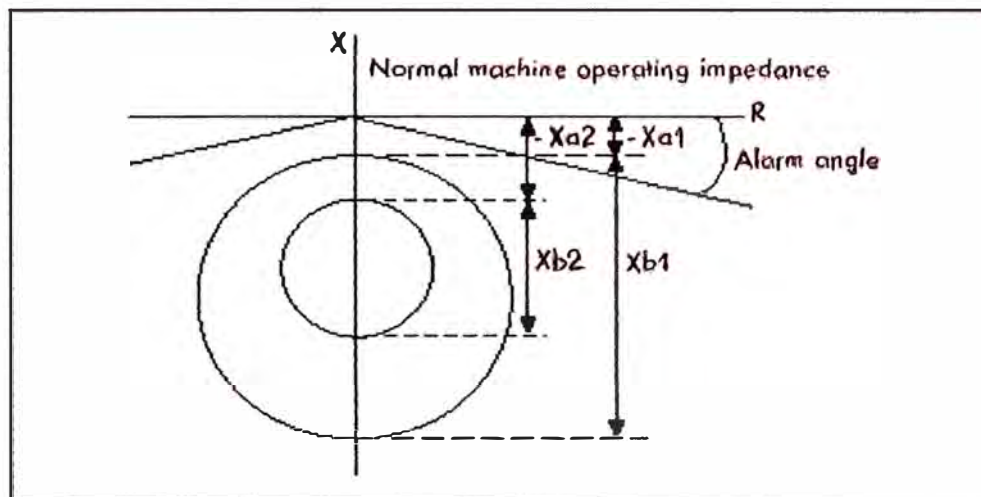
- Apertura accidental del interruptor de campo.
- Circuito abierto en el arrollamiento de campo
- Falla en regulador automático de tensión (AVR).

El incremento de la reactancia síncrona de las máquinas de gran potencia ha ocasionado que los ajustes de los relés de pérdida de excitación presenten una característica circular de mayor diámetro. Esto ha ocasionado que los relés sean sensibles a las oscilaciones de potencia, donde la impedancia aparente que los relés sensan desde su punto de medición (bornes de los grupos de generación) puede ingresar a la característica circular del relé (especialmente cuando los grupos estén operando en régimen subexcitado) por lo que en el ajuste de la función de pérdida de excitación se debe tomar en cuenta estas consideraciones.

La característica de operación de la función de pérdida de excitación (40) del relé MiCOM P343 se muestra en la Figura N° 2.5.

Figura N° 2.5

Característica de operación de la protección de pérdida de excitación



La operación de los grupos como generadores de inducción con falla en sus sistemas de excitación, provocaría la absorción de potencia reactiva del sistema interconectado, si el sistema no está en la capacidad de proporcionarlo, se tiene el riesgo de la ocurrencia de un colapso de tensión, sin embargo para el caso de la C.H. Machupicchu, al contar con tres grupos de generación, este riesgo asociado a la falla en los sistemas de excitación es mínimo.

Los elementos de medición de impedancia de la protección de pérdida de excitación, también cuentan con un ajuste del tiempo de restauración (delayed drop off), esta temporización puede ser ajustada para evitar el disparo temporizado que puede ocurrir como resultado de una operación cíclica de los elementos de medición de impedancia, durante el periodo de deslizamiento de polos (pérdida de paso) como consecuencia de una falla en el sistema de excitación. Sin embargo es necesario verificar que el ajuste de esta temporización no provoque disparos inadmisibles,

especialmente durante la presencia de oscilaciones de potencia estables entre los grupos de generación de la C.H. Machupicchu y el sistema interconectado.

- j) Protección de secuencia negativa (46).**- La protección de secuencia negativa proporcionada por los relés MiCOM P343 es una réplica del umbral de alarma de tiempo definido, donde el relé hace el cálculo la corriente de secuencia negativa a partir de la siguiente ecuación:

$$I_2 = \frac{I_a + a^2 I_b + a I_c}{3} \quad (2.4)$$

donde $a = 1,0/120^\circ$

Las cargas desequilibradas, fallas asimétricas o condiciones de fase abierta pueden causar corrientes de secuencia negativa (I_2) los cuales producen torque electromagnético inverso y calentamiento del devanado amortiguador en los rotores de los grupos de generación.

De acuerdo a la Norma ANSI C37.102.1987, las máquinas con potencias nominales menores a 800 MVA pueden soportar en forma permanente corrientes de secuencia negativa del orden del 10% de la corriente nominal.

Para obtener una fácil coordinación con las protecciones ubicadas aguas abajo durante la eliminación de una falla asimétrica importante, la protección de secuencia negativa puede ser ajustado con tiempo definido.

El elemento de secuencia negativa del relé MiCOM P343 ofrece una característica térmica de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = - \frac{(I_2 > 2k \text{ Setting})}{(I_2 > 2 \text{ Current set})^2} \ln \left(1 - \left(\frac{(I_2 > 2 \text{ Current set})^2}{I_2} \right) \right) \quad (2.5)$$

Nota : Todas las corrientes están en p.u. basados en la corriente nominal del relé, I_n .

k) Protección de inversión de potencia (32 R).- En operación normal, se espera que un generador entregue potencia a un sistema al cual se encuentra conectado. Si la potencia mecánica proporcionada por la máquina prima es menor que las pérdidas totales en el generador, el mismo empezará a operar como un motor síncrono tomando la potencia activa necesaria desde la red.

Esta inversión de potencia se traduce en presiones axiales sobre los cojinetes en caso de centrales hidráulicas y reducción del flujo de vapor con el consiguiente sobrecalentamiento de las paletas en turbinas a vapor. Las máquinas diesel pueden dañarse por lubricación insuficiente. Las potencias de motorización expresadas en porcentajes de la potencia nominal y operando a velocidad nominal son:

Cuadro N° 2.1

Potencias de motorización de los generadores

Tipo de Máquina prima	Potencia de Motorización (%Pn)
Turbinas a vapor	1 - 3%
Máquinas diesel	5 -25%
Turbina hidráulica	3%
Turbina a gas	10 -15%

Los ajustes de la potencia a detectar por los relés de inversión de potencia se calculan en función a los porcentajes anteriores y su temporización puede estar dentro del orden de 5 s a 10 s.

El relé MiCOM P343 proporciona dos umbrales de protección de potencia que pueden ser seleccionados como umbrales de inversión de potencia.

El ajuste de potencia de la protección de inversión de potencia, debe ser menor que el 50% de la potencia de motorización del generador, de acuerdo al cuadro anterior.

La temporización de la protección de inversión de potencia debe ser ajustada considerando que no debe provocar disparos indebidos durante la ocurrencia de fallas en el sistema o en procesos de sincronización.

l) Protección de sobrepotencia (32O).- La protección de sobrepotencia puede ser utilizada como señal de sobrecarga, como protección de respaldo ante fallas en el gobernador y sistema de control de la máquina prima, y debe ser ajustado por encima de la máxima potencia de operación del generador.

El relé MiCOM P343 proporciona dos umbrales de protección de potencia los cuales deben ser mayores que la potencia a plena carga del generador.

m) Protección de falla a tierra estator (64TN).- El neutro de los generadores debería ser aterrizado rígidamente, sin embargo para prevenir los daños que se puedan producir debido a fallas a tierra, normalmente se aterrizan utilizando resistencias limitadoras de corriente. Estas resistencias pueden ser conectadas en el lado secundario del

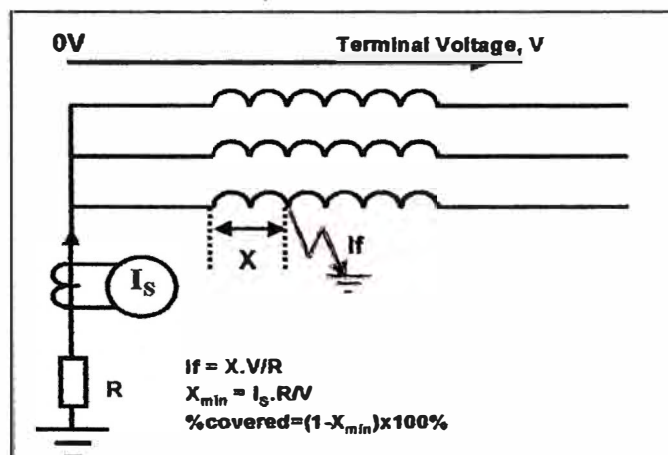
transformador de distribución utilizado para el aterrizamiento. Por lo general las resistencias de aterrizamiento son seleccionadas para limitar las corrientes de falla a niveles de corriente de plena carga o menos.

Hay un límite en el porcentaje del devanado que puede ser protegido por la protección de falla a tierra estator. Para fallas cercanas al neutro del generador, el desbalance de tensiones será baja y por lo tanto la corriente de falla será muy reducida. En la práctica, aproximadamente el 95% del devanado del estator puede ser protegido. Para fallas en el 5% restante del devanado la corriente de falla es tan baja que no puede ser detectada por este tipo de protección. En la mayoría de las aplicaciones esta limitación es aceptada debido a que la probabilidad de falla muy cercana al neutro es muy pequeña por los niveles bajos de tensión que soportan los aislamientos.

El porcentaje del devanado cubierto por la protección de falla a tierra se muestra en la Figura N° 2.6

Figura N° 2.6

Zona de protegida por la protección de falla a tierra de generadores



Donde:

$$I_f = \frac{x.V}{R} \quad (2.6)$$

$$X_{min} = \frac{I_s.R}{V} \quad (2.7)$$

$$\%cubierto = (1-X_{min}).100\% \quad (2.8)$$

El relé MiCOM P343 proporciona hasta dos umbrales del elemento no direccional de falla a tierra. El primer umbral tiene una característica que puede ser de tiempo inverso o definido y puede incorporar una temporización de restauración (tRESET) para mejorar la detección de falla intermitentes. El segundo umbral tiene una característica de tiempo definido el cual puede ser ajustado en 0 ms para proporcionar una operación instantánea.

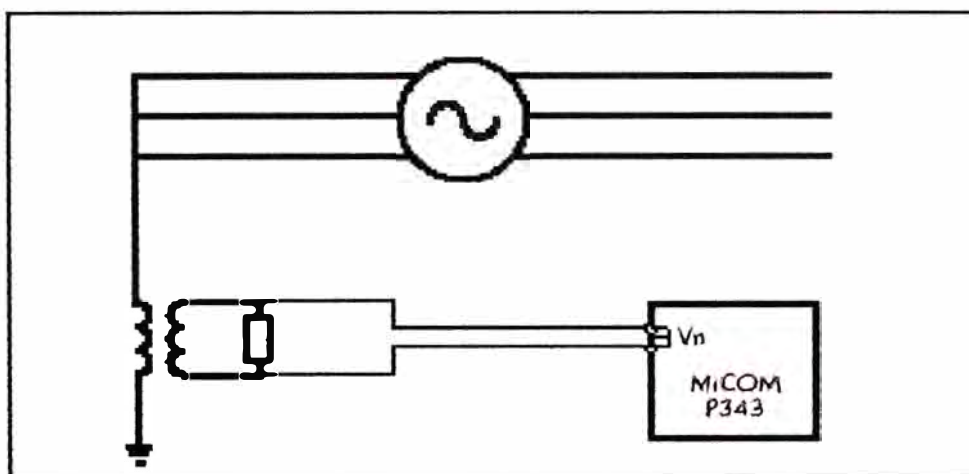
- n) Protección de 100% falla a tierra estator (27TN).**- Como se ha descrito en la sección anterior el elemento de falla a tierra estator basado en la corriente residual sólo puede cubrir hasta el 95% del devanado del estator, las fallas en el 5% restante provocarán corrientes residuales tan bajas que no podrán ser detectadas por la protección convencional de fallas a tierra.

La mayoría de los generadores producen tensiones de tercer armónico (180 Hz) hasta cierto grado. La tensión de tercer armónico medido en el neutro del generador disminuirá para fallas muy cercanas al punto de medición. Para la detección de fallas a tierra en el 5% del devanado del estator más cercano al neutro del generador, el relé MiCOM P343 cuenta con el elemento de mínima tensión de tercer armónico. El cual, junto con

el elemento de protección de fallas a tierra en el estator (64TN) proporcionarán protección contra fallas a tierra en el devanado completo del estator. La conexión del relé MiCOM P343 para la aplicación de esta función de protección se muestra en la Figura N° 2.7.

Figura N° 2.7

Esquema de conexionado de la protección 100% falla a tierra estator



Un nivel normal de tensión de tercer armónico del 1% es suficiente para asegurar que el elemento protección de mínima tensión de tercer armónico actúe y por lo general cubre hasta el 30% del devanado del estator más cercano al neutro del generador.

- o) Protección de sobreflujo (24).**- El sobreflujo o sobreexcitación del generador o transformador conectado a los bornes un generador, puede ocurrir si el cociente de la tensión entre la frecuencia excede ciertos límites. La elevada tensión o la baja frecuencia ocasionan un incremento del cociente V/Hz , provocando elevadas densidades de flujo magnético en el núcleo de hierro del generador o transformador. Esto podría causar que el núcleo del generador se sature y el flujo se desvíe induciéndose

los componentes no laminados los cuales no han sido diseñados para operar magnetizados. Las corrientes de Eddy en los componentes sólidos (por ejemplo la coraza) pueden causar un rápido sobrecalentamiento y el consecuente daño del generador. El relé MiCOM P343 proporciona dos umbrales de ajuste en su elemento de sobreflujo, el cual mide el cociente entre tensión y frecuencia (V/Hz), y operará cuando el mismo supere el valor de ajuste. El primer umbral (umbral de alarma) sólo puede ser ajustado con tiempo definido, para proporcionar indicación de una operación anormal en el generador, mientras que el segundo umbral (umbral de disparo) puede ser ajustado con tiempo definido o tiempo inverso, para proporcionar disparo y parada de emergencia de la unidad de generación.

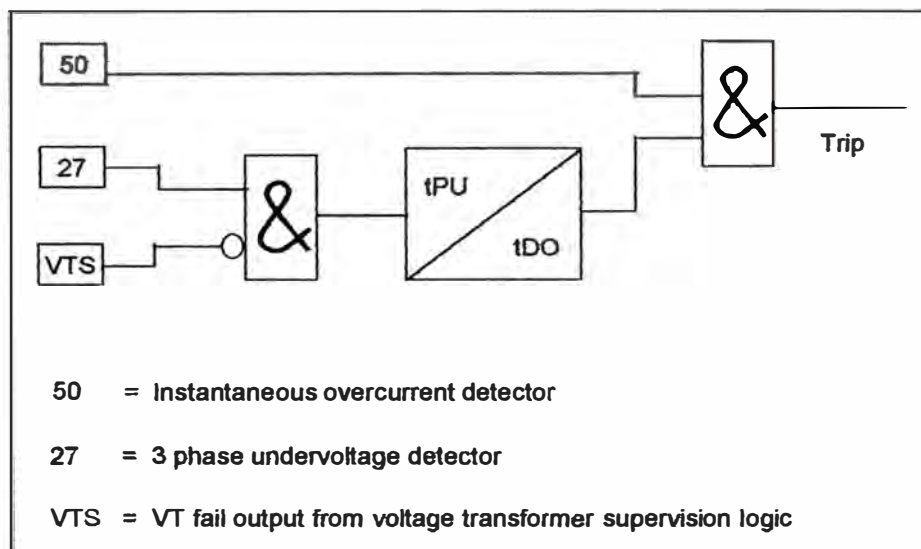
p) Protección de máquina muerta (50/27).- La energización accidental de un generador cuando no se encuentra girando puede causarle daños severos. Si la unidad de generación se conecta a la red cuando la máquina prima se encuentre detenida, el generador se comportará como un motor de inducción con la superficie del laminado del rotor actuando como su arrollamiento. Estas corrientes anormales en el rotor pueden causar descargas eléctricas entre sus componentes con el consecuente sobrecalentamiento y daño al generador.

Para proporcionar protección rápida durante energizaciones accidentales del generador, el relé MiCOM P343 cuenta con un elemento de sobrecorriente instantáneo (50) cuyo disparo está condicionado a la detección de mínima tensión en las tres fases (27) con una temporización

de arranque (Dead Mach tPU) y una temporización de restauración (Dead Mach tDO) ajustables, así mismo los transformadores de tensión deben encontrarse sin falla (no debe actuar la función VTS). En la Figura N° 2.8 se muestra el esquema lógico del elemento de protección de máquina muerta.

Figura N° 2.8

Esquema lógico de la protección de máquina muerta



La temporización de arranque "Dead Mach tPU", proporciona un tiempo prudencial de arranque para prevenir la desconexión súbita del generador durante fallas en el sistema de transmisión, el cual es normalmente ajustado en 5 s o menos dependiendo del tiempo de despeje de las fallas entre fases cercanas a los grupos de generación.

La temporización de restauración "Dead Mach tDO", asegura que el elemento de protección de máquina muerta permanezca inicializado después de un cierre accidental del interruptor, cuando el detector de

mínima tensión sea restaurado. Una temporización de 500 ms asegurará que el elemento pueda operar cuando sea requerido.

q) Protección de deslizamiento de polos (78).- Una red eléctrica funcionando en condiciones estables se caracteriza por mantener equilibradas el balance de energía. Sin embargo, son muchos las perturbaciones en la red que introducen desequilibrios en el balance de potencia de generación – carga y provocan oscilaciones de potencia, en los cuales se pueden considerar a:

- Cortocircuitos que no son despejadas lo suficientemente rápidas.
- Variaciones bruscas de cargas importantes del sistema de potencia.
- Cierres asíncronos (falsos paralelos).
- Desconexión de líneas de enlace que incrementen la reactancia entre los grupos de generación y las cargas importantes del sistema de potencia.

Un factor que influye notablemente es el tiempo de despeje de las fallas. Al construirse los generadores cada vez de mayor tamaño, aumenta la reactancia por unidad y disminuye la constante de inercia. Estos factores, combinados, reducen el tiempo crítico de despeje de las fallas antes de que se produzca la pérdida de sincronismo. De esta forma, las máquinas síncronas pasan a funcionar a velocidad distinta de la síncrona, con sucesivos deslizamientos de polos y ángulos de potencia superiores a 90° , manteniendo la excitación conectada. Esta situación produce inestables oscilaciones de potencia, tanto activa como reactiva que afectan negativamente a la red.

Las consecuencias directas sobre el generador son de tipo mecánico, y se deben a los fuertes torques de freno y aceleración a lo que es sometido la máquina. También se ve afectada la estabilidad de la red, por las oscilaciones de potencia y la dificultad en recuperar la tensión, produciéndose el colapso de tensiones.

Este fenómeno es muy importante, ya que forma parte de los grandes incidentes que pueden tener lugar en la red. Por tanto, es necesario disponer de un sistema de protección que pueda detectar la pérdida de estabilidad y desconecte el generador que perdió el sincronismo. Además este sistema debe ser capaz de distinguir si las oscilaciones son estables, en cuyo caso no tendrá que actuar.

La protección de deslizamiento de polos se realiza mediante relés de impedancia, cuya característica en el plano complejo de impedancias (Diagrama R-X) tiene en cuenta la evolución de la impedancia durante un proceso de pérdida de sincronismo.

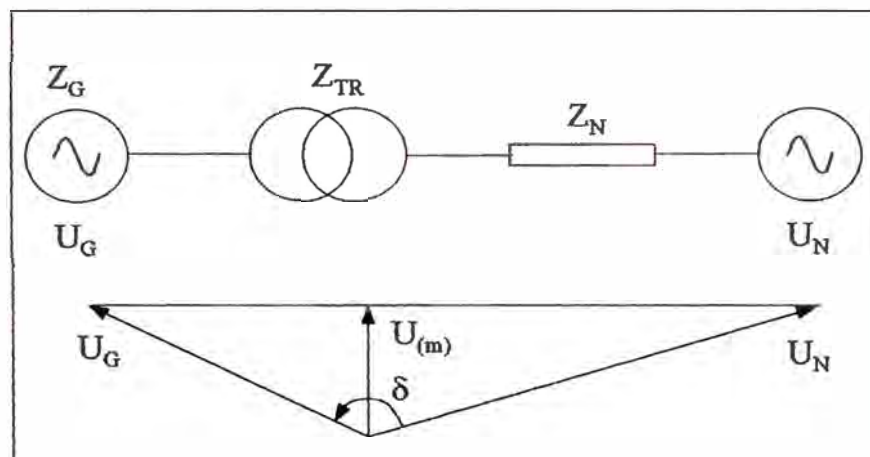
La protección de deslizamiento de polos (78), esta basado en la aplicación del relé SIEMENS - 7UM 516 en el cual se detecta estas oscilaciones de potencia mediante una bien probada medición de impedancia desde los bornes de los grupos de generación, la impedancia es calculada desde los componentes de la tensión y corrientes. La emisión de la orden de disparo se realiza dependiendo del cambio de la impedancia y de la ubicación del centro eléctrico de la oscilación de potencia y tiene como objetivo el de aislar al generador que perdió

sincronismo respecto a los demás generadores del sistema interconectado.

La condición de deslizamiento de polos se muestra en la Figura N° 2.9 en donde las impedancias del generador, transformador y del sistema están ubicadas entre la tensión del generador U_G y la tensión equivalente del sistema U_N .

Figura N° 2.9

Circuito equivalente de oscilación de potencia



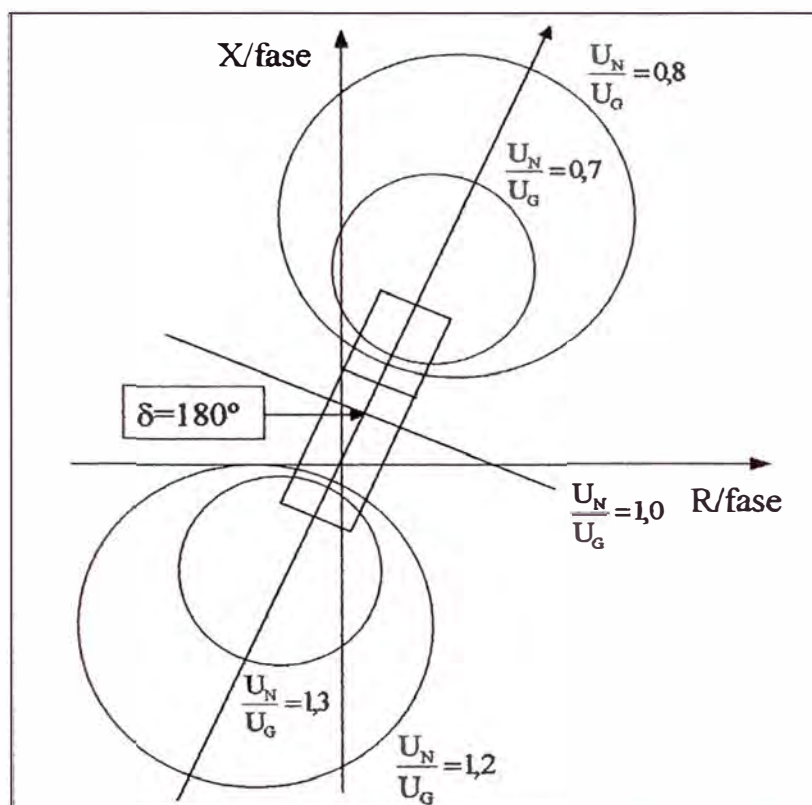
La característica de medición del relé 7UM516 es un rectángulo con ancho y ángulo de inclinación ajustable. Esto asegura una aproximación óptima de la condición de operación del grupo de generación protegido.

La Figura N° 2.10 muestra con mas detalle, la característica de operación de la protección de deslizamiento de polos y el lugar geométrico descrito por la impedancia en el plano complejo (Diagrama R-X). Para el disparo de la protección de deslizamiento de polos es necesario que la impedancia descrita en el Diagrama R-X atraviese de lado a lado al

rectángulo correspondiente a la característica de operación del relé, en forma sucesiva de acuerdo a su ajuste (1, 2 o 3 vueltas).

Figura N° 2.10

Característica de operación de la protección de deslizamiento de polos del relé 7UM516



2.2 Esquemas de protección de transformadores

Las posibles condiciones anormales de operación en transformadores y autotransformadores no tienen la diversidad encontrada en los generadores. Los tipos fundamentales de fallas son los cortocircuitos fase-fase y fase-tierra en los devanados o los terminales del transformador de potencia, y los cortocircuitos entre espiras del devanado de una fase. Entre los regímenes anormales de operación están las sobrecorrientes debidas a las sobrecargas o cortocircuitos externos y las sobretensiones a frecuencia industrial.

La selección del adecuado esquema de protección de transformadores depende del tamaño y el nivel de tensión del equipo protegido. Existen diferentes opiniones sobre la extensión de las funciones de protección de protección. Para transformadores con aceite en el conservador, normalmente se cuenta con las siguientes funciones de protección:

Transformadores mayores que 5MVA

- ❑ Protección diferencial
- ❑ Protección de sobrecorriente
- ❑ Protección de falla a tierra
- ❑ Relé detector de gas (relé Bucholz)
- ❑ Protección de sobrecarga (relé de imagen térmica)
- ❑ Protección de sobreflujo

Transformadores menores que 5MVA

- ❑ Protección de sobrecorriente
- ❑ Protección de falla a tierra
- ❑ Relé detector de gas (relé Bucholz)
- ❑ Protección de sobrecarga (relé de imagen térmica)

A continuación se describe la función de los equipos de protección.

a) Protección diferencial de transformadores (87T).- A diferencia de los generadores, los transformadores tienen algunas peculiaridades que deben tenerse en cuenta para la aplicación de sus protecciones diferenciales, las cuales son:

- ❑ Grupo de conexión, existe diferencia en el ángulo de fase entre las corrientes en transformadores con conexión estrella-delta, por lo que

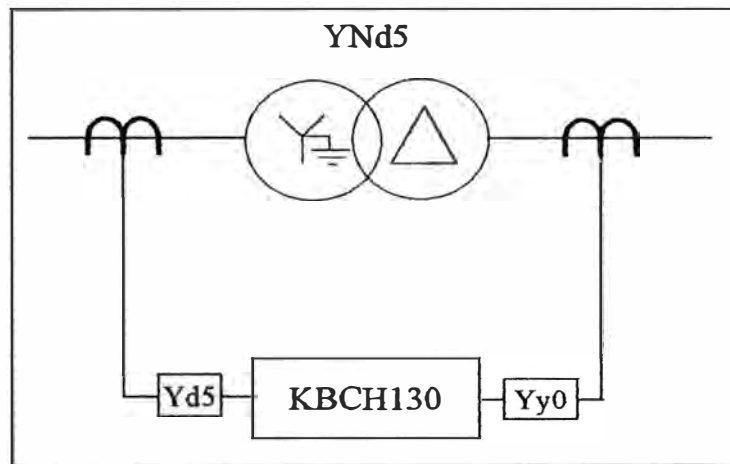
se debe considerar el grupo de conexión para determinar la compensación de ángulo. En los relés electromecánicos esta compensación se hacía con transformadores intermedios, en las protecciones modernas basados en tecnología numérica forma parte de los ajustes.

- Corriente de inserción (Inrush), las magnitudes transitorias de las corrientes de inserción varían entre 5 a 10 veces la corriente nominal del transformador, si el mismo es energizado por el lado de alta tensión y entre 10 a 20 veces si es energizado por el lado de baja tensión, la presencia de estas corrientes puede provocar que la protección interprete erróneamente la ocurrencia de una falla interna en el transformador de potencia. Con el fin de evitar disparos indebidos ante la energización de un transformador, los relés diferenciales deben disponer de filtros de segunda armónica.
- Relación de transformación del transformador de potencia y los transformadores de corriente, para determinar la compensación por amplitud. En los relés electromecánicos esta compensación se hacía con transformadores intermedios, en los relés numéricos forman parte de los ajustes.

La protección diferencial de los transformadores de potencia 138 kV/13,8 kV de las unidades de generación de la C.H. Machupicchu está basado en el relé diferencial ALSTOM - KBCH 130, el cual está diseñado para ser utilizado como protección diferencial de transformadores de dos y tres

devanados. El típico esquema de conexionado de un relé diferencial KBCH130 se muestra en la Fig. N° 2.11.

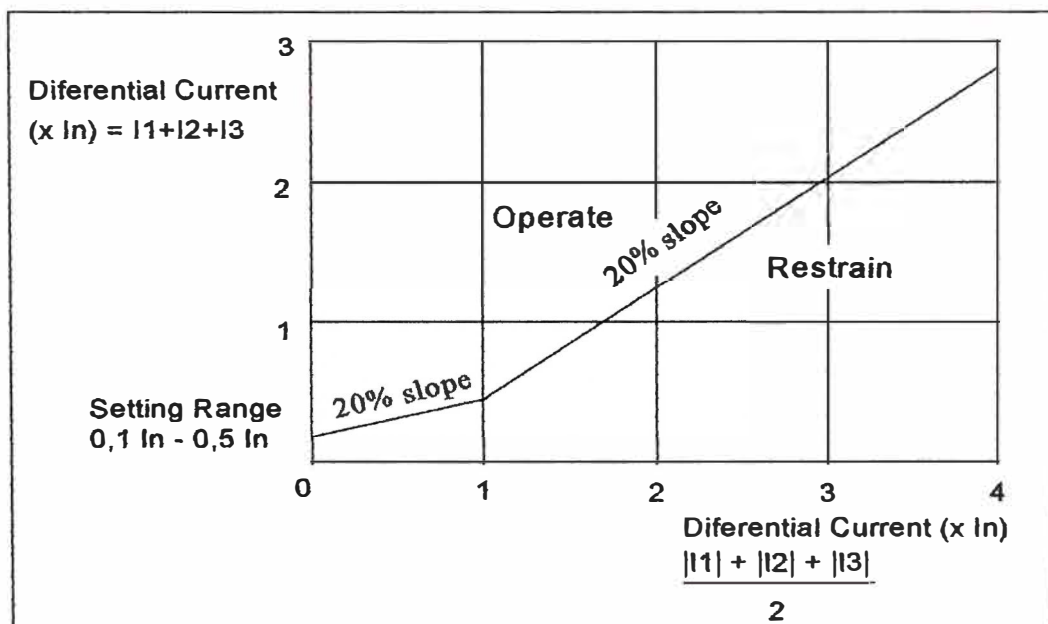
Figura N° 2.11



La Figura N° 2.12 muestra la característica de operación del relé diferencial KBCH130.

Figura N° 2.12

Característica de operación de la
protección diferencial del relé KBCH 130



Para un transformador de tres devanados se tiene:

$$I_d = \left| \bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 \right|, \quad (\text{módulo de la suma fasorial}) \quad (2.8)$$

$$I_{bias} = \frac{\left| \bar{I}_1 \right| + \left| \bar{I}_2 \right| + \left| \bar{I}_3 \right|}{2}, \quad (\text{semisuma escalar}) \quad (2.9)$$

Donde:

I_d = corriente diferencial medida por el relé diferencial

I_{bias} = corriente de freno del relé diferencial.

I_1, I_2 e I_3 = corriente de los tres devanados del transformador.

En resumen, los ajustes de los relés diferenciales constan de dos partes.

La primera es la corriente de operación y la segunda, la pendiente que identifica la zona de actuación de la protección (fallas internas y externas). Generalmente estos ajustes son del orden de 20% I_n para la corriente de operación y entre 40 a 50% de pendiente.

b) Protecciones de sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N).-

En transformadores de gran potencia, esta protección sirve de respaldo en caso de que la protección diferencial no actúe. En transformadores pequeños donde no se tiene protección diferencial, la protección de sobrecorriente es la protección principal. En cualquier caso su actuación debe estar coordinada con las protecciones de las redes aguas abajo del transformador.

La corriente de arranque de la protección de fase no debe ser inferior al 120% de la corriente nominal, mientras la protección de tierra oscila entre 20 a 40%. Los tiempos de ajuste y curvas características dependen de

las corrientes de cortocircuito y de la topología de la red, es por ello que no se puede dar una recomendación general en esta parte.

Lo importante en este caso es tener en cuenta la curva de daño térmico de los transformadores. Las características de operación de los relés de sobrecorriente no deben estar por encima de las curvas de daño térmico en las curvas de selectividad.

- c) Relé detector de gas (63).**- Tiene por objeto la detección de fallas incipientes así como las de desarrollo violento que produzcan un arco interno y liberen gases por descomposición del fluido refrigerante.

El relé detector de gas se trata de un dispositivo instalado en el ducto del fluido refrigerante que comunica la cuba con el tanque de recuperación/expansión. Su funcionamiento está basado en la acumulación de gases producida en el tránsito desde la cuba, la que siendo suficiente producirá alarma. El análisis del gas acumulado en su colector, permitirá diagnosticar sobre el tipo de falla.

Deberá poseer un nivel de alarma y un nivel de disparo. La acción de disparo sobre los interruptores del transformador, se ejercerá a partir de un dispositivo complementario de acción mecánica que funciona como relé de flujo de fluido refrigerante (relé Buchholz). Este último dispone de un álabe que es impulsado en presencia de una falla de desarrollo violento, debido a la súbita corriente de flujo que esta provoca.

Se recomienda en todos los casos mantener esta protección en servicio, con todas sus funciones activas.

La cantidad de gas acumulado, necesaria para la función de alarma, y la velocidad de circulación del fluido refrigerante, para la función de disparo, dependen de la potencia del transformador, siendo valores establecidos por los fabricantes de este último. De acuerdo a la recomendación del manual *Protective Relays, Their Theory and Practice* de A.C. Van Warrington un ajustes aplicable es de 250 cm³ y 110 cm/s, respectivamente, para potencias mayores de 10 MVA.

El tiempo de disparo depende de la naturaleza de la falla y puede variar entre 0,1 s – 0,3 s.

d) Protección de sobrecarga (imagen térmica).- La protección de sobrecarga basado en el relé de imagen térmica, funciona a partir del aumento de temperatura que sufre el arrollamiento debido a las pérdidas en el cobre.

A partir de la imagen térmica de la temperatura de los devanados del transformador, se evitará todo exceso de temperatura no admisible, provocado por cualquier causa externa, tales como fallas en el sistema de refrigeración, excesiva temperatura del ambiente, etc. Su funcionamiento esta basado en la determinación de una imagen real de la temperatura de los arrollamientos, a partir de la medición de la temperatura del aceite y la corriente de carga del transformador. En función de tales parámetros y de una característica de accionamiento en la protección que contempla la constante de tiempo de la propia máquina, se obtendrá la imagen térmica deseada.

Poseerá un primer nivel de alarma y un segundo nivel de disparo con acción de disparo sobre los interruptores del transformador. Podrán incorporarse otras funciones, tales como el comando de ventiladores y de bombas de circulación forzada de fluido refrigerante.

Dado que la capacidad de sobrecarga del transformador depende de tres variables: corriente, tiempo y temperatura del medio de disipación, sólo a través del mencionado dispositivo puede brindarse protección de sobrecargas. La que permita un valor de sobrecarga del 50%, por sobre el valor nominal. Dependiendo del clima, los ajustes de los relés térmicos que supervisan la temperatura oscilan entre 75 a 85 °C para alarma y entre 100 a 110 °C para disparo. Las protecciones que supervisan la temperatura de los devanados tienen ajustes mayores a los rangos anteriores.

- e) Protección de sobreflujo (24).**- Dado que el incremento de la densidad de flujo puede acontecer por una sobretensión y/o una disminución de la frecuencia de operación, no resulta selectiva la detección por cada una de esas variables en forma independiente.

La detección debe hacerse en consecuencia por el nivel que asume la relación V/f , dado que el flujo $\phi = F(V/f)$. Si el nivel V/f supera el valor predeterminado, el dispositivo supervisor deberá producir alarma, recomendándose la no-habilitación del disparo sobre los interruptores, dado que las consecuencias de la sobreexcitación resultarán detectadas por otros medios: la sobretemperatura, por la protección de imagen térmica y la protección de sobrecorriente. Si se presume la existencia de

ferroresonancia, a través de los estudios, entonces se deberá habilitar la función de disparo como medio de anticipar a la posible sobrecorriente derivada del fenómeno.

2.3 Esquemas de protección de líneas de transmisión y subtransmisión

En las líneas de transmisión de niveles de tensión iguales o mayores a 60 kV se usan relés de distancia como protección principal y relés direccionales de falla a tierra como protección de respaldo. En las líneas de 138 kV L-1001 (Machupicchu –Cachimayo) y L-1002 (Machupicchu - Quencoro) se utilizan dos relés de distancia multifunción redundantes del modelo ALSTOM - MiCOM P442, los cuales tienen activadas las funciones de protección de distancia (21) como protección principal y la protección direccional de falla a tierra (67N) como protección de respaldo. Con el fin de conseguir rápidos aclaramientos de fallas en el 100% de la longitud de la línea protegida, los relés de distancia MiCOM P442 se encuentran asistidos con un sistema de teleprotección que cuenta con enlace de comunicaciones por fibra óptica entre las subestaciones Machupicchu – Cachimayo - Dolorespata y por onda portadora entre las subestaciones Dolorespata – Quencoro.

Al igual que en las líneas de transmisión 138 kV, para el caso de la línea de subtransmisión L-0632 (Machupicchu - Quillabamba) se tiene implementado una protección redundante basado en los relés de distancia multifunción ALSTOM EPAC 3433, los cuales se encuentran activadas con las funciones de protección de distancia (21) y protección direccional de falla a tierra (67N) como protección de respaldo. La protección de la línea de subtransmisión L-

0632 no se encuentra asistida por un sistema de teleprotección, ya que no es imprescindible la utilización de este sistema por tratarse de una línea en configuración radial.

a) Protección de distancia (21).- La protección de distancia es la más sofisticada de las protecciones desde el punto de vista de construcción y modo de operación. En el mismo relé se tiene la protección unitaria (primera zona) y la protección de respaldo (a partir de la segunda zona). La protección de distancia de las líneas de transmisión 138 kV L-1001 (Machupicchu - Cachimayo) y L-1002 (Machupicchu - Quencoro) esta basado en los relés de distancia de tecnología numérica ALSTOM - MiCOM P442, para la protección de distancia de la línea de subtransmisión 60 kV L-0632 (Machupicchu - Quillabamba) se cuenta con el relé de distancia de tecnología numérica ALSTOM – EPAC 3433. La protección de distancia, es una protección que discrimina el tipo de falla, fase fallada y puede reponer el servicio en forma automática si se cuenta con un elemento adicional como es el relé de recierre automático (79) y equipos de comunicación para su esquema de teleprotección. En la protección de distancia de las líneas de transmisión 138 kV L-1001 (Machupicchu – Cachimayo) y L-1002 (Machupicchu - Quencoro), se utiliza la filosofía del recierre monofásico para fallas monofásicas y disparo trifásico definitivo para fallas polifásicas, para el caso de la línea de subtransmisión 60 kV L-0632 (Machupicchu – Quillabamba) se utiliza el disparo trifásico definitivo para cualquier tipo de falla.

En general los ajustes que deben efectuarse pueden ser dos tipos. El primero que depende de las características de la línea protegida (alcances de las zonas y tiempos) y la segunda que depende de la programación de la lógica de operación a usar (con o sin recierre, tipo de recierre, número de recierres, esquema de teleprotección y localización de fallas).

Los criterios para definir los alcances de los relés de distancia son los siguientes:

- **Primera zona**, entre el 80 y 90 % de la impedancia de la línea protegida cuando se usa el esquema de teleprotección de subalcance permisivo o sobrealcance permisivo con independencia de Zona 1. El tiempo de disparo es instantáneo. Con el fin de utilizar las ventajas que ofrecen los relés de distancia numéricos como el MiCOM P442, se cuenta con la opción de utilizar el esquema de teleprotección de sobrealcance permisivo de Zona 2 (POP Z2), manteniendo la independencia de la Zona 1 (con ajuste de subalcance) en previsión de falla en el canal de comunicaciones.
- **Segunda zona**, entre el 120 al 150% de la impedancia de la línea o hasta el 50% de la línea mas corta siguiente a la línea protegida. El tiempo de disparo puede ajustarse entre 0,4 a 0,6 s.
- **Tercera zona**, entre el 180 al 200% de la impedancia de la línea o hasta el 100% de la línea más corta siguiente a la línea protegida. El tiempo puede estar ajustado entre 0,8 a 1 s.
- **Cuarta zona**, denominado también en muchos relés como arranque,

se puede ajustar entre el 220 al 300% de la impedancia de la línea o hasta el 120% de la línea más corta siguiente a la línea protegida. El tiempo oscila entre 1,5 s a 3 s. En muchos relés, esta zona puede ser de dirección inversa; en cuyo caso el alcance debe ser lo mínimo posible (no mayor al 20% de la impedancia de la línea).

