

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**REVISIÓN DE LOS AJUSTES DE LAS PROTECCIONES DE UNA
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 170 MVA, EN EL MARCO DEL
SISTEMA INTERCONECTADO SUR**

INFORME DE INGENIERÍA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA
PRESENTADO POR:**

AMILCAR VARGAS SALAS

PROMOCION 1980-I

LIMA-PERU

Dedico el presente trabajo, con cariño
admiración a mi querida madre por su
aliento permanente; con amor a mi esposa
y mis inquietos hijos, quienes motivan mi
esfuerzo de superación.

**REVISIÓN DE LOS AJUSTES DE LAS PROTECCIONES
DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 170 MVA,
EN EL MARCO DEL SISTEMA INTERCONECTADO
SUR**

SUMARIO

El Sistema linterconectado Sur (SIS), queda conformado a partir de Enero de 1997, fecha en la que se energiza la L.T. 138 KV Tintaya-Santuario. Luego las empresas de generación y transmisión integradas en el COES SUR, *toman la decisión de realizar varios estudios técnicos* destinados a optimizar la explotación del sistema eléctrico interconectado del Sur, buscando mejorar la calidad del servicio a un costo razonable. El estudio de la revisión de la coordinación del sistema de protecciones fue considerado prioritario.

El presente informe trata del estudio de la revisión de la coordinación de las protecciones, con la configuración del SIS que corresponde al año 1998, *que abarca las instalaciones ubicadas en los departamentos de Apurímac, Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna.*

Enfoca el análisis en los efectos que pueda tener la nueva configuración del SIS en las protecciones de la central hidroeléctrica Charcani V, ubicada a 30 Km. al este de la ciudad de Arequipa, con una potencia instalada de 171 MVA, que representa como tal el 25 % del SIS.

INDICE

PRÓLOGO	1
CAPITULO I	
INTRODUCCIÓN	3
CAPITULO II	
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO SUR	6
CAPITULO III	
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA	10
3.1 Flujo de Carga y corrientes de corto circuito	13
3.1.1 Datos utilizados	14
3.1.2 Criterios y metodología del análisis	18
3.1.3 Análisis de resultados	20
3.2 Criterios y cálculos del ajuste de las protecciones	23
3.2.1 Definición de la filosofía de los ajustes	23
3.2.2 Procedimientos para definir los ajustes	23
3.2.3 Protección de generadores	26
3.2.4 Protección de transformadores de potencia	33
3.3 Ajuste final de las protecciones de la central hidroeléctrica	37
CONCLUSIONES	39

ANEXOS

Anexo N° 1

Cuadros de datos de relés, de C.H. Charcani V y S.E. Santuario.

Anexo N° 2

Esquemas explicativos de protección de centrales eléctricas.

Anexo N° 3

Cuadros de datos para flujos de carga y de corto circuito.

Curvas de ajuste de relés de sobrecorriente, C.H. Charcani V y S.E. Santuario.

Anexo N° 4

Cálculos demostrativos de ajustes de relés de protección.

Anexo N° 5

Planos de esquemas unifilares del SIS, de la C.H. Charcani V y de la S.E. Santuario..

PLANOS

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

PROLOGO

Es propósito del presente informe, mostrar las técnicas de que se dispone para el tema de las protecciones en instalaciones de potencia y la necesidad de actualizar la coordinación y ajuste de las protecciones, cada vez que se modifica la configuración de la red.

En Enero de 1997, se conforma el Sistema Interconectado Sur (SIS), con la energización de la L.T. 138 KV Tintaya-Santuario, que une los dos subsistemas, Sur Oeste y Sur Este, que hasta ese momento operaban en forma aislada.

Un factor de desconfianza representaba el desconocimiento de la situación real de los sistemas de protección de las instalaciones de las empresas concesionarias del SIS. Temor que se diluye al difundirse los resultados del estudio entre las empresas y sus principales clientes.

El procedimiento incluye entre otras, las siguientes actividades:

- Acopio de datos previos al estudio y validación de la información.
- Actualizar el modelo disponible de la red.
- Determinar las corrientes de falla, haciendo uso del modelo de red y el software de flujo de carga y corrientes de cortocircuito.
- Realizar el cálculo de los ajustes de los sistemas de protección.
- Sugerir las actualizaciones que son necesarias hacer.

La configuración del SIS considerado para el informe es el que corresponde al año 1998. Es decir antes de la interconexión del SIS con el SICN (Sistema Interconectado Centro Norte). Las nuevas centrales eléctricas de C.T. Mollendo II, C.H. San Gabán II, C.T.Ilo II, aún no estuvieron conectadas al sistema, por tanto se ignora su aporte en las fallas. El informe toma como instalación piloto la central hidreléctrica Charcani V, la misma que por su ubicación y sus características particulares, cumple una función importante en el sistema interconectado.