- **Alcance resistivo**, se considera las impedancias “vistas” por la protección (impedancias aparentes) para fallas con resistencia de falla de 20Ω como mínimo, procurando evitar un sobrealcance debido a la alta resistencia de falla (por el sentido saliente del flujo de potencia pre-falla).

Los alcances anteriores (de las zonas de protección) pueden variar dependiendo de que si la línea protegida es corta o larga. En ningún caso los alcances deben superar la impedancia de los transformadores aguas abajo de la línea protegida, esto debido a que las protecciones de impedancia son precisas y pueden actuar antes que cualquier protección de sobrecorriente.

- **Recierre (79)**, bajo el concepto de que el recierre tiene por objeto preservar la disponibilidad de una línea, luego de una falla monofásica de naturaleza temporal (90% de probabilidad del total de las fallas), se adoptará, en general, el recierre monofásico.

La modalidad operativa recomendable es la utilización de un único intento de recierre, debiendo producirse el bloqueo de un segundo recierre con la decisión de disparo trifásico final, durante un tiempo

compatible con la recuperación térmica de las cámaras de extinción de los interruptores.

Los módulos de recierre recibirán las informaciones de arranque y detección de la fase fallada de la protección principal y emitirá órdenes de cierre.

- **Esquema de Teleprotección**, la teleprotección tiene por objeto lograr la operación sincronizada de las protecciones de distancia de ambas extremidades de la línea, para cualquier ubicación del cortocircuito en el 100 % de la longitud total. Permite así la efectividad del recierre, en el tiempo muerto ajustado, ante fallas de tal tipo y de naturaleza temporal. En el caso de fallas para las que no se permita el recierre (polifásicas), la teleprotección asegurará la actuación en tiempo mínimo, en ambos extremos de la línea.

En principio, el esquema de teleprotección a utilizar será el llamado “sobrealcance permisivo” (permissive overreaching), con Zona 1 independiente, la independencia de la Zona 1 se aplica con el fin de minimizar la dependencia de las comunicaciones. Sin embargo, en este esquema de teleprotección se requiere doble canal de comunicaciones para prevenir posible operación incorrecta debido a señales de interferencia, que pueden ocasionar actuaciones incorrectas a la línea protegida.

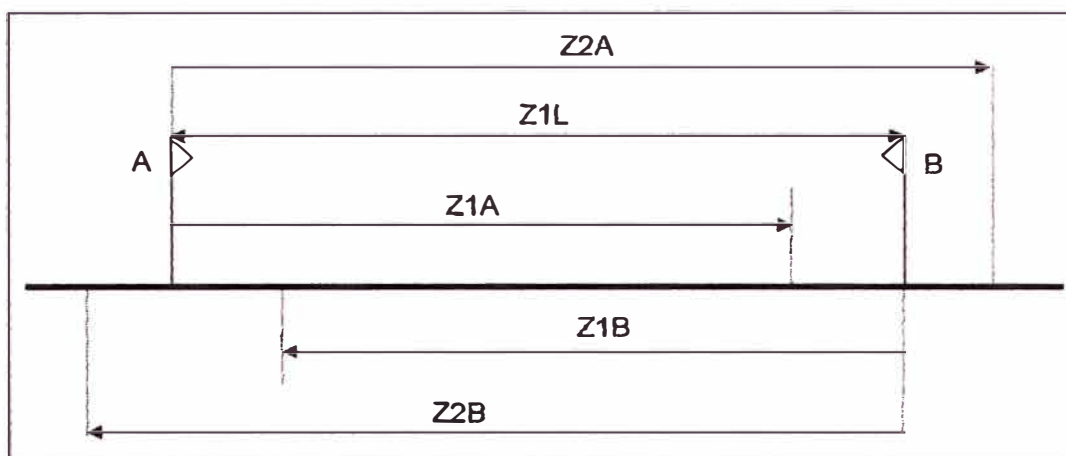
En el relé MiCOM P442 el esquema de teleprotección que mejor se adapta a los requerimientos descritos es el esquema de sobrealcance de Zona 2 o POP Z2. La figura N° 2.13 muestra las zonas de

protección cubiertas por el citado esquema de teleprotección:

Figura N° 2.13

Esquema de Teleprotección de Sobrealcance de Zona 2

Aplicable en el relé MiCOM P442



- **Bloqueo por detección de oscilación de potencia (78)**, la evolución temporal de los valores de impedancia aparente medidos por la protección, obtenido a través de los estudios de estabilidad, permitirá observar el compromiso en el funcionamiento de la protección, así como el ajuste del blindaje de bloqueo del accionamiento por oscilación de potencia.

Los resultados de los estudios permitirán una rápida observación del carácter de la oscilación: estable o inestable, los cuales pueden ser verificados con los resultados del cálculo de la evolución del lugar geométrico de las impedancias medidas durante la oscilación.

Con los estudios enunciados podrán además determinarse los efectos de la oscilación en las dos fases de transmisión, durante el tiempo muerto de recierre de la fase en falla.

Las características de “blindaje” o detección de la oscilación de potencia deberán “envolver” a la característica de arranque para fallas fase-fase (Zonas 3 y 4 en el relé MiCOM P442).

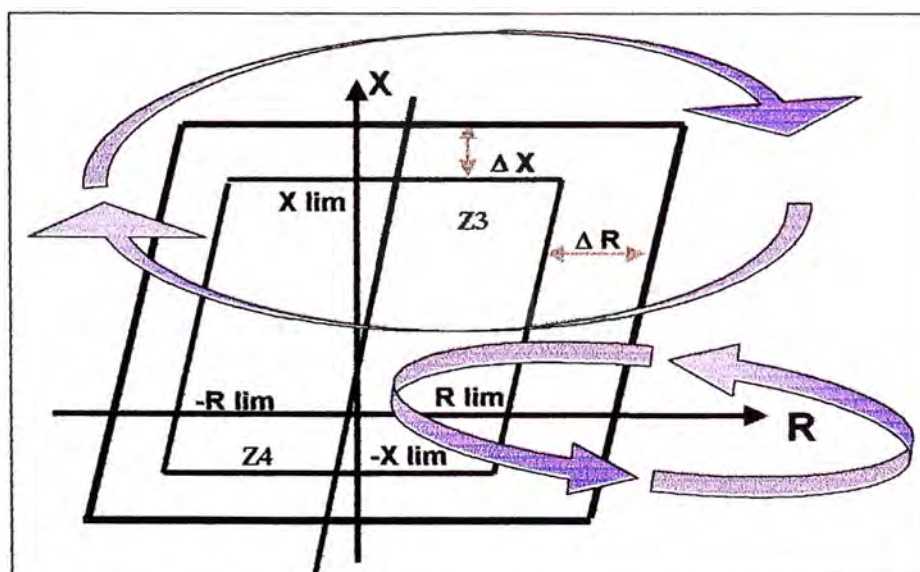
Deberá dejarse un margen suficiente entre el blindaje exterior y la zona de carga (máxima), considerando los errores de la protección.

El ajuste del tiempo de tránsito entre los blindajes exterior e interior se ajustará en el orden de 50 ms, de manera que la variación de la impedancia en el tiempo que define el bloqueo se sitúe en un valor comprendido entre 600 y 1000 Ω/s .

La característica de operación de la función de bloqueo por detección de oscilación de potencia del relé MiCOM P442 se muestra en la Figura N° 2.14.

Figura N° 2.14

Característica de Operación del Bloqueo por
Detección de Oscilación de Potencia del relé MiCOM P442



Resultará conveniente adoptar los esquemas de bloqueo por oscilación de potencia capaces de desbloquear el disparo si durante la oscilación se produce una falla balanceada o desbalanceada.

b) Protección direccional de falla a tierra (67N).- Una de las fallas que no pueden ser detectadas por los relés de distancia son las fallas con contacto a tierra a través de una resistencia de falla alta.

Para este tipo de fallas se utilizan los relés de alta impedancia que tienen entre sus características ser bastante sensibles, direccionales y con posibilidades de usar sistemas de comunicación con el relé del extremo opuesto de la línea.

El esquema definido para esta protección es el de comparación direccional, es decir, para su operación necesariamente se requiere que ambos relés de la línea hayan detectado la falla. Por esta razón es que actuará como una protección unitaria de la línea.

La corriente de operación debe ser bastante sensible y su actuación puede ser instantánea o temporizada. En muchos casos, la operación del relé de recierre bloquea la operación del relé de alta impedancia.

c) Protección de conductor abierto (46BC)

Esta unidad mide la relación de la corriente de fase de secuencia negativa a positiva (I_2/I_1), la cual es mucho menos afectada que la medida de corriente de secuencia negativa solamente, dado que esta relación es aproximadamente constante con variaciones en la corriente de carga, por lo cual se puede dar un ajuste más sensible.

Esta función es útil cuando se presentan fallas serie por la apertura de

una sola fase, las cuales se pueden presentar por rotura de conductores, mala operación de un equipo de maniobra monofásico.

Este tipo de falla aunque no causa incremento apreciable en la corriente de fase, si causa un desbalance y una corriente de secuencia negativa detectable. Sin embargo, para líneas con muy poca carga, el valor de la corriente de secuencia negativa puede estar cercano a la corriente de carga o menor que ésta, por lo que un elemento de secuencia negativa no operaría a niveles de carga tan bajos.

En tales casos es recomendable la medida de la relación de la corriente de fase de secuencia negativa a positiva (I_2/I_1), la cual es mucho más precisa y aproximadamente constante aún con variaciones de corriente de carga.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO

3.1. Introducción

El propósito del presente Análisis de Flujo de Potencia y Cortocircuito es determinar el comportamiento en estado estacionario de la C.H. Machupicchu, en operación normal y ante la ocurrencia de fallas, con el fin de verificar la actuación correcta de los relés de protección.

Para las simulaciones de Flujo de Potencia y Cortocircuito se han utilizado los parámetros de la red base del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en el Anexo N° 1 se adjunta los datos utilizados del área en estudio), los mismos que han sido modelados en el programa computacional de Análisis de Redes WinFdc V2.01.

Los escenarios considerado para las simulaciones de flujo de potencia y cortocircuito corresponden a los periodos de avenida y estiaje del año 2004, los escenarios de máxima demanda y mínima demanda simulados cubren la mayoría de las condiciones de operación del Área Operativa Sur Este del SEIN.

3.2. Metodología

a) De las simulaciones de flujo de potencia

Las simulaciones de flujo de potencia realizadas para el presente informe han tenido el propósito de determinar los niveles de tensión en barras, la distribución de los flujos de potencia activa y reactiva en generadores, líneas de transmisión, líneas de subtransmisión y transformadores de potencia.

En régimen permanente, se evalúa los resultados de los flujos de potencia, considerándose como criterio de calidad y confiabilidad que el sistema debe satisfacer las siguientes condiciones:

- Niveles de tensión admisibles en barras.

Operación normal	$\pm 5\% V_n$
------------------	---------------

- Cargas de líneas y transformadores

Líneas de transmisión	100% de su potencia nominal.
-----------------------	------------------------------

Transformadores de potencia	100% de su potencia nominal.
-----------------------------	------------------------------

b) Para las simulaciones de cortocircuito

Para la determinación de las corrientes de falla, se ha realizado simulaciones bajo el protocolo Estándar en régimen bajo carga, es decir que el cálculo de las corrientes esta basado en las tensiones pre-falla y la superposición de las corrientes de falla con las corrientes de carga.

Para determinar las máximas y mínimas corrientes de falla, se ha definido una condición de máxima corriente de falla correspondiente al escenario de máxima demanda para el escenario de avenida y una

condición de mínima corriente de falla correspondiente al escenario de mínima demanda para el escenario de estiaje.

La diferencia fundamental entre el escenario de máxima demanda en avenida y mínima demanda en estiaje es el despacho de la C.H. San Gabán, la referida central despacha alrededor de 100 MW para máxima demanda (con dos grupos de generación) y 50 MW para mínima demanda (con un grupo de generación). La C.H. Machupicchu normalmente despacha 84 MW durante los escenarios de máxima demanda en avenida y mínima demanda en estiaje sin registrar mayores variaciones entre uno y otro escenario.

La diferencia en la cantidad de grupos de generación en servicio entre los escenarios de máxima demanda y mínima demanda descritos anteriormente, define la máxima corriente y mínima corriente de falla en el Área Operativa Sur Este del SEIN, el procedimiento adoptado para las fallas trifásicas y monofásicas se detalla a continuación:

a) Corrientes de falla trifásica

Se ha calculado las corrientes de falla trifásica en barras de 138 kV, 13,8 kV y 10,5 kV de la C.H. Machupicchu, para determinar la máxima corriente de falla se ha considerado el escenario de máxima demanda en operación normal y para determinar la mínima corriente de falla se ha considerado el escenario de mínima demanda en operación normal.

b) Corrientes de falla monofásica

En lo que concierne a la falla monofásica, la definición de la máxima y mínima corriente de falla es similar al caso de la falla trifásica, adicionalmente se hicieron cálculos de corrientes de falla para resistencias de falla de 0Ω y 20Ω , lográndose de esta manera una adecuada y suficiente cobertura de resultados.

3.3. Resultados

a) Resultados de Flujo de Potencia.- Los resultados se muestran en el Anexo N° 02, donde se puede apreciar que los grupos de la C.H. Machupicchu operan sin aportar reactivos al sistema (se encuentran ligeramente subexcitados), debido al aporte de reactivos de las líneas de transmisión 138 kV del Área Operativa Sur Este del SEIN (debido al efecto Ferranti), las cuales son mayoritariamente largas.

b) Resultados de Cortocircuito.- Los resultados se muestran en el Anexo N° 03, donde se puede apreciar una ligera diferencia entre las corrientes de falla para máxima y mínima demanda debido a que la diferencia fundamental entre un escenario y otro es la salida de un grupo de generación de la C.H. San Gabán.

CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN DE LOS AJUSTES DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA C.H. MACHUPICCHU

4.1 Evaluación de los ajustes de los relés de protección de los grupos de generación

Para la evaluación de los ajustes de los relés de protección de generadores se ha verificado sus cálculos justificativos encontrándose mayoritariamente que dependen de los parámetros eléctricos de la máquina.

Se ha replanteado los cálculos de dos funciones de protección: deslizamiento de polos (78) e inversión de potencia (32R). Para el caso del relé de deslizamiento de polos (78), se ha establecido su coordinación con el tiempo de desbloqueo de la protección de distancia ante presencia de oscilaciones de potencia en las líneas L-1001 (Machupicchu - Cachimayo) y L-1002 (Machupicchu - Quencoro). La función de inversión de potencia ha sido replanteada de acuerdo a las definiciones planteadas en el Capítulo II sección 2.1.

4.1.1 Protección diferencial de generadores (87G)

- Características de los transformadores de corriente 2000/1 A

□ Características del relé:

Tipo MICOM P343
Fabricante ALSTOM
Tecnología numérica
Corriente nominal I_n 1 A

TABLA Nº 4.1

Rangos y valores de ajuste de la protección diferencial (87G)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Tipo de Característica	Función bloqueada / Porcentaje / Alta impedancia		Porcentaje
I_{s1}	0,05 - 0,5 x I_n	0,01 x I_n	0,05 x I_n
K1	0 – 20 %	5 %	0 %
I_{s2}	1 – 10 x I_n	0,1 x I_n	1 x I_n
K2	20 – 150 %	10 %	150 %

□ Criterios de ajuste:

Los valores de ajuste están en conformidad con las recomendaciones de la guía técnica del relé MICOM P343.

□ Acción : Parada de emergencia.

4.1.2 Protección de respaldo del sistema (21G)

□ Características de los transformadores de corriente 2000/1 A

30 VA – 5P20

□ Características de los transformadores de tensión..... $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ kV/ $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V

50 VA – cl. 3P

□ Características del relé:

· Tipo MICOM P343
· Fabricante ALSTOM
· Tecnología numérica
· Corriente nominal In 1 A

TABLA Nº 4.2

Rangos y valores de ajuste de la protección de respaldo del sistema (21G)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Tipo de función de respaldo	Bloqueo / Controlada por tensión / Restringida por tensión / Baja impedancia		Baja impedancia
Z<	2 – 120 Ohm	0,5 Ohm	18 Ohm
Tiempo	0 – 100 s.	0,01 s.	0,8 s.
tRESET	0 – 100 s.	0,01 s.	0 s.

□ Criterios de ajuste:

El umbral de impedancia (Z<) es igual a 2 veces la tensión de cortocircuito del transformador principal.

Para el cálculo de las impedancias de cortocircuito se ha utilizado la ecuación:

$$Z_{cc} = Z_{cc}(\%) \times \frac{(kV_{base})^2}{MV_{Abase}} \quad (4.1)$$

Para reflejar la impedancia primaria al lado secundario de los transformadores de medida se tiene la ecuación:

$$Z_{cc} - \text{secundaria} = Z_{cc} - \text{primaria} \times \frac{CT}{VT} \quad (4.2)$$

Donde:

CT = relación de transformación del transformador de corriente.

VT = relación de transformación del transformador de tensión.

Impedancia de cortocircuito del transformador principal:

$$Z_{cc} - \text{primaria} = 0,11 \times \frac{(13,8)^2}{33,5} = 0,625 \Omega$$

Expresada en el secundario de los transformadores de medida:

$$Z_{cc} - \text{secundaria} = 0,625 \Omega \times \frac{CT}{VT}$$

$$CT = 2000/1 \quad \text{y} \quad VT = 13800/100$$

Así:

$$Z_{cc} - \text{secundaria} = 0,625 \times \frac{2000}{138} = 9,06 \Omega$$

$$Z_c = 2 \times (Z_{cc} - \text{secundaria}) = 18,12 \Omega$$

La temporización de la función de respaldo del sistema (21) es mayor que la temporización de las dos primeras zonas de las protecciones de distancia de las líneas de transmisión 138 kV y subtransmisión 60 kV.

- Acción : Parada de emergencia

4.1.3 Protección de falla a tierra (51NG)

- Características del transformador de corriente..... 1 x 5/1 A

30 VA – 5P20

- Características del relé:

Tipo

..... MICOM P343

Fabricante	ALSTOM
Tecnología	numérica
Corriente nominal In	1 A

TABLA N° 4.3

Rangos y valores de ajuste de la protección de falla a tierra (51NG)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Umbral IN>1:			
Características de disparo	Función bloqueada, DT, SI(IEC), VI(IEC), EI(IEC), LTI(IEC), MI(IEEE), VI(IEEE), EI(IEEE), INV(ANSI), STI(ANSI)		DT
Umbral de corriente	0,02 – 4 x In	0,01 x In	0,15 x In
Tiempo (DT)	0 – 200 s.	0,01 s.	0,8 s.
Multiplicador de Tiempo (IEC)	0,025 – 1,2	0,025	NA
Multiplicador de Tiempo (ANSI/IEEE)	0,5 – 15	1	“
Característica de Reposición	DT, INV		DT
tRESET	0 – 100 s.	0,01 s.	0 s.
Umbral IN>2:			
Características de Disparo	Función bloqueada, DT		DT
IN>2	0,02 – 10 x In	0,01 x In	0,3 x In
DT	0 – 200 s.	0,01 s.	0,1 s.

□ Criterios de ajuste:

El umbral IN>1 se ajusta a 5 % de la corriente de neutro (15 A) en caso de falla a tierra en el sistema de 13,8 kV:

$$IN>1 = 0,05 \times 15 \times 1/(5/1) = 0,15 \text{ A}$$

La temporización asociada es mayor que el tiempo de disparo de las protecciones del sistema de 138 kV en caso de falla a tierra en las líneas de 138 kV L-1001 y L-1002.

El umbral $IN>2$ se ajusta a 10 % de la corriente de neutro en caso de falla a tierra en el sistema de 13,8 kV:

$$IN>2 = 0,1 \times 15 \times 1/(5/1) = 0,3 \text{ A}$$

El valor de ajuste de $IN>2$ es mayor que la corriente de neutro en caso de falla a tierra en el sistema de 138 kV.

- Acción : Parada de emergencia

4.1.4 Protección de 100% falla a tierra estator (27TN)

- Características del transformador de tensión de neutro $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ kV/240 V
- Características de los transformadores de tensión de fase $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ kV/240V

50 VA – CI 3P

- Características del relé:

Tipo MICOM P343

Fabricante ALSTOM

Tecnología numérica

TABLA N° 4.4

Rangos y valores de ajuste de la protección de falla masa estator 100%

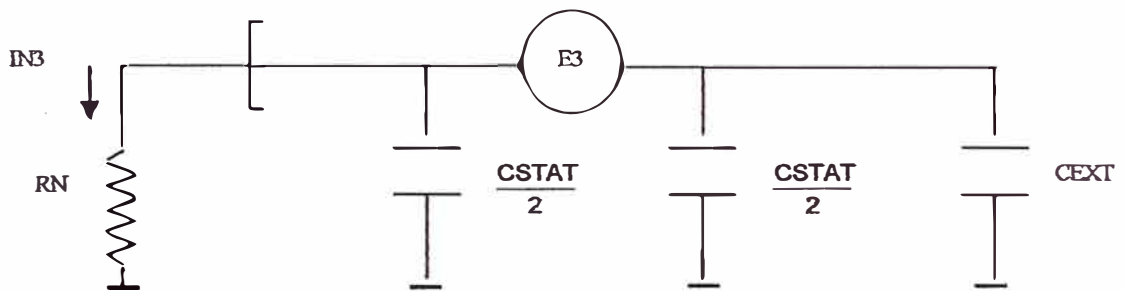
Variable	Rango	Paso	Ajuste
Estado de la Función	Función bloqueada / Función operativa		Función operativa
Tensión armónica de orden 3	0,3 – 20 V	0,1 V	0,7 V

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Umbral de tensión de bloqueo	30 – 120 V	1 V	85 V
Temporización	0 – 100 s.	0,01 s.	1 s.

□ Criterios de ajuste:

El umbral de tensión armónica de orden 3 se ajusta a 70 % de la mínima tensión armónica de orden 3 en el neutro en régimen permanente, es decir:

$$E_f VN_{3H} = 0,7 \times VN_3 \quad (4.3)$$



Donde R_N : resistencia de neutro

$$R_N = 558 \Omega$$

C_{STAT} : capacidad fase-tierra (por fase) del estator

$$C_{STAT} = 0,229 \mu F$$

C_{EXT} : capacidad fase-tierra restante 13,8 kV.

$$C_{EXT} = 0,87 \mu F$$

C_3 : fuerza electromotriz de orden 3 generada por la máquina.

El valor mínimo es igual a $0,005 \times \frac{13\ 800}{\sqrt{3}} \approx 40 \text{ V}$

La tensión armónica de orden 3 en el neutro de la máquina (VN_3) se da con la formula siguiente:

$$VN3 = E3 \times \frac{ZN}{ZB \pm ZN} \quad (4.4)$$

$$\text{Donde : } ZN = - \frac{j}{\frac{CSTAT \times \omega}{2}} // 3 RN \quad (4.5)$$

$$ZB = - \frac{j}{\left(\frac{CSTAT}{2} + CEXT \right) \times \omega} \quad (4.6)$$

$$\text{Donde } \omega = 360 \pi$$

$$\text{Así : } \quad VN3 = 32,3 \text{ V}$$

En el secundario del transformador de tensión de neutro, VN3 se vuelve:

$$VN3 = \frac{32,3}{\frac{13800}{\sqrt{3}} / 240} = 0,97 \text{ V}$$

Por lo tanto:

$$E_f VN3H = 0,7 \times VN3 = 0,7 \times 0,97 \text{ V}$$

$$E_f VN3H = 0,68 \text{ V} \approx 0,7 \text{ V}$$

El umbral de la tensión de bloqueo se ajusta a 85 % de la tensión nominal del generador.

- Acción : Parada de emergencia

4.1.5 Protección de pérdida de excitación (40)

- Características de los transformadores de corriente 2000/1 A
30 VA 5P20
- Características de los transformadores de tensión..... $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ kV/ $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V
50 VA – cl. 3P
- Características del relé:
 - . Tipo MICOM P343
 - . Fabricante ALSTOM
 - . Tecnologíanumérica

TABLA N° 4.5

Rangos y valores de ajuste de la protección de pérdida de excitación (40)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Estado de la función de alarma	Función bloqueada / Función operativa		Función operativa
Ángulo de alarma	15 – 75 °	1°	15 °
Tiempo de alarma	0 – 100 s.	0,01 s.	10 s.
Estado de la función de disparo 1	Función bloqueada / Función operativa		Función operativa
Mho traslado (-Xa1)	0 – 40 Ω	0,5 Ω	14 Ω
Diámetro (Xb1)	0 - 325 Ω	1 Ω	111 Ω
t1	0 – 100 s.	0,1 s.	5 s.
tDO1	0 – 10 s.	0,1 s.	0 s.
Estado de la función de disparo 2	Función bloqueada / Función operativa		Función Bloqueada
Mho traslado (-Xa2)	0 – 40 Ω	0,5 Ω	NA
Diámetro (Xb2)	0 - 325 Ω	1 Ω	"

Variable	Rango	Paso	Ajuste
t2	0 – 100 s.	0,1 s.	“
tDO2	0 – 10 s.	0,1 s.	“

(N.A.: no aplicable)

□ Criterios de ajuste:

El valor de ajuste del ángulo característico de alarma esta en conformidad con la recomendación de la guía técnica del relé.

La temporización de la función de alarma debe ser mayor que la temporización de la función de disparo.

El valor de ajuste de X_{a1} es igual a 50 % de la reactancia transitoria de la máquina:

$$X' d = x' d(\text{pu}) \times \frac{(kV\text{base})^2}{MVA\text{base}} \quad (4.7)$$

$$X' d = 0,34 \times \frac{(13,8)^2}{33,5} = 1,933 \Omega$$

expresada en el primario de los transformadores de medida

$$X' d = 1,933 \times \frac{CT}{VT} = 1,933 \times \frac{2000 / 1}{\frac{13800 / 100}{\sqrt{3} / \sqrt{3}}} = 28,01 \Omega$$

expresada en el secundario de los transformadores de medida

$$\text{Así: } X_{a1} = 0,5 \times 28,01 = 14 \Omega$$

El valor de ajuste de X_{b1} es igual a la reactancia síncrona del generador:

$$X_d = x_d(\text{pu}) \times \frac{(kV\text{base})^2}{MVA\text{base}} \quad (4.8)$$

$$X_d = 1,35 \times \frac{(13,8)^2}{33,5} = 7,674 \Omega$$

expresada en el primario de los transformadores de medida

$$X_d = 7,674 \times \frac{CT}{VT} = 7,674 \times \frac{2000/1}{\frac{13800/100}{\sqrt{3} / \sqrt{3}}} = 111,22 \Omega$$

expresada en el secundario de los transformadores de medida

Así: $X_{b1} = 111 \Omega$

Los valores de ajuste de las temporizaciones t_1 y t_{DO} deben evitar el disparo de la protección durante oscilaciones de potencia sin pérdida de excitación; el disparo de la protección de un grupo de generación ante oscilaciones de potencia inestables está asegurado mediante el ajuste propuesto de la protección de deslizamiento de polos (78), los ajustes de t_1 y t_{DO} son usuales.

- Acción : Parada parcial

4.1.6 Protección de sobrecorriente (50/51)

- Características de los transformadores de corriente 2000/1 A
30 VA – 5P20
- Características del relé:
 - TipoMICOM P343
 - Fabricante ALSTOM
 - Tecnología numérica
 - Corriente nominal I_n 1 A

TABLA N° 4.6

Rangos y valores de ajuste de la protección de sobrecorriente (50/51)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Umbral I>1:			
Características de disparo	Función bloqueada , DT, SI(IEC), VI(IEC) EI(IEC), LTI(IEC), MI(IEEE) VI(IEEE), EI(IEEE) , INV(ANSI) STI(ANSI)		DT
Umbral de corriente	0,08 - 4 x In	0,01 x In	0,84 x In
Tiempo (DT)	0 – 100 s.	0,01 s.	20 s.
Multiplicador de tiempo (IEC/UK)	0,025 – 1,2	0,025	NA
Multiplicador de tiempo (IEEE/ANSI)	0,5 – 15	0,1	"
Característica de reposición	DT / INV		DT
tRESET	0 – 100 s.	0,01 s.	0 s.
Umbral I>2:			
Características de disparo	Función bloqueada / DT		DT
Umbral de corriente	0,08 - 10 x In	0,01 x In	1,26 x In
Tiempo	0 – 100 s.	0,01 s.	4 s.

□ Criterios de ajuste:

El valor de ajuste del umbral de sobrecorriente I>1 es igual a 120 % de la corriente nominal del generador:

$$I_{>1} = 1,2 \times \frac{MVA}{\sqrt{3} \times kV} \quad (4.9)$$

$$I_{>1} = 1,2 \times \frac{33,5}{\sqrt{3} \times 13,8} = 1682 \text{ A (primario)}$$

entonces: $I_{>1} = \frac{1682}{2000 / 1} = 0,841 \text{ A}$ en la entrada del relé.

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

El valor de ajuste del umbral de corriente $I_{>2}$ es igual a 180 % de la corriente nominal del generador:

$$I_{>2} = 1,8 \times \frac{\text{MVA}}{\sqrt{3} \times \text{kV}} \quad (4.10)$$

$$I_{>2} = 1,8 \times \frac{33,5}{\sqrt{3} \times 13,8} = 2524 \text{ A (primario)}$$

entonces: $\frac{2524}{2000 / 1} = 1,26 \text{ A}$ en la entrada del relé

- Acción : Parada de emergencia

4.1.7 Protecciones de inversión de potencia (32R) y de sobrepotencia (32O)

- Características de los transformadores de corriente2000/1 A
30 VA – 5P20
- Características de los transformadores de tensión..... $\frac{13,8}{\sqrt{3}} \text{ kV} / \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ V}$
50 VA – cl. 3P
- Características del relé:

Tipo	MICOM P343
Fabricante	ALSTOM
Tecnología	numérica

TABLA N° 4.7

Rangos y valores de ajuste de las protecciones
de inversión de potencia y sobrepotencia

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Función potencia 1:			
Modo	Función bloqueada / Potencia invertida (- P>1) / Baja potencia (P<1) / Sobrepotencia (P>1)		Potencia invertida (- P>1)
Umbral de potencia (Función - P>1)	4 – 40 W	0, 5 W	4 W
Tiempo	0 – 100 s.	0,1 s.	5 s.
tDO1	0 – 10 s.	0,1 s.	0 s.
Bloqueo de la función P<1 por interruptor abierto	SI / NO		NO
Función potencia 2:			
Modo	Función bloqueada / Potencia invertida (- P>2) / Baja potencia (P<2) / Sobrepotencia (P>2)		P>2
Umbral de potencia (Función P>2)	4 – 300 W	0, 5 W	120 W
Tiempo	0 – 100 s.	0,1 s.	10 s.
tDO2	0 – 10 s.	0,1 s.	0 s.
Bloqueo de la Función P>2 por interruptor abierto	SI / NO		NO

□ Criterios de ajuste:

El valor de ajuste del umbral de potencia de la función – P>1 es igual al 2% de la potencia nominal 30,15 MW.

- P>1 = 2% 30,15 MW
- P>1 = 0,603 MW (prim)

en el secundario de los transformadores de medida se tiene:

$$W(\text{secundario}) = MW(\text{primario}) \times \frac{1}{(CT) \times (VT)} \times 10^6 \quad (4.11)$$

Entonces:

$$- P>1 = 2,18 \text{ W (sec.)}$$

Debido a que el ajuste no se encuentra dentro del rango del relé MiCOM P343 (ajuste mínimo igual a 4 W), se recomienda implementarlo en el relé multifunción SIEMENS-7UM516 (utilizado para la protección de deslizamiento de polos).

El valor de ajuste de la temporización del umbral de potencia $-P>1$ evita la operación intempestiva durante oscilaciones de potencia.

El valor de ajuste del umbral de potencia de la función $P>2$ es igual a 110 % de la potencia activa nominal generada por la máquina:

$$P>2 = 1,1 \times 30,15 = 33,165 \text{ MW}$$

Expresado en el secundario de los transformadores de medida, el valor de ajuste se vuelve:

$$P>2 = \frac{33,165 \times 10^6}{(2000/1) \times \left(\frac{13,8}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} \right)} = 120 \text{ W}$$

- Acción : Parada parcial

4.1.8 Protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46)

- Características de los transformadores de corriente 2000/1 A
30 VA 5P20

- Características del relé:

TipoMICOM P343

- . Fabricante ALSTOM
- . Tecnología numérica
- . Corriente nominal In 1 A

TABLA N° 4.8

Rangos y valores de ajuste de la protección
de sobrecorriente de secuencia negativa (46)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Alarma :			
Estado de la Función	Función bloqueada / Función operativa		Función Operativa
I2>1 (alarma)	0,03 – 0,5 x In	0,01 x In	0,07 x In
Tiempo	2 – 60 s.	0,1 s.	20 s.
Disparo :			
Estado de la función	Función bloqueada / Función operativa		Función Operativa
I2>2 (disparo)	0,05 – 0,5 x In	0,01 x In	0,08 x In
K	2 – 40 s.	0,1 s.	14,7 s.
Kreset	2 – 40 s.	0,1 s.	14,7 s.
tMAX	500 – 2000 s.	10 s.	500 s.
tMIN	0,25 – 40 s.	0,25 s.	1 s.

□ Criterios de ajuste:

Los valores de ajuste están en conformidad con las recomendaciones de la guía técnica del relé:

$$I_{2>2} = I_{2G} \times \frac{I_{NG}}{I_{NTC}} \times I_{NR} \quad (4. 12)$$

I_{2G} : corriente de secuencia negativa máxima soportada en régimen permanente por la máquina (expresada en valores unitarios)

$$I_{2G} = 0,12$$

$$I_{NG}: \text{corriente nominal del generador} - I_{NG} = \frac{33,5}{\sqrt{3} \times 13,8} = 1,402 \text{ kA}$$

I_{NTC} : corriente nominal primaria de los transformadores de corriente

$$I_{NTC} = 2 \text{ kA}$$

I_{NR} : corriente nominal del relé - $I_{NR} = 1 \text{ A}$

$$\text{Así : } I_{2>2} = 0,084 \text{ A} \approx 0,08 \text{ A}$$

$$K_{reset} = K_G \times \left(\frac{I_{NG}}{I_{NTC}} \right)^2 \quad (4.13)$$

K_G : capacidad térmica del generador

$$K_G = 30 \text{ s.}$$

$$\text{Así : } K = 30 \times \left(\frac{1402}{2000} \right)^2$$

$$K_{reset} = 14,7 \text{ s}$$

$$I_{2>1} = 0,8 \times I_{2>2} = 0,067 \times I_n \approx 0,07 \times I_n$$

El valor de ajuste de la temporización del umbral de alarma es usual (20 s).

El valor de ajuste de t_{MIN} es mayor que el tiempo de operación de las protecciones eléctricas 138 kV durante fallas asimétricas en el sistema de alta tensión.

- Acción : Parada parcial

4.1.9 Protección de sobretensión (59)

- Características de los transformadores de tensión..... $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ kV / $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V
50 VA – cl. 3P
- Características del relé:
- TipoMICOM P343
 - Fabricante ALSTOM
 - Tecnología numérica

TABLA N° 4.9

Rangos y valores de ajuste de la protección de sobretensión (59)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Tipo de medida	Fase – fase / Fase – neutro		Fase - fase
Criterio de operación	Cualquier fase /3 fases		Cualquier fase
Función V>1:			
Característica de Disparo	Función bloqueada / DT / INV		DT
Umbral de tensión	60 – 185 V	1 V	120 V
Tiempo (DT)	0 – 100 s.	0,01 s.	5 s.
Multiplicador de tiempo (INV)	0,5 – 100 s.	0,5 s.	NA
Función V>2:			
Característica de disparo	Función bloqueada / DT		DT
Umbral de tensión	60 – 185 V	1 V	140 V
Tiempo	0 – 100 s.	0,01 s.	0 s.

(NA.: No aplicable)

□ Criterios de ajuste:

El valor de ajuste del umbral $V>1$ es igual a 120 % de la tensión nominal del generador; la temporización asociada impide el funcionamiento intempestivo del relé durante modos de operación particulares tales como rechazo de carga.

El umbral $V>2$ que es instantáneo se ajusta a 140 % de la tensión nominal del generador a fin de evitar cualquier funcionamiento intempestivo del relé en caso de rechazo de carga.

□ Acción : Parada parcial

4.1.10 Protección de mínima tensión (27)

- Características de los transformadores de tensión..... $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ kV/ $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V
50 VA – cl. 3P

□ Características del relé:

- . TipoMICOM P343
- . FabricanteALSTOM
- . Tecnología numérica

TABLA N° 4.10

Rangos y valores de ajuste de la protección de mínima de tensión (27)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Tipo de medida	Fase – fase / Fase - neutro		Fase – neutro
Criterio de operación	Cualquier fase / 3 fases		Cualquier fase

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Función V<1:			
Característica de Disparo	Función bloqueada / DT / IDMT		DT
Umbral de tensión	10 – 120 V	1 V	46 V
Tiempo (DT)	0 – 100 s.	0,01 s.	3 s.
Multiplicador de Tiempo (IDMT)	0,5 – 100 s.	0,5 s.	NA
Bloqueo de la función Por interruptor abierto	SI / NO		NO
Función V<2:			
Característica de Disparo	Función bloqueada / DT		Función bloqueada

(NA : No aplicable)

□ Criterios de ajuste:

El umbral de tensión se ajusta a 80 % de la tensión nominal fase-tierra del generador.

La temporización es mayor que el tiempo de operación de las protecciones 138 kV en caso de falla eléctrica en el sistema de alta tensión.

□ Acción : Parada parcial

4.1.11 Protección de sobreexcitación (24)

□ Características de los transformadores de tensión..... $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ kV/ $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V

50 VA – cl. 3P

□ Características del relé:

. TipoMICOM P343
. FabricanteALSTOM
. Tecnología numérica

TABLA N° 4.11

Rangos y valores de ajuste de la protección de sobreexcitación (24)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Función de alarma:			
Estado de la función	Función bloqueada / Función operativa		Función operativa
Umbral de inducción	1,5 – 3,5 V/Hz	0,01 V/Hz	1,92 V/Hz
Tiempo (DT)	0 – 100 s.	0,01 s.	10 s.
Función de disparo:			
Estado de la función	Función bloqueada / DT / IDMT		IDMT
Umbral de inducción	1,5 – 3,5 V/Hz	0,01 V/Hz	1,92 V/Hz
Tiempo (DT)	0 - 100 s.	0,01 s.	NA
Multiplicador de tiempo K	1 – 63	1	1

(NA : No aplicable)

□ Criterios de ajuste:

El valor de ajuste de los umbrales de alarma y de disparo es igual a 115 % del valor nominal de inducción a fin de evitar un funcionamiento intempestivo del relé en régimen permanente:

$$(V/Hz) = 1,15 \times \frac{V_n}{F_n} \quad (4.14)$$

$$(V/Hz) = 1,15 \times \frac{100}{60} = 1,917 \text{ V/Hz}$$

La curva característica se da a partir de la fórmula siguiente:

$$t = 0,8 + 0,18 \cdot \frac{K}{(M - 1)^2} \quad (4.15)$$

$$\text{con } M = \frac{V/F}{V_n/F_n} \quad (4.16)$$

El valor de ajuste del factor K es igual al límite inferior del rango de ajuste a fin de reducir lo más posible la duración de la sobreexcitación soportada por la máquina.

- Acción : Parada parcial

4.1.12 Protección de sobrefrecuencia (81O)

- Características de los transformadores de tensión..... $\frac{138}{\sqrt{3}}$ kV/ $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V
50 VA – cl. 3P
- Características del relé:

TipoMICOM P343

FabricanteALSTOM

Tecnología numérica

TABLA Nº 4.12

Rangos y valores de ajuste de la protección de sobrefrecuencia (81O)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Función F>1			
Estado de la función	Función bloqueada / Función operativa		Función operativa
Frecuencia (F>1)	45 – 65 Hz	0,01 Hz	61,5 Hz
Tiempo (F>1)	0 – 100 s.	0,1 s.	10 s.