CAPITULO I INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (**SEP**) están constituidos por numerosos equipos mecánicos, eléctricos y electrónicos, los cuales tienen ciertas limitaciones en su operación por estar sometidos a variables diversas, como: temperatura, velocidad, **tensión, frecuencia y corriente**. En todo instante, la generación de la potencia eléctrica debe ser igual al *consumo más las pérdidas*. *Cualquier desequilibrio causará la variación de la frecuencia del sistema*, es por ello que el objetivo de los sistemas de control es mantener el balance con un flujo de carga óptimo de forma que se minimicen las pérdidas.

El control del balance puede llevarse a cabo manualmente por el personal de operadores o automáticamente por el sistema de control. Dentro de este último podemos considerar el sistema de rechazo automático de carga que generalmente toma como referencia las variaciones de la frecuencia. Los eventos que más afectan a los sistemas eléctricos son las **perturbaciones**. La perturbación en un SEP, es un cambio o secuencia de cambios en uno o más parámetros, o en una o más cantidades físicas del sistema. El análisis de los cambios ocurridos en la frecuencia, corriente y tensión hasta exceder sus límites nominales, es de suma importancia para determinar las condiciones de operación del sistema y el grado de estabilidad del sistema.

La información de las tensiones y corrientes de la red se transfiere a **los relés de protección a través de los transformadores de medida**, basado en esta información, los relés de protección detectarán todas las fallas eléctricas o condiciones anormales de operación, las cuales pueden ser resultado de una perturbación en el equipo protegido. Al producirse una *perturbación, una mínima parte de la red debe ser desconectada, lo cual* significa que los relés de protección tienen que detectar las fallas dentro de su zona de protección. Cuando se trata de **fallas fugaces**, como es el caso de las descargas atmosféricas, leves contaminaciones, etc.; el restablecimiento puede ser efectuado por la lógica de operación del relé, por ejemplo la reconexión automática de los interruptores en las líneas de transmisión.

Para fallas severas, especialmente fallas permanentes como en caso de: rotura de conductores, rotura de aisladores, cortocircuito en devanados de transformadores, etc.; el restablecimiento automático no es posible debido a que el equipo fallado debe ser reparado o reemplazado. Los **equipos de comunicación son necesarios para facilitar la operación** centralizada y consecuentemente disponer de la información al momento.

En resumen, la **misión de los equipos de protección** consiste en:

- Identificar y localizar la perturbación.
- Ordenar las desconexiones precisas, para aislar la falla de la forma más rápida.
- Suministrar la información necesaria, señalizando el defecto y las actuaciones habidas.

El cumplimiento de la misión propuesta nos da como resultado los siguientes logros:

- Minimizar los daños causados por la falla, reduciendo su costo.
- Acortar los tiempos de reparación y puesta en servicio.
- Garantizar el suministro de energía.
- Aumentar el margen de estabilidad transitoria del sistema.
- Conocer el tipo de falla.
- Localizar la falla.
- Conocer la evolución del incidente.
- Conocer la secuencia de actuación de los distintos elementos.

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO SUR (SIS)

El Sistema Interconectado Sur (SIS) toma este nombre a partir de enero de 1997, en que entra en servicio la línea de transmisión a 138 kV Tintaya – Santuario interconectando los sistemas eléctricos del Sur Este y Sur Oeste.

El SIS geográficamente abarca los departamentos de Cuzco, Apurímac, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna. Cuenta con líneas de transmisión a 138 kV, 66kV y 60 kV, centrales de generación hidráulica como Machupicchu, Charcani y Aricota; centrales de generación térmica como Calana, Mollendo, Ilo, Tintaya, Dolores Pata, Chilina y Cerro Verde.

El proceso de interconexiones parciales se inicia en 1985, con el ingreso a explotación del sistema hidroeléctrico Machupicchu que incluye la central hidroeléctrica y las líneas de transmisión de 138 KV que une la central a la ciudad de Cuzco y la mina de cobre de Tintaya.

Luego en 1988, le sigue el ingreso del sistema hidroeléctrico de Charcani V, también con líneas de transmisión en 138 KV que une la central, la ciudad de Arequipa y la mina de cobre de Cerro Verde. Simultáneamente ingresa al sistema la L.T. 138 KV Socabaya- Toquepala, que logra interconectar las ciudades de Arequipa, Moquegua y Tacna, incluyendo los asentos mineros de Toquepala, Cuajone e Ilo.

A continuación en 1989 entra en servicio la L.T. 138 KV Tintaya-Juliaca, que abastece de energía al departamento de Puno con energía hidráulica proveniente de la C.H. Machupicchu.

En los últimos años la configuración del SIS se amplió aún más, debido a la puesta en servicio de las centrales térmicas Calana (1995), Mollendo (1997), ampliación de un grupo en Ilo (1997) y la pérdida de la central hidroeléctrica de Machupicchu en el año 1998, eventos que han modificado las condiciones de operación del SIS.

En el estudio, están considerados todas las instalaciones del Sistema de Transmisión y las centrales de generación principales como Charcani V, Chilina, Mollendo, Ilo, Calana y Aricota.

La configuración del sistema considerada en el estudio es la que corresponde a la del año 1998.

En el plano N° 1 del Anexo 5, se muestra la configuración del SIS.

La capacidad instalada en el parque generador, en ese entonces es del orden de 600 MW y la demanda máxima del orden de 400 MW.

El crecimiento de la demanda en el Sur está ligado al de la actividad minera, hecho que en los últimos años ha ocasionado un estancamiento de la misma, debido a los bajos precios de los metales en el mercado internacional, que impidió mayores inversiones en el sector.

La central hidroeléctrica de Charcani V, tiene importancia singular en el Sistema Interconectado Sur, debido a su capacidad para operar como central de regulación en horas punta. Cuenta con un reservorio de regulación con volumen de almacenamiento de 40 millones de metros

cúbicos, del cual se alimenta por un acueducto a presión que le permite tomar carga adicional de inmediato.

Aguas abajo tiene reservorios de almacenamiento por 200 mil metros cúbicos, que le permite regular el caudal promedio diario por la cuenca del río Chili en un valor predeterminado. Por las restricciones del recurso hídrico, en estiaje la central sólo genera en promedio diario, la tercera parte de su capacidad instalada. Los reservorios de regulación horaria le permiten duplicar su producción en horas punta y asumir incrementos de carga en forma rápida en casos de déficit momentáneo de generación.

Es importante tener en cuenta que la central posee 3 grupos de generación idénticos, cuyas características principales son: El salto hidráulico neto es de 750 m., la velocidad de giro es de 600 rpm, las ruedas son pelton de 5 inyectores y el caudal nominal es de 8.0 m³/s por grupo.

El alternador posee 12 polos y la potencia es de 57 MVA por grupo, haciendo un total de 171 MVA para la central.

Para la alimentación de los servicios auxiliares existen 3 alternativas estando los 3 grupos principales fuera de servicio:

- a) desde el grupo hidráulico de 1125 KVA, cuya excitatriz es de imanes permanentes.
- b) desde el grupo térmico Diesel de 750 KVA.
- c) desde las líneas de transmisión en 138 KV y los transformadores de potencia de 138/ 13.8 KV.

La Central está dotada de un sistema de **control automático** que permite operar la central con 2 personas por turno, haciendo posible la supervisión remota de la operación de la central.

La función de protección de la central está integrada al sistema de control, proporcionando información de **alarmas preventivas** y de la *actuación de los diversos equipos de protección al puesto de control principal.*

El sistema de protección de la central C.H. Charcani V está concebido en base a la experiencia del fabricante ALSTOM, que ha proporcionado información necesaria como, notas de cálculo de la selectividad del sistema de protección de las máquinas síncronas y transformadores de potencia.

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

El sistema de control y protección de la central discrimina el origen de las fallas. Fallas internas y externas a la central.

Las fallas internas pueden localizarse en la parte de fuerza motriz (equipo mecánico), o en el alternador y el sistema de campo (equipo eléctrico). Las fallas internas según la gravedad pueden originar orden de disparo y parada de grupo.

Las fallas externas, provienen de la red y sólo provocan disparo mas no parada de grupo. En nuestro análisis sólo abordaremos las fallas /eléctricas.

a) Protección de los generadores

El sistema de protección de los generadores G1, G2 y G3 se muestran en el diagrama unifilar plano N° CH1 anexo 5. Cada generador se encuentra protegido por las siguientes protecciones:

- Protección masa de estator,
- Protección de desequilibrio de carga, o de corriente de secuencia negativa,
- Protección de potencia inversa,

- Protección de mínima impedancia,
- Protección de falta de excitación o pérdida de campo,
- Protección de sobretensión,
- Protección diferencial,
- Protección térmica o de sobrecarga
- Protección de sobretensión homopolar,
- Protección masa rotor,
- Protección de fusión fusible,
- Protección de sobrefrecuencia.
- Adicionalmente existe protección de sobrecorriente y una protección *diferencial para la unidad generador - transformador.*
- Los servicios auxiliares de los grupos cuentan con protección de *sobrecorriente de fase y tierra.*

b) Protección de los transformadores

Los transformadores de potencia tienen las siguientes protecciones:

- Protección de masa - cuba y
- sobrecorriente de fase y tierra, ubicados en el lado de alta tensión

c) Protección de barras

Las barras de 138 KV tienen protección diferencial de alta impedancia, de modo que cualquier tipo de falla en barras sea eliminada instantáneamente con apertura de todos los interruptores que convergen a la barra.