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Función F>2			
Estado de la función	Función bloqueada / Función operativa		Función operativa
Frecuencia (F>2)	45 – 65 Hz	0,01 Hz	64 Hz
Tiempo (F>2)	0 – 100 s.	0,1 s.	0,1 s.

- Criterios de ajuste:

Los valores de ajuste propuestos impiden el funcionamiento intempestivo de la protección 81O en caso de sobrefrecuencia temporal pudiendo aparecer en régimen normal (en caso de rechazo de carga).

- Acción : Parada parcial

4.1.13 Protección de baja frecuencia (81U)

- Características de los transformadores de tensión..... $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ kV/ $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V
50 VA – cl. 3P

- Características del relé:

- TipoMICOM P343
- Fabricante ALSTOM
- Tecnología numérica

TABLA Nº 4.13

Rangos y valores de ajuste de la protección de baja frecuencia (81U)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Función F<1 :			
Estado de la función	Función bloqueada / Función operativa		Función operativa
Frecuencia (F<1)	45 – 65 Hz	0,01 Hz	57 Hz
Tiempo (F<1)	0,1 – 100 s.	0,1 s.	5 s.

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Función F<2:			
Estado de la función	Función bloqueada / Función operativa		Función bloqueada
Función F<3:			
Estado de la función	Función bloqueada / Función operativa		Función bloqueada
Función F<4 :			
Estado de la función	Función bloqueada / Función operativa		Función bloqueada
Bloqueo de las funciones por interruptor abierto	SI / NO		SI

(N.A.: No aplicable)

- Criterios de ajuste:

Los valores de ajuste deben estar en conformidad con los pasos de rechazo de carga del sistema de alta tensión; por lo tanto, tienen que ser confirmados por el operador del sistema interconectado.

- Acción : Parada parcial

4.1.14 Protección de sobrecarga (49)

- Características del relé:

· TipoMICOM P343
 · Fabricante ALSTOM
 · Tecnología numérica

TABLA Nº 4.14

Rangos y valores de ajuste de la protección de sobrecarga (49)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Pruebas térmicas	1 / 2 / 3 / 4 / 5 / 6 / 7 / 8 / 9 / 10		1 / 2 / 3
Umbral de alarma	0 – 200 ° C	1° C	130 °C

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Tiempo (alarma)	0 – 100 s.	1 s.	10 s.
Umbral de disparo	0 – 200 ° C	1° C	145 °C
Tiempo (disparo)	0 – 100 s.	1 s.	10 s.

□ Criterios de ajuste:

Los umbrales de temperatura se ajustan de acuerdo con las recomendaciones del fabricante de los grupos de generación.

□ Acción : Parada parcial

4.1.15 Protección de máquina muerta (50/27)

- Características de los transformadores de corriente 2000/ 1A
30 VA –5P20
- Características de los transformadores de tensión..... $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ kV/ $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V
50 VA – cl. 3P
- Características del relé:
- . TipoMICOM P343
 - . Fabricante ALSTOM
 - . Tecnología numérica
 - . Corriente nominal In 1 A

TABLA N° 4.15

Rangos y valores de ajuste de la protección de máquina muerta (50/27)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Estado de la función	Función bloqueada / Función operativa		Función operativa
Corriente I >	0,08 – 4 x In	0,01 x In	0,07 x In
Tensión V <	10 – 120 V	1 V	85 V
TPU	0 – 10 s.	0,1 s.	5 s.
TDO	0 – 10 s.	0,1 s.	0,5 s.

□ Criterios de ajuste:

El valor de ajuste del umbral de sobrecorriente (I>) para la función de máquina muerta (50/27) es igual a 10 % de la corriente nominal del generador:

$$I> = 0,1 \times \frac{33500}{\sqrt{3} \times 13,8} \times \frac{1}{2000 / 1} = 0,07 \text{ A}$$

El valor de ajuste del umbral de baja tensión (V<) es igual a 85 % de la tensión nominal del generador.

El valor de ajuste de tPU (5 s) es mayor que el tiempo máximo de operación de las protecciones eléctricas en caso de fallas polifásicas cercanas.

El valor de ajuste de tDO (500 ms) es un ajuste típico.

□ Acción : Parada de emergencia

4.1.16 Protección de deslizamiento de polos (78)

□ Características de los transformadores de corriente 2000/1 A

- Características de los transformadores de tensión..... $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ kV/ $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V
50 VA – cl. 3P
- Características del relé :
- | | |
|-------------------------|----------------|
| Tipo |7UM516 |
| Fabricante | SIEMENS |
| Tecnología | numérica |
| Corriente nominal I_n | 1 A |
| Tensión nominal | 100 V |
- Rangos de ajuste:
- | | |
|--|---|
| Corriente de secuencia positiva $I_{1>}$ |0,2 – 4 x I_n
(paso = 0,01 x I_n) |
| Corriente de secuencia negativa $I_{2<}$ | 0,05 – 1x I_n |
| Impedancia Z_a | 0,2 – 130 Ω
(paso = 0,01 Ω) |
| Impedancia Z_b | 0,1 – 130 Ω
(paso = 0,01 Ω) |
| Impedancia Z_c | 0,1 – 130 Ω
(paso = 0,01 Ω) |
| Impedancia $Z_d - Z_c$ | 0 – 130 Ω
(paso = 0,01 Ω) |
| Angulo ϕ_p |60 – 90 ° |

- . Número admisible de vueltas eléctricas (característica 1) 1 – 4
- . Número admisible de vueltas eléctricas (característica 2) 1 – 8
- . Tiempo de mantenimiento del arranque t_H 0,2 – 32 s.
(Paso = 0,01 s)
- . Tiempo de mantenimiento del indicador t_M 0,02 – 0,15 s.
(Paso = 0,01 s)
- . Tiempo de reposición t_r 0,05 – 32 s.
(Paso = 0,01 s)

TABLA N° 4.16

Ajustes existentes de la protección de deslizamiento de polos (78)

Parámetro	Ajuste en valores secundarios	Ajuste en valores primarios
Corriente de secuencia positiva	0,94 A	1880 A
Corriente de secuencia negativa	0,05 A	100 A
Impedancia Z_a	12 Ω	0,828 Ω
Impedancia Z_b	28 Ω	1.932 Ω
Impedancia Z_c	7,25 Ω	0,50 Ω
Impedancia $Z_d - Z_c$	6,34 Ω	0,437 Ω
Angulo φ_p	89°	70°
Numero admisible de vueltas eléctricas (característica 1)	2	2
Numero admisible de vueltas eléctricas (característica 2)	2	2
Tiempo de mantenimiento del arranque t_H	25 s	25 s
Tiempo de mantenimiento del indicador t_M	0,05 s	0,05 s
Tiempo de reposición t_R	1 s	1 s

TABLA N° 4.17

Ajustes propuestos de la protección de deslizamiento de polos (78)

Parámetro	Ajuste en valores secundarios	Ajuste en valores primarios
Corriente de secuencia positiva	0,94 A	1880 A
Corriente de secuencia negativa	0,05 A	100 A
Impedancia Za	18,12 Ω	1,25 Ω
Impedancia Zb	28 Ω	1.932 Ω
Impedancia Zc	7,25 Ω	0,50 Ω
Impedancia Zd – Zc	100 Ω	6,90 Ω
Angulo φp	70°	70°
Numero admisible de vueltas eléctricas (característica 1)	2	2
Numero admisible de vueltas eléctricas (característica 2)	3	3
Tiempo de mantenimiento del arranque tH	10 s	10 s
Tiempo de mantenimiento del indicador tM	0,05 s	0,05 s
Tiempo de reposición tR	1 s	1 s

□ Criterios de ajuste:

El valor de ajuste del umbral de sobrecorriente ($I_{1>}$) es igual a 120 % de la corriente de sobrecarga permanente del generador:

$$I_{1>} = 1,2 \times \frac{MVA}{\sqrt{3} \times \cos \varphi \times kV} \times \frac{1}{CT} \quad (4.17)$$

$$I_{1>} = 1,2 \times \frac{33,5}{\sqrt{3} \times 0,9 \times 13,8} \times \frac{1}{2000 / 1} = 0,935 \text{ A} \approx 0,94 \text{ A}$$

El valor de ajuste del umbral de baja corriente de secuencia negativa ($I_{2<}$) es igual al límite inferior del rango de ajuste:

$$I_{2<} = 0,05 \times I_n = 0,05 \text{ A}$$

Ajuste de Zb:

El valor de ajuste de Z_b es igual a la reactancia transitoria del generador $X'd$ expresada en el lado secundario de los transformadores de medida:

$$Z_b = X'd \quad (4.18)$$

$$Z_b = 0,34 \times Z_{\text{base}}$$

$$Z_b = 0,34 \times \frac{(13,8)^2}{33,5} \Omega_{\text{prim}} = 1,93 \Omega_{\text{prim}}$$

$$Z_b = 1,93 \times \frac{2000/1}{\frac{13800/100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}}} \Omega_{\text{sec}}$$

Ajuste de Z_c :

El valor de ajuste de Z_c es igual a 80 % de la tensión de corto-circuito del transformador principal, expresada en el lado secundario de los transformadores de medida:

$$Z_c = 80\% \times Z_{\text{trafo}} \quad (4.19)$$

$$Z_c = 0,8 \times 0,11 \times \frac{13,8^2}{33,5} \Omega_{\text{prim}} = 0,50 \Omega_{\text{prim}}$$

$$Z_c = 0,50 \times \frac{2000/1}{\frac{13800/100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}}} \Omega_{\text{sec}} = 7,25 \Omega_{\text{sec}}$$

Ajuste de Z_d :

El valor de ajuste de Z_d cubre la impedancia que mide el relé de pérdida de paso de acuerdo a los resultados de la simulación de Estabilidad Transitoria mostrados en el Anexo N° 04.

$$Z_d = 7,4 \Omega_{\text{prim}}$$

$$Z_d = 107,25 \Omega_{\text{sec}}$$

Entonces:

$$Z_d - Z_c = 6,90 \Omega \text{ prim}$$

$$Z_d - Z_c = 100 \Omega \text{ sec}$$

Ajuste de Z_a :

Para el ajuste de Z_a se considera 150° como el valor crítico del ángulo de potencia (δ) entre los grupos de generación y el sistema, entonces se tiene:

$$Z_a = \frac{Z_b + Z_d}{2x \tan(\delta/2)}$$

Con: $Z_b + Z_d = 9,332 \Omega \text{ prim}$

$$\delta = 150^\circ$$

Por lo que:

$$Z_a = 1,25 \Omega \text{ prim}$$

$$Z_a = 18,12 \Omega \text{ sec}$$

Ajuste de φ_p :

El valor de ajuste de φ_p corresponde a la inclinación del eje del lugar geométrico descrito por la impedancia durante oscilaciones de potencia:

$$\varphi_p = 70^\circ$$

Numero de vueltas eléctricas:

Para la Característica 1 se considera 2 vueltas eléctricas (ajuste existente) y para la característica 2 se considera 3 vueltas eléctricas (el ajuste existente es igual a 2 vueltas eléctricas).

Debido a la alta sensibilidad del ajuste propuesto, se recomienda implementarlo en un solo grupo de generación, ya que con la

desconexión de un grupo de generación en la C.H. Machupicchu y la desconexión de un grupo de generación de la C.H. San Gabán es posible atenuar eficazmente las oscilaciones de potencia inestables entre las dos referidas centrales de generación.

En el Anexo N° 5 se presenta los resultados de una simulación de Estabilidad Transitoria (falla monofásica con recierre no exitoso en la línea L-1011)

- Acción : parada de emergencia

4.2 Evaluación de los ajustes de los relés de protección de transformadores de grupo

Para la evaluación de los ajustes de los relés de protección de transformadores de grupo 138 kV/13,8 kV se ha verificado sus cálculos justificativos, de acuerdo al esquema de protección existente, los ajustes de la protección diferencial y protección de sobrecorriente (protección de respaldo) son los adecuados.

Los ajustes de la protección diferencial están de acuerdo a los parámetros del transformador y no se requiere establecer su coordinación con otras funciones de protección, pero para el caso de la protección de sobrecorriente se requiere su coordinación con las protecciones de sobrecorriente de los grupos de generación y de líneas de transmisión, el cual ha sido verificado.

4.2.1 Protección diferencial de los transformadores de grupo (87T)

- Características de los transformadores de corriente:

Lado de 138 kV 150/1 A

30 VA 5P20

Lado del generador	2000/1 A
		30 VA 5P20
Lado de la derivación	200/1 A
		30 VA 5P20

□ Características del relé:

Tipo	KBCH130
Fabricante	ALSTOM
Tecnología	numérica
Corriente nominal I_n	1 A

□ Rangos de ajuste:

Factor de compensación	0,05 – 2
		(paso=0,01)
Corriente mínima de operación $I_{d>}$	0,1 – 0,5 $\times I_n$
		(paso=0,1 $\times I_n$)
Umbral alto $I_{d>>}$	5 – 20 $\times I_n$
		(paso=0,5 $\times I_n$)
Diferencial de tierra $I_{0>HV}$	0,05 – 1 $\times I_n$
		(paso=0,005 $\times I_n$)
Diferencial de tierra $I_{0>LV1}$	0,05 – 1 $\times I_n$
		(paso=0,005 $\times I_n$)
Diferencial de tierra $I_{0>LV2}$	0,05 – 1 $\times I_n$
		(paso=0,005 $\times I_n$)
Bloqueo del relé por la corriente armónica 5 (IOF)		0,1 – 0,5 $\times I_n$
		(paso=0,1 $\times I_n$)

- Tiempo tOF 0 – 14 400 s.
(paso variable)
- Valores de ajuste:
 - Factor de compensación de la razón :
 - Lado de 138 kV 1,07
 - Lado del generador 1,43
 - Lado de la derivación 0,14
 - Compensación de fase de los transformadores de intermedios:
 - Lado de 138 kV Yd5
 - Lado del generador Yy0
 - Lado de la derivación Yy0
 - Corriente mínima de operación Id> 0,2 x In
 - Umbral alto Id>> 7,5 x In
 - Diferencial de tierra I0>HV NA
 - Diferencial de tierra I0>LV1 “
 - Diferencial de tierra I0>LV2 “
 - Bloqueo del relé por la corriente armónica 5 (IOF) 0,3 x In
 - Tiempo tOF 20 s.
- Criterios de ajuste:

El factor de compensación K se calcula en cada entrada del relé a partir de la formula siguiente:

$$K = \frac{IN_relé}{IN_transformador}$$

Con IN_relé: corriente nominal del relé – IN_relé = 1 A

$I_{N_transformador}$: corriente nominal del transformador protegido expresada en el lado secundario de los transformadores de corriente.

Así, la fórmula anterior llega a los resultados siguientes:

$$K = \frac{1}{\frac{33500}{\sqrt{3} \times 138}} \times \frac{150}{1} = 1,07 \text{ en el lado de 138 kV}$$

$$K = \frac{1}{\frac{33500}{\sqrt{3} \times 13,8}} \times \frac{2000}{1} = 1,43 \text{ en el lado del generador}$$

$$K = \frac{1}{\frac{33500}{\sqrt{3} \times 13,8}} \times \frac{200}{1} = 0,143 \text{ en el lado de la derivación}$$

El valor de ajuste del umbral mínimo de operación $I_{d>}$ esta en conformidad con la recomendación del catalogo de fabricante "KBCH 120, 130, 140 Transformer Protection Differential Relay".

El valor de ajuste del umbral alto $I_{d>>}$ es mayor que la corriente de puesta bajo tensión del transformador principal:

La corriente de puesta bajo tensión del transformador principal es igual a cinco veces la corriente nominal.

$$I_{_cresta} = 5 \times I_n = 5 \times \frac{33,5}{\sqrt{3} \times 138} = 701 \text{ A}$$

Expresada en el secundario de los transformadores de corriente de interposición en la entrada de 138 kV, la corriente de inserción se obtiene:

$$I_{_cresta} = \frac{701}{150/1} \times 1,07 = 5 \text{ A}$$

El valor de ajuste de $I_{d>>}$ es igual a 150 % de la corriente de puesta bajo tensión, es decir:

$$I_{d>>} = 1,5 \times I_{\text{cresta}} = 7,5 \text{ A}$$

Los valores de ajuste de IOF y tOF están en conformidad con las recomendaciones de la documentación del relé.

- Acción : Paro de emergencia

4.2.2 Protección de sobreexcitación (24)

- Características de los transformadores de tensión..... $\frac{13,8}{\sqrt{3}} \text{ kV} / \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ V}$
50 VA – cl. 3P

- Características del relé:

Tipo	KBCH130
Fabricante	ALSTOM
Tecnología	numérica

- Rangos de ajuste:

Tipo de característica	DT , IDMT
Umbral de disparo V / F	1,5 – 3 V/Hz (paso = 0,01 V/Hz)
Tiempo del umbral de disparo (DT)	0,1 – 60 s. (paso = 0,1 s)
Multiplicador de tiempo K (IDMT).....		1 – 63 (paso = 1)
Umbral de alarma V / F	1,5 – 3 V/Hz

(paso = 0,01 V/Hz)

. Tiempo del umbral de alarma 0,1 – 60 s.

(paso = 0,1 s)

□ Valores de ajuste:

. Tipo de característica	IDMT
. Umbral de disparo V / F	1,92 V/Hz
. Tiempo del umbral de disparo (DT)	NA
. Multiplicador de tiempo (IDMT).....	1
. Umbral de alarma V / F	1,92 V/Hz
. Tiempo del umbral de alarma	10 s

□ Criterios de ajuste:

El valor de ajuste de los umbrales de alarma y de disparo es igual a 115

% del valor nominal de inducción:

$$V/Hz = 1.15 \times \frac{U_n}{F_n} \tag{4.20}$$

$$V/Hz = 1,15 \times \frac{100}{60} = 1,917 \text{ V/Hz}$$

La curva característica de disparo se ajusta a partir de la curva de capacidad de sobreexcitación del transformador principal. La curva característica del relé se da a partir de la formula siguiente:

$$t = 0,8 + 0,18 \times \frac{K}{(M-1)^2} \tag{4.21}$$

$$\text{con } M = \frac{V/F}{V_n/F_n}$$

□ Acción : Paro de emergencia

4.2.3 Protección de sobrecorriente de fase 138 kV (51T)

- Características de los transformadores de corriente 150/1 A
30 VA –5P20
- Características del relé :
 - . Tipo MICOM P141
 - . Fabricante ALSTOM
 - . Tecnología numérica
 - . Corriente nominal I_n 1 A

TABLA N° 4.18

Rangos y valores de ajuste de la
protección de sobrecorriente de fase (51T)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Umbral $I > 1$			
Tipo de característica	Función bloqueada , DT , SI(IEC), VI(IEC), EI(IEC), LTI(UK), MI(IEEE), VI(IEEE), EI(IEEE), I(US), SI(US)		VI(IEC)
Dirección	No direccional, adelante, detrás		No direccional
Corriente I_s	$0,08 - 4 \times I_n$	$0,01 \times I_n$	$1,07 \times I_n$
Tiempo definido (DT)	0 – 100 s.	0,01 s.	NA
Factor de tiempo T (IEC/UK)	0,025 – 1,2	0,025	0,4
Factor de tiempo (IEEE/US)	0,5 – 15	0,1	NA
Característica de Reposición	DT / INV		DT
Tiempo de reposición TRESET	0 – 100 s.	0,01 s.	0 s.

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Umbral I >2			
Tipo de característica	Función bloqueada , SI(IEC), VI(IEC) EI(IEC), LTI(UK), MI(IEEE), VI(IEEE), EI(IEEE), I(US) SI(US)		Función bloqueada
Dirección	No direccional, adelante, detrás		NA
Corriente	0,08 – 4 x In	0,01 x In	“
Tiempo definido (DT)	0 – 100 s.	0,01 s.	“
Factor de tiempo (IEC/UK)	0,025 – 1,2	0,025	“
Factor de tiempo (IEEE/US)	0,5 – 15	0,1	“
Característica de reposición	DT / INV		“
Tiempo de reposición tRESET	0 – 100 s.	0,01 s.	“
Umbral I >3			
Bloqueo de la función	SI / NO		SI
Umbral I >4			
Bloqueo de la Función	SI / NO		SI
Ángulo característico	- 95 ° - + 95 °	1°	“

(NA: No aplicable)

□ Criterios de ajuste:

La curva característica del relé elegida (VI/IEC) se da a partir de la ecuación siguiente:

$$t = TMS \times \frac{13,5}{(I/I_s)-1} \quad (4.22)$$

TMS = multiplicador de tiempo es igual a 0,4

Is = umbral de corriente (Is = 1,07 x In)

El umbral de corriente se ajusta a 115 % de la corriente nominal del transformador principal:

$$I_s = 1,15 \times \frac{kV}{\sqrt{3} \times kV} \quad (4.23)$$

$$I_s = 1,15 \times \frac{33500}{\sqrt{3} \times 138} \times \frac{1}{150/1} = 1,07 \text{ A}$$

El ajuste del umbral de corriente permite al transformador operar en forma permanente con una sobrecarga de 110%.

El multiplicador de tiempo TMS se ajusta de modo que el tiempo de disparo del relé sea inferior a la capacidad térmica del transformador principal de soportar sobrecorrientes.

- Acción : Paro de emergencia

4.2.4 Protección de sobrecorriente de neutro 138 kV (51NT)

- Características del transformador de corriente..... 150/1 A

30 VA – 5P20

- Características del relé:

. TipoMICOM P141
. Fabricante ALSTOM
. Tecnología numérica
. Corriente nominal In 1 A

TABLA N° 4.19

Rangos y valores de ajuste de la
protección de sobrecorriente de neutro (51NT)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Umbral IN1 >1			
Tipo de característica	Función bloqueada, DT, SI(IEC), VI(IEC), EI(IEC), LTI(UK), MI(IEEE), VI(IEEE), EI(IEEE), I(US), SI(US)		DT
Dirección	No direccional, adelante, detrás		No direccional
Corriente	0,08 – 4 x In	0,01 x In	0,47 x In
Tiempo definido (DT)	0 – 100 s.	0,01 s.	1,5 s.
Factor de tiempo (IEC/UK)	0,025 – 1,2	0,025	NA
Factor de tiempo (IEEE/US)	0,5 - 15	0,1	"
Característica de Reposición	DT / INV		DT
Tiempo de Reposición tRESET	0 – 100 s.	0,01s.	0 s.
Umbral IN1 >2			
Tipo de característica	Función bloqueada, DT, SI(IEC), VI(IEC), EI(IEC), LTI(UK), MI(IEEE), VI(IEEE), EI(IEEE), I(US), SI(US)		Función bloqueada
Umbral IN1 >3			
Función bloqueada	SI / NO		SI
Dirección	No-direccional, adelante, detrás		NA
Corriente	0,08 – 32 x In	0,01 x In	"
Tiempo definido (DT)	0 – 100 s.	0,01 s.	"
Umbral IN1 >4			
Función bloqueada	SI/NO		SI

(NA: No aplicable)

□ Criterios de ajuste:

El valor de ajuste del umbral de corriente de tierra $I_{N>1}$ es igual a 50 % de la corriente nominal del transformador principal :

$$I_{N>1} = 0,5 \times \frac{33,5}{\sqrt{3} \times 138} = 70,1 \text{ A}$$

Expresado en el secundario del transformador de corriente de neutro , el valor de ajuste es igual a :

$$I_{N>1} = 70,1 \times \frac{1}{150 / 1} = 0,467 \text{ A}$$

El valor de ajuste de $I_{N>1}$ es menor que la corriente de neutro mínima que aparece en caso de falla a tierra cercana en el sistema 138 kV.

El valor de ajuste de la temporización del umbral $I_{N>1}$ es mayor que el tiempo de operación de las protecciones de línea durante una falla a tierra cercana en el sistema de 138 kV.

□ Acción : Paro de emergencia

4.2.5 Protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46)

□ Características de los transformadores de corriente 150/1 A

30 VA – 5P20

□ Características del relé:

· TipoMICOM P141
· Fabricante ALSTOM
· Tecnología numérica
· Corriente nominal I_n 1 A

TABLA N° 4.20

Rangos y valores de ajuste de la
protección de secuencia negativa (46)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Estado de la función	Función bloqueada / Función operativa		Función operativa
Dirección	No direccional, adelante, detrás		No direccional
Acción de la supervisión de los transf. de tensión	Bloqueo de la función / Bloqueo de la dirección		NA
Umbral de corriente I2>	0,08 – 4 x In	0,01 x In	0,08 x In
Tiempo	0 – 100 s.	0,01 s.	5 s.
Ángulo característico	- 95 ° - + 95 °	1°	NA
Tensión de polarización (V2pol)	0,5 – 25 V	0,5 V	"

(NA: No aplicable)

□ Criterios de ajuste:

El valor de ajuste del umbral de corriente de secuencia negativa I2> es igual a 70 % de la corriente de secuencia negativa admisible soportada por la máquina en régimen permanente:

$$\begin{aligned}
 I_{2>} &= 0,7 \times 0,12 \times I_{N_generador} \\
 &= 0,7 \times 0,12 \times \frac{33500}{\sqrt{3} \times 138} \times \frac{1}{150 / 1} = 0,078 \text{ A} \approx 0,08 \text{ A}
 \end{aligned}$$

La temporización del umbral de corriente I2> se ajusta a fin de evitar un funcionamiento intempestivo del relé en caso de falla asimétrica en el sistema de transmisión 138 kV.

□ Acción : Paro parcial

4.3 Evaluación de los ajustes de los relés de protección del transformador de subestación

Para la evaluación de los ajustes de los relés de protección del transformadores de subestación 138 kV/60 kV/10,5 kV, se ha verificado sus cálculos justificativos, de acuerdo al esquema de protección existente, los ajustes de la protección diferencial y protección de sobrecorriente (protección de respaldo) son los adecuados.

Al igual que los transformadores de grupo, los ajustes de la protección diferencial están de acuerdo a los parámetros del transformador de subestación y no se requiere establecer su coordinación con otras funciones de protección, pero para el caso de la protección de sobrecorriente se requiere su coordinación con las protecciones de sobrecorriente de los grupos de generación y de líneas de transmisión, el cual ha sido verificado.

4.3.1 Protección diferencial del transformador de subestación (87T)

- Características de los transformadores de corriente:

Lado de 138 kV	100/1 A
		30 VA-5P20
Lado de 60 kV	200/1 A
		50 VA-5P20
Lado de 10,5 kV	200/1 A
		10 VA-5P20

- Características del relé :

Tipo	KBCH130
Fabricante	ALSTOM

Tecnología numérica

Corriente nominal I_n 1 A

□ Rangos de ajuste:

Factor de compensación 0,05 – 2
(paso=0,01)

Corriente mínima de operación $I_{d>}$ 0,1 – 0,5 x I_n
(paso=0,1 x I_n)

Umbral alto $I_{d>>}$ 5 – 20 x I_n
(paso=0,5 x I_n)

Diferencial de tierra $I_{0>HV}$ 0,05 – 1 x I_n
(paso=0,005 x I_n)

Diferencial de tierra $I_{0>LV1}$ 0,05 – 1 x I_n
(paso=0,005 x I_n)

Diferencial de tierra $I_{0>LV2}$ 0,05 – 1 x I_n
(paso=0,005 x I_n)

Bloqueo del relé por la corriente armónica 5 (IOF) .. 0,1–0,5 x I_n
(paso=0,1 x I_n)

Tiempo t_{OF} 0 – 14 400 s.
(paso variable)

□ Valores de ajuste:

Factor de compensación de la razón:

Lado de 138 kV 2

Lado de 60 kV 1,74

Lado de 10,5 kV 0,3

Compensación de fase de los transformadores de interposición :		
Lado de 138 kV	Yd5
Lado de 60 kV	Yd5
Lado de 10,5 kV	Yy0
Corriente mínima de operación Id>	0,2 x In
Umbral alto Id>>	12 x In
Diferencial de tierra I0>HV	NA
Diferencial de tierra I0>LV1	"
Diferencial de tierra I0>LV2	"
Bloqueo del relé por la corriente armónica 5 (IOF)	0,3 x In
Tiempo tOF	20 s.

□ Criterios de ajuste:

El factor de compensación K se calcula en cada entrada del relé a partir de la fórmula siguiente:

$$K = \frac{I_{N_relé}}{I_{N_transformador}} \quad (4.24)$$

Con:

$I_{N_relé}$: corriente nominal del relé – $I_{N_relé} = 1 \text{ A}$

$I_{N_transformador}$: corriente nominal del transformador protegido expresada en el lado secundario de los transformadores de corriente.

Así, la fórmula anterior (4. 24) llega a los resultados siguientes:

$$K = \frac{1}{\frac{7000}{\sqrt{3} \times 138}} \times \frac{100}{1} = 3,41 \text{ en el lado de } 138 \text{ kV}$$

El límite superior del rango de ajuste es igual a 2.

Los valores del factor K en las otras entradas del relé deberán ser multiplicados por el factor $2 / 3,415 = 0,586$

$$K = \frac{1}{\frac{7000}{\sqrt{3} \times 60}} \times \frac{200}{1} \times 0,586 = 1,74 \text{ en el lado de 60 kV}$$

$$K = \frac{1}{\frac{7000}{\sqrt{3} \times 10,5}} \times \frac{200}{1} \times 0,586 = 0,3 \text{ en el lado de 10,5 kV}$$

El valor de ajuste del umbral mínimo de operación $I_{d>}$ esta en conformidad con la recomendación del fabricante (KBCH 120, 130, 140 Transformer Differential Protection Relay).

El valor de ajuste del umbral alto $I_{d>>}$ debe ser mayor que la corriente de inserción del transformador.

La corriente de inserción del transformador en el lado de 138 kV es igual a 8 veces la corriente nominal :

$$I_{\text{cresta}} = 8 \times I_n = 8 \times \frac{7000}{\sqrt{3} \times 138} = 234 \text{ A}$$

Expresada en el secundario de los transformadores de corriente de interposición en la entrada de 138 kV, la corriente de puesta bajo tensión se vuelve:

$$I_{\text{cresta}} = \frac{234}{100 / 1} \times 2 = 4,68 \text{ A}$$

El valor de ajuste de $I_{d>>}$ es igual a 150 % de la corriente de inserción tensión, es decir:

$$I_{d>>} = 1,5 \times I_{\text{cresta}} = 7 \text{ A}$$

Los valores de ajuste de IOF y tOF estan en conformidad con las recomendaciones de la documentación del relé.

- Acción : Disparo de los interruptores aislando el transformador protegido.

4.3.2 Protección de sobreexcitación (24)

- Características de los transformadores de tensión..... $\frac{138}{\sqrt{3}}$ kV/ $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V
50 VA – cl. 3P

- Características del relé :

Tipo KBCH130

Fabricante ALSTOM

Tecnologíanumérica

- Rangos de ajuste:

Tipo de característica DT, IDMT

Umbral de disparo V / F 1,5 – 3 V/Hz
(paso = 0,01 V/Hz)

Tiempo del umbral de disparo (DT) 0,1 – 60 s.
(paso = 0,1 s)

Multiplicador de tiempo (IDMT) 1 – 63
(paso = 1)

Umbral de alarma V / F 1,5 – 3 V/Hz
(paso = 0,01 V/Hz)

Tiempo del umbral de alarma 0,1 – 60 s.
(paso = 0,1 s)

□ Valores de ajuste:

· Tipo de característica	IDMT
· Umbral de disparo V / F	1,92 V/Hz
· Tiempo del umbral de disparo (DT)	NA
· Multiplicador de tiempo (IDMT)	1
· Umbral de alarma V/F	1,92 V/Hz
· Tiempo del umbral de alarma	10 s.

□ Criterios de ajuste:

El valor de ajuste de los umbrales de alarma y de disparo es igual a 115 % del valor nominal de inducción:

$$1,15 \times \frac{V_n}{F_n} = 1,15 \times \frac{100}{60} = 1,917 \text{ V/Hz}$$

La temporización del umbral de alarma se ajusta a fin de no operar durante régimen transitorio tal como rechazo de carga.

La curva característica de disparo que se da a partir de la formula siguiente se ajusta de acuerdo a la curva de capacidad de sobreexcitación del transformador de subestación:

$$t = 0,8 + 0,18 \times \frac{K}{(M - 1)^2} \quad (4.25)$$

$$\text{con } M = \frac{V/F}{V_n/F_n}$$

- Acción : Disparo de los interruptores aislando el transformador protegido.

4.3.3 Protección de sobrecorriente de fase 138 kV (51T)

- Características de los transformadores de corriente 100/1 A
30 VA –5P20
- Características del relé :
 - TipoMICOM P141
 - Fabricante ALSTOM
 - Tecnología numérica
 - Corriente nominal I_n 1 A

TABLA N° 4.21

Rangos y valores de ajuste de la
protección de sobrecorriente de fase (51T)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Umbral $I > 1$			
Tipo de característica	Función bloqueada , DT , SI(IEC), VI(IEC), EI(IEC) , LTI(UK), MI(IEEE), VI(IEEE), EI(IEEE), I(US), SI(US)		VI(IEC)
Dirección	No direccional, adelante, Detrás		No direccional
Corriente I_s	0,08 – 4 x I_n	0,01 x I_n	0,34 x I_n
Tiempo definido (DT)	0 – 100 s.	0,01 s.	NA
Factor de tiempo T (IEC/UK)	0,025 – 1,2	0,025	0,6
Factor de tiempo (IEEE/US)	0,5 – 15	0,1	NA
Característica de reposición	DT / INV		DT
Tiempo de reposición tRESET	0 – 100 s.	0,01 s.	0 s.

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Umbral I >2			
Tipo de característica	Función bloqueada , SI(IEC), VI(IEC), EI(IEC), LTI(UK), MI(IEEE), VI(IEEE), EI(IEEE), I(US) SI(US)		Función bloqueada
Umbral I >3			
Bloqueo de la función	SI / NO		SI
Umbral I >4			
Bloqueo de la Función	SI / NO		SI

(NA: No aplicable)

□ Criterios de ajuste:

La curva característica del relé elegida (VI/IEC) está dado a partir de la ecuación siguiente:

$$t = TMS \times \frac{K}{(I/I_s)-1} \quad (4.26)$$

con $K = 13,5$ para una característica de tiempo muy inverso (VI/IEC)

TMS = factor de tiempo, cuyo valor de ajuste es igual a 0,6

I_s = umbral de corriente ($I_s = 0,34 \times I_n$)

El umbral de corriente se ajusta a 115 % de la corriente nominal del transformador de la subestación:

$$I_s = 1,15 \times \frac{7000}{\sqrt{3} \times 138} \times \frac{1}{100 / 1} = 0,34 \text{ A}$$

El factor de tiempo T se ajusta de tal manera que el tiempo de operación del relé sea compatible con la capacidad del transformador de la subestación de soportar sobrecorrientes y mayor que el tiempo de

operación de la protección de la línea 60 kV en caso de falla en esta línea.

- Acción: Disparo de los interruptores aislando el transformador de la subestación.

4.3.4 Protección de sobrecorriente de neutro 60 KV (51NT)

- Características del transformador de corriente..... 200/1 A
30 VA – 5P20
- Características del relé:
 - TipoMICOM P141
 - Fabricante ALSTOM
 - Tecnología numérica
 - Corriente nominal I_n 1 A

TABLA Nº 4.22

Rangos y valores de ajuste de la
protección de sobrecorriente de neutro (51NT)

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Umbral $I_{N1} > 1$			
Tipo de característica	Función bloqueada, DT, SI(IEC), VI(IEC), EI(IEC), LTI(UK), MI(IEEE), VI(IEEE), EI(IEEE), I(US), SI(US)		DT
Dirección	No direccional, adelante, Detrás		No direccional
Corriente	$0,08 - 4 \times I_n$	$0,01 \times I_n$	$0,08 \times I_n$
Tiempo definido (DT)	0 – 100 s.	0,01 s.	1 s.
Característica de reposición	DT / INV		DT

Variable	Rango	Paso	Ajuste
Tiempo de reposición RESET	0 – 100 seg.	0,01seg.	0 seg.
Umbral IN1 >2			
Tipo de característica	Función bloqueada, DT , SI(IEC), VI(IEC) , EI(IEC), LTI(UK), MI(IEEE), VI(IEEE), EI(IEEE), I(US), SI(US)		Función bloqueada
Umbral IN1 >3			
Función bloqueada	SI / NO		SI
Umbral IN1 >4			
Función bloqueada	SI / NO		SI

(NA: No aplicable)

□ Criterios de ajuste:

El valor de ajuste del umbral de sobrecorriente de neutro IN1>1 es igual a 25% de la corriente nominal del transformador de subestación:

$$IN1>1 = 0,25 \times \frac{MVA}{\sqrt{3} \times kV} \quad (4.27)$$

$$IN1>1 = 0,25 \times \frac{7000}{\sqrt{3} \times 60} = 16,84 \text{ A}$$

Este valor es inferior a la corriente de neutro mínima en caso de falla a tierra en la línea 60 kV.

El valor de ajuste expresado en el secundario de los transformadores de corriente es igual a:

$$IN1>1 = 16,84 \times \frac{1}{200 / 1} = 0,0842 \text{ A}$$

La temporización del umbral $IN > 1$ se ajusta de tal manera que el tiempo de disparo del relé sea mayor que el tiempo de disparo de la protección de la línea 60 kV en caso de falla a tierra en esta línea.

- Acción: Disparo de los interruptores aislando el transformador de la subestación.

4.4 Evaluación de los ajustes de los relés de protección de líneas de transmisión y subtransmisión

En la evaluación de los ajustes de los relés de distancia de las líneas de transmisión 138 kV L-1001 y L-1002 se ha encontrado que los ajustes en cuanto a sus alcances resistivos son muy conservadores, por lo que con el fin de optimizar la detección de fallas se plantea lo siguiente:

- Incremento del ajuste del alcance resistivo de la unidad fase-tierra con respecto a la unidad fase-tierra con el fin de detectar eficazmente las fallas de alta resistencia.
- Escalonar los alcances resistivos, con el fin de evitar actuaciones incorrectas de los relés de distancia durante presencia de oscilaciones de potencia y fallas de alta resistencia para máximo flujo de potencia prefalla.

4.4.1 Protección de distancia de la línea L-1001

- Características de los transformadores de corriente $800-400/1$ A
30 VA – 5P20
- Características de los transformadores de tensión..... $\frac{138}{\sqrt{3}}$ kV/ $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V
50 VA – cl. 3P

□ Características del relé:

TipoMICOM P442
Fabricante ALSTOM
Tecnología numérica
Corriente nominal I_n 1 A
Tensión nominal V_n 100 V

Línea protegida: Machupicchu – Cachimayo Yura (L-1001)

a) Características de la línea:

Longitud de la línea : 76,83 Km

Parámetros de la línea (Ω/ph) en valores primarios:

- Secuencia positiva : 39,64 $\angle 71,8^\circ$
- Secuencia homopolar : 119,29 $\angle 78,169^\circ$

Relación del transformador de tensión : $kV_1/KV_2 = (138/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3})$
= 1380

Relación del transformador de corriente : $I_1/I_2 = 800/1 = 800$

Relación de impedancia : $K_z = (kV_1/KV_2)/(I_1/I_2)$
= 1380/800 = 1,725

Parámetros de la línea (Ω/ph) reflejados al lado secundario de los transformadores de medida.

- Secuencia positiva : 22,96 $\angle 71,80^\circ$
- Secuencia homopolar : 69,15 $\angle 78,6^\circ$

b) Alcances de las zonas de protección:

Zona 1:

El ajuste de la primera zona cubrirá el 85% de la línea protegida

$$Z1 = 0,85 \times ZL \quad (4.28)$$

$$Z1 = 0,85 \times 22,96 = 19,52 \, \Omega \text{ seleccionamos } Z1 = 19,52 \, \Omega$$

Zona 2:

La segunda zona debe ser ajustada para tratar de cubrir el 60% de la menor impedancia adyacente, es decir 110% de la impedancia de la línea protegida.

$$Z2 = 1,1 \times ZL \quad (4.29)$$

$$Z2 = 1,1 \times 22,96 = 25,25 \, \Omega$$

Zona 3:

La tercera zona no debe sobrepasar la impedancia del transformador de potencia de las subestaciones ubicadas delante del relé (máximo hasta el 80%), así mismo debe cubrir el 100% de la línea L-1003 (Cachimayo Dolorespata) es decir 140% de la línea L-1001:

$$Z3 = 1,4 \times ZL \quad (4.30)$$

$$Z3 = 1,40 \times 22,96 = 32,14 \, \Omega$$

Zona 4:

La cuarta zona está orientada hacia atrás, es decir, detecta las fallas que se producen en la barra de 138 kV. El fabricante propone para líneas mayores a 30 Km ajustar a 10% de la impedancia de la línea.

$$Z4 = 0,1 \times ZL \quad (4.31)$$

$$Z4 = 0,1 \times 22,96 = 2,29 \, \Omega$$

c) Ajustes de los temporizadores:

En general, los tiempos de ajuste de las zonas de respaldo deben ser coordinados con los tiempos de las protecciones de respaldo del resto del sistema.