En el Gráfico N° 5 Anexo 4, se observa que la protección diferencial de barras está ligada a la teleprotección de modo que además de mandar

apertura de los interruptores locales, debe mandar a abrir los interruptores de los extremos remotos mediante teleprotección.

El disparo por teleprotección, vía canal de onda portadora, se debe retardar con un temporizador ajustado a 100 ms, para evitar influencias de ruidos con frecuencias similares a los de la onda portadora.

d) Protección de sobrecorriente de fases

Para la coordinación de las protecciones de sobrecorriente se ha tomado como referencia los ajustes de los relés ubicados en las salidas de los transformadores de potencia que ha sido verificado su selectividad con las protecciones de líneas, ver Fig. ST8 Anexo 3.

En la Fig. CH2 Anexo 3, se observa que de ocurrir una falla entre fases en la barra de santuario de 138 kV, primero actuará la protección diferencial de barras, si la falla no es despejada en esta etapa, actuarán las protecciones de sobrecorriente de los transformadores de potencia. Finalmente actuarán las protecciones de los grupos.

e) Protección de sobrecorriente de tierra

Por la conexión estrella/triángulo de los transformadores de potencia principales y de servicios auxiliares, la operación de las protecciones de sobrecorriente a tierra de los grupos es independiente y no es necesaria la selectividad con las protecciones de los transformadores.

Para entender mejor el análisis realizado, se describe las actividades del procedimiento seguido para el estudio de coordinación de las protecciones a nivel de sistema interconectado.

En trabajo de **campo** se acopian los datos de los equipos e instalaciones y de los aspectos operativos específicos. Luego en el **gabinete** se verifica y procesa la información obtenida. Los resultados obtenidos en los **ajustes** de los equipos de protección, se compara con lo existente y se recomienda los cambios necesarios.

3.1 Flujo de carga y corrientes de corto circuito

El estudio tiene por finalidad analizar el comportamiento en estado estable y de falla del Sistema interconectado Sur (SIS) para las condiciones de operación de 1998.

Para el análisis del sistema en estado estable se han simulado flujos de carga en las condiciones de máxima, media y mínima demanda.

Los estudios de flujo de carga generalmente está orientado al **planeamiento de los sistemas eléctricos para el corto, mediano y largo plazo**; en este caso, el análisis va orientado más a definir los límites de carga en estado estable para la configuración de 1998 y sobre todo servir de base para el cálculo de los niveles de corrientes de **cortocircuito**.

Para las mismas condiciones de operación citadas se han simulado fallas en barras de 138, 66, 60, 13.8, 10 y 4.16 kV con la finalidad de determinar los niveles de corrientes de cortocircuito para fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas.

Considerando que para los cálculos de flujos de carga y cortocircuito un sistema eléctrico es único, se considera toda la red.

3.1.1 Datos utilizados

La configuración del SIS en 1998 se muestra en el diagrama unifilar del plano N° 1 Anexo 5.

En el Anexo 3, se muestra la información de los datos disponibles para el estudio y que consta de:

Cuadro N° 1 Datos de generadores

Cuadro N° 2 Datos de transformadores de potencia

Cuadro N° 3 Datos de líneas de transmisión

Cuadro N° 4 Datos de cargas

Los valores de las reactancias y resistencias de los generadores y transformadores de potencia se presentan en valores por unidad en base propia.

Las impedancias de las líneas de transmisión en valores reales por fase y las potencias activas y reactivas también en valores reales (MW y MVAR).

a) Acopio y verificación de información

Se obtuvo la siguiente información:

- Diagrama unifilar del Sistema Interconectado Sur (configuración 1998)
- Valores de las potencias activas y reactivas en cada una de las barras de carga de las subestaciones en condiciones de máxima, media y mínima demanda para el presente año (1998).
- Parámetros eléctricos de las máquinas síncronas, transformadores, equipos de compensación y líneas de transmisión para realizar el estudio de flujo de carga y cortocircuitos.

- Diagrama unifilar de cada subestación, donde figura los relés de protección (identificados según normas), transformadores de medida y esta identificado todos los equipos componentes de la subestación.
- Manuales de los relés de protección.
- Cuadro de ajustes de los relés, donde se muestran los ajustes externos e internos.

La etapa de acopio de la información, presenta no pocas dificultades que motivan visitas reiteradas a las instalaciones y luego es necesario hacer un cruce de informaciones de las diversas fuentes.

b) Elaboración de la base de datos

La información acopiada referente a los sistemas de protección, ha sido plasmada en cuadros EXCEL .

La realización de los ajustes exigen buen conocimiento de las características de la protección analizada, de ahí la importancia de los manuales de servicio de los relés. En la estructuración de la base de datos de las protecciones, se siguió las siguientes pautas:

- Modelo y fabricante de la protección.
- Características de los transformadores de intensidad y de tensión asociados a la protección.
- Rango de ajuste del elemento de arranque, así como su característica de ajuste (discreto, continuo). En el caso particular de protecciones de distancia, este elemento tienen diferentes principios operativos (intensidad, tensión, impedancia).
- Características de temporización, como: tiempo definido, tiempo inverso,

escalones de ajuste, etc., así como sus posibilidades de ajuste.

- Rango de ajuste del elemento instantáneo, tipo de ajuste: discreto, continuo.
- Características de ajuste de la unidad o unidades direccionales, incluyendo ángulos de máximo par y su rango y tipo de ajuste, sensibilidad direccional y sensibilidad de operación.
- Sensibilidad diferencial en el caso de protecciones diferenciales, así como otras características adicionales.
- Características de medida de las protecciones de distancia, incluyendo, en los casos que tienen, características de bloqueo por oscilación de potencia, unidades de bloqueo en esquemas de comparación, etc. También fue importante conocer los principios de medida de los diferentes elementos, límites de ajuste por zona, las temporizaciones posibles, las variaciones del ángulo de máximo par, las posibilidades de alcance en dirección resistiva, la posibilidad de inversión, etc.

Resumiendo, los cuadros en EXCEL consideran básicamente los siguientes aspectos:

- Ubicación del relé
- Equipo protegido
- Características de los transformadores de medida principales y auxiliares (marca, modelo, relación, capacidad, clase de precisión), siempre relacionado a los devanados de protección.
- Características de los relés de protección. Dependiendo del tipo del relé se contempla: marca, modelo, número de serie, función, corriente

nominal, tensión nominal, rangos de ajustes, ajustes actuales, ajustes propuestos, programaciones de lógicas de operación e interruptores que comanda.

- Código del manual de servicio .
- Número del diagrama unifilar.
- Fecha en que fue ejecutado el estudio.

Para el caso de los relés de distancia, se han elaborado cuadros específicos debido a que los relés de distancia dependiendo del fabricante tienen características particulares que no pueden generalizarse con otras protecciones.

c) Modelamiento de la red

Los flujos de carga y cálculo de los niveles de corrientes de cortocircuitos requieren ser simulados mediante programas computacionales, para lo cual, previamente los componentes del sistema eléctrico deben modelarse adecuadamente.

En el caso de los sistemas de protección contra cortocircuitos, y debido a los tiempos de respuesta de dichos sistemas y a las características intrínsecas que presentan las perturbaciones, un modelo que proporcione los estados prefalla y postfalla es suficiente en la mayoría de los casos.

Este modelo para flujos de carga y cortocircuitos está formado por los parámetros en régimen permanente de la red y contiene:

- Nudos que representen las subestaciones del sistema.
- Cargas representadas como impedancia constante.

- Impedancias equivalentes de líneas, tanto en secuencia directa como en homopolar (modelo pi).
- Impedancia de acoplamiento homopolar existente entre líneas en paralelo. La impedancia de acoplamiento en secuencia directa es despreciable debido a la transposición de las líneas.
- Impedancias equivalentes de transformadores tanto en secuencia directa como en homopolar. Para los casos de cortocircuitos con contacto a tierra es muy importante la conexión de los devanados. Los transformadores de tres devanados se modelan con circuitos en estrella.
- Fuentes de aportación a cortocircuitos, generadores con sus reactancias transitorias y subtransitorias.
- Elementos de compensación del sistema, como pueden ser banco de condensadores, reactancias y transformadores de puesta a tierra artificial.

Con los datos plasmados en las tablas de las características técnicas de los componentes del Sistema Interconectado Sur, se han modelado cada uno de ellos.

3.1.2 Criterios y metodología del análisis

Para analizar el comportamiento eléctrico del sistema mediante simulaciones de flujos de potencia, básicamente se ha tomado en cuenta los siguientes criterios basados en la operación normal:

- Las variaciones de tensión en las barras con carga no deben sobrepasar el rango comprendido entre $\pm 5\%$ de la tensión nominal.
- Las variaciones de tensión en las barras sin carga no deben sobrepasar el rango comprendido entre $- 10\%$ y $+5\%$ de la tensión nominal.

- La potencia generada por los generadores no debe sobrepasar su capacidad nominal.
- La potencia transmitida por los transformadores de potencia y líneas de transmisión no deben sobrepasar su capacidad de sobrecarga de 20%.
- El sistema eléctrico analizado (generación, transmisión y transformación) *debe tener capacidad suficiente para atender la totalidad de las cargas*.
- El modelo utilizado para la representación de los equipos es de *parámetros concentrados y de las cargas de potencia constante (P,Q)*.

Para el análisis del sistema eléctrico en estado de falla se han seguido los siguientes criterios:

- Las condiciones iniciales son determinadas por los resultados de las simulaciones de flujos de potencia.
- Las fallas simuladas permiten disponer de los niveles de corrientes de cortocircuito dentro de un rango impuesto por las condiciones de operación del sistema eléctrico. Por esta razón las simulaciones en máxima demanda se hacen con la reactancia subtransitoria de los generadores (fallas trifásicas y monofásicas) y en mínima demanda con reactancias transitorias (fallas bifásicas y monofásicas).