- De la zona 1, $T_1 = 0$ ms
- De la zona 2, $T_2 = 450$ ms
- De la zona 3, $T_3 = 800$ ms
- De la zona 4, $T_4 = 1200$ ms

d) Factor de compensación residual para fallas a tierra:

$$|k_{Z0}| = (Z_0 - Z_1)/(3 \cdot Z_1) \quad (4.32)$$

$$\angle k_{Z0} = \angle(Z_0 - Z_1)/(3 \cdot Z_1) \quad (4.33)$$

Donde: Z_1 = Impedancia de secuencia positiva de la línea.

Z_0 = Impedancia de secuencia homopolar de la línea.

Los factores de compensación homopolar son independientes para cada zona. En nuestro caso por tratarse de un mismo conductor por lo que los factores correspondientes para las zonas Z_1 , Z_2 , Z_3 y Z_4 serán los mismos.

De (4.32) y (4.33):

$$|k_{Z0}| = 0,673 \text{ (Ajuste de } k_{Z1} = k_{Z2} = k_{Z3/4})$$

$$\angle k_{Z0} = 9,49^\circ \text{ (Ajuste de } k_{Z1} = k_{Z2} = k_{Z3/4})$$

e) Alcance resistivo de las zonas de protección

El alcance resistivo debe ser un valor que permita cubrir un valor considerable de resistencia de falla sin interferir con la impedancia de

carga.

Con la finalidad de estimar el alcance resistivo, se ha considerado el máximo flujo de potencia admisible a través de la línea de transmisión L-1001.

Capacidad de conducción del conductor ACSR 227,82 mm²: 390 A

Máximo flujo de potencia admisible:

$$P_{\max} = 1,2 \times \sqrt{3} \times 138 \text{ kV} \times I_{\max} \quad (4.34)$$

$$P_{\max} = 1,2 \cdot \sqrt{3} \cdot 138 \text{ kV} \cdot 390 \text{ A}$$

$$P_{\max} = 111,86 \text{ MVA}$$

Mínimo valor de la impedancia de carga:

$$Z_{\min} = V^2/P_{\max} \quad (4.35)$$

$$Z_{\min} = 138^2/111,86 \text{ } \Omega \text{ (prim)}$$

$$Z_{\min} = 170 \text{ } \Omega \text{ (prim)}$$

$$Z_{\min} = 98,7 \text{ (} \Omega \text{ sec)}$$

Para fallas entre fases : R_{máx} = 60% Z_{min} = 59 Ω (sec.)

Para fallas a tierra : R_{máx} = 80% Z_{min} = 78 Ω (sec.)

Además:

$$R_{\text{arco}} = \frac{28710 \times L}{I_F^{1,4}} \quad (4.36)$$

$$R_{\text{ph}} > R_{\text{arco}} \quad (4.37)$$

Donde:

I_f = Mínima corriente de falla fase – fase = 1125 A

L = Máxima separación entre fases del conductor = 6 m

Rarco = Resistencia de arco, calculada con la fórmula de Warrington
(Ω)

De (4.36) Rarco = 9,21 Ω (prim)

$$\text{Rarco} = 5,34 \Omega (\text{sec})$$

Para fallas entre fases tenemos:

de (4.37) $R_{\max} = 59 \Omega > 5,34 \Omega (\text{sec})$

Para fallas a tierra tenemos:

El alcance resistivo debe cubrir la resistencia del arco y la resistencia de puesta a tierra de las estructuras de la línea de transmisión. Asumiendo una resistencia de puesta a tierra de 20 Ω (prim), se tiene:

$$R_{\text{tierra}} = 11,6 \Omega (\text{sec})$$

Entonces para fallas a tierra tenemos:

$$R_{\max} = 78 \Omega > 5,34 \Omega (\text{sec}) + 11,6 \Omega (\text{sec})$$

Los ajustes propuestos para el alcance resistivo de los elementos fase-fase y fase-tierra, se presentan a continuación:

TABLA N° 4.23

Ajustes propuestos de los alcances resistivos de la
protección de distancia de la línea L-1001

Ajuste	Mínimo Ω (sec)	Máximo Ω (sec)	Zona 1 Ω (sec)	Zona 2 Ω (sec)	Zona 3 y 4 Ω (sec)
Phase (RPh) Ω	0,0	400	R1Ph = 20	R2Ph = 48	R3Ph = 59
Ground (RG) Ω	0,00	400	R1G = 30	R2G = 78	R3G = 78

f) Esquema de teleprotección:

El esquema de teleprotección ajustado en el relé MiCOM P442 corresponde a la configuración POPZ2, que permite el disparo instantáneo del relé ante el arranque de la Zona 2 y la recepción de señal del relé del otro extremo por arranque en Zona 2.

El esquema de teleprotección seleccionado es el adecuado ya que con el ajuste de Zona 2 en sobrealcance se tiene la posibilidad de cubrir el 100% de la longitud de la línea con posibilidad de cubrir fallas de alta resistencia. Ante una falla en el canal de comunicaciones, mediante el uso de una entrada lógica en el relé MiCOM P442, el esquema POP Z2 se convierte en esquema básico con la Zona 1 instantánea y cubriendo el 85% de la longitud de la línea (de acuerdo al ajuste planteado).

La desventaja del esquema POP Z2 es que se tiene el riesgo de disparos indebidos ante fallas externas a la línea protegida por presencia de señales de interferencia (producto de la falla), por lo que se requiere un sistema de comunicaciones de doble canal. El sistema de comunicaciones de la línea L-1001 cuenta con doble canal de comunicaciones a través del enlace por fibra óptica entre las subestaciones S.E. Machupicchu y S.E. Cachimayo.

g) Función de recierre (79)

Los ajustes de la unidad de reenganche que dependen de la red protegida son el tiempo de espera (tiempo muerto) y el tiempo de bloqueo del relé.

- **1P Trip Mode:** Solo esta previsto un intento de reenganche

monofásico por lo que el valor de ajuste es igual a 1.

1P – Dead Time: El tiempo muerto se ha ajustado en 500 ms que sumado al tiempo de cierre del interruptor se tendrá un tiempo necesario para la desionización del arco eléctrico.

- **Reclaim Time:** El tiempo de bloqueo del relé depende del tiempo que tardan los interruptores en reponerse para efectuar un nuevo ciclo de apertura-cierre-apertura. En nuestro caso se ha ajustado a 20 s. Este tiempo permite al interruptor de potencia estar nuevamente en condiciones de cumplir con otro proceso de reenganche. Si durante este tiempo se produjera una falla transitoria, el relé de reenganche no intervendrá por estar bloqueado, siendo en consecuencia la apertura de los interruptores en forma definitiva.

h) Unidad de bloqueo por oscilaciones de potencia

El fabricante recomienda que el ancho del blindaje (blinder) ΔR y ΔX deben ajustarse entre el 10 al 30% del alcance resistivo de la tercera zona (R3Ph). En nuestro caso ajustaremos al 20%, es decir:

$$\Delta R = 20\% \times R3Ph \quad (4.38)$$

$$\Delta R = 0,2 \times 59 \Omega = 11,80 \Omega$$

$$\Delta R = 20\% \times R3Ph \times \text{seno}(\phi) \quad (4.39)$$

$$\Delta X = 0,2 \times 59 \times \text{seno}(71,80^\circ) = 11,21 \Omega$$

Se propone ajustar el tiempo de bloqueo para oscilaciones de potencia en 15 s (mayor al ajuste del relé de deslizamiento de polos de los grupos de generación).

i) Unidad de protección ante rotura de cable

El cálculo del ajuste se hace en función de las impedancias de la línea, es decir:

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{Z_0}{Z_1 + Z_2} \quad (4.40)$$

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{119,24 \angle 79,17^\circ}{119,29 \angle 78,17^\circ + 39,64 \angle 71,8^\circ} = 0,75 \angle 1,58^\circ$$

Los ajustes recomendados son:

$$I_2/I_1 = 0,20 \quad \text{temporización} = 10 \text{ s}$$

4.4.2 Protección de distancia de la línea L-1002

- Características de los transformadores de corriente 800-400/1 A
30 VA – 5P20
- Características de los transformadores de tensión..... $\frac{138}{\sqrt{3}}$ kV/ $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V
50 VA – cl. 3P
- Características del relé:
 - . TipoMICOM P442
 - . Fabricante ALSTOM
 - . Tecnología numérica
 - . Corriente nominal I_n 1 A
 - . Tensión nominal V_n 100 V
 - . Línea protegida: Machupicchu – Quencoro (L-1002)

a) Características de la línea:

Longitud de la línea : 95,3 Km

Parámetros de la línea (Ω/ph) en valores primarios

- Secuencia positiva : $50,62 \angle 73,12^\circ$
- Secuencia homopolar : $143,43 \angle 77,97^\circ$

$$\begin{aligned} \text{Relación de transformador de tensión} & : kV_1/KV_2 = (138/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3}) \\ & = 1380 \end{aligned}$$

$$\text{Relación de transformador de corriente} : I_1/I_2 = 800/1 = 800$$

$$\begin{aligned} \text{Relación de impedancia} & : K_2 = (kV_1/KV_2)/(I_1/I_2) \\ & = 1380/800 = 1,725 \end{aligned}$$

Parámetros de la línea (Ω/ph) reflejados al lado secundario de los transformadores de medida.

- Secuencia positiva : $29,34 \angle 73,12^\circ$
- Secuencia homopolar : $83,15 \angle 77,97^\circ$

b) Alcances de las zonas de protección:

Zona 1:

El ajuste de la primera zona cubrirá el 85% de la línea protegida

$$Z1 = 0,85 \times ZL \quad (4.41)$$

$$Z1 = 0,85 \times 29,34 = 24,94 \Omega$$

seleccionamos $Z1 = 25 \Omega$

Zona 2:

La segunda zona debe ser ajustada para tratar de cubrir el 60% de la menor impedancia adyacente, es decir 110% de la impedancia de la línea protegida.

$$Z2 = 1.1 \times ZL \quad (4.42)$$

$$Z2 = 1,1 \times 29,34 = 32,27 \Omega$$

seleccionamos $Z2 = 32,5 \Omega$

Zona 3:

La tercera zona no debe sobrepasar la impedancia del transformador de potencia de las subestaciones ubicadas delante del relé (máximo hasta el 80%) así mismo debe cubrir el total de la línea L-1004 (Dolorespata - Quencoro) , es decir 130% de la línea Machupicchu – Quencoro:

$$Z3 = 1,3 \times ZL \quad (4.43)$$

$$Z3 = 1,30 \times 29,34 = 38,14 \Omega$$

Zona 4:

La cuarta zona está orientada hacia atrás, es decir, detecta las fallas que se producen en la barra de 138 kV. El fabricante propone para líneas ≥ 30 km ajustar a 10% Zlinea.

$$Z4 = 0,1 \times ZL \quad (4.44)$$

$$Z4 = 0,1 \times 29,34 = 2,93 \Omega$$

c) Ajustes de los temporizadores:

En general, los tiempos de ajuste de las zonas de respaldo deben ser coordinados con los tiempos de las protecciones de respaldo del resto del sistema.

- De la zona 1, $T1 = 0$ ms
- De la zona 2, $T2 = 450$ ms
- De la zona 3, $T3 = 800$ ms
- De la zona 4, $T4 = 1200$ ms

d) Factor de compensación residual para fallas a tierra:

$$|k_{Z0}| = (Z_0 - Z_1)/(3 \cdot Z_1) \quad (4.45)$$

$$\angle k_{Z0} = \angle(Z_0 - Z_1)/(3 \cdot Z_1) \quad (4.46)$$

Donde: Z_1 = Impedancia de secuencia positiva de la línea o cable

Z_0 = Impedancia de secuencia homopolar de la línea o cable

Los factores de compensación homopolar son independientes para cada zona. En nuestro caso por tratarse de un mismo conductor por lo que los factores correspondientes para las zonas Z_1 , Z_2 , Z_3 y Z_4 serán los mismos.

De (4.42) y (4.43):

$$|k_{Z0}| = 0,61 \quad (\text{Ajuste de } k_{Z1} = k_{Z2} = k_{Z3}/4)$$

$$\angle k_{Z0} = 7,48^\circ \quad (\text{Ajuste de } k_{Z1} = k_{Z2} = k_{Z3}/4)$$

e) Alcance resistivo de las zonas de protección

El alcance resistivo debe ser un valor que permita cubrir un valor considerable de resistencia de falla sin interferir con la impedancia de carga.

Con la finalidad de estimar el alcance resistivo, se ha considerado el máximo flujo de potencia admisible a través de la línea de transmisión L-1002.

Capacidad de conducción del conductor AAAC 235,9 mm²: 512 A

Máximo flujo de potencia admisible:

$$P_{\max} = 1,2 \times \sqrt{3} \times 138 \text{ kV} \times I_{\max} \quad (4.47)$$

$$P_{\max} = 1,2 \times \sqrt{3} \times 138 \text{ kV} \times 512 \text{ A}$$

$$P_{\max} = 146,86 \text{ MVA}$$

Mínimo valor de la impedancia de carga:

$$Z_{\min} = V^2/P_{\max} \quad (4.48)$$

$$Z_{\min} = 138^2/146,86 \ \Omega \text{ (prim)}$$

$$Z_{\min} = 129 \ \Omega \text{ (prim)}$$

$$Z_{\min} = 75,17 \ \Omega \text{ (sec)}$$

Para fallas entre fases : $R_{\max} = 60\%$ $Z_{\min} = 45 \ \Omega \text{ (sec.)}$

Para fallas a tierra : $R_{\max} = 80\%$ $Z_{\min} = 60 \ \Omega \text{ (sec.)}$

Además:

$$R_{\text{arco}} = \frac{28710 \times L}{I_F^{1,4}} \quad (4.49)$$

$$R_{\text{ph}} > R_{\text{arco}} \quad (4.50)$$

Donde:

I_f = Mínima corriente de falla fase – fase = 1178 A

L = Máxima separación entre fases del conductor = 6 m

R_{arco} = Resistencia de arco, calculada con la fórmula de Warrington
(Ω)

De (4.46) $R_{\text{arco}} = 8,64 \ \Omega \text{ (prim)}$

$$R_{\text{arco}} = 5,01 \ \Omega \text{ (sec)}$$

Para fallas entre fases tenemos:

de (4.47) $R_{\max} = 45 \ \Omega > 5,01 \ \Omega \text{ (sec)}$

Análogamente para fallas a tierra tenemos:

El alcance resistivo debe cubrir la resistencia del arco y la resistencia de

puesta a tierra de las estructuras de la línea de transmisión. Asumiendo una resistencia de puesta a tierra de 20Ω (prim), se tiene:

$$R_{\text{tierra}} = 11,6 \Omega \text{ (sec)}$$

$$R_{\text{max}} = 60 \Omega > 5,01 \Omega \text{ (sec)} + 11,6 \Omega \text{ (sec)}$$

El resumen de los ajustes propuestos para el alcance resistivo de los elementos fase-fase y fase-tierra, se presentan a continuación:

TABLA N° 4.24

Ajustes propuestos de los alcances resistivos de la protección de distancia de la línea L-1002

Ajuste	Mínimo Ω (sec)	Máximo Ω (sec)	Zona 1 Ω (sec)	Zona 2 Ω (sec)	Zona 3 y 4 Ω (sec)
Phase (RPh) Ω	0,0	400	R1Ph = 20	R2Ph = 48	R3Ph = 59
Ground (RG) Ω	0,00	400	R1G = 30	R2G = 78	R3G = 78

f) Esquema de teleprotección

Al igual que en el caso de la línea L-1001, para la línea L-1002 se tiene el esquema POPZ2.

g) Función de recierre (79)

Similar al caso de la línea L-1001, se tiene:

- 1P Trip Mode : Un intento de recierre monofásico
- 1P – Dead Time : 500 ms. El tiempo de espera se ha ajustado a 0,50 s
- Reclaim Time : El tiempo de bloqueo del relé se ha ajustado en

20 s.

Al igual que en la línea L-1001 no se recomienda habilitar el recierre trifásico.

La temporización seleccionada para emitir una alarma es de 5 s.

h) Unidad de bloqueo por detección de oscilaciones de potencia

Al igual que en el caso de la línea L-1001, los anchos del blindaje ΔR y ΔX deben ajustarse deben ser ajustados entre el 10 al 30% del alcance resistivo de la tercera zona (R3Ph). Considerando las ecuaciones (4.38) y (4.39) se tiene:

$$\Delta R = 0,2 \times 45 = 9 \Omega$$

$$\Delta X = 0,2 \times 45 \times \text{seno}(71,80^\circ) = 8,55 \Omega$$

Se propone ajustar el tiempo de bloqueo para oscilaciones de potencia en 15 s (mayor al ajuste del relé de deslizamiento de polos de los grupos de generación).

i) Unidad de protección ante rotura de cable

El cálculo del ajuste se hace en función de las impedancias de la línea, de acuerdo a la ecuación (4.40) se tiene:

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{14343 \angle 77,9^\circ}{14343 \angle 77,9^\circ + 50,62 \angle 73,12^\circ} = 0,74 \angle 1,2^\circ$$

Los ajustes recomendados son:

$$I_2/I_1 = 0,20 \quad \text{temporización} = 10 \text{ s.}$$

4.4.3 Protección de distancia de la línea L-0632

□ Características del transformador de corriente..... 200/1 A

30 VA – 5P20

- Características de los transformadores de tensión..... $\frac{60}{\sqrt{3}}$ kV/ $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V
50 VA – cl. 3P

- Características del relé:

Tipo EPAC 3433
Fabricante ALSTOM
Tecnología numérica
Corriente nominal I_n 1 A
Tensión nominal V_n 100 V

Línea protegida: Machupicchu – Quillabamba 60 kV (L-0632)

a) Características de la línea

Parámetros de la línea (Ω/ph) en valores primarios:

Longitud de la línea : 38,8 Km

• Secuencia positiva : 9,236 $\angle 48,25^\circ$

• Secuencia homopolar : 22,624 $\angle 64,49^\circ$

Relación de transformador de tensión: $kV_1/kV_2 = (60/\sqrt{3})/(0,1/\sqrt{3}) = 600$

Relación de transformador de corriente: $I_1/I_2 = 200/1 = 200$

Relación de impedancia : $K_z = (kV_1/kV_2)/(I_1/I_2) = 600/200 = 3$

Parámetros de la línea (Ω/ph) reflejados al lado secundario de los transformadores de medida:

• Secuencia positiva : 3,07 $\angle 48,25^\circ$

• Secuencia homopolar : 7,54 $\angle 64,49^\circ$

b) Alcances de las zonas de protección

Zona 1:

El ajuste de la primera zona cubrirá el 110% de la línea protegida, se trata de una línea radial y no se tiene esquema de teleprotección.

$$Z1 = 1,1 \times ZL \quad (4.51)$$

$$Z1 = 1,1 \times 3.07 = 3,38 \Omega$$

Zona 2:

La segunda zona debe ser ajustada al 190% de la impedancia de la línea protegida, lo que nos asegura la cobertura total de la línea.

$$Z2 = 1,9 \times ZL \quad (4.52)$$

$$Z2 = 1,9 \times 3.07 = 5,833 \Omega$$

Zona 3:

La tercera zona debe ser ajustada al 300% de la impedancia de la línea protegida.

$$Z3 = 3,0 \times ZL \quad (4.53)$$

$$Z3 = 3,0 \times 3.07 = 9,21 \Omega$$

Zona 4:

La cuarta zona no debe sobrepasar la impedancia del transformador de potencia de la subestación Quillabamba.

$$Z4 = 3,22 \times ZL \quad (4.54)$$

$$Z4 = 3,22 \times 3,07 = 9,90 \Omega$$

Zona 5:

Esta zona está orientada hacia atrás, es decir, detecta las fallas que se producen en la barra de 60 kV. La impedancia del transformador permite que el alcance se pueda seleccionar holgadamente, es decir:

$$Z4 = 2 \times ZL \quad (4.55)$$

$$Z5 = 2 \times 3,07 = 6,14 \, \Omega$$

se selecciona a 6,15 Ω .

c) Ajustes de los temporizadores

En general, los tiempos de ajuste de las zonas de respaldo deben ser coordinados con los tiempos de las protecciones de respaldo del resto del sistema.

- De la zona 1, T1 = 0 ms
- De la zona 2, T2 = 450 ms
- De la zona 3, T3 = 800 ms
- De la zona 4, T4 = 1200 ms
- De la zona 5, T5 = 1800 ms

d) Alcance resistivo de las zonas de protección

El alcance resistivo debe ser un valor que permita cubrir un valor considerable de resistencia de falla sin interferir con la impedancia de carga. Con la finalidad de estimar el alcance resistivo, a continuación vamos a calcular los valores de resistencia siguiendo el procedimiento indicado por el fabricante.

e) Cálculo de la resistencia de falla a tierra (R_{1m}):

$$R_{1m} = R_{\text{arco}} + R_{\text{torre}} \quad (4.56)$$

Donde:

R_{1m} : Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona 1

R arco : Resistencia de arco

R torre : Resistencia de puesta a tierra = 20 Ω

Haciendo uso de la formula aceptada para estimar la resistencia de arco, se tiene:

$$R \text{ arco} = 76 \cdot V^2 / S_{sc} \quad (4.52)$$

(Ref. "Distance protection aspects of transmission lines equipped with series compensation capacitors", Clint T. Summers)

Donde : V = Tensión de línea en kV

S_{sc} = Potencia de cortocircuito en KVA

Considerando que:

S_{sc} = 54900 kVA (para falla 1 ϕ en el extremo de Quillabamba, mínima demanda en estiaje)

La resistencia de arco será:

$$\text{De (4.52)} \quad R \text{ arco} = 76 \times 60^2 / 54900 = 4,98 \Omega$$

$$\text{De (4.51)} \quad R \text{ 1m} = 4,98 \Omega + 20 \Omega = 24,98 \Omega$$

En el lado secundario será: $R \text{ 1m} = 9,82 \Omega$

f) Cálculo de la resistencia para fallas entre fases (R 1b):

Este valor puede ser estimado solamente considerando la sumatoria de la resistencia de la línea y la resistencia de arco, es decir:

$$R1b = R1 + Rarco \quad (4.53)$$

Donde :

R1 = resistencia de secuencia positiva de la línea.

$$R1b = 6,89 + 4,98 = 11,87 \Omega \text{ lado primario}$$

En el lado secundario: $R1b = 11,87 \Omega$.

g) Cálculo del límite de arranque resistivo (R_{lim}):

Considerando la potencia a transmitir por la línea igual a 7 MVA (futuro):

$$Z_{min} = V^2/P_{max} \quad (4.57)$$

$$Z = (60 \text{ kV})^2/(7 \text{ MVA}) = 514,28 \ \Omega$$

En el lado secundario será: $Z = 171,4 \ \Omega$

El alcance máximo de la resistencia R_{lim} debe ser hasta un 20% menos de la impedancia mínima de carga, es decir:

$$R_{lim} = 0,8 \times Z_{min} \quad (4.58)$$

$$R_{lim} = 0,8 \times 171,4 \ \Omega = 137 \ \Omega.$$

De los cálculos anteriores podemos concluir que se tiene bastante margen para el ajuste del alcance resistivo de cada uno de los escalones.

Podemos optar por considerar el alcance resistivo para todos los escalones igual a un 50% de la mínima impedancia de carga, en consecuencia:

$R = 0,5 \times 171,4 \ \Omega = 85,7 \ \Omega$, seleccionamos $R = 85 \ \Omega$. Para este caso, el alcance resistivo para la unidad fase-fase y fase-tierra se puede ajustar con el mismo valor para todas las zonas de protección debido a que no se tiene riesgo de oscilaciones de potencia a través de la línea.

g) Cálculo del límite de arranque resistivo (R_{lim}):

Considerando la potencia a transmitir por la línea igual a 7 MVA (futuro):

$$Z_{min} = V^2/P_{max} \quad (4.57)$$

$$Z = (60 \text{ kV})^2/(7 \text{ MVA}) = 514,28 \ \Omega$$

En el lado secundario será: $Z = 171,4 \ \Omega$

El alcance máximo de la resistencia R_{lim} debe ser hasta un 20% menos de la impedancia mínima de carga, es decir:

$$R_{lim} = 0,8 \times Z_{min} \quad (4.58)$$

$$R_{lim} = 0,8 \times 171,4 \ \Omega = 137 \ \Omega.$$

De los cálculos anteriores podemos concluir que se tiene bastante margen para el ajuste del alcance resistivo de cada uno de los escalones.

Podemos optar por considerar el alcance resistivo para todos los escalones igual a un 50% de la mínima impedancia de carga, en consecuencia:

$$R = 0,5 \times 171,4 \ \Omega = 85,7 \ \Omega, \text{ seleccionamos } R = 85 \ \Omega.$$

Para este caso, el alcance resistivo para la unidad fase-fase y fase-tierra se puede ajustar con el mismo valor para todas las zonas de protección debido a que no se tiene riesgo de oscilaciones de potencia a través de la línea al no existir generación importante en la zona de Quillabamba. Por otro lado, la impedancia de carga tiene un valor tan alto que no se tiene el riesgo de actuaciones no selectivas para fallas de alta impedancia.

TABLA N° 4.25

Ajustes propuestos de los alcances resistivos de la protección de distancia de la línea L-0632

Ajuste	Mínimo	Máximo	Zona 1	Zona 2 y 3	Arranque
	Ω (sec)	Ω (sec)	Ω (sec)	Ω (sec)	Ω (sec)
Phase (RPh) Ω	0,0	400	R1Ph = 85	R2Ph = 85	R3Ph = 85
Ground (RG) Ω	0,00	400	R1G = 85	R2G = 85	R3G = 85

h) Función de recierre (79)

Se ha seleccionado el recierre trifásico de un ciclo, debido a que el interruptor de la línea L-0632 en la S.E. Machupicchu solo cuenta con mando tripolar. La temporización recomendable es de 400 ms, el cual es suficiente para el aclaramiento de falla temporales en una línea de subtransmisión 60 kV.

i) Parámetros de teleprotección

No se cuenta con equipo de comunicaciones para la teleprotección, por lo que el relé actuará bajo su esquema básico de protección.

j) Función de bloqueo por oscilaciones de potencia

Es una línea radial por lo que no hay posibilidad de oscilaciones de potencia.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE FALLAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

138 KV DEL AREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN

5.1 Falla trifásica en la línea L-1012 (Juliaca - Puno) del día 28 de Enero de 2002 a 01:20:03 Hr

El análisis de este evento ha sido efectuado debido a que provocó la actuación de la protección de deslizamiento de polos (78) del grupo G1 de la C.H. Machupicchu y de las líneas L-1001 y L-1002.

La falla trifásica en la línea L-1012 ocurre debido a la pérdida temporal de aislamiento ante descargas atmosféricas.

5.1.1 Condiciones de pre-falla

a) Despacho de generación:

C.H. San Gaban: 109,48 MW (grupos G1 y G2 en servicio).

C.H. Machupicchu: 55,94 MW (grupos G1 y G3 en servicio).

b) Sistema de Transmisión 138 kV

Todas las líneas de transmisión 138 kV del Área Operativa Sur Este se encontraban en servicio.

5.1.2 Condiciones de falla

La falla trifásica de naturaleza temporal en la línea L-1012, tuvo una duración de 55 ms (de acuerdo a lo informado por ETESUR) estuvo ubicada a 1,42 Km de la S.E. Juliaca. Por el tipo de falla, duración y ubicación, se deduce que la falla se produce por contorneo inverso en la cadena de aisladores a causa de impacto de rayo en la estructura o cable de guarda de la línea y la alta resistencia de puesta a tierra de la estructura.

5.1.3 Condiciones de post-falla

a) Líneas de transmisión de 138 kV

Se produjo la desconexión de las líneas de transmisión 138 kV L-1011 (Azángaro - Juliaca), L-1012 (Juliaca – Puno), L-1008 (Tintaya - Callalli) y L-1002 (Machupicchu - Quencoro).

b) Grupos de generación

Se produjo la desconexión de los grupos G1 y G2 de la C.H. San Gabán así como del grupo G1 de la C.H. Machupicchu.

c) Frecuencia del sistema

El aislamiento del Área Operativa Sur Este del SEIN, provocó déficit de generación en el sistema interconectado con la consecuente disminución de frecuencia desde 59,905 Hz hasta 59,154 Hz.

5.1.4 Resumen de eventos principales

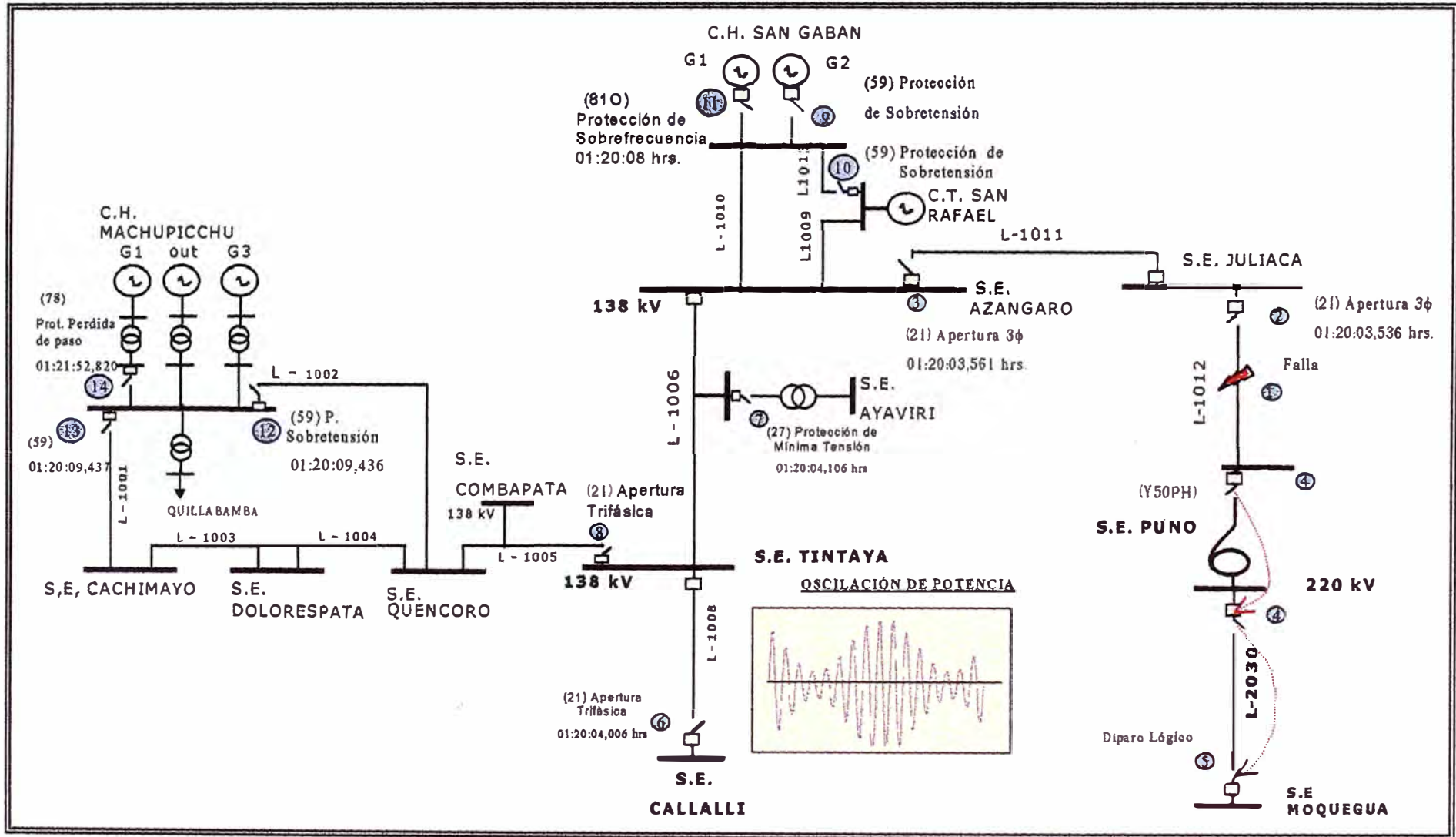
- Apertura trifásica del interruptor de la línea L-1012 en el extremo Juliaca por correcta actuación de su protección de distancia.
- Apertura trifásica del interruptor de la línea L-1011 en la S.E. Azángaro por actuación indebida de su protección de distancia.

- Desconexión del autotransformador de potencia 220/138 kV AT-1 de la S.E. Puno por actuación de su protección de sobrecorriente.
- Presencia de oscilación de potencia en el Área Sur Este ante la desconexión de la línea L-1012.
- Apertura trifásica de la línea L-1008 en la S.E. Callalli por actuación de su protección de distancia ante presencia de oscilación de potencia.
- Apertura trifásica de la línea L-1005 en la S.E. Tintaya por actuación de su protección de distancia.
- Desconexión del grupo G2 de la C.H. San Gabán por actuación de la protección de sobretensión.
- Apertura trifásica de la línea L-1013 en la S.E. San Rafael por actuación de su protección de sobretensión.
- Desconexión del grupo G1 de la C.H. San Gaban por actuación de su protección de sobrefrecuencia.
- Apertura trifásica de las líneas L-1001 y L-1002 en la C.H. Machupicchu por actuación de su protección de sobretensión .
- Desconexión del grupo G1 de la C.H. Machupicchu por actuación de su protección de deslizamiento de polos, ante pérdida de sincronismo al quedar aislada la C.H. Machupicchu con la pequeña carga de Quillabamba.

En la Figura N° 5.1 se muestra en forma gráfica el resumen de eventos principales.

FIGURA Nº 5.1

Perturbación del día 28 Enero de 2002 01:20:03 Hr



5.1.5 Recomendaciones

- Mejorar el sistema de puesta a tierra de las estructuras de la línea L-1012 de manera que se disminuya el valor de su resistencia de dispersión con el fin de evitar el contorno inverso en aisladores.
- Mejorar la coordinación de la protección de sobretensión de las líneas 138 kV del Área Operativa Sur Este, especialmente de las líneas L-1002 (Machupicchu – Quencoro) y L-1010 (Azangaro – San Gabán).
- Mejorar la coordinación entre la protección de deslizamiento de polos (78) de los grupos de generación de la C.H. Machupicchu con el bloqueo por detección de oscilaciones de potencia de las líneas de transmisión 138 kV del Área Operativa Sur Este, de manera que la actuación de la protección de deslizamiento de polos ocurra antes del desbloqueo de la protección de distancia por oscilación de potencia y no se produzca la desconexión total de la C.H. Machupicchu.

5.2 Falla monofásica en la línea L-1011 (Azángaro – Juliaca) del día 04 de Abril de 2002 a 22:42:52 Hr

El análisis de este evento se efectúa debido a que provocó la actuación de la protección de deslizamiento de polos (78) del grupo G1 de la C.H. Machupicchu.

La falla monofásica en la línea L-1011 ocurre debido a la pérdida temporal de aislamiento ante descargas atmosféricas en la línea.

5.2.1 Condiciones de pre-falla

a) Despacho de generación :

C.H. San Gaban: 58,21 MW (grupo G1 en servicio).

C.H. Machupicchu: 80,01 MW (grupos G1, G2 y G3 en servicio).

b) Sistema de Transmisión 138 kV

Todas las líneas de transmisión 138 kV del Área Operativa Sur Este se encontraban en servicio.

5.2.2 Condiciones de falla

La falla monofásica de naturaleza temporal en la línea L-1011 (fase "S") tuvo una duración de 57 ms (de acuerdo a lo informado por ETESUR). Por el tipo de falla y duración de la misma, se deduce que la falla se produce por descarga en la cadena de aisladores por impacto de rayo en la fase "S" de la línea L-1012.

5.2.3 Condiciones de post-falla

a) Líneas de transmisión de 138 kV

Se produce la desconexión de las líneas de transmisión 138 kV L-1011 (Azángaro - Juliaca), L-1008 (Tintaya - Callalli), L-1004 (Dolorespata -

Quencoro) y L-1001 (Machupicchu - Cachimayo), L-1007 (Cachimayo - Abancay) y L-1003 (Cachimayo Dolorespata).

b) Grupos de generación

Se produjo la desconexión de los grupos G1 y G2 de la C.H. San Machupicchu.

c) Frecuencia del sistema

El aislamiento del Área Operativa Sur Este del SEIN, provocó déficit de generación en el sistema interconectado con la consecuente disminución de frecuencia hasta 59,458 Hz.

5.2.4 Resumen de eventos principales

- Apertura monofásica del interruptor de la línea L-1011 en el extremo Azángaro por correcta actuación de su protección de distancia.
- Apertura trifásica de la línea L-1011 en la S.E. Juliaca por actuación inadecuada de su protección de distancia, ya que la apertura ha debido ser monofásica y completar el ciclo de recierre.
- Apertura trifásica definitiva de la línea L-1011 en la S.E. Azángaro ante un recierre monofásico no exitoso.
- Presencia de oscilación de potencia en el Área Sur Este ante la desconexión de la línea L-1011.
- Apertura trifásica de la línea L-1008 en la S.E. Callalli por actuación de su protección de distancia ante presencia de oscilación de potencia.
- Presencia de sobretension en el Área Operativa Sur Este posterior a la desconexión de la línea L-1008.

- Desconexión del grupo G1 de la C.H. Machupicchu por actuación de su protección de deslizamiento de polos, ante su pérdida de sincronismo.
- Desconexión manual de la línea L-1010 (San gabán - Azángaro) en ambos extremos por presencia de sobretensión en la línea.
- Desconexión del grupo G2 de la C.H. Machupicchu por actuación de su protección de potencia inversa, ante exceso de generación en el Área Operativa Sur Este del SEIN.

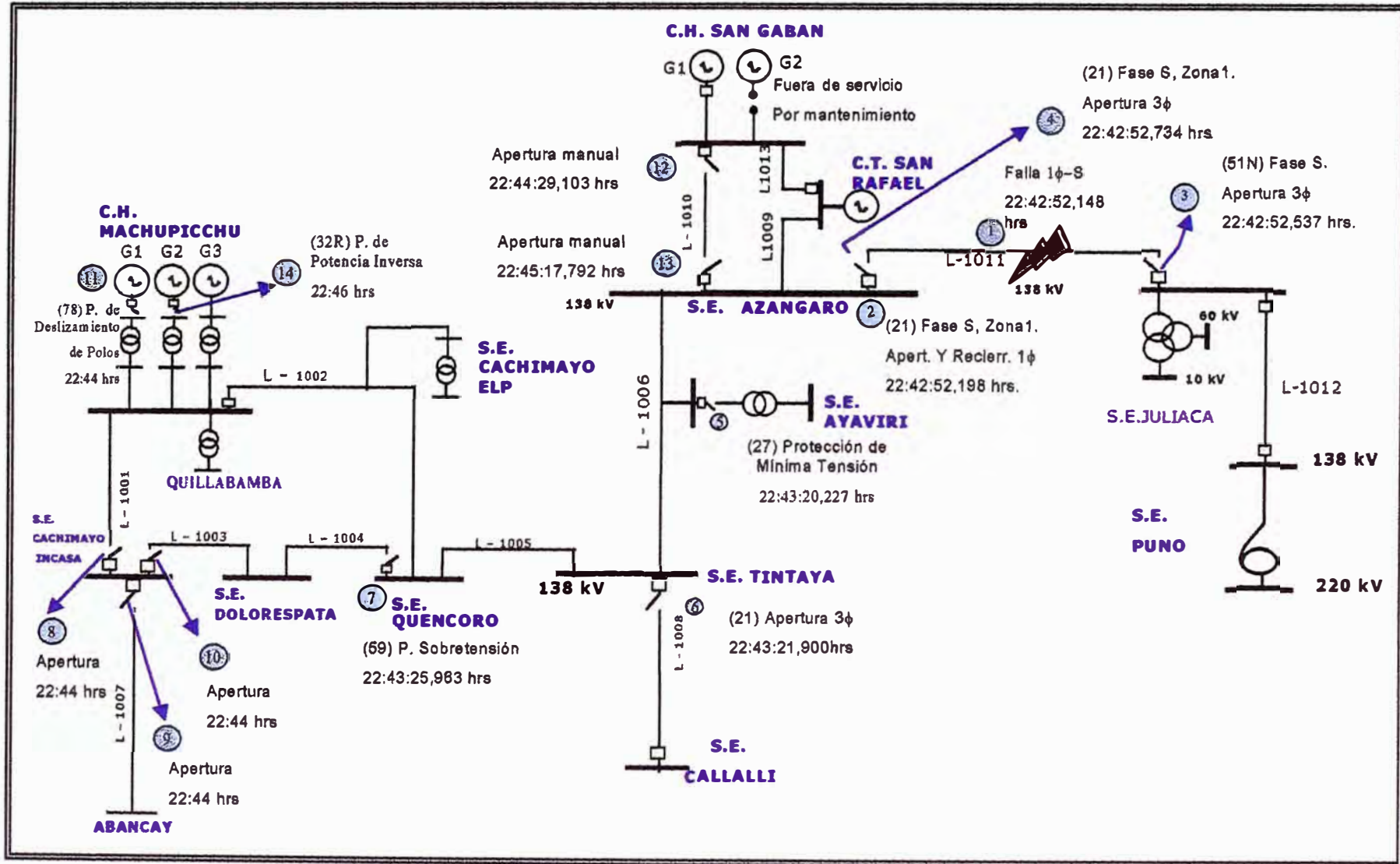
En la Figura N° 5.2 se muestra en forma gráfica el resumen de eventos principales.