En un estudio de coordinación de protecciones, la simulación de los flujos de carga sirve como punto de partida para el cálculo de los niveles de corrientes de cortocircuito y para identificar los componentes que están transmitiendo cargas cercanas o mayores a su capacidad nominal.

Con esta información se puede determinar las corrientes de arranque (pick-up) de los relés de sobrecorriente, en especial de los transformadores de potencia.

Los niveles de corrientes de cortocircuito sirven para efectuar el cálculo de selectividad de las protecciones de sobrecorriente, para identificar los transformadores de corriente con clases de precisión inferiores a lo requerido, comprobar la capacidad de cortocircuito de los interruptores de potencia y como punto de referencia para futuras ampliaciones de la red.

Presentando los flujos de potencia y niveles de corrientes de cortocircuito en forma gráfica, para las condiciones de máxima, media y mínima demanda; esto permite al usuario una visión más completa debido a que se puede observar no solamente la corriente de falla total sino también las contribuciones.

3.1.3 Análisis de resultados

a) Flujos de potencia

Los resultados de los flujos de potencia se muestran en los gráficos adjuntos en el Anexo 5, es habitual presentarlo en cuadros. Los gráficos permiten una mejor visión de los flujos de potencia en las líneas, transformadores de potencia, generadores y niveles de tensión de barras.

Los flujos de potencia presentados son para las condiciones de máxima, media y mínima demanda.

Debido a la falta de la C.H. Machupicchu, en las tres condiciones de operación la deficiencia de oferta en la zona de Cuzco y Puno es cubierta por las centrales ubicadas en Arequipa, Moquegua y Tacna. Por otro lado, si

observamos el diagrama unifilar, el SIS es un sistema que no tiene prácticamente redundancia en la etapa de transmisión.

Un estudio de flujo de potencia considera varios casos de contingencias que consiste en simular la red con líneas fuera de servicio.

En este caso se observa que todas las líneas de transmisión de 138 kV vienen a ser la columna vertebral del sistema con excepción de las líneas de Santuario-Socabaya-Cerro Verde, sin embargo, por confiabilidad en operación normal es mejor que las dos ternas estén en servicio dado que interconecta dos centrales de generación principales como son Charcani V y Mollendo.

b) Niveles de corrientes de cortocircuito

Los resultados de las simulaciones de cortocircuito se muestran también en los gráficos adjuntos del Anexo 5. Al igual de los flujos de potencia, esta presentación a diferencia de los cuadros, permite una mejor visión de las corrientes totales y contribuciones de cada ramal que converge a la barra fallada.

Los niveles de corrientes de cortocircuito dependen más de la configuración de la red que de la demanda. Por esta razón con la finalidad de disponer el máximo nivel de corrientes de falla, en condiciones de máxima demanda se han incluido más generadores que los previstos en los flujos de potencia de máxima demanda. Este es el caso del segundo turbogas de Ilo.

En consecuencia, los niveles de corriente de cortocircuito en máxima demanda representa valores máximos que sirven para verificar si las clases

de precisión de protección de los transformadores de corriente son los adecuados o no, ampliación de redes, etc.

Con la finalidad de verificar los alcances de los relés de distancia ubicados en las líneas de transmisión de 138, 66 y 60 kV, se han calculado en condiciones de mínima demanda (condición más desfavorable) los niveles de corrientes de cortocircuito considerando resistencias de falla de 10 y 50 Ohms. Los resultados de las corrientes de falla y las contribuciones de las redes que convergen a la barra fallada se muestran en el Cuadro N° 9 del Anexo 3.

c) Comentarios

Los valores de las tensiones del SIS en estado estable y para las condiciones de máxima, media y mínima demanda están dentro de los márgenes establecidos en los criterios y metodología de análisis adoptados.

Los resultados de flujos de potencia son exclusivamente para las condiciones iniciales de cálculos de cortocircuitos y verificación de las corrientes de arranque de los dispositivos de sobrecorriente de fases.

En la configuración actual del SIS se observa que cualquier mantenimiento de equipos principales como son generadores y líneas de transmisión requiere de una programación que seguramente obliga a restricciones de carga.

Para evitar black - outs en el sistema, en su momento se planteó revisar e implementar pronto el estudio ya existente de rechazo de carga.

3.2 Criterios y cálculos del ajuste de las protecciones

3.2.1 Definición de la filosofía de los ajustes

No obstante el desarrollo tecnológico, la filosofía de la protección desde el punto de vista de eliminación de fallas, sigue siendo la misma que hace medio siglo atrás. Lo que está cambiando con la tecnología es la forma de explotación de los sistemas de protección.