5.2.5 Recomendaciones

- Mejorar el diseño de la protección contra sobretensiones impulsionales de la línea de transmisión L-1011 con una configuración adecuada del cable de guarda.
- Mejorar la coordinación de la protección de sobretensión (59) de las líneas 138 kV del Área Operativa Sur Este, con el fin de que la desconexión de una línea no agrave el problema de sobretensión, para tal fin, se debe dar prioridad a la desconexión (en ambas extremidades) de las líneas L-1002 (Machupicchu – Quencoro) y L-1010 (Azangaro – San Gabán).
- Mejorar la coordinación de la protección de deslizamiento de polos de los grupos de generación de la C.H. Machupicchu con la función de bloqueo por detección de oscilaciones de potencia de las líneas de transmisión 138 kV del Área Operativa Sur Este.

FIGURA Nº 5.2

PERTURBACIÓN DEL DÍA 04 DE ABRIL DE 2002 22:42:52 Hr



CONCLUSIONES

1. Después de la evaluación de la coordinación de los relés de protección de la C.H. Machupicchu, se concluye que no se tienen problemas resaltantes en la coordinación de sus relés de protección de generadores, transformadores de potencia y líneas de transmisión ya que se han definido en base a un esquema de protección adecuado con aplicación de relés de tecnología numérica.
2. Del análisis de las dos fallas en el sistema de transmisión 138 kV del Área Operativa Sur Este presentadas en el Capítulo V, se concluye que los problemas de coordinación presentados son fundamentalmente entre la función de bloqueo por oscilación de potencia y la función de deslizamiento de polos (78), el cual de acuerdo a los ajustes propuestos debe ser definido con el objetivo de obtener el rechazo automático de generación ante presencia de oscilaciones de potencia inestables.

3. Los problemas de oscilaciones de potencia en el Área Operativa Sur Este del SEIN, se originan principalmente ante el exceso de generación al quedar operando en forma aislada, debido a la desconexión de líneas de transmisión 138 kV que lo enlaza con el sistema interconectado. Por lo que, ante la ocurrencia de una perturbación que ocasione la desconexión de una línea de transmisión de enlace entre el Área Operativa Sur Este y el SEIN, se requiere la actuación inmediata y automática del sistema de rechazo de generación, que en el caso de la C.H. Machupicchu se lograría con un ajuste más sensible en el relé de deslizamiento de polos (78) de uno de sus grupos de generación y una aplicación equivalente en la C.H. San Gaban (desconexión de un grupo de generación).
4. La presencia de líneas largas en el sistema de transmisión del Área Operativa Sur Este, hace que sea propenso a experimentar bruscas variaciones de tensión ante su aislamiento del sistema interconectado, por lo que se concluye que, se requiere el replanteo de la coordinación de sobretensión que de prioridad a la desconexión de las líneas L-1002 (Machupicchu – Quencoro) y L-1010 (San Gabán - Azángaro) de tal manera que se controle la sobretensión sin afectar la continuidad de suministro.

ANEXOS

ANEXO N° 01

Parámetros Eléctricos de la C.H. Machupicchu y subestaciones

- Datos de Generadores
- Datos de Transformadores de potencia
- Datos de líneas de transmisión

CUADRO Nº 01

PARÁMETROS DE GENERADORES

No	CENTRAL	CODIGO	TIPO	kV	RPM	MVA	F.P.	H (s)	VALORES EN P.U. (BASE PROPIA)								Conexión	NEUTRO		
									R	Xs	R'(+)	X'(+)	R''(+)	X''(+)	R(-)	X(-)		R(o)	X(o)	RN (Ohms)
1	MACHUPICCHU	G1	HIDRAULICA	13,80	450	33,50	0,90	1,82		1,350		0,340		0,240		0,5400		0,120	Yn	558,0
2	MACHUIPICCHU	G2	HIDRAULICA	13,80	450	33,50	0,90	1,82		1,350		0,340		0,240		0,5400		0,120	Yn	558,0
3	MACHUPICCHU	G3	HIDRAULICA	13,80	450	33,50	0,90	1,82		1,350		0,340		0,240		0,5400		0,120	Yn	558,0
4	SAN GABAN	G1	HIDRAULICA	13,80	514,3	63,50	0,85	2,85		1,190		0,260		0,180		0,200		0,090	Yn	950
5	SAN GABAN	G2	HIDRAULICA	13,80	514,3	63,50	0,85	2,85		1,190		0,260		0,180		0,200		0,090	Yn	950
6	TINTAYA	G1-2-...-7- 8	TERMICA DIESEL	4,16	900	2,641	0,85		0,0067	1,540		0,263		0,177		0,2000		0,036	Yn	40,0
7	HERCCA	G1	HIDRAULICA	2,30	900	0,500	0,80			1,00		0,250		0,180		0,215*		0,099	Y	—
8	HERCCA	G2	HIDRAULICA	2,30	1200	0,520	0,80			1,00		0,250		0,180		0,215*		0,099	Y	—

CUADRO N° 02

PARÁMETROS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

SUBESTACION	CODIGO	TENSION NOMINAL			POTENCIA NOMINAL			GRUPO DE CONEXIÓN			REACTANCIA % BASE PROPIA			REGULACION		
		KV1	KV2	KV3	MVA1	MVA2	MVA3	1	2	3	X12	X13	X23	TIPO	TAP	%
MACHUPICCHU	T3-CHMCH	138	60	10.5	7	7	3	Y	yn0	d5	7,05 (7MVA)	4,6 (3MVA)	1,36 (3MVA)	Manual	3	±2x2,5
MACHUPICCHU	T2-G1	138	13,8	--	26,8/33,5	--	--	Yn	d5	--	11,3(33.5MVA)	--	--	Manual	3	±2x2,5
MACHUPICCHU	T2-G2	138	13,8	--	26,8/33,5	--	--	Yn	d5	--	10,98 (33.5)	--	--	Manual	3	±2x2,5
MACHUPICCHU	T2-G3	138	13,8	--	26,8/33,5	--	--	Yn	d5	--	10,96 (33.5)	--	--	Manual	3	±2x2,5
SAN GABAN	T2-G1	138	13,8	--	65,00	-	-	Yn	D5	-	11,00	9,878	--	Manual	3	±2x2,5
SAN GABAN	T2-G2	138	13,8	--	65,00	-	-	YN	d5	-	11,00	9,878	--	Manual	3	±2x2,5
CACHIMAYO	T2-SECAC1	138	34,5	10.5	6,00	3	3	Yn	yn0	d11	6,5(6MVA)	9(6MVA)	6,5(6MVA)	Manual	3	±2x2,5
CACHIMAYO	T2-SECAC2	132	60	22.9	15,00	15	7	Yn	d5	Yn0	6,38(15MVA)	5,09(15MVA)	1,(7MVA)	Variable	--	±13x1,0
INCASA	B-1	138	6,9	--	15/20	--	--	Y	d1	--	12,1(20MVA)	--	--	Manual	2	±1x5
INCASA	B-2	138	6,9	--	15/20	--	--	Y	d1	--	12,1(20MVA)	--	--	Manual	2	±1x5
QUENCORO	QUE-TR1	132	34,5	10.5	10,00	3	7	Yn	yn0	d11	11	10,1	4,47	Variable	8	±8x1,5
QUENCORO	-	138	33	6	7/8.75			Yn	yn0	d11	9.78			Manual	5	±4x2,5

CUADRO N° 03

PARÁMETROS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

UBICACION		CODIGO	KV	CONDUCTOR		CAPACIDAD	LONGIT.	R+	X+	R0	X0	B+	B0
ENVIO	RECEPCION			TIPO	SECCION								
MACHUPICCHU	INCASA 138	L-1001/1	138	ACSR	227,83	390	76,78	0,1610	0,4902	0,3183	1,5196	3,3566	2,0945
INCASA 138	CACHIMAYO 138	L-1001/2	138	ACSR	227,83	390	0,10	0,1610	0,4902	0,3183	1,5196	3,3566	2,0945
DERIV_1	CACHIMAYO 138	L-1001/3	138	ACSR	227,83	390	0,05	0,1610	0,4902	0,3183	1,5196	3,3566	2,0945
MACHUPICCHU	DERIV_2	L-1002/1	138	AAAC	235,9	512	71,60	0,1542	0,5083	0,3136	1,4720	3,2326	1,8560
DERIV_2	QUENCORO 138	L-1002/2	138	AAAC	235,9	512	23,70	0,1542	0,5083	0,3136	1,4720	3,2326	1,8560
DERIV_2	CACHIMAYO 138	L-1002/3	138	AAAC	235,9	512	0,02	0,1542	0,5083	0,3136	1,4720	3,2326	1,8560
DOLORESPATA	INCASA 138	L-1003	138	ACSR	227,83	390	13,50	0,1610	0,4902	0,3183	1,7545	3,3566	2,0945
DOLORESPATA	QUENCORO	L-1004	138	AAAC	235,9	512	8,30	0,1542	0,5083	0,3136	1,7069	3,2326	1,8560
QUENCORO	COMBAPATA	L-1005/1	138	AAAC	235,9	335	87,52	0,1542	0,5083	0,3136	1,8104	3,2326	2,0511
COMBAPATA	TINTAYA	L-1005/2	138	AAAC	235,9	335	101,09	0,1542	0,5083	0,3136	1,8104	3,2326	2,0511
INCASA	ABANCAY	L-1007	138	AAAC	235,9	167	96,20	0,1328	0,5098	0,2938	1,4736	3,2226	1,7312
COMBAPATA	SICUANI	L-630	66	ASSC	2/0 AWG		28,70	0,2519	0,5363	0,8872	1,5705	3,3150	2,1600
C.H. MARANGANI	PTE. ARTURO		22.9	AAAC	10		10,00	0,4840	0,3903	0,6618	19,838		

ANEXO N° 02**RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA**

Resultados del Flujo de Potencia para Avenida 2004.

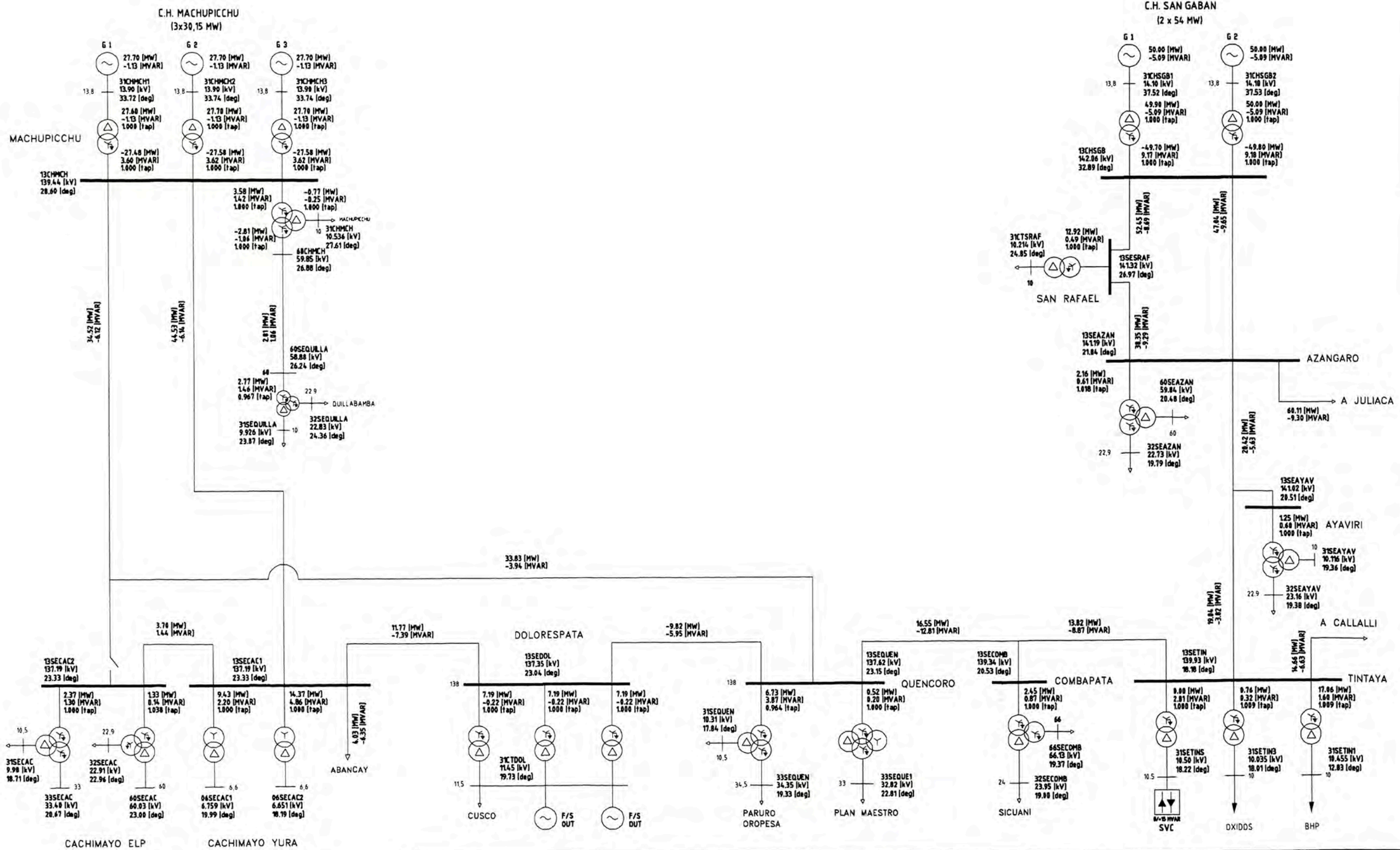
Resultados del Flujo de Potencia para Estiaje 2004.

Resultados del Flujo de Potencia para Avenida 2004

Caso Ave2004Max: Máxima Demanda – Avenida 2004

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	KVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp %
MACHUPICCHU - CACHIMAYO	L-1001/1	13CHMCH	13SECAC1	138,00	44,53	-6,14	43,29	-5,24	47,72
MACHUPICCHU - QUENCORO	L-1002/1	13CHMCH	13DV1002	138,00	34,52	-6,12	33,83	-3,94	28,35
MACHUPICCHU - QUENCORO	L-1002/2	13DV1002	13SEQUEN	138,00	33,83	-3,94	33,62	-3,26	0,00
MACHUPICCHU - QUILLABAMBA	L-0632	60CHMCH	60SEQUILLA	60,00	2,81	1,06	2,77	1,46	12,30
CACHIMAYO - DOLORESPATA	L-1003	13SECAC1	13SEDOL	138,00	11,77	-7,39	11,74	-6,61	14,99
DOLORESPATA - QUENCORO	L-1004	13SEDOL	13SEQUEN	138,00	-9,82	-5,95	-9,83	-5,48	19,23
QUENCORO - COMBAPATA	L-1005/1	13SEQUEN	13DVCOMB	138,00	16,55	-12,81	16,28	-8,06	27,96
COMBAPATA - TINTAYA	L-1005/2	13DVCOMB	13SETIN	138,00	13,82	-8,87	13,64	-2,84	21,67
TINTAYA - AYAVIRI	L-1006/1	13DVAYAV	13SETIN	138,00	19,04	-3,82	18,84	0,94	25,32
AYAVIRI - AZANGARO	L-1006/2	13SEAZAN	13DVAYAV	138,00	20,42	-5,63	20,29	-3,23	27,58
SAN RAFAEL - AZANGARO	L-1009	13SESRAF	13SEAZAN	138,00	38,35	-9,29	37,60	-6,65	41,88
SAN GABAN - AZANGARO	L-1010	13CHSGB	13SEAZAN	138,00	47,04	-9,65	45,09	-7,67	50,69
SAN GABAN - SAN RAFAEL	L-1013	13CHSGB	13SESRAF	138,00	52,45	-8,69	51,28	-8,80	56,13

Subestacion	Ident	KVbase	kV	Vpu	Ang
MACHUPICCHU G1	31CHMCH1	13,80	13,90	1,01	33,72
MACHUPICCHU G2	31CHMCH2	13,80	13,90	1,01	33,74
MACHUPICCHU G3	31CHMCH3	13,80	13,90	1,01	33,74
MACHUPICCHU 10	31CHMCH	10,00	10,54	1,05	27,81
MACHUPICCHU 138	13CHMCH	138,00	139,45	1,01	28,60
MACHUPICCHU 60	60CHMCH	60,00	59,85	1,00	26,88
QUILLABAMBA 60	60SEQUILLA	60,00	58,88	0,98	26,24
CACHIMAYO YURA 138	13SECAC1	138,00	137,19	0,99	23,33
CACHIMAYO ELP 138	13SECAC2	138,00	137,19	0,99	23,33
DOLORESPATA 138	13SEDOL	138,00	137,35	1,00	23,04
QUENCORO 138	13SEQUEN	138,00	137,62	1,00	23,15
COMBAPATA 138	13SECOMB	138,00	139,34	1,01	20,53
TINTAYA 138	13SETIN	138,00	139,93	1,01	18,18
AYAVIRI 138	13SEAYAV	138,00	141,02	1,02	20,51
AZANGARO 138	13SEAZAN	138,00	141,19	1,02	21,84
SAN RAFAEL 138	13SESRAF	138,00	141,32	1,02	26,97
SAN GABAN 138	13CHSGB	138,00	142,06	1,03	32,86
SAN GABAN G1	31CHSGB1	13,80	14,10	1,02	37,52
SAN GABAN G2	31CHSGB2	13,80	14,10	1,02	37,53



ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN
 FLUJO DE POTENCIA
 MÁXIMA DEMANDA AVENIDA

DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E



UNIVERSIDAD NACIONAL
 DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

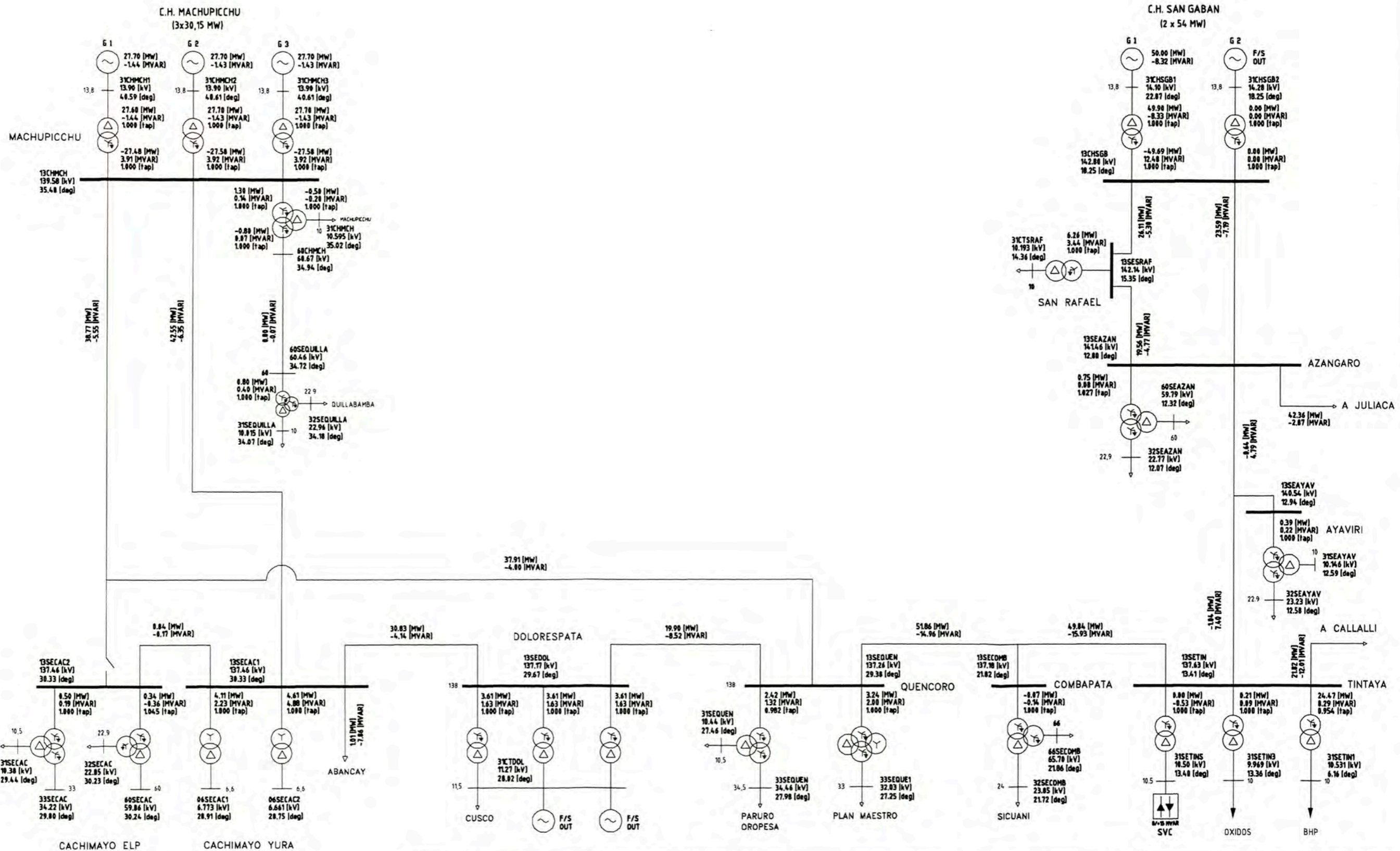
PLANO
 FC-MAX-2004

REV.
 B

Caso Ave2004Min: Mínima Demanda – Avenida 2004

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	KVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp %
MACHUPICCHU - CACHIMAYO	L-1001/1	13CHMCH	13SECAC1	138,00	42,55	-6,35	41,40	-5,07	45,63
MACHUPICCHU - QUENCORO	L-1002/1	13CHMCH	13DV1002	138,00	38,77	-5,55	37,91	-4,00	31,64
MACHUPICCHU - QUENCORO	L-1002/2	13DV1002	13SEQUEN	138,00	37,91	-4,00	37,65	-3,52	0,00
MACHUPICCHU - QUILLABAMBA	L-0832	60CHMCH	60SEQUILLA	60,00	0,80	-0,07	0,80	0,40	3,42
CACHIMAYO – DOLORESPATA	L-1003	13SECAC1	13SEDOL	138,00	30,83	-4,14	30,72	-3,65	33,50
DOLORESPATA - QUENCORO	L-1004	13SEDOL	13SEQUEN	138,00	19,90	-8,52	19,87	-8,13	36,30
QUENCORO – COMBAPATA	L-1005/1	13SEQUEN	13DVCOMB	138,00	51,86	-14,96	49,78	-16,14	72,30
COMBAPATA – TINTAYA	L-1005/2	13DVCOMB	13SETIN	138,00	49,84	-15,93	47,60	-16,75	70,14
TINTAYA – AYAVIRI	L-1006/1	13DVAYAV	13SETIN	138,00	-1,04	7,40	-1,10	12,59	16,89
AYAVIRI – AZANGARO	L-1006/2	13SEAZAN	13DVAYAV	138,00	-0,64	4,79	-0,65	7,61	10,00
SAN RAFAEL – AZANGARO	L-1009	13SESRAF	13SEAZAN	138,00	19,57	-4,77	19,38	0,47	21,24
SAN GABAN – AZANGARO	L-1010	13CHSGB	13SEAZAN	138,00	23,59	-7,19	23,10	1,54	25,89
SAN GABAN – SAN RAFAEL	L-1013	13CHSGB	13SESRAF	138,00	26,11	-5,30	25,82	-1,33	27,98

Subestacion	Ident.	KVbase	kV	Vpu	Ang
MACHUPICCHU G1	31CHMCH1	13,80	13,90	1,01	40,60
MACHUPICCHU G2	31CHMCH2	13,80	13,90	1,01	40,61
MACHUPICCHU G3	31CHMCH3	13,80	13,90	1,01	40,61
MACHUPICCHU 10	31CHMCH	10,00	10,60	1,08	35,02
MACHUPICCHU 138	13CHMCH	138,00	139,58	1,01	35,48
MACHUPICCHU 60	60CHMCH	60,00	60,67	1,01	34,94
QUILLABAMBA 60	60SEQUILLA	60,00	60,46	1,01	34,72
CACHIMAYO YURA 138	13SECAC1	138,00	137,46	1,00	30,33
CACHIMAYO ELP 138	13SECAC2	138,00	137,46	1,00	30,33
DOLORESPATA 138	13SEDOL	138,00	137,17	0,99	29,67
QUENCORO 138	13SEQUEN	138,00	137,28	0,99	29,38
COMBAPATA 138	13SECOMB	138,00	137,18	0,99	21,82
TINTAYA 138	13SETIN	138,00	137,63	1,00	13,41
AYAVIRI 138	13SEAYAV	138,00	140,55	1,02	12,94
AZANGARO 138	13SEAZAN	138,00	141,46	1,03	12,80
SAN RAFAEL 138	13SESRAF	138,00	142,14	1,03	15,35
SAN GABAN 138	13CHSGB	138,00	142,60	1,03	18,25
SAN GABAN G1	31CHSGB1	13,80	14,10	1,02	22,87
SAN GABAN G2	31CHSGB2	13,80	14,28	1,03	18,25



ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN FLUJO DE POTENCIA MÍNIMA DEMANDA AVENIDA		
DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

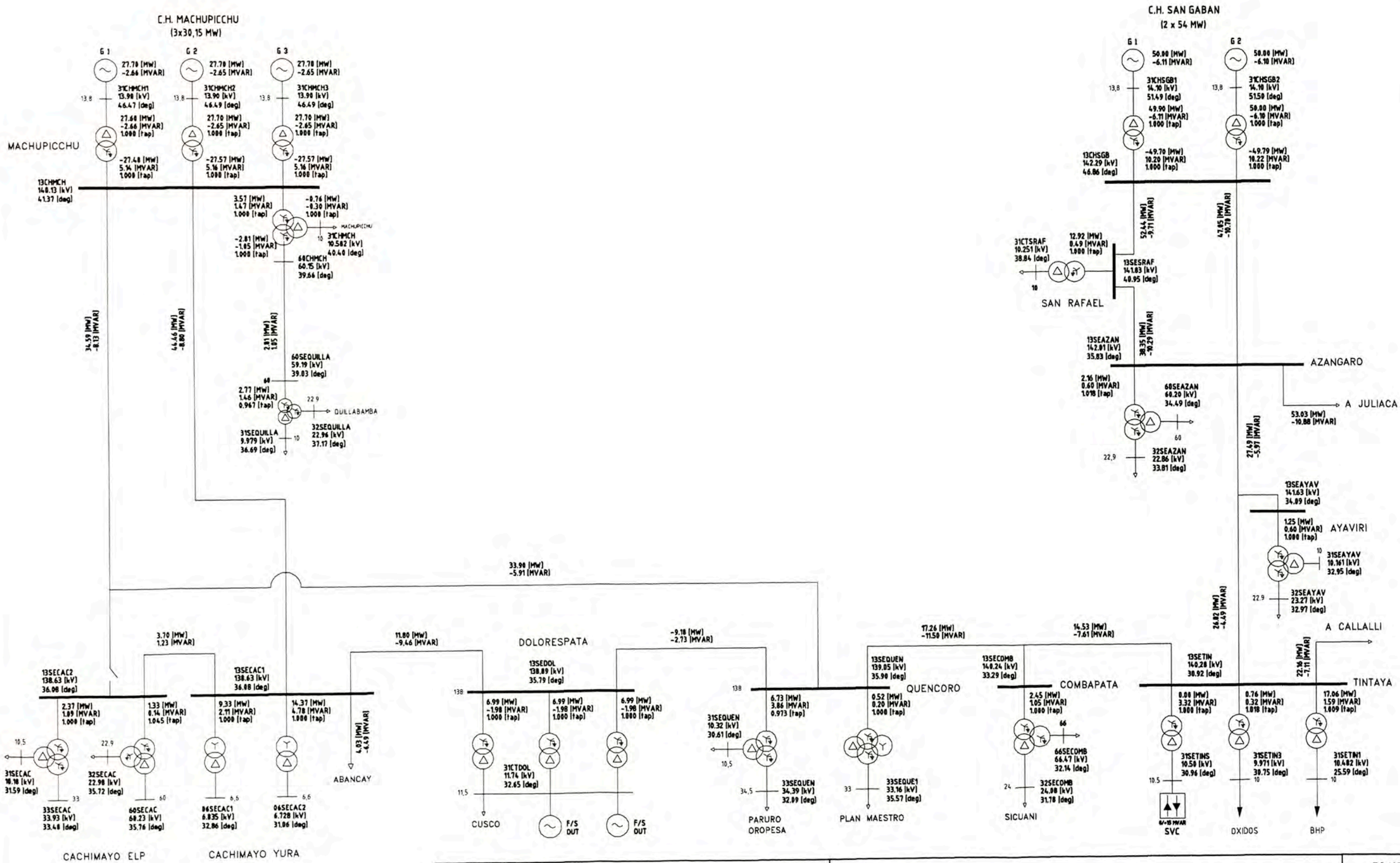
PLANO	FC-MIN-2004
REV.	B

Resultados del Flujo de Potencia para Estiaje 2004

Caso Est2004Max: Máxima Demanda – Estiaje 2004

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	KVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp %
MACHUPICCHU - CACHIMAYO	L-1001/1	13CHMCH	13SECAC1	138,00	44,47	-8,80	43,23	-7,83	47,89
MACHUPICCHU - QUENCORO	L-1002/1	13CHMCH	13DV1002	138,00	34,59	-8,13	33,90	-5,91	28,59
MACHUPICCHU - QUENCORO	L-1002/2	13DV1002	13SEQUEN	138,00	33,90	-5,91	33,69	-5,20	0,00
MACHUPICCHU - QUILLABAMBA	L-0632	60CHMCH	60SEQUILLA	60,00	2,81	1,05	2,77	1,48	12,23
CACHIMAYO - DOLORESPATA	L-1003	13SECAC1	13SEDOL	138,00	11,80	-9,46	11,78	-8,68	16,15
DOLORESPATA - QUENCORO	L-1004	13SEDOL	13SEQUEN	138,00	-9,18	-2,73	-9,19	-2,24	15,86
QUENCORO - COMBAPATA	L-1005/1	13SEQUEN	13DVCOMB	138,00	17,26	-11,50	16,99	-6,63	27,42
COMBAPATA - TINTAYA	L-1005/2	13DVCOMB	13SETIN	138,00	14,54	-7,62	14,35	-1,54	21,51
TINTAYA - AYAVIRI	L-1006/1	13DVAYAV	13SETIN	138,00	26,02	-4,49	25,64	-0,33	34,28
AYAVIRI - AZANGARO	L-1006/2	13SEAZAN	13DVAYAV	138,00	27,49	-5,97	27,27	-3,89	36,43
SAN RAFAEL - AZANGARO	L-1009	13SESRAF	13SEAZAN	138,00	38,35	-10,29	37,60	-7,59	41,98
SAN GABAN - AZANGARO	L-1010	13CHSGB	13SEAZAN	138,00	47,05	-10,70	45,09	-8,66	50,85
SAN GABAN - SAN RAFAEL	L-1013	13CHSGB	13SESRAF	138,00	52,44	-9,71	51,27	-9,80	56,21

Subestacion	Ident.	KVbase	KV	Vpu	Ang
MACHUPICCHU G1	31CHMCH1	13,80	13,90	1,01	46,48
MACHUPICCHU G2	31CHMCH2	13,80	13,90	1,01	46,49
MACHUPICCHU G3	31CHMCH3	13,80	13,90	1,01	46,49
MACHUPICCHU 10	31CHMCH	10,00	10,58	1,06	40,40
MACHUPICCHU 138	13CHMCH	138,00	140,13	1,02	41,37
MACHUPICCHU 60	60CHMCH	60,00	60,15	1,00	39,66
QUILLABAMBA 60	60SEQUILLA	60,00	59,19	0,99	39,03
CACHIMAYO YURA 138	13SECAC1	138,00	138,63	1,00	36,09
CACHIMAYO ELP 138	13SECAC2	138,00	138,63	1,00	36,08
DOLORESPATA 138	13SEDOL	138,00	138,89	1,01	35,79
QUENCORO 138	13SEQUEN	138,00	139,05	1,01	35,90
COMBAPATA 138	13SECOMB	138,00	140,24	1,02	33,29
TINTAYA 138	13SETIN	138,00	140,28	1,02	30,92
AYAVIRI 138	13SEAYAV	138,00	141,63	1,03	34,09
AZANGARO 138	13SEAZAN	138,00	142,01	1,03	35,84
SAN RAFAEL 138	13SESRAF	138,00	141,83	1,03	40,95
SAN GABAN 138	13CHSGB	138,00	142,29	1,03	46,86
SAN GABAN G1	31CHSGB1	13,80	14,10	1,02	51,49
SAN GABAN G2	31CHSGB2	13,80	14,10	1,02	51,50



ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN
 FLUJO DE POTENCIA
 MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE

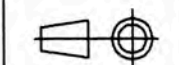
DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E



UNIVERSIDAD NACIONAL
 DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO
 FC-MAX-2004

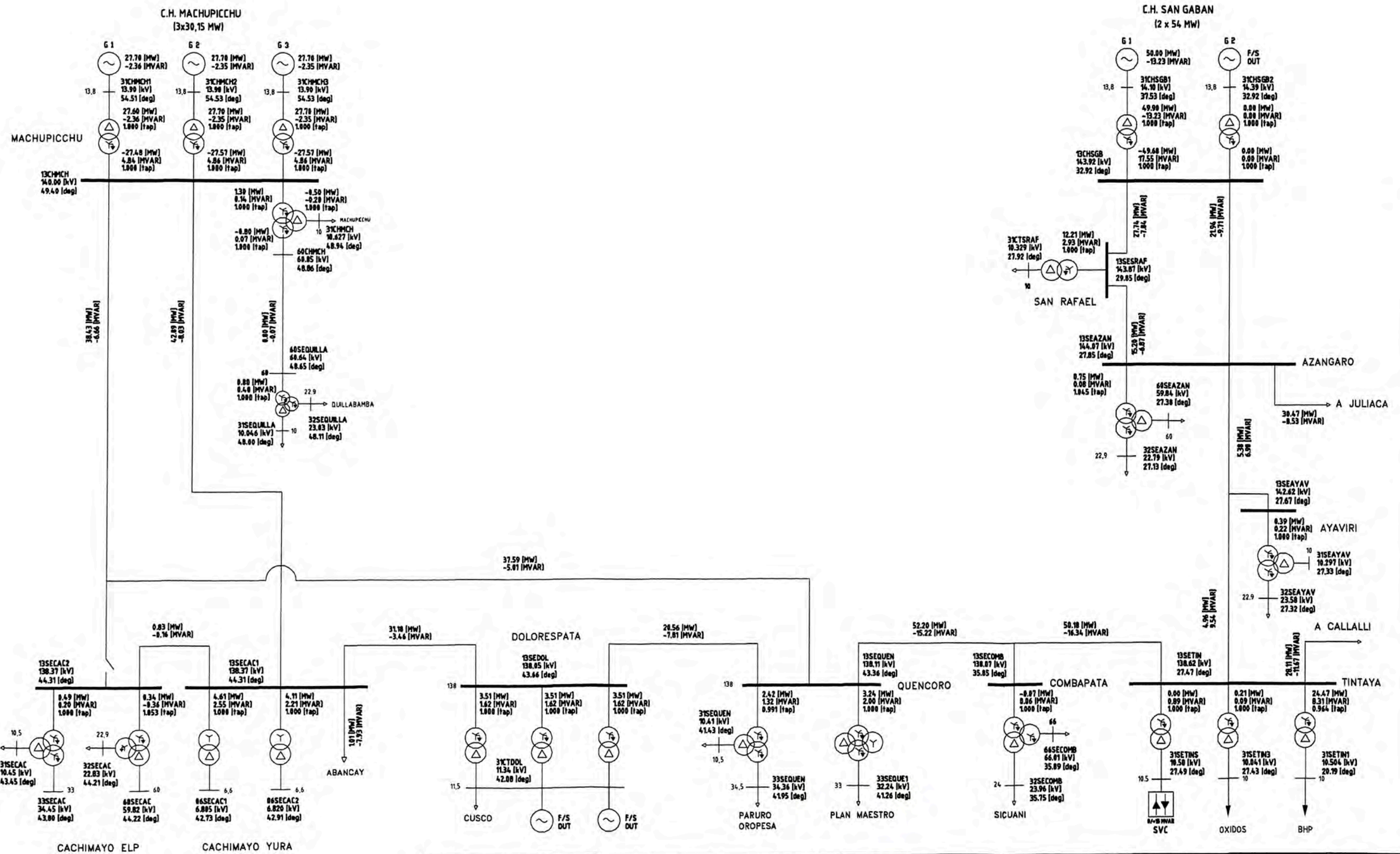
REV.
 B



Caso Est2004Min: Mínima Demanda – Estiaje 2004

ENLACE	IdLinea	Barra Envio	Barra Recep.	KVbase	Penvio	Qenvio	Precep	Qrecep	Amp %
MACHUPICCHU - CACHIMAYO	L-1001/1	13CHMCH	13SECAC1	138,00	42,89	-8,03	41,74	-6,80	46,14
MACHUPICCHU - QUENCORO	L-1002/1	13CHMCH	13DV1002	138,00	38,43	-6,66	37,59	-5,01	31,42
MACHUPICCHU - QUENCORO	L-1002/2	13DV1002	13SEQUEN	138,00	37,59	-5,01	37,33	-4,49	0,00
MACHUPICCHU - QUILLABAMBA	L-0632	60CHMCH	60SEQUILLA	60,00	0,80	-0,07	0,80	0,40	3,41
CACHIMAYO - DOLORESPATA	L-1003	13SECAC1	13SEDOL	138,00	31,18	-3,46	31,08	-2,96	33,57
DOLORESPATA - QUENCORO	L-1004	13SEDOL	13SEQUEN	138,00	20,56	-7,81	20,53	-7,42	36,64
QUENCORO - COMBAPATA	L-1005/1	13SEQUEN	13DVCOMB	138,00	52,20	-15,23	50,11	-16,34	72,39
COMBAPATA - TINTAYA	L-1005/2	13DVCOMB	13SETIN	138,00	50,18	-16,34	47,93	-17,09	70,27
TINTAYA - AYAVIRI	L-1006/1	13DVAYAV	13SETIN	138,00	4,97	9,54	4,87	14,71	20,55
AYAVIRI - AZANGARO	L-1006/2	13SEAZAN	13DVAYAV	138,00	5,38	6,90	5,36	9,75	14,35
SAN RAFAEL - AZANGARO	L-1009	13SESRAF	13SEAZAN	138,00	15,20	-6,87	15,09	-1,13	17,39
SAN GABAN - AZANGARO	L-1010	13CHSGB	13SEAZAN	138,00	21,94	-9,71	21,52	-0,43	25,00
SAN GABAN - SAN RAFAEL	L-1013	13CHSGB	13SESRAF	138,00	27,74	-7,84	27,42	-3,95	30,04

Subestacion	Ident.	KVbase	kV	Vpu	Ang
MACHUPICCHU G1	31CHMCH1	13,80	13,90	1,01	54,51
MACHUPICCHU G2	31CHMCH2	13,80	13,90	1,01	54,53
MACHUPICCHU G3	31CHMCH3	13,80	13,90	1,01	54,53
MACHUPICCHU 10	31CHMCH	10,00	10,63	1,06	48,94
MACHUPICCHU 138	13CHMCH	138,00	140,00	1,01	49,40
MACHUPICCHU 60	60CHMCH	60,00	60,85	1,01	48,86
QUILLABAMBA 60	60SEQUILLA	60,00	60,64	1,01	48,65
CACHIMAYO YURA 138	13SECAC1	138,00	138,37	1,00	44,31
CACHIMAYO ELP 138	13SECAC2	138,00	138,37	1,00	44,31
DOLORESPATA 138	13SEDOL	138,00	138,05	1,00	43,66
QUENCORO 138	13SEQUEN	138,00	138,11	1,00	43,36
COMBAPATA 138	13SECOMB	138,00	138,07	1,00	35,85
TINTAYA 138	13SETIN	138,00	138,62	1,00	27,48
AYAVIRI 138	13SEAYAV	138,00	142,62	1,03	27,67
AZANGARO 138	13SEAZAN	138,00	144,08	1,04	27,85
SAN RAFAEL 138	13SESRAF	138,00	143,87	1,04	29,85
SAN GABAN 138	13CHSGB	138,00	143,92	1,04	32,92
SAN GABAN G1	31CHSGB1	13,80	14,10	1,02	37,53
SAN GABAN G2	31CHSGB2	13,80	14,39	1,04	32,92



ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN FLUJO DE POTENCIA MÍNIMA DEMANDA ESTIAJE		
DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO FC-MIN-2004
REV. B

ANEXO N° 03
RESULTADOS DE CORTOCIRCUITO

a) Niveles de Cortocircuito para el periodo de Estiaje 2003.

Falla Trifásica

Falla Monofásica con resistencia de falla $R_f = 0$ ohm.

Falla Monofásica con resistencia de falla $R_f = 20$ ohm.

b) Niveles de Cortocircuito para el periodo de Avenida 2004.

Falla Trifásica

Falla Monofásica con resistencia de falla $R_f = 0$ ohm.

Falla Monofásica con resistencia de falla $R_f = 20$ ohm.

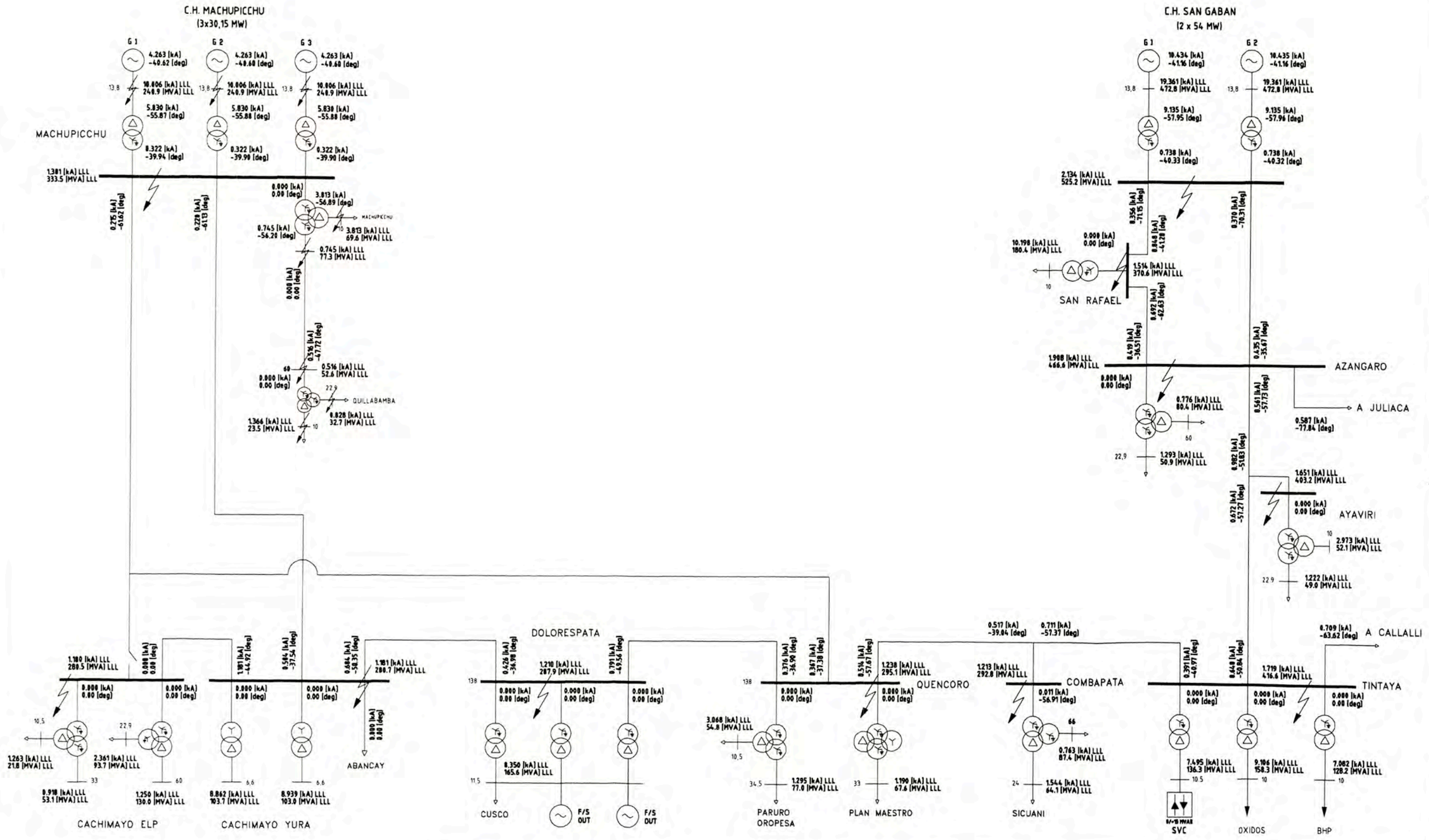
Caso Ave2004Max: Máxima Demanda – Avenida 2004

Niveles de Cortocircuito para resistencia de falla $R_f = 0 \text{ ohm}$

Subestacion	Ident	KVbase	kVpf	kA 3F	MVA 3F	kA 1F	MVA 1F	kA 2F	MVA 2F
MACHUPICCHU G1	31CHMCH1	13,80	13,90	10,01	240,90	0,01	0,30	8,67	208,60
MACHUPICCHU G2	31CHMCH2	13,80	13,90	10,01	240,90	0,01	0,30	8,67	208,60
MACHUPICCHU G3	31CHMCH3	13,80	13,90	10,01	240,90	0,01	0,30	8,67	208,60
MACHUPICCHU 10	31CHMCH	10,00	10,54	3,81	69,60	0,00	0,00	3,30	60,30
MACHUPICCHU 138	13CHMCH	138,00	139,44	1,38	333,50	1,83	441,60	1,20	288,80
MACHUPICCHU 60	60CHMCH	60,00	59,85	0,75	77,30	0,86	89,40	0,65	66,90
QUILLABAMBA 60	60SEQUILLA	60,00	58,88	0,52	52,60	0,59	60,00	0,45	45,50
CACHIMAYO YURA 138	13SECAC1	138,00	137,19	1,18	280,70	1,52	361,70	1,02	243,10
CACHIMAYO ELP 138	13SECAC2	138,00	137,19	1,18	280,50	1,52	361,40	1,02	242,90
DOLORESPATA 138	13SEDOL	138,00	137,35	1,21	287,90	1,59	377,30	1,05	249,30
QUENCORO 138	13SEQUEN	138,00	137,62	1,24	295,10	1,56	372,50	1,07	255,60
COMBAPATA 138	13SECOMB	138,00	139,34	1,21	292,80	1,20	290,50	1,05	253,60
TINTAYA 138	13SETIN	138,00	139,93	1,72	416,60	2,11	512,40	1,49	360,80
AYAVIRI 138	13SEAYAV	138,00	141,02	1,65	403,20	1,60	390,70	1,43	349,20
AZANGARO 138	13SEAZAN	138,00	141,19	1,91	466,60	1,96	478,40	1,65	404,10
SAN RAFAEL 138	13SESAF	138,00	141,32	1,51	370,60	1,72	420,70	1,31	320,90
SAN GABAN 138	13CHSGB	138,00	142,06	2,13	525,20	2,74	673,90	1,85	454,80
SAN GABAN G1	31CHSGB1	13,80	14,10	19,36	472,80	0,01	0,10	16,77	409,50
SAN GABAN G2	31CHSGB2	13,80	14,10	19,36	472,80	0,01	0,10	16,77	409,50

Niveles de Cortocircuito para resistencia de falla $R_f = 20 \text{ ohm}$

Subestacion	Ident	KVbase	kVpf	kA 3F	MVA 3F	kA 1F	MVA 1F	kA 2F	MVA 2F
MACHUPICCHU G1	31CHMCH1	13,80	13,90	0,40	9,60	0,01	0,30	0,69	16,50
MACHUPICCHU G2	31CHMCH2	13,80	13,90	0,40	9,60	0,01	0,30	0,69	16,50
MACHUPICCHU G3	31CHMCH3	13,80	13,90	0,40	9,60	0,01	0,30	0,69	16,50
MACHUPICCHU 10	31CHMCH	10,00	10,54	0,30	5,50	0,00	0,00	0,51	9,40
MACHUPICCHU 138	13CHMCH	138,00	139,44	1,21	293,20	1,53	370,50	1,13	273,20
MACHUPICCHU 60	60CHMCH	60,00	59,85	0,66	68,00	0,74	76,70	0,62	63,90
QUILLABAMBA 60	60SEQUILLA	60,00	58,88	0,46	46,90	0,52	52,90	0,42	43,30
CACHIMAYO YURA 138	13SECAC1	138,00	137,19	1,03	245,20	1,28	304,90	0,96	228,40
CACHIMAYO ELP 138	13SECAC2	138,00	137,19	1,03	245,10	1,28	304,70	0,96	228,20
DOLORESPATA 138	13SEDOL	138,00	137,35	1,05	250,60	1,33	315,40	0,98	233,80
QUENCORO 138	13SEQUEN	138,00	137,62	1,08	256,50	1,31	313,20	1,01	239,60
COMBAPATA 138	13SECOMB	138,00	139,34	1,07	257,40	1,07	258,90	0,99	239,10
TINTAYA 138	13SETIN	138,00	139,93	1,43	346,70	1,69	410,60	1,37	332,80
AYAVIRI 138	13SEAYAV	138,00	141,02	1,41	343,20	1,38	337,70	1,33	325,80
AZANGARO 138	13SEAZAN	138,00	141,19	1,59	388,40	1,63	399,50	1,53	374,10
SAN RAFAEL 138	13SESAF	138,00	141,32	1,33	325,70	1,49	364,40	1,24	304,20
SAN GABAN 138	13CHSGB	138,00	142,06	1,81	444,60	2,17	533,50	1,74	427,80
SAN GABAN G1	31CHSGB1	13,80	14,10	0,41	9,90	0,00	0,10	0,70	17,20
SAN GABAN G2	31CHSGB2	13,80	14,10	0,41	9,90	0,00	0,10	0,70	17,20



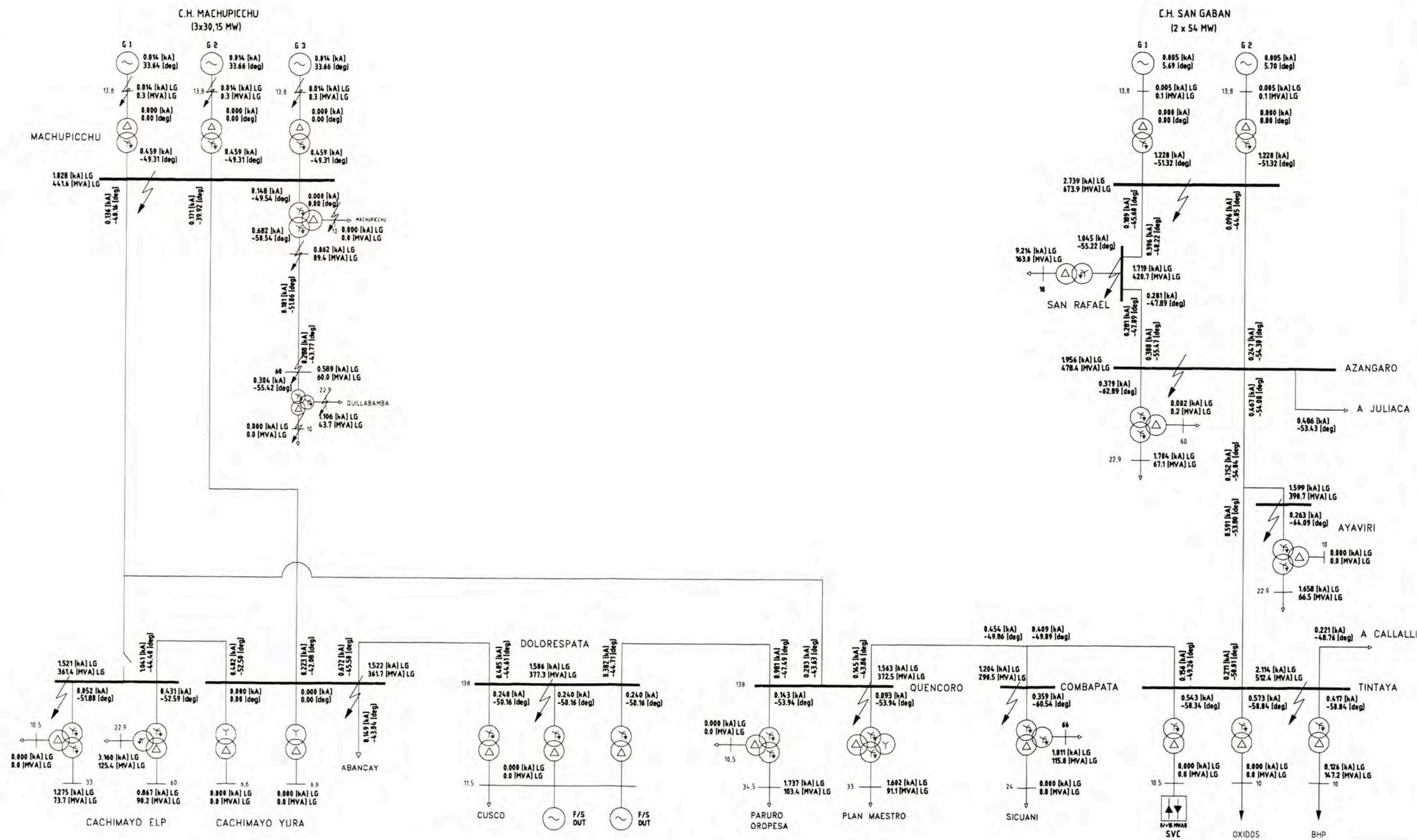
ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN
 FALLA TRIFÁSICA ($R_f = 0 \text{ ohm}$)
 MÁXIMA DEMANDA AVENIDA

DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E



UNIVERSIDAD NACIONAL
 DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO CC-MAX-3F-04
REV. B



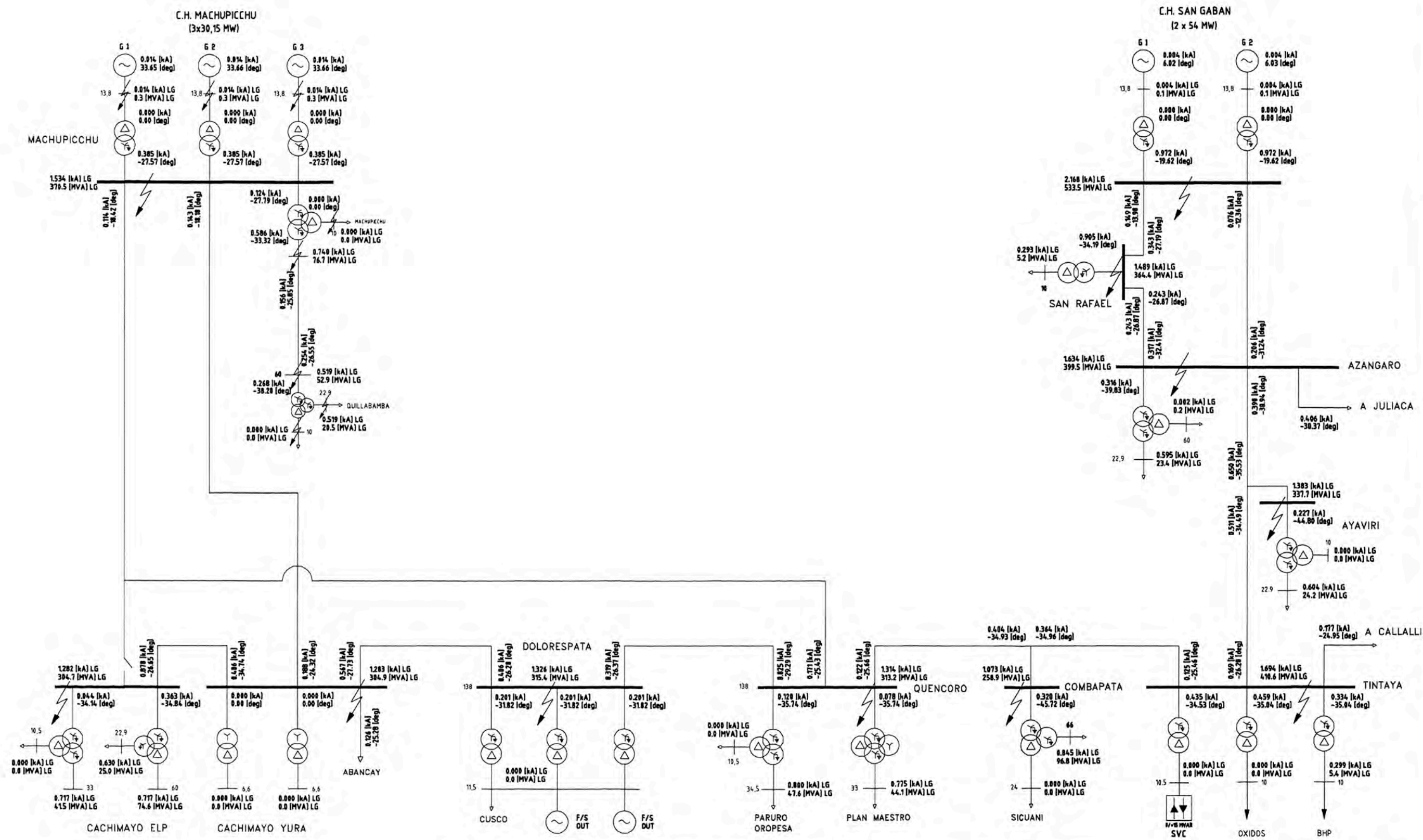
ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN
 FALLA MONOFÁSICA ($R_f = 0 \text{ ohm}$)
 MÁXIMA DEMANDA AVENIDA

DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E



UNIVERSIDAD NACIONAL
 DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO CC-MAX-1FRO-04
REV. B



ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN FALLA MONOFÁSICA ($R_f = 20 \text{ ohm}$) MÁXIMA DEMANDA AVENIDA		
DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E



UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO CC-MAX-1FR20-04
REV. B

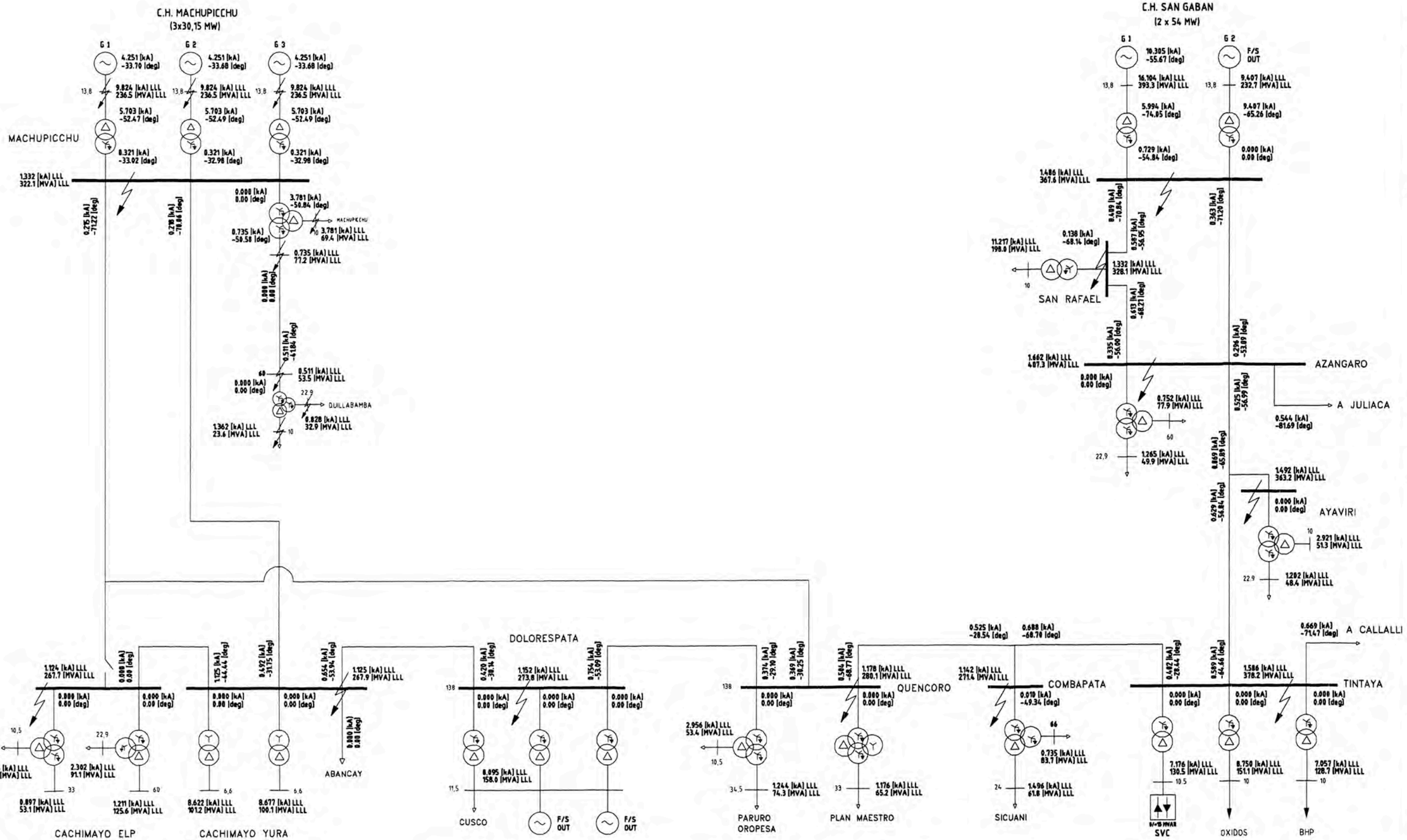
Caso Ave2004Min: Mínima Demanda – Avenida 2004

Niveles de Cortocircuito para resistencia de falla $R_f = 0 \text{ ohm}$

Subestacion	Ident.	KVbase	kVpf	kA 3F	MVA 3F	kA 1F	MVA 1F	kA 2F	MVA 2F
MACHUPICCHU G1	31CHMCH1	13,80	13,90	9,82	236,50	0,01	0,30	8,51	204,80
MACHUPICCHU G2	31CHMCH2	13,80	13,90	9,82	236,50	0,01	0,30	8,51	204,80
MACHUPICCHU G3	31CHMCH3	13,80	13,90	9,82	236,50	0,01	0,30	8,51	204,80
MACHUPICCHU 10	31CHMCH	10,00	10,60	3,78	69,40	0,00	0,00	3,27	60,10
MACHUPICCHU 138	13CHMCH	138,00	139,59	1,33	322,10	1,77	427,80	1,15	279,00
MACHUPICCHU 60	60CHMCH	60,00	60,67	0,74	77,20	0,85	89,70	0,64	66,90
QUILLABAMBA 60	60SEQUILLA	60,00	60,46	0,51	53,50	0,58	61,00	0,44	46,30
CACHIMAYO YURA 138	13SECAC1	138,00	137,46	1,13	267,90	1,46	346,40	0,97	232,00
CACHIMAYO ELP 138	13SECAC2	138,00	137,46	1,12	267,70	1,45	346,10	0,97	231,80
DOLORESPATA 138	13SEDOL	138,00	137,18	1,15	273,80	1,52	359,90	1,00	237,10
QUENCORO 138	13SEQUEN	138,00	137,27	1,18	280,10	1,49	355,00	1,02	242,60
COMBAPATA 138	13SECOMB	138,00	137,19	1,14	271,40	1,15	273,00	0,99	235,00
TINTAYA 138	13SETIN	138,00	137,64	1,59	378,20	1,98	472,50	1,37	327,50
AYAVIRI 138	13SEAYAV	138,00	140,56	1,49	363,20	1,50	364,00	1,29	314,50
AZANGARO 138	13SEAZAN	138,00	141,47	1,66	407,30	1,78	435,30	1,44	352,70
SAN RAFAEL 138	13SESAF	138,00	142,16	1,33	328,10	1,56	384,10	1,15	284,10
SAN GABAN 138	13CHSGB	138,00	142,81	1,49	367,60	2,00	493,70	1,29	318,30
SAN GABAN G1	31CHSGB1	13,80	14,10	16,10	393,30	0,01	0,10	13,95	340,60
SAN GABAN G2	31CHSGB2	13,80	14,28	9,41	232,70	0,00	0,00	8,15	201,50

Niveles de Cortocircuito para resistencia de falla $R_f = 20 \text{ ohm}$

Subestacion	Ident.	KVbase	kVpf	kA 3F	MVA 3F	kA 1F	MVA 1F	kA 2F	MVA 2F
MACHUPICCHU G1	31CHMCH1	13,80	13,90	0,40	9,60	0,01	0,30	0,69	16,60
MACHUPICCHU G2	31CHMCH2	13,80	13,90	0,40	9,60	0,01	0,30	0,69	16,60
MACHUPICCHU G3	31CHMCH3	13,80	13,90	0,40	9,60	0,01	0,30	0,69	16,60
MACHUPICCHU 10	31CHMCH	10,00	10,80	0,30	5,60	0,00	0,00	0,52	9,50
MACHUPICCHU 138	13CHMCH	138,00	139,59	1,20	291,00	1,53	370,00	1,11	267,80
MACHUPICCHU 60	60CHMCH	60,00	60,67	0,66	69,30	0,75	78,40	0,61	64,50
QUILLABAMBA 60	60SEQUILLA	60,00	60,46	0,46	48,40	0,52	54,60	0,42	44,40
CACHIMAYO YURA 138	13SECAC1	138,00	137,46	1,02	241,60	1,27	302,20	0,93	221,80
CACHIMAYO ELP 138	13SECAC2	138,00	137,46	1,01	241,50	1,27	302,00	0,93	221,60
DOLORESPATA 138	13SEDOL	138,00	137,18	1,04	246,00	1,31	311,50	0,95	226,30
QUENCORO 138	13SEQUEN	138,00	137,27	1,06	251,00	1,30	308,20	0,97	231,20
COMBAPATA 138	13SECOMB	138,00	137,19	1,02	242,80	1,04	246,10	0,94	223,70
TINTAYA 138	13SETIN	138,00	137,64	1,34	319,40	1,61	383,60	1,28	303,90
AYAVIRI 138	13SEAYAV	138,00	140,56	1,30	315,50	1,31	318,50	1,22	296,00
AZANGARO 138	13SEAZAN	138,00	141,47	1,43	350,20	1,52	371,90	1,35	331,10
SAN RAFAEL 138	13SESAF	138,00	142,16	1,20	295,40	1,38	339,70	1,11	272,10
SAN GABAN 138	13CHSGB	138,00	142,81	1,34	330,40	1,71	421,70	1,24	305,40
SAN GABAN G1	31CHSGB1	13,80	14,10	0,41	9,90	0,00	0,10	0,70	17,10
SAN GABAN G2	31CHSGB2	13,80	14,28	0,41	10,10	0,00	0,00	0,70	17,40



ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN
 FALLA TRIFÁSICA ($R_f = 0 \text{ ohm}$)
 MÍNIMA DEMANDA AVENIDA

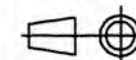
DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E

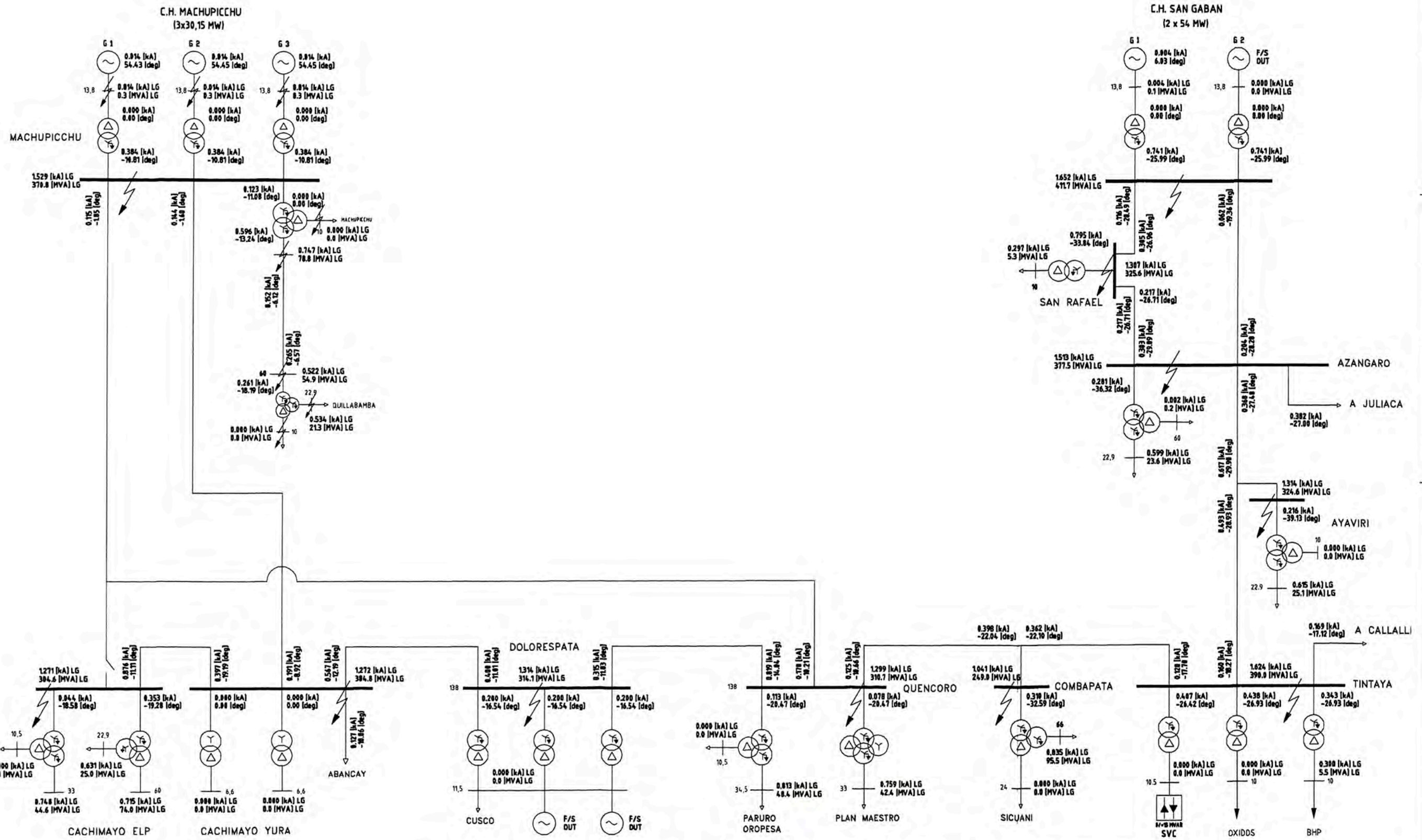


UNIVERSIDAD NACIONAL
 DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO
 CC-MIN-3F-04

REV.
 B





<p>ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN FALLA MONOFÁSICA ($R_f = 20 \text{ ohm}$) MÍNIMA DEMANDA AVENIDA</p>		
DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E



UNIVERSIDAD NACIONAL
 DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO CC-MIN-1FR20-04
REV. B

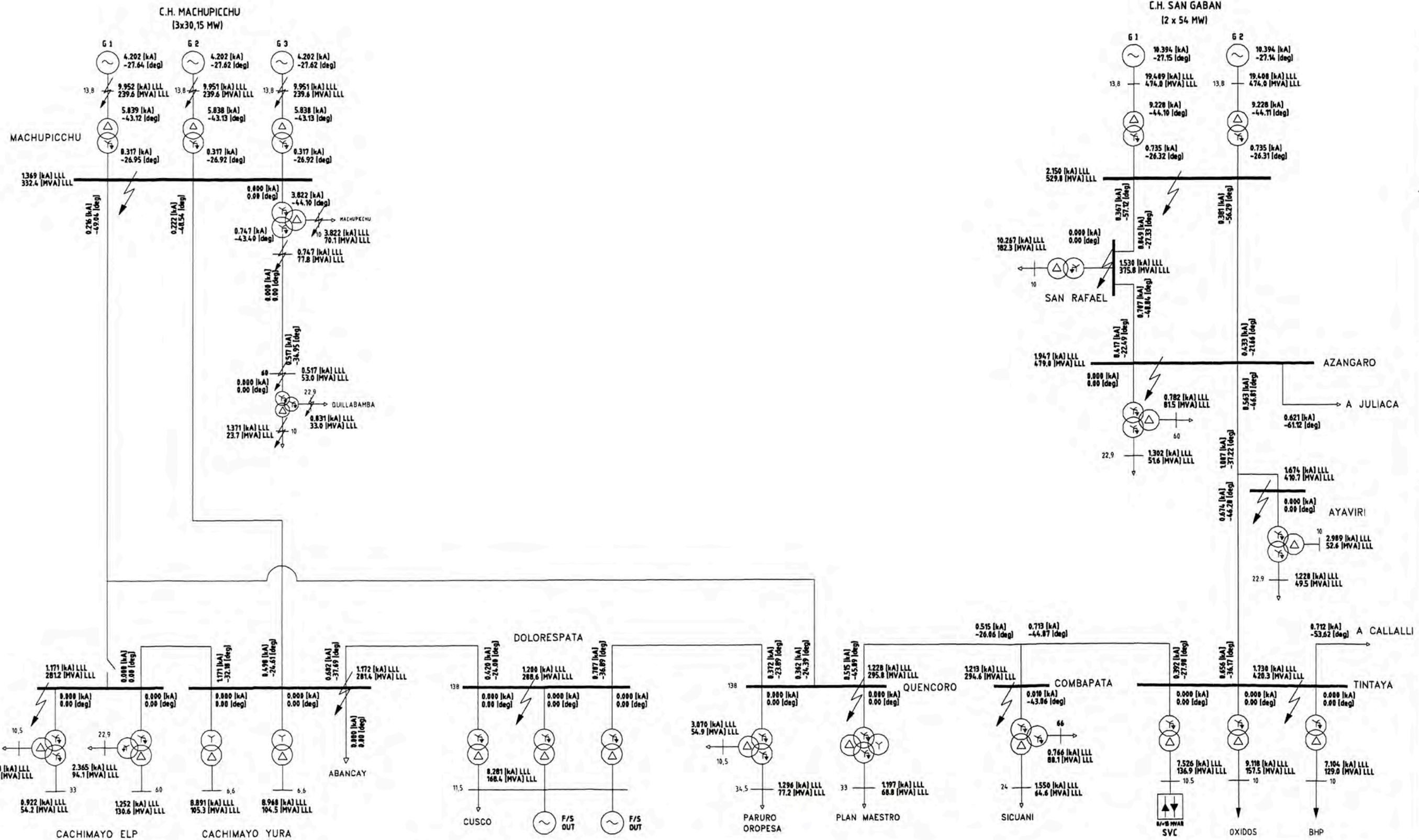
Caso Est2004Max: Máxima Demanda – Estiaje 2004

Niveles de Cortocircuito para resistencia de falla $R_f = 0 \text{ ohm}$

Subestacion	Ident.	KVbase	kVpf	kA_3F	MVA_3F	kA_1F	MVA_1F	kA_2F	MVA_2F
MACHUPICCHU G1	31CHMCH1	13,80	13,90	9,95	239,60	0,01	0,30	8,62	207,50
MACHUPICCHU G2	31CHMCH2	13,80	13,90	9,95	239,60	0,01	0,30	8,62	207,50
MACHUPICCHU G3	31CHMCH3	13,80	13,90	9,95	239,60	0,01	0,30	8,62	207,50
MACHUPICCHU 10	31CHMCH	10,00	10,58	3,82	70,10	0,00	0,00	3,31	60,70
MACHUPICCHU 138	13CHMCH	138,00	140,13	1,37	332,40	1,82	440,80	1,19	287,80
MACHUPICCHU 60	60CHMCH	60,00	60,15	0,75	77,80	0,86	90,00	0,65	67,40
QUILLABAMBA 60	60SEQUILLA	60,00	59,19	0,52	53,00	0,59	60,50	0,45	45,90
CACHIMAYO YURA 138	13SECAC1	138,00	138,63	1,17	281,40	1,51	363,30	1,02	243,70
CACHIMAYO ELP 138	13SECAC2	138,00	138,63	1,17	281,20	1,51	362,90	1,01	243,50
DOLORESPATA 138	13SEDOL	138,00	138,89	1,20	288,60	1,58	379,00	1,04	249,90
QUENCORO 138	13SEQUEN	138,00	139,05	1,23	295,80	1,55	374,20	1,06	256,20
COMBAPATA 138	13SECOMB	138,00	140,24	1,21	294,60	1,21	292,90	1,05	255,10
TINTAYA 138	13SETIN	138,00	140,28	1,73	420,30	2,12	516,00	1,50	364,00
AYAVIRI 138	13SEAYAV	138,00	141,63	1,67	410,70	1,62	396,40	1,45	355,70
AZANGARO 138	13SEAZAN	138,00	142,01	1,95	479,00	1,99	488,70	1,69	414,80
SAN RAFAEL 138	13SESRAF	138,00	141,83	1,53	375,80	1,73	425,90	1,33	325,50
SAN GABAN 138	13CHSGB	138,00	142,29	2,15	529,80	2,76	679,30	1,86	458,80
SAN GABAN G1	31CHSGB1	13,80	14,10	19,41	474,00	0,01	0,10	16,81	410,50
SAN GABAN G2	31CHSGB2	13,80	14,10	19,41	474,00	0,01	0,10	16,81	410,50