En el SIS existe una mixtura en cuanto a tecnología de relés, hay relés electromecánicos, electrónicos y digitales. En la mayoría de los casos las bondades de estos últimos no son aprovechadas en su totalidad ya que para ello se requiere sistemas de comunicación de banda ancha que permitan llevar la información hasta el centro de control.

3.2.2 Procedimientos para definir los ajustes

Un estudio integral contempla la elaboración de los flujos de potencia, cálculo de los niveles de corrientes de cortocircuito y cálculos de coordinación de los sistemas de protección existentes. A continuación nos ocupamos de los ajustes de las protecciones.

a) Cálculo de ajuste de los sistemas de protección

Con los resultados generados durante el análisis de cortocircuito, y aplicando los criterios ya descritos, se han determinado los ajustes de los elementos de protección. Normalmente estos han requerido cálculos adicionales a partir de los datos proporcionados por el análisis de cortocircuito, como son la evaluación de las impedancias aparentes vistos por la protección ante fallas con contacto a tierra, los ángulos de direccionalidad, etc. En el caso particular de las protecciones de

sobrecorriente, se han establecido los denominados gráficos de coordinación utilizando el software EXCEL.

En la etapa de recopilación de información se ha obtenido los ajustes existentes de los sistemas de protección del SIS. Estos valores están registrados en la columna "Ajuste Actual" de las tablas de ajustes de relés *que ha sido efectuada para cada subestación.*

Muchos de los ajustes no requieren modificaciones a pesar de los cambios en la configuración de la red, entre estos podemos citar las **protecciones unitarias** de los equipos, es decir, protecciones diferenciales, térmicas y buchholz de los transformadores, falta de excitación, secuencia negativa, diferenciales y térmicas de los generadores. Resulta fundamental para definir los ajustes más convenientes de un sistema de protección (y para opinar acerca de la idoneidad de los sistemas escogidos), conocer cual sería su comportamiento en caso de mal funcionamiento de algún dispositivo.

Las protecciones que mas modificaciones pueden sufrir respecto a *sus ajustes son:*

Protecciones de sobrecorriente de fase y tierra (50/51, 50/51N, 67, 67N)

- Cuando aumenta la carga
- Cuando existen modificaciones de la configuración de la red.

Protecciones de distancia (21, 21N)

- Cuando existen modificaciones de la configuración de las líneas de transmisión. La entrada en servicio de nuevos generadores, transformadores y equipos de compensación generalmente no afectan

los ajustes de estas protecciones.

Protecciones de máxima y mínima tensión (59, 27)

- Cuando entran en servicios equipos de compensación como los bancos de condensadores.
- Cuando se pone en servicio líneas largas que en condiciones de mínima demanda originen sobretensiones permanentes (efecto ferranti) que pueden dañar transformadores de potencia y generadores.

b) Evaluación de los valores de ajustes obtenidos

Antes de efectuar los cálculos de ajustes de las protecciones, siempre es importante tener en cuenta los siguientes conceptos:

- Los relés de protección operan correctamente en un alto porcentaje de las veces que son llamados a actuar. Es inevitable sin embargo que algunas veces alguna protección no funcione adecuadamente. Conocer cuál será la evolución del sistema eléctrico en esa situación resulta fundamental.
- Es común considerar que, ante el fallo de un determinado dispositivo de protección, actúen las protecciones de respaldo aislando al elemento en falla en tiempos "razonablemente cortos". La experiencia indica sin embargo que no siempre esto resulta así, debido a una amplia serie de factores entre los que cabría mencionar:
- En muchas redes de transmisión y subtransmisión (138 kV - 60 kV) las protecciones de respaldo están constituidas por relés de sobrecorriente que han sido ajustados considerando la red "toda en servicio". Sin embargo cuando son llamados a actuar, la red dista mucho de estar en

ese estado, fundamentalmente por efecto del propio incidente que ha disparado interruptores en un extremo y/o líneas completas. la corriente circulante por lo tanto es substancialmente diferente de la que se utilizó para realizar los cálculos.

- En caso que el respaldo lo constituyan otras protecciones de distancia que ven el defecto en 2º o 3º zona, puede pasar algo similar. Al ir abriendo interruptores se modifican drásticamente tanto las aportaciones intermedias como la relación X_0/X_1 vista por la protección y por tanto la impedancia aparente puede entrar o salir de la zona de protección Se establece además, por lo dicho en el apartado anterior una "competencia" entre dispositivos de sobrecorriente y de distancia con resultados muy variables.
- La estabilidad de la red puede verse seriamente comprometida, y si se piensa que los tiempos de disparo de 3º zona son del orden del segundo, la variación en el ángulo rotórico en este tiempo puede ser importante. En esta situación las tensiones y corrientes efectivamente vistas por la protección son notablemente diferentes de las utilizadas al realizar los cálculos de cortocircuito.