Niveles de Cortocircuito para resistencia de falla $R_f = 20 \text{ ohm}$

Subestacion	Ident.	KVbase	kVpf	kA_3F	MVA_3F	kA_1F	MVA_1F	kA_2F	MVA_2F
MACHUPICCHU G1	31CHMCH1	13,80	13,90	0,40	9,60	0,01	0,30	0,69	16,50
MACHUPICCHU G2	31CHMCH2	13,80	13,90	0,40	9,60	0,01	0,30	0,69	16,50
MACHUPICCHU G3	31CHMCH3	13,80	13,90	0,40	9,60	0,01	0,30	0,69	16,50
MACHUPICCHU 10	31CHMCH	10,00	10,58	0,30	5,50	0,00	0,00	0,52	9,40
MACHUPICCHU 138	13CHMCH	138,00	140,13	1,21	292,80	1,53	370,80	1,12	272,50
MACHUPICCHU 60	60CHMCH	60,00	60,15	0,66	68,50	0,74	77,30	0,62	64,30
QUILLABAMBA 60	60SEQUILLA	60,00	59,19	0,46	47,20	0,52	53,40	0,43	43,60
CACHIMAYO YURA 138	13SECAC1	138,00	138,63	1,03	246,50	1,28	307,20	0,96	229,20
CACHIMAYO ELP 138	13SECAC2	138,00	138,63	1,03	246,40	1,28	307,00	0,95	229,10
DOLORESPATA 138	13SEDOL	138,00	138,89	1,05	252,00	1,32	318,00	0,98	234,70
QUENCORO 138	13SEQUEN	138,00	139,05	1,07	257,80	1,31	315,70	1,00	240,50
COMBAPATA 138	13SECOMB	138,00	140,24	1,07	259,30	1,08	261,30	0,99	240,80
TINTAYA 138	13SETIN	138,00	140,28	1,44	350,00	1,70	413,80	1,38	335,70
AYAVIRI 138	13SEAYAV	138,00	141,63	1,43	349,60	1,40	342,80	1,35	331,90
AZANGARO 138	13SEAZAN	138,00	142,01	1,62	398,50	1,66	408,00	1,56	384,20
SAN RAFAEL 138	13SESRAF	138,00	141,83	1,35	330,30	1,50	369,00	1,26	308,60
SAN GABAN 138	13CHSGB	138,00	142,29	1,82	448,40	2,18	537,50	1,75	431,70
SAN GABAN G1	31CHSGB1	13,80	14,10	0,41	9,90	0,00	0,10	0,70	17,20
SAN GABAN G2	31CHSGB2	13,80	14,10	0,41	9,90	0,00	0,10	0,70	17,20



ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN
 FALLA TRIFÁSICA ($R_f = 0 \text{ ohm}$)
 MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE

DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E

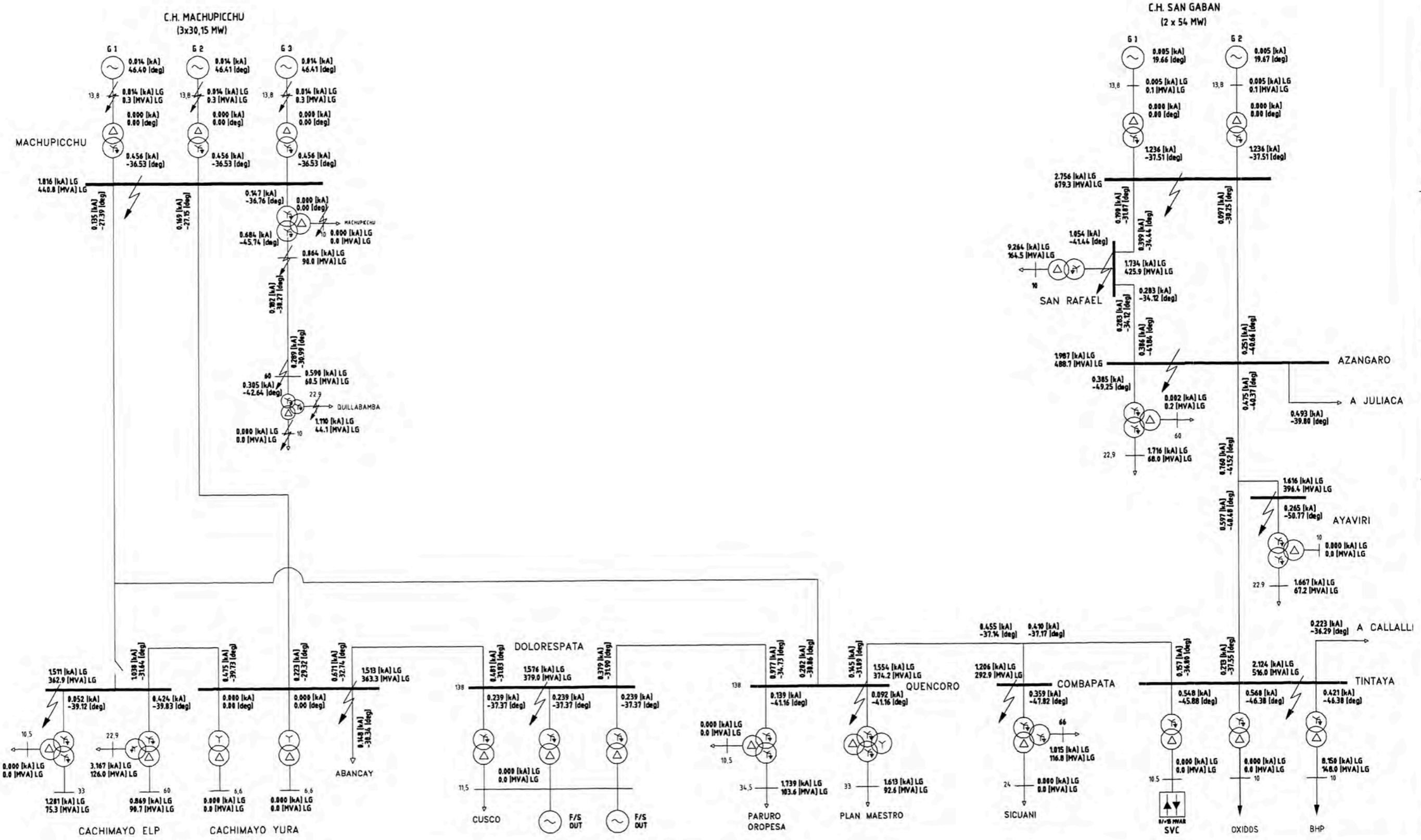


UNIVERSIDAD NACIONAL
 DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO
 CC-MAX-3FR0-04

REV.
 B





ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN
 FALLA MONOFÁSICA ($R_f = 0 \text{ ohm}$)
 MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE

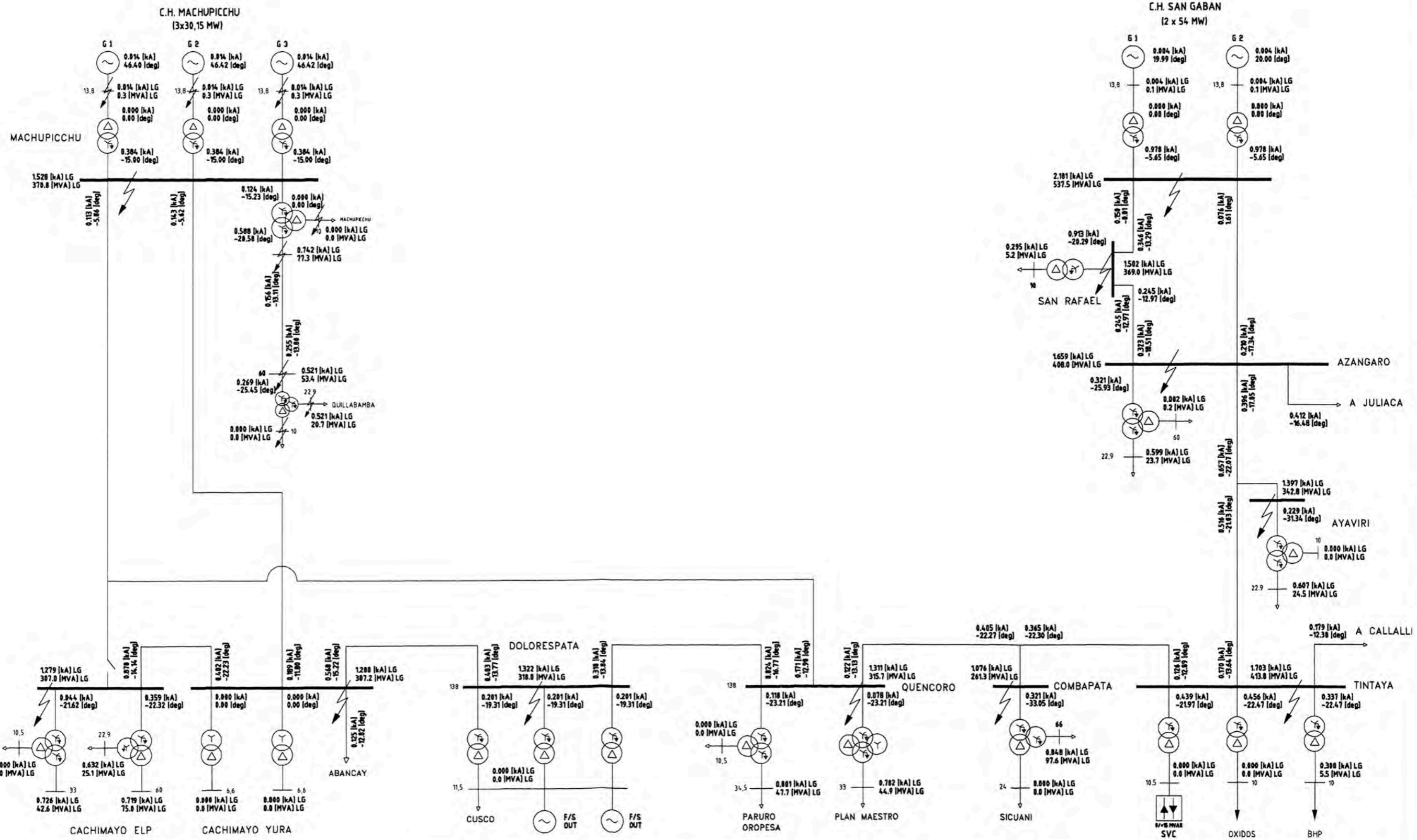
DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E



UNIVERSIDAD NACIONAL
 DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO
 CC-MAX-1FR0-04

REV.
 B



ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN
 FALLA MONOFÁSICA ($R_f = 20 \text{ ohm}$)
 MÁXIMA DEMANDA ESTIAJE

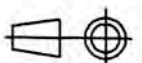
DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E



UNIVERSIDAD NACIONAL
 DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO
 CC-MAX-1FR20-04

REV.
 B



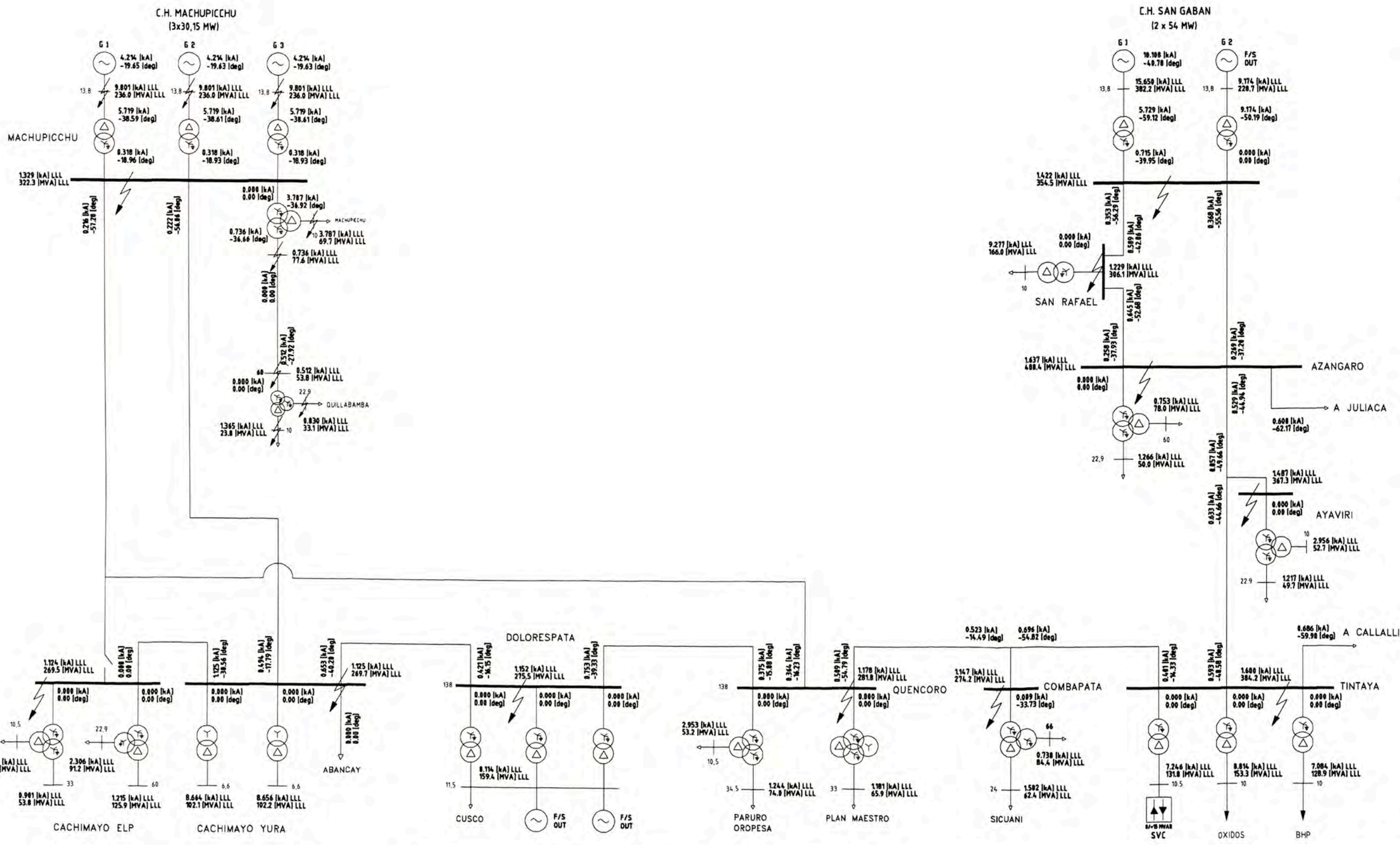
Caso Est2004in: Mínima Demanda – Estiaje 2004

Niveles de Cortocircuito para resistencia de falla $R_f = 0 \text{ ohm}$

Subestacion	Ident.	KVbase	kVpf	kA_3F	MVA_3F	kA_1F	MVA_1F	kA_2F	MVA_2F
MACHUPICCHU G1	31CHMCH1	13,80	13,90	9,80	236,00	0,01	0,30	8,49	204,30
MACHUPICCHU G2	31CHMCH2	13,80	13,90	9,80	236,00	0,01	0,30	8,49	204,30
MACHUPICCHU G3	31CHMCH3	13,80	13,90	9,80	236,00	0,01	0,30	8,49	204,30
MACHUPICCHU 10	31CHMCH	10,00	10,63	3,79	69,70	0,00	0,00	3,28	60,40
MACHUPICCHU 138	13CHMCH	138,00	140,00	1,33	322,30	1,77	428,30	1,15	279,10
MACHUPICCHU 60	60CHMCH	60,00	60,85	0,74	77,60	0,86	90,10	0,64	67,20
QUILLABAMBA 60	60SEQUILLA	60,00	60,64	0,51	53,80	0,58	61,30	0,44	46,60
CACHIMAYO YURA 138	13SECAC1	138,00	138,37	1,13	269,70	1,46	348,90	0,98	233,60
CACHIMAYO ELP 138	13SECAC2	138,00	138,37	1,12	269,50	1,45	348,50	0,97	233,40
DOLORESPATA 138	13SEDOL	138,00	138,05	1,15	275,50	1,52	362,30	1,00	238,60
QUENCORO 138	13SEQUEN	138,00	138,11	1,18	281,80	1,49	357,30	1,02	244,00
COMBAPATA 138	13SECOMB	138,00	138,07	1,15	274,20	1,15	276,00	0,99	237,50
TINTAYA 138	13SETIN	138,00	138,62	1,60	384,20	2,00	479,50	1,39	332,70
AYAVIRI 138	13SEAYAV	138,00	142,61	1,49	367,30	1,50	369,90	1,29	318,10
AZANGARO 138	13SEAZAN	138,00	144,07	1,64	408,40	1,76	439,60	1,42	353,70
SAN RAFAEL 138	13SESRAF	138,00	143,86	1,23	306,10	1,47	365,60	1,06	265,10
SAN GABAN 138	13CHSGB	138,00	143,92	1,42	354,50	1,92	478,70	1,23	307,00
SAN GABAN G1	31CHSGB1	13,80	14,10	15,65	382,20	0,01	0,10	13,55	331,00
SAN GABAN G2	31CHSGB2	13,80	14,39	9,17	228,70	0,00	0,00	7,95	198,00

Niveles de Cortocircuito para resistencia de falla $R_f = 20 \text{ ohm}$

Subestacion	Ident.	KVbase	kVpf	kA 3F	MVA 3F	kA 1F	MVA 1F	kA 2F	MVA 2F
MACHUPICCHU G1	31CHMCH1	13,80	13,90	0,40	9,60	0,01	0,30	0,69	16,60
MACHUPICCHU G2	31CHMCH2	13,80	13,90	0,40	9,60	0,01	0,30	0,69	16,60
MACHUPICCHU G3	31CHMCH3	13,80	13,90	0,40	9,60	0,01	0,30	0,69	16,60
MACHUPICCHU 10	31CHMCH	10,00	10,63	0,30	5,60	0,00	0,00	0,52	9,50
MACHUPICCHU 138	13CHMCH	138,00	140,00	1,20	291,40	1,53	370,80	1,11	268,00
MACHUPICCHU 60	60CHMCH	60,00	60,85	0,66	69,60	0,75	78,80	0,61	64,80
QUILLABAMBA 60	60SEQUILLA	60,00	60,64	0,46	48,70	0,52	54,90	0,43	44,60
CACHIMAYO YURA 138	13SECAC1	138,00	138,37	1,02	243,50	1,27	304,80	0,93	223,40
CACHIMAYO ELP 138	13SECAC2	138,00	138,37	1,02	243,40	1,27	304,60	0,93	223,20
DOLORESPATA 138	13SEDOL	138,00	138,05	1,04	247,80	1,31	314,10	0,95	227,80
QUENCORO 138	13SEQUEN	138,00	138,11	1,06	252,80	1,30	310,70	0,97	232,80
COMBAPATA 138	13SECOMB	138,00	138,07	1,03	245,60	1,04	249,00	0,95	226,20
TINTAYA 138	13SETIN	138,00	138,62	1,35	325,10	1,62	390,00	1,29	309,20
AYAVIRI 138	13SEAYAV	138,00	142,61	1,30	320,30	1,31	324,60	1,21	299,90
AZANGARO 138	13SEAZAN	138,00	144,07	1,42	353,40	1,51	377,50	1,33	332,90
SAN RAFAEL 138	13SESRAF	138,00	143,86	1,11	277,60	1,31	326,60	1,02	254,40
SAN GABAN 138	13CHSGB	138,00	143,92	1,29	320,20	1,65	411,70	1,18	294,90
SAN GABAN G1	31CHSGB1	13,80	14,10	0,41	9,90	0,00	0,10	0,70	17,10
SAN GABAN G2	31CHSGB2	13,80	14,39	0,41	10,30	0,00	0,00	0,71	17,70



ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN
 FALLA TRIFÁSICA ($R_f = 0 \text{ ohm}$)
 MÍNIMA DEMANDA ESTIAJE

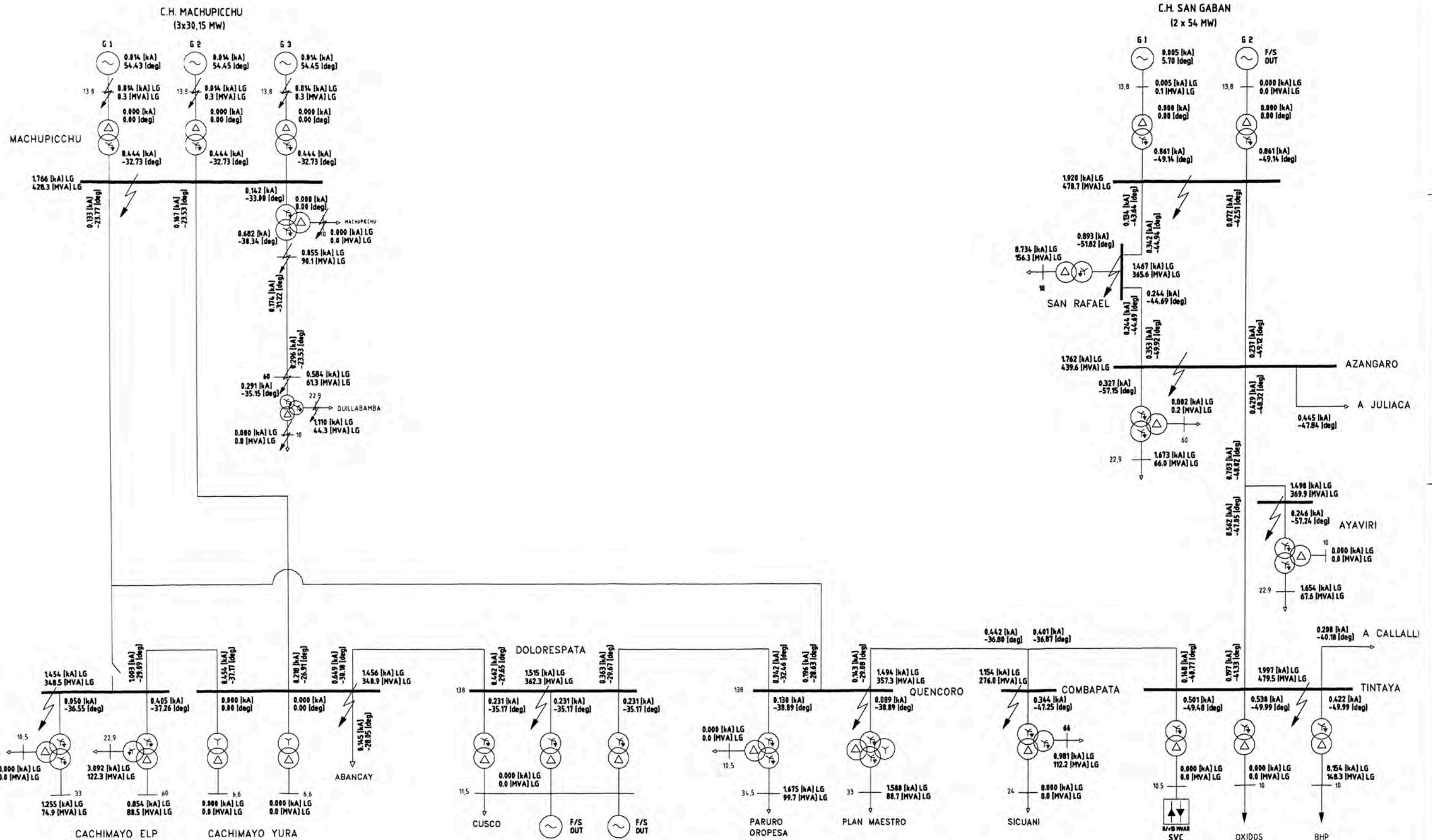
DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E



UNIVERSIDAD NACIONAL
 DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO
 CC-MIN-3F-04

REV.
 B



ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN
 FALLA MONOFÁSICA ($R_f = 0 \text{ ohm}$)
 MÍNIMA DEMANDA ESTIAJE

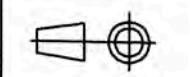
DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E

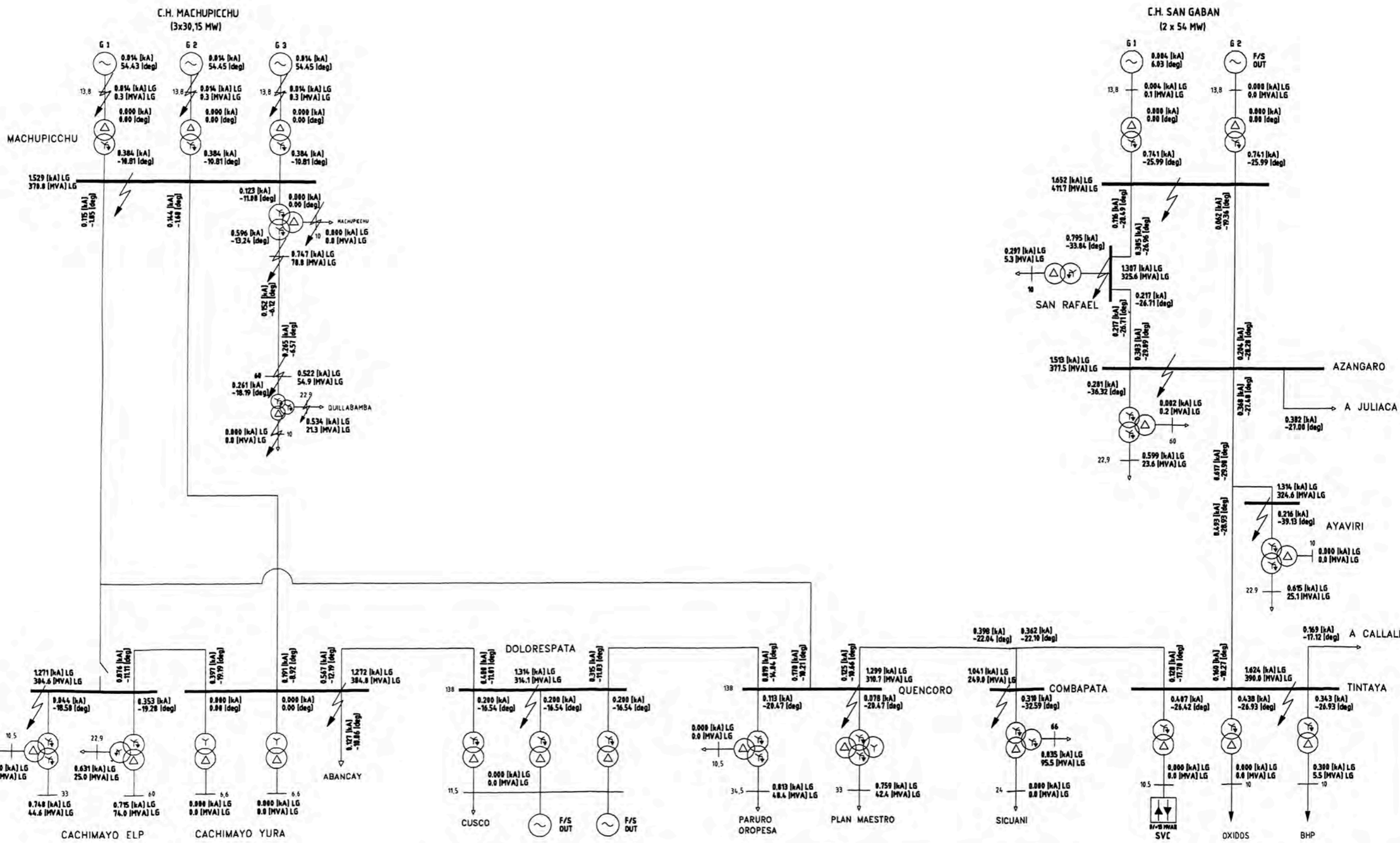


UNIVERSIDAD NACIONAL
 DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO
 CC-MIN-1FRO-04

REV.
 B





ÁREA OPERATIVA SUR ESTE DEL SEIN FALLA MONOFÁSICA ($R_f = 20 \text{ ohm}$) MÍNIMA DEMANDA ESTIAJE		
DIBUJADO POR:	FECHA:	ESCALA:
Ernesto Tito T.	11/09/2003	S/E



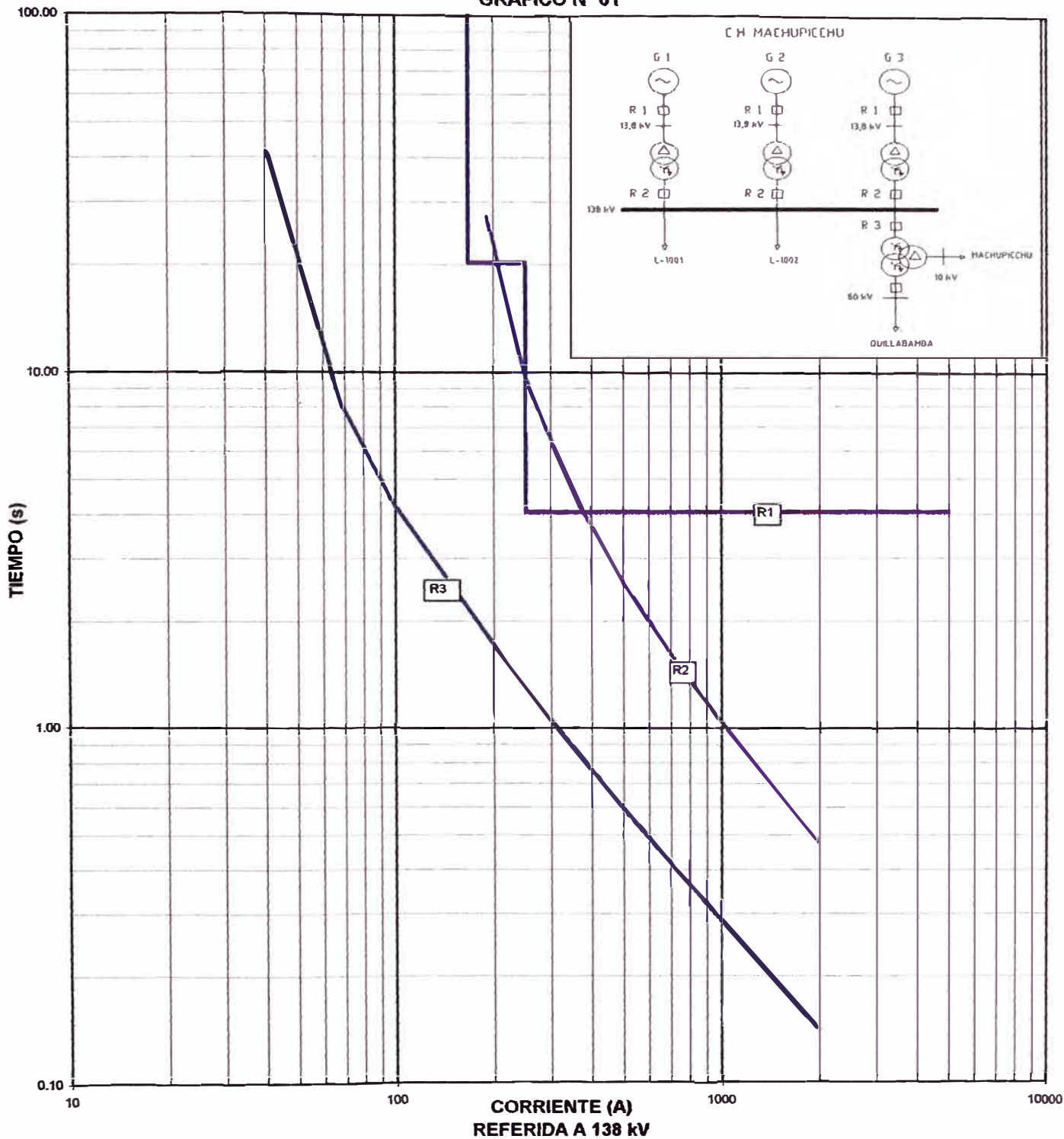
UNIVERSIDAD NACIONAL
DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA
 ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANO
CC-MIN-1FR20-04
REV.
B

ANEXO N° 04
CURVAS DE COORDINACIÓN DE SOBRECORRIENTE
DE LA C.H. MACHUPICCHU

COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE
 PARA FALLAS ENTRE FASES
 C.H. MACHUPICCHU

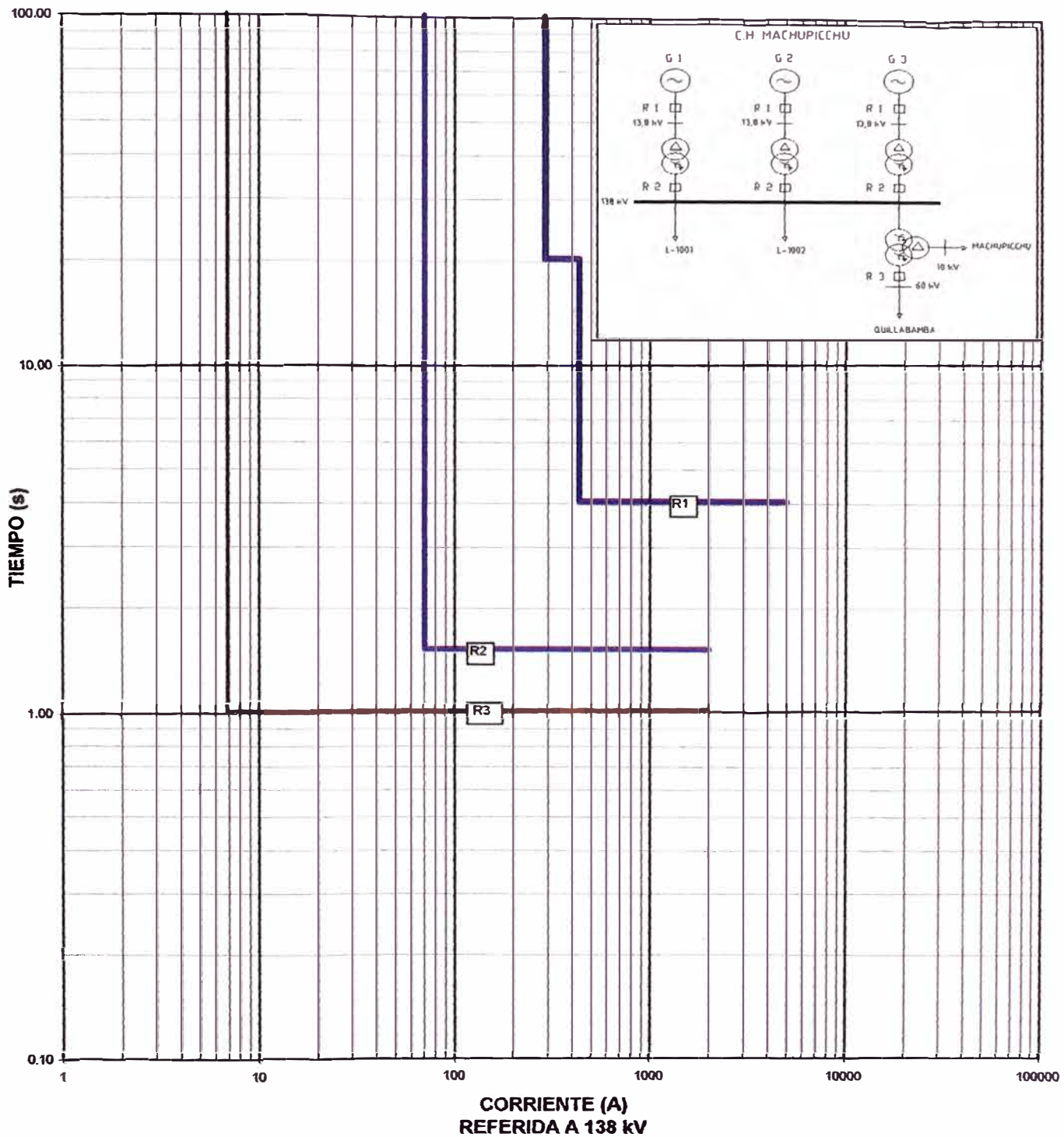
GRÁFICO Nº 01



Nº	MARCA	MODELO	TENSION	T.C.	I operación	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
							TAP	DIAL	TAP	t (s)
R1	ALSTOM	MiCOM P343	13.8 kV	2000 / 1	1680	D.T.	0.84 x ln	20.00	1.26 x ln	4.0
R2	ALSTOM	MiCOM141	138.0 kV	150 / 1	160.5	Very Inverse	1.07 x ln	0.40	-	-
R3	ALSTOM	MiCOM141	138.0 kV	100 / 1	34.0	Very Inverse	0.34 x ln	0.60	-	-

COORDINACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA

C.H. MACHUPICCHU
GRÁFICO Nº 02



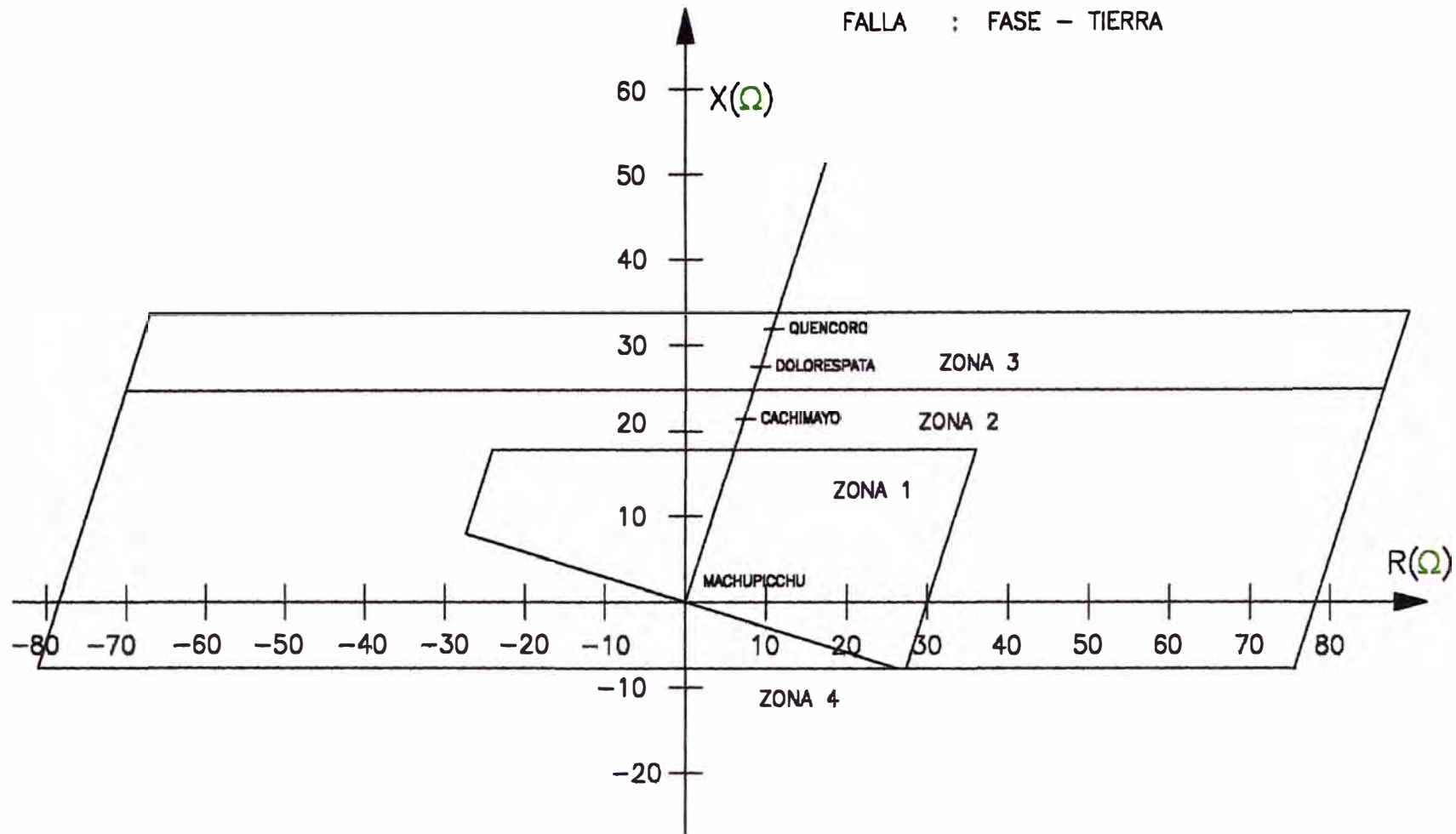
Nº	MARCA	MODELO	TENSION	T.C.	I operación	Curva	Ajuste temporizado		Ajuste instantáneo	
							TAP	DIAL	TAP	t(seg)
R1	ALSTOM	MiCOM P343	13.8 kV	2000 / 1	1680	D.T.	$0.84 \times I_n$	20.00	$1.26 \times I_n$	4
R2	ALSTOM	MiCOM141	138.0 kV	150 / 1	160.5	D.T.	$0.47 \times I_n$	0.40	-	-
R3	ALSTOM	MiCOM141	60.0 kV	200 / 1	68	D.T.	$0.08 \times I_n$	0.60	-	-