3.2.3 Protección de generadores

a) Protección diferencial (87)

Los cortocircuitos entre fases en los arrollamientos del estator o entre los terminales del generador, pueden provocar serios daños en el aislamiento, arrollamientos y chapa magnética del estator y esfuerzos mecánicos de torsión en el rotor, por lo que la máquina debe ser

desconectada inmediatamente de la red de manera de reducir los daños.

Esta desconexión puede ser efectuada instantáneamente por la protección diferencial que debe ser inmune a la saturación de los transformadores de corriente.

Las protecciones diferenciales tienen ajustes de magnitud de corriente diferencial que en el caso de generadores generalmente se ajusta a un valor de 20% de la corriente nominal.

En caso de los relés digitales, se utilizan características con diferentes pendientes, porque para valores de intensidad próximos a la nominal los transformadores de intensidad no se saturan, mientras que para valores superiores se va aumentando la pendiente, es decir insensibilizando el relé.

b) Protecciones de sobrecorriente de fase (51)

La protección sobrecorriente se coloca en los arrollamientos de la máquina, porque interesa medir el aporte del generador a la falla y no la de la red.

La función de esta protección debe ser eliminar las fallas balanceadas externas, es decir, es una protección de respaldo. Por esta razón que el tiempo de actuación debe ser superior a los tiempos de la protección de respaldo de las líneas de transmisión.

La corriente de arranque no debe ser superior a los márgenes establecidos para la capacidad térmica de los arrollamientos del estator.

Estos márgenes se precisan en el acápite c) que sigue.

La principal ventaja de la protección de sobreintensidad es su sencillez, pero presenta un inconveniente. En máquinas autoexcitadas,

cuando ocurre un cortocircuito, la tensión se reduce aportando cada vez menos intensidad, y la protección se repone sin haber despejado la falla.

La solución a este inconveniente es utilizar “relés de sobreintensidad controlados por tensión”, que disponen de dos elementos, uno de mínima tensión y otro de intensidad. Si hay un cortocircuito arrancan los dos y si al llegar al tiempo de disparo el relé de tensión no se ha recuperado, dispara aunque se haya repuesto la unidad de intensidad. El elemento de mínima tensión permite a esta protección detectar fallas bastante cercanas al grupo, no interfiriendo con fallas lejanas donde la tensión medida en el grupo no se reduce considerablemente.

c) Protección de sobrecarga (49)

Según la norma C37.102.1987, la capacidad térmica de los arrollamientos es como sigue:

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

Una situación de sobrecarga es aquella en que existe un régimen de carga superior al nominal, no provocado por un cortocircuito. Esta sobrecarga estará motivada no sólo porque el alternador esté suministrando la máxima potencia activa que le permite su accionamiento, ya que el alternador está suficientemente dimensionado para hacerlo, sino porque además esté consumiendo o generando una cantidad muy importante de potencia reactiva. Para la protección de sobrecarga, generalmente se usan detectores de temperatura resistivas o termocuplas para el control de los arrollamientos del estator y el material del núcleo y dar alarma cuando se

exceda la temperatura normal de operación.

El primer nivel se usa solo para alarma y el segundo nivel para disparo del interruptor.

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° a 120° para alarma y 130° para disparo.

Cuando los generadores son de pequeñas potencia nominales, también se usan relés de imagen térmica, es decir., aquellos que son alimentados por los transformadores de corriente y tienen una característica de operación similar al comportamiento térmico de las máquinas que protegen.

d) Protección de secuencia negativa (46)

Las cargas desequilibradas, fallas asimétricas, condiciones de fase abierta o polo abierto del interruptor pueden causar corrientes trifásicas desequilibradas en un generador. Estas condiciones del sistema producen corrientes de secuencia negativa (I_2) que producen un campo giratorio de doble frecuencia y se induce también una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. Dichas corrientes producen calentamiento de los materiales no magnéticos del rotor y de los arrollamientos de amortiguamiento en caso de rotores con polos salientes.

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.

Igualmente, la misma norma especifica que la constante de tiempo $(I_2/I_0)^2 \times t$ de los generadores con potencias menores a 800 MVA es de 40 s. Con estos dos parámetros, fácilmente se define la curva del relé de protección de secuencia negativa.

e) Protección de falta de excitación (40)

La total pérdida de excitación puede ocurrir como resultado de:

- Apertura intempestiva del interruptor de campo
- Cortocircuito circuito abierto en el arrollamiento de campo
- Falla en regulador automático de voltaje (AVR)

El incremento de la impedancia síncrona de las máquinas de gran capacidad ha ocasionado que los ajustes de los relés de falta de excitación presenten una característica circular de mayor diámetro.

Esto ha hecho que los relés sean susceptibles a las oscilaciones de potencia, donde la impedancia aparente del sistema puede entrar a la característica circular del relé por lo que los alcances