ANEXO Nº 05

DIAGRAMAS R-X DE LOS RELÉS DE DISTANCIA

DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN L-1001 Y L-1002

LINEA : L-1001 (MACHUPICCHU - CACHIMAYO)
 FALLA : FASE - TIERRA



IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 138 kV

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA DE LA C.H. MACHUPICCHU

CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN
 RELÉ DE DISTANCIA: MICOM P442
 UNIDAD FASE - TIERRA DE L-1001

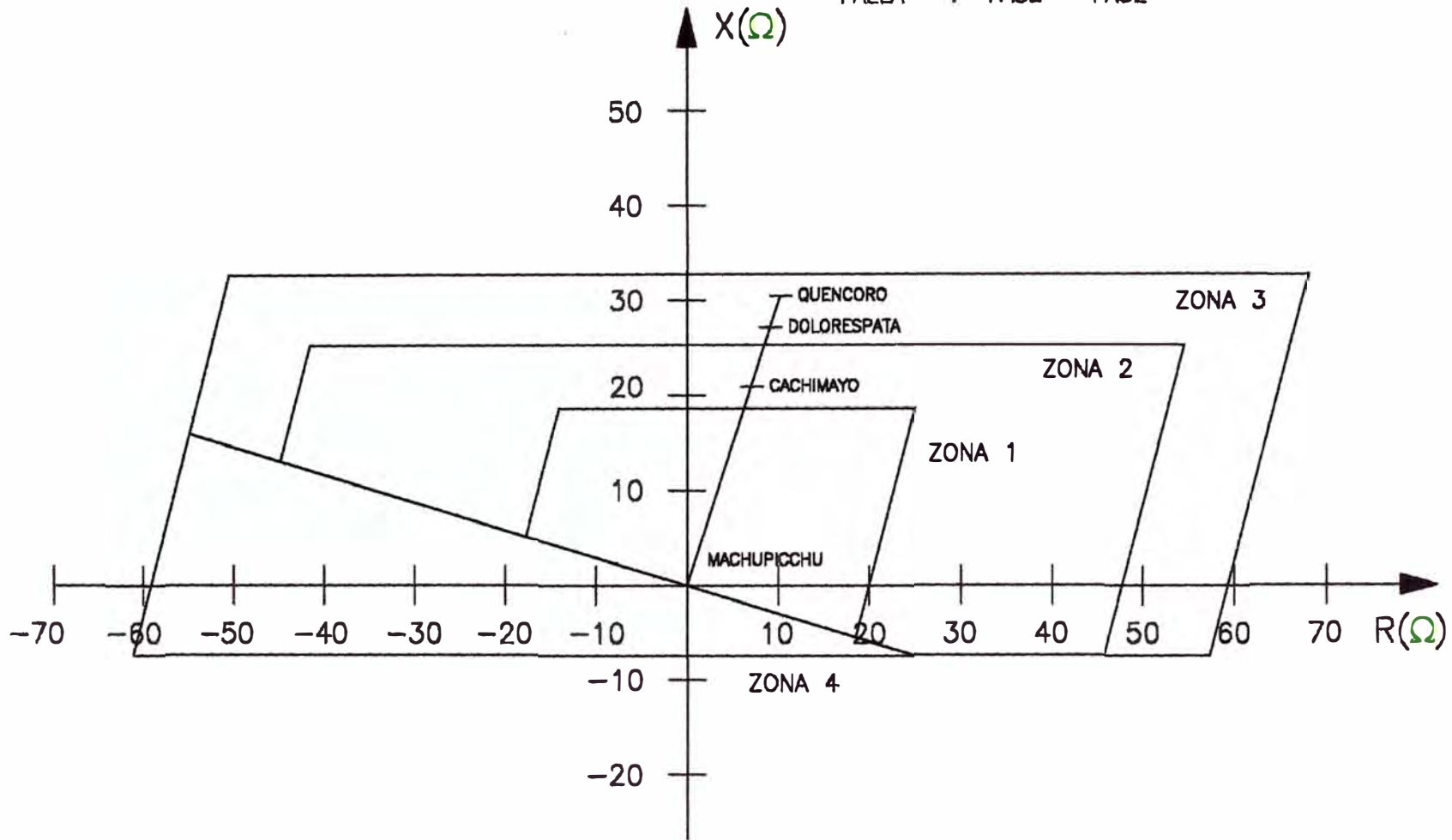
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

REV.
 B

DIAGRAMA



LINEA : L-1001 (MACHUPICCHU - CACHIMAYO)
 FALLA : FASE - FASE



IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 138 KV

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA DE LA C.H. MACHUPICCHU

CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN
 RELÉ DE DISTANCIA: MICOM P442
 UNIDAD FASE - FASE DE L-1001

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

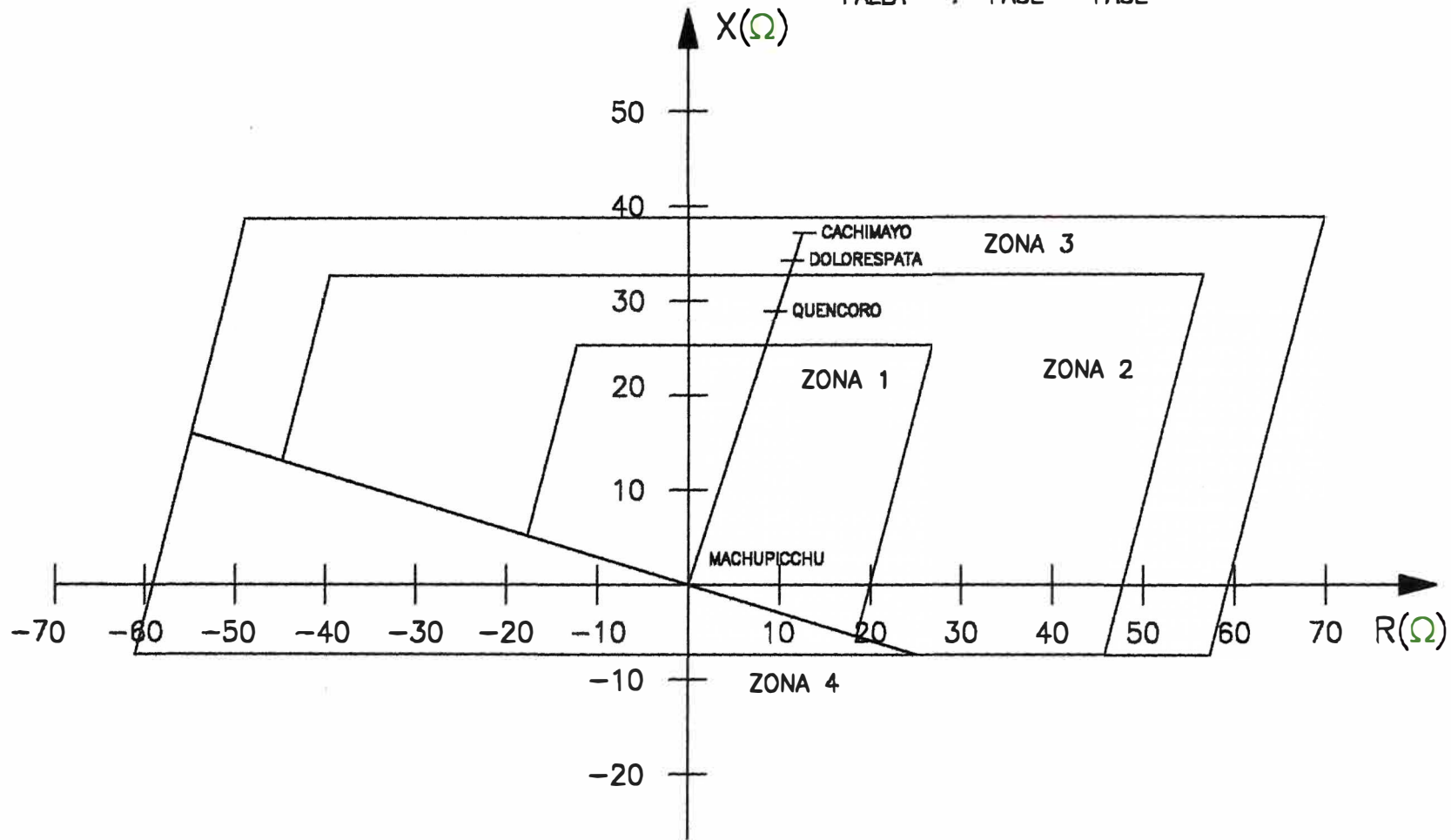
REV.
B

DIAGRAMA



LINEA : L-1002 (MACHUPICCHU - QUENCORO)

FALLA : FASE - FASE



IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 138 KV

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA DE LA C.H. MACHUPICCHU

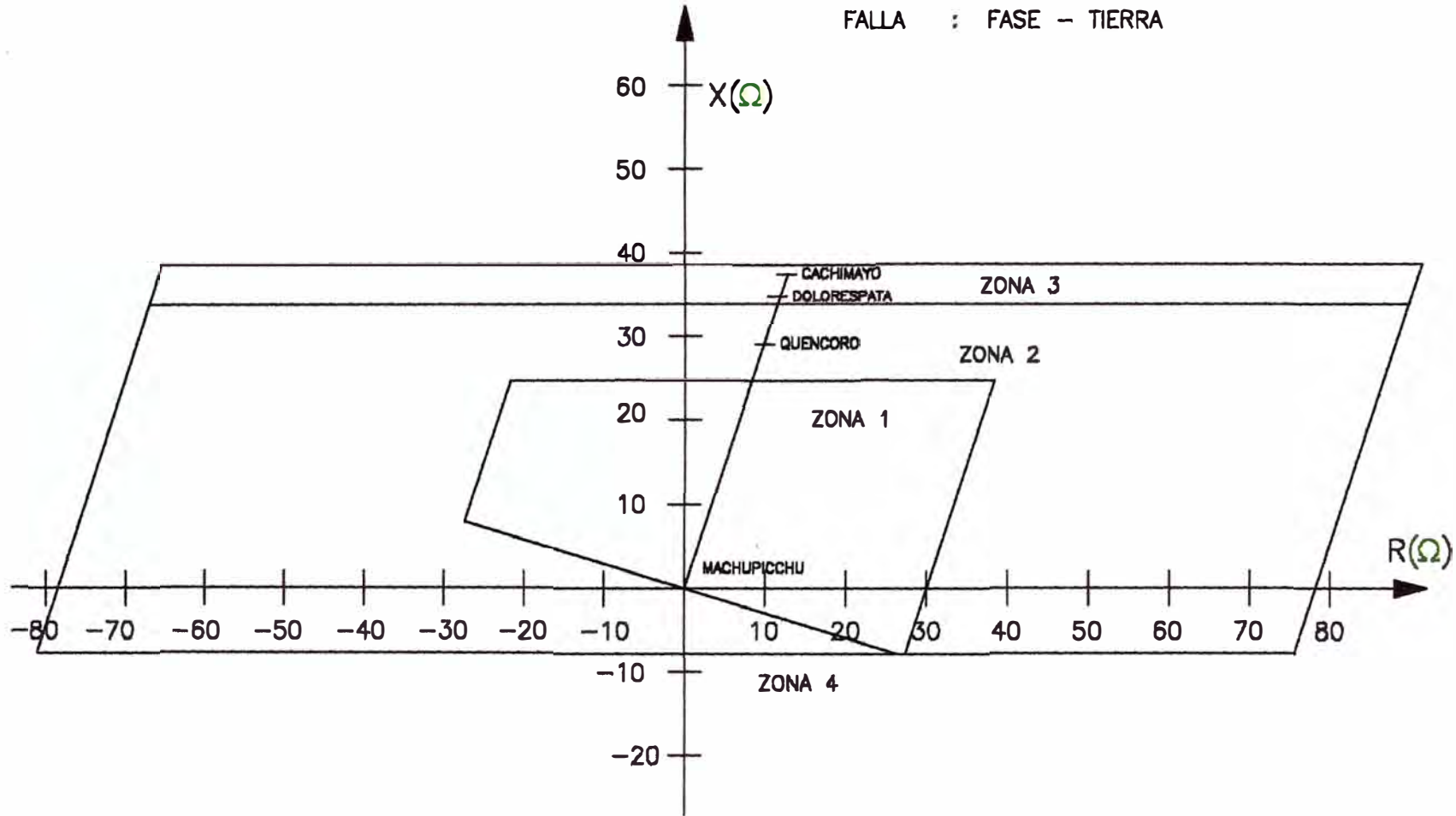
CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN
 RELÉ DE DISTANCIA: MICOM P442
 UNIDAD FASE - FASE DE L-1002

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

REV.
 B
 DIAGRAMA

LINEA : L-1002 (MACHUPICCHU - QUENCORO)

FALLA : FASE - TIERRA



IMPEDANCIA REFERIDA AL PRIMARIO 138 KV

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA DE LA C.H. MACHUPICCHU

CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN
RELÉ DE DISTANCIA: MICOM P442
UNIDAD FASE - TIERRA DE L-1002

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

REV.
B

DIAGRAMA



ANEXO N° 06

VERIFICACIÓN DEL AJUSTE DEL RELÉ DE DESLIZAMIENTO DE POLOS MEDIANTE SIMULACIÓN ESTABILIDAD TRANSITORIA

Cálculo de impedancia que mide el relé de deslizamiento de polos SIEMENS 7UM516 mediante simulaciones de Estabilidad Transitoria.

Verificación de la actuación del relé de pérdida de paso SIEMENS 7UM516 con los resultados de las simulaciones de Estabilidad Transitoria.

a) **Resultados de simulaciones de Estabilidad Transitoria (falla monofásica en la línea L-1011 con recierre no exitoso)**

CUADRO N° 04
Impedancias en valor primario que mide los Relés
de Deslizamiento de Polos 7UM516

Tiempo (seg)	Potencia Mecánica (pu)	Potencia Activa (pu)	Potencia Reactiva (pu)	Tensión (pu)	Cos ϕ	ω (pu)	δ (°)	Z (prim) Ω	Ang. θ (°)
0.000	0.782	0.782	0.056	1.000	62.229	1.000	-7.62	7.25	4.07
0.000	0.782	0.736	0.189	0.980	62.769	1.000	-7.62	7.19	14.40
0.020	0.782	0.750	0.168	0.980	62.741	1.000	-7.61	7.11	12.60
0.040	0.782	0.750	0.164	0.979	62.823	1.000	-7.59	7.09	12.34
0.060	0.782	0.748	0.166	0.976	62.931	1.000	-7.56	7.07	12.49
0.080	0.782	0.747	0.168	0.975	63.030	1.000	-7.51	7.06	12.66
0.100	0.782	0.746	0.170	0.973	63.118	1.000	-7.45	7.04	12.84
0.100	0.782	0.761	0.034	0.993	62.895	1.000	-7.45	7.36	2.52
0.120	0.782	0.746	0.060	0.991	63.072	1.000	-7.38	7.46	4.58
0.140	0.782	0.743	0.070	0.991	63.152	1.000	-7.30	7.48	5.36
0.160	0.782	0.746	0.072	0.992	63.160	1.000	-7.20	7.46	5.52
0.160	0.782	0.749	0.078	0.991	63.133	1.000	-7.20	7.41	5.93
0.180	0.782	0.752	0.080	0.991	63.115	1.000	-7.09	7.39	6.09
0.200	0.782	0.756	0.082	0.992	63.084	1.000	-6.96	7.35	6.22
0.220	0.782	0.760	0.086	0.992	63.053	1.000	-6.83	7.32	6.44
0.240	0.783	0.759	0.096	0.992	63.061	1.000	-6.70	7.31	7.17
0.260	0.783	0.766	0.095	0.992	62.973	1.000	-6.55	7.25	7.03
0.280	0.783	0.785	0.079	0.995	62.794	1.000	-6.40	7.13	5.73
0.300	0.783	0.769	0.110	0.991	62.955	1.000	-6.25	7.18	8.13
0.320	0.783	0.787	0.098	0.993	62.756	1.000	-6.09	7.07	7.09
0.340	0.783	0.781	0.117	0.990	62.815	1.000	-5.94	7.06	8.48
0.360	0.783	0.789	0.119	0.990	62.704	1.000	-5.78	6.98	8.55
0.380	0.783	0.803	0.114	0.990	62.565	1.000	-5.63	6.88	8.07
0.400	0.783	0.796	0.135	0.987	62.621	1.000	-5.48	6.86	9.65
0.420	0.783	0.806	0.137	0.987	62.485	1.000	-5.34	6.77	9.66
0.440	0.783	0.809	0.147	0.985	62.447	1.000	-5.20	6.71	10.28
0.460	0.783	0.804	0.167	0.982	62.460	1.000	-5.07	6.67	11.74
0.480	0.782	0.818	0.166	0.982	62.295	1.000	-4.95	6.56	11.44
0.500	0.782	0.818	0.180	0.979	62.299	1.000	-4.84	6.50	12.37
0.520	0.782	0.818	0.194	0.976	62.275	1.000	-4.74	6.44	13.34
0.540	0.782	0.817	0.209	0.973	62.295	1.000	-4.66	6.38	14.35
0.560	0.782	0.815	0.225	0.970	62.319	1.000	-4.59	6.33	15.40
0.580	0.782	0.812	0.240	0.967	62.370	1.000	-4.53	6.27	16.48

Tiempo	Potencia Mecánica	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Tensión	Cos ϕ	ω	δ	Z (prim)	Ang. θ
(seg)	(pu)	(pu)	(pu)	(pu)		(pu)	(°)	Ω	(°)
0.600	0.782	0.808	0.256	0.963	62.447	1.000	-4.48	6.22	17.59
0.600	0.782	0.793	0.371	0.945	62.652	1.000	-4.48	5.80	25.07
0.620	0.782	0.784	0.385	0.939	62.866	1.000	-4.44	5.74	26.14
0.640	0.782	0.774	0.398	0.932	63.099	1.000	-4.40	5.68	27.21
0.660	0.782	0.765	0.411	0.927	63.350	1.000	-4.35	5.62	28.26
0.660	0.782	0.770	0.408	0.927	63.297	1.000	-4.35	5.61	27.91
0.680	0.782	0.760	0.420	0.922	63.553	1.000	-4.30	5.57	28.95
0.700	0.782	0.750	0.432	0.918	63.824	1.000	-4.25	5.53	29.96
0.700	0.782	0.676	0.308	0.937	64.606	1.000	-4.25	6.72	24.51
0.720	0.782	0.668	0.321	0.936	65.026	1.000	-4.16	6.72	25.67
0.740	0.782	0.659	0.334	0.934	65.436	1.000	-4.03	6.71	26.85
0.760	0.782	0.650	0.346	0.933	65.841	1.001	-3.86	6.71	28.03
0.760	0.782	0.655	0.345	0.933	65.778	1.001	-3.86	6.68	27.76
0.780	0.782	0.646	0.357	0.931	66.159	1.001	-3.63	6.67	28.92
0.800	0.783	0.637	0.369	0.929	66.539	1.001	-3.36	6.67	30.09
0.820	0.783	0.627	0.381	0.927	66.919	1.001	-3.02	6.66	31.26
0.840	0.783	0.617	0.392	0.925	67.302	1.001	-2.63	6.65	32.43
0.860	0.783	0.606	0.403	0.923	67.686	1.001	-2.17	6.65	33.61
0.880	0.783	0.596	0.414	0.921	68.074	1.001	-1.65	6.64	34.77
0.900	0.784	0.585	0.424	0.919	68.462	1.002	-1.05	6.64	35.93
0.920	0.784	0.575	0.434	0.917	68.848	1.002	-0.37	6.63	37.04
0.940	0.784	0.565	0.444	0.915	69.228	1.002	0.38	6.63	38.13
0.960	0.784	0.556	0.453	0.914	69.600	1.002	1.22	6.62	39.18
0.980	0.784	0.547	0.462	0.912	69.963	1.002	2.14	6.60	40.19
1.000	0.785	0.539	0.472	0.911	70.314	1.003	3.16	6.58	41.19
1.020	0.785	0.532	0.482	0.909	70.653	1.003	4.27	6.55	42.16
1.040	0.785	0.525	0.492	0.908	70.977	1.003	5.48	6.51	43.12
1.060	0.786	0.519	0.502	0.906	71.286	1.003	6.79	6.46	44.07
1.080	0.786	0.513	0.514	0.904	71.581	1.003	8.20	6.39	45.04
1.100	0.786	0.508	0.528	0.902	71.869	1.004	9.72	6.31	46.11
1.120	0.787	0.501	0.544	0.899	72.166	1.004	11.34	6.22	47.34
1.140	0.787	0.493	0.563	0.896	72.492	1.004	13.07	6.11	48.80
1.160	0.787	0.480	0.583	0.893	72.867	1.004	14.92	6.00	50.52
1.180	0.787	0.464	0.605	0.889	73.311	1.005	16.88	5.89	52.49
1.200	0.788	0.444	0.627	0.884	73.835	1.005	18.97	5.79	54.71
1.220	0.788	0.419	0.648	0.880	74.446	1.005	21.19	5.70	57.14
1.240	0.788	0.390	0.669	0.875	75.145	1.006	23.55	5.62	59.73
1.260	0.789	0.358	0.687	0.871	75.930	1.006	26.06	5.56	62.46
1.280	0.789	0.324	0.704	0.867	76.792	1.006	28.74	5.51	65.26
1.300	0.790	0.289	0.718	0.863	77.713	1.007	31.60	5.47	68.09
1.320	0.790	0.253	0.731	0.860	78.678	1.007	34.64	5.44	70.90
1.340	0.791	0.217	0.744	0.857	79.684	1.008	37.90	5.39	73.73
1.360	0.791	0.179	0.756	0.855	80.753	1.008	41.37	5.34	76.71
1.380	0.792	0.136	0.769	0.852	81.918	1.009	45.08	5.29	79.99
1.400	0.792	0.091	0.778	0.850	83.204	1.010	49.04	5.25	83.33

Tiempo	Potencia Mecánica	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Tensión	Cos ϕ	ω	δ	Z (prim)	Ang. θ
(seg)	(pu)	(pu)	(pu)	(pu)		(pu)	(°)	Ω	(°)
1.420	0.793	0.091	0.781	0.850	84.606	1.010	53.26	5.22	83.36
1.440	0.794	0.091	0.778	0.851	86.082	1.011	57.75	5.26	83.33
1.460	0.794	0.091	0.767	0.854	87.582	1.011	62.51	5.37	83.24
1.480	0.795	0.091	0.749	0.859	89.068	1.012	67.54	5.56	83.08
1.500	0.796	0.091	0.725	0.866	90.506	1.013	72.84	5.83	82.86
1.520	0.796	0.091	0.696	0.874	91.856	1.013	78.40	6.19	82.56
1.540	0.797	0.091	0.663	0.884	93.084	1.014	84.24	6.65	82.19
1.560	0.798	0.091	0.627	0.896	94.186	1.014	90.34	7.20	81.75
1.580	0.798	0.091	0.588	0.908	95.169	1.015	96.71	7.87	81.22
1.600	0.799	0.091	0.545	0.922	96.024	1.016	103.35	8.75	80.53
1.620	0.799	0.091	0.496	0.937	96.698	1.016	110.26	9.90	79.60
1.640	0.800	0.091	0.444	0.953	97.135	1.017	117.43	11.39	78.42
1.660	0.800	0.091	0.393	0.968	97.308	1.018	124.88	13.21	76.98
1.680	0.801	0.091	0.355	0.982	97.185	1.018	132.59	14.94	75.64
1.700	0.801	0.091	0.352	0.990	96.708	1.019	140.58	15.34	75.51
1.720	0.802	0.091	0.299	1.005	96.294	1.019	148.83	18.36	73.11
1.740	0.802	0.091	0.248	1.019	95.658	1.020	157.35	22.36	69.88
1.760	0.803	0.091	0.243	1.027	94.695	1.021	166.14	23.08	69.52
1.780	0.803	0.091	0.212	1.038	93.609	1.021	175.20	26.61	66.74
1.800	0.804	0.091	0.195	1.046	92.269	1.022	184.53	28.89	65.03
1.820	0.804	0.159	0.221	1.048	90.728	1.023	194.13	22.94	54.19
1.840	0.804	0.240	0.225	1.052	89.104	1.023	203.96	19.11	43.20
1.860	0.805	0.318	0.220	1.055	87.417	1.024	214.01	16.36	34.68
1.880	0.805	0.385	0.266	1.052	85.775	1.024	224.25	13.45	34.70
1.900	0.805	0.440	0.320	1.047	84.212	1.024	234.64	11.45	36.07
1.920	0.805	0.483	0.379	1.039	82.773	1.025	245.18	9.99	38.11
1.940	0.805	0.518	0.444	1.029	81.458	1.025	255.83	8.83	40.63
1.960	0.805	0.537	0.517	1.017	80.357	1.025	266.59	7.90	43.91
1.980	0.804	0.535	0.591	1.004	79.570	1.025	277.46	7.19	47.85
2.000	0.804	0.515	0.659	0.989	79.108	1.026	288.43	6.65	52.00
2.020	0.804	0.484	0.721	0.975	78.929	1.026	299.50	6.23	56.14
2.040	0.803	0.442	0.779	0.960	79.033	1.026	310.70	5.85	60.47
2.060	0.803	0.383	0.838	0.944	79.498	1.026	322.03	5.50	65.43
2.080	0.803	0.295	0.894	0.927	80.514	1.027	333.52	5.19	71.73
2.100	0.802	0.170	0.929	0.913	82.243	1.027	345.20	5.02	79.64
2.120	0.802	0.091	0.924	0.906	84.532	1.028	357.12	5.03	84.38
2.140	0.802	0.091	0.877	0.909	87.011	1.029	369.30	5.32	84.08
2.160	0.802	0.091	0.797	0.919	89.374	1.029	381.75	5.99	83.49
2.180	0.802	0.091	0.693	0.937	91.407	1.030	394.47	7.13	82.53
2.200	0.802	0.091	0.573	0.959	93.018	1.030	407.45	9.02	80.98
2.220	0.802	0.091	0.434	0.987	94.049	1.031	420.70	12.48	78.17
2.240	0.802	0.091	0.322	1.011	94.048	1.032	434.21	17.37	74.24
2.260	0.803	0.091	0.236	1.033	93.276	1.032	447.99	24.01	68.93
2.280	0.803	0.091	0.156	1.053	91.926	1.033	462.04	34.95	59.75
2.300	0.803	0.119	0.115	1.067	90.080	1.033	476.35	39.11	44.22
2.320	0.803	0.267	0.110	1.075	87.934	1.034	490.91	22.75	22.31

Tiempo	Potencia Mecánica	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Tensión	Cos ϕ	ω	δ	Z (prim)	Ang. θ
(seg)	(pu)	(pu)	(pu)	(pu)		(pu)	($^{\circ}$)	Ω	($^{\circ}$)
2.340	0.803	0.409	0.136	1.077	85.579	1.034	505.67	15.31	18.44
2.360	0.803	0.535	0.179	1.076	83.174	1.035	520.58	11.67	18.50
2.380	0.802	0.635	0.227	1.072	80.907	1.035	535.59	9.68	19.65
2.400	0.802	0.686	0.324	1.060	79.108	1.035	550.67	8.41	25.30
2.420	0.801	0.711	0.422	1.046	77.640	1.035	565.79	7.52	30.72
2.440	0.801	0.715	0.527	1.028	76.507	1.035	580.94	6.76	36.40
2.460	0.800	0.673	0.648	1.005	76.017	1.035	596.13	6.15	43.92
2.480	0.799	0.567	0.756	0.981	76.491	1.035	611.37	5.79	53.12
2.500	0.798	0.418	0.822	0.962	77.865	1.036	626.69	5.70	63.06
2.520	0.798	0.258	0.834	0.950	79.808	1.036	642.16	5.88	72.81
2.540	0.797	0.110	0.803	0.947	82.012	1.037	657.83	6.29	82.20
2.560	0.797	0.091	0.729	0.954	84.306	1.037	673.75	7.03	82.90
2.580	0.796	0.091	0.617	0.969	86.208	1.038	689.92	8.56	81.62
2.600	0.796	0.091	0.493	0.989	87.459	1.038	706.37	11.09	79.56
2.620	0.796	0.091	0.373	1.011	88.127	1.039	723.07	15.11	76.32
2.640	0.796	0.091	0.248	1.034	88.271	1.040	740.04	23.06	69.84
2.660	0.796	0.091	0.156	1.054	87.498	1.040	757.26	34.96	59.80
2.680	0.796	0.188	0.100	1.070	85.876	1.041	774.75	30.58	27.89
2.700	0.795	0.352	0.072	1.080	83.779	1.041	792.45	18.48	11.64
2.720	0.795	0.495	0.084	1.085	81.581	1.042	810.33	13.33	9.61
2.740	0.795	0.629	0.114	1.085	79.245	1.042	828.32	10.48	10.25
2.760	0.794	0.757	0.173	1.080	76.784	1.042	846.36	8.54	12.89
2.780	0.794	0.880	0.246	1.072	74.270	1.042	864.42	7.14	15.63
2.800	0.793	0.930	0.377	1.053	72.416	1.042	882.45	6.28	22.06
2.820	0.792	0.889	0.532	1.027	71.618	1.042	900.43	5.79	30.90
2.840	0.791	0.772	0.666	0.999	71.935	1.042	918.38	5.57	40.78
2.860	0.789	0.603	0.749	0.977	73.286	1.042	936.34	5.64	51.15
2.880	0.788	0.425	0.765	0.963	75.265	1.042	954.36	6.03	60.95
2.900	0.788	0.268	0.735	0.959	77.462	1.042	972.52	6.68	69.95
2.920	0.787	0.127	0.661	0.963	79.798	1.043	990.87	7.84	79.14
2.940	0.786	0.091	0.536	0.979	81.857	1.043	1009.46	10.03	80.37
2.960	0.786	0.091	0.379	1.003	83.047	1.044	1028.30	14.68	76.51
2.980	0.786	0.091	0.230	1.029	83.265	1.045	1047.41	24.38	68.40
3.000	0.785	0.161	0.122	1.050	82.558	1.045	1066.77	31.06	37.25
3.020	0.785	0.310	0.070	1.065	81.048	1.046	1086.36	20.30	12.71
3.040	0.785	0.491	0.031	1.077	78.802	1.046	1106.12	13.42	3.61
3.060	0.784	0.668	0.054	1.080	76.252	1.046	1125.98	9.90	4.64
3.080	0.784	0.808	0.137	1.073	73.804	1.046	1145.90	7.99	9.62
3.100	0.783	0.889	0.251	1.059	71.775	1.046	1165.80	6.90	15.78
3.120	0.782	0.936	0.358	1.042	70.190	1.046	1185.66	6.17	20.95
3.140	0.781	0.914	0.480	1.021	69.361	1.046	1205.47	5.73	27.69
3.160	0.780	0.813	0.599	0.996	69.629	1.046	1225.23	5.58	36.39
3.180	0.779	0.669	0.687	0.972	70.791	1.046	1244.98	5.60	45.76
3.200	0.777	0.488	0.731	0.954	72.835	1.046	1264.77	5.89	56.26
3.220	0.776	0.298	0.707	0.947	75.488	1.046	1284.67	6.64	67.14
3.240	0.776	0.144	0.623	0.953	78.133	1.047	1304.74	8.07	77.03

Tiempo (seg)	Potencia Mecánica (pu)	Potencia Activa (pu)	Potencia Reactiva (pu)	Tensión (pu)	Cos ϕ	ω (pu)	δ ($^\circ$)	Z (prim) Ω	Ang. θ ($^\circ$)
3.260	0.775	0.091	0.494	0.969	80.438	1.047	1325.04	10.63	79.57
3.280	0.775	0.091	0.313	0.996	82.012	1.048	1345.59	17.29	73.83
3.300	0.774	0.091	0.118	1.029	82.081	1.049	1366.40	40.54	52.27
3.320	0.774	0.226	0.015	1.052	80.739	1.049	1387.46	27.81	3.76
3.340	0.774	0.418	-0.015	1.064	78.589	1.049	1408.70	15.41	-2.02
3.360	0.773	0.613	0.007	1.068	75.964	1.050	1430.09	10.58	0.66
3.380	0.773	0.749	0.092	1.062	73.647	1.050	1451.53	8.49	6.99
3.400	0.772	0.839	0.193	1.050	71.624	1.050	1472.98	7.28	12.97
3.420	0.771	0.902	0.328	1.030	69.912	1.050	1494.40	6.29	19.96
3.440	0.770	0.870	0.480	1.003	69.242	1.049	1515.77	5.75	28.90
3.460	0.769	0.729	0.609	0.975	70.077	1.049	1537.12	5.69	39.87
3.480	0.768	0.549	0.694	0.950	71.910	1.050	1558.48	5.80	51.63
3.500	0.767	0.322	0.718	0.933	74.898	1.050	1579.91	6.29	65.88

b) Verificación del ajuste del relé de deslizamiento de polos SIEMENS

7UM516.

Gráfico N° 03

Primera vuelta eléctrica de la Impedancia de Oscilación

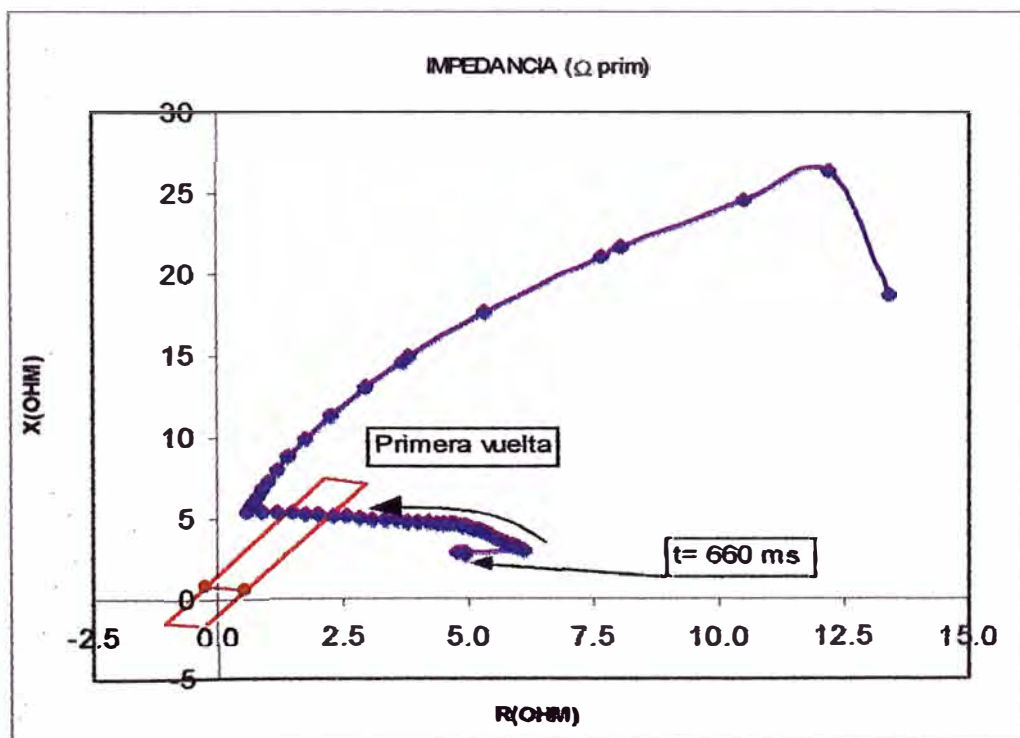


Gráfico N° 04

Segunda vuelta eléctrica de la Impedancia de Oscilación

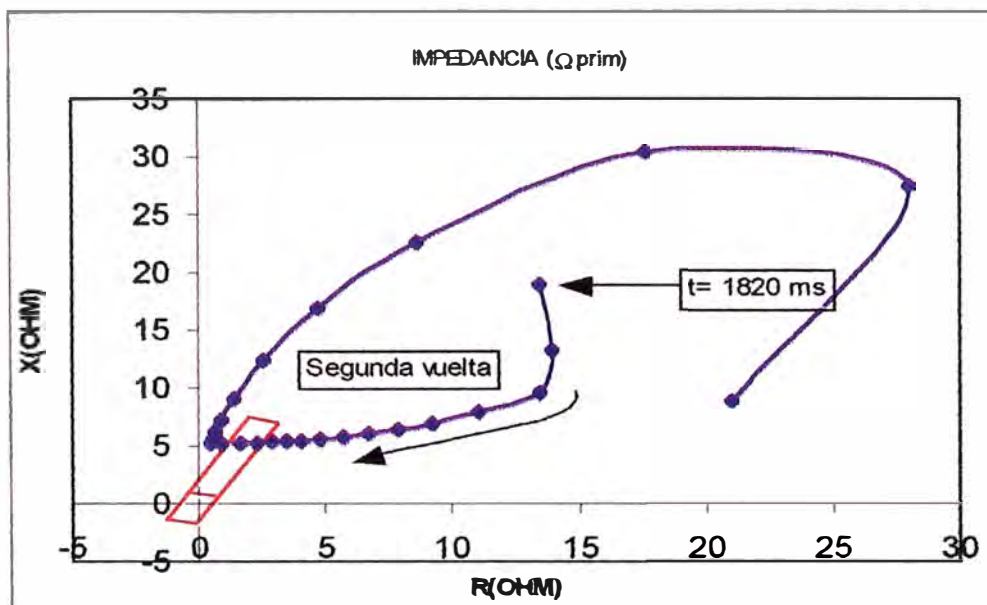
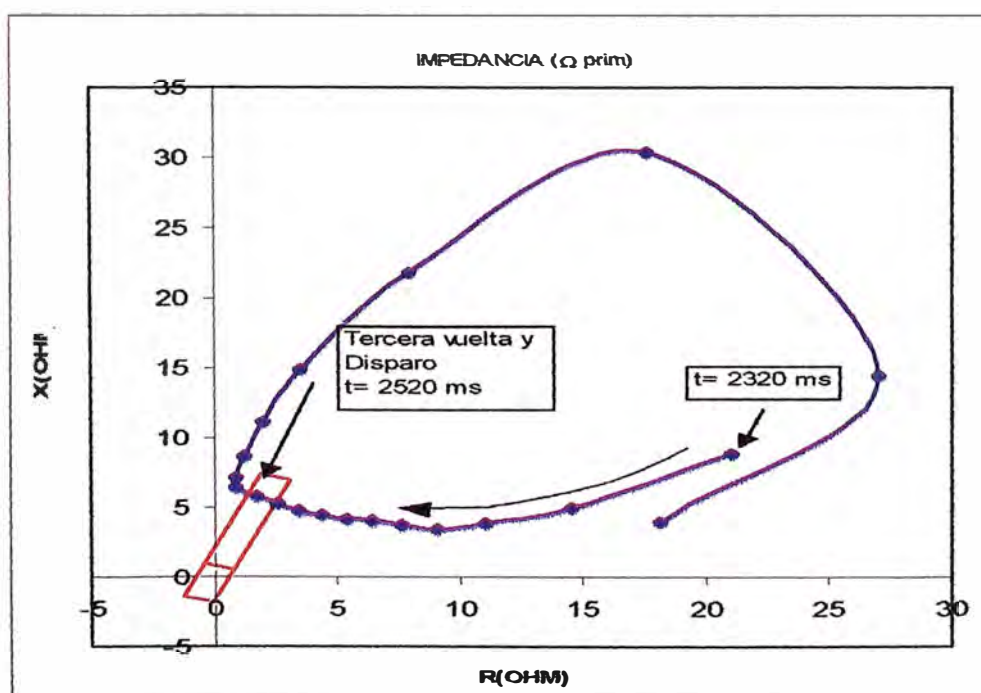


Gráfico N° 05

Tercera vuelta eléctrica de la impedancia de oscilación y disparo del relé 7UM516



BIBLIOGRAFÍA

1. Altuve Ferrer, Héctor J. "Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia" Monterrey N.L. México, 1999.
2. Elmore, Walter A. "Protective Relaying Theory and Applications"
3. IEEE, Power Engineering Society "Protection Of Synchronous Generators"
4. A.C. Van Warrington "Protective Relays Their Theory and Practice"
5. ALSTOM "Technical Guide TG8614A, MiCOM P342, P343 Generator Protection Relays", 2002
6. SIEMENS "Numérica Machine Protection 7UM516", 1995
7. ALSTOM " Service Manual, Transformer Differential Protection Relay", 2002
8. ALSTOM "Technical Guide TG11671, MiCOM P441 and P442 Distance Protection Relays", 2001
9. ALSTOM "Technical Guide TG8612B, MiCOM P141, P142, P143 Feeder Management Relays", 2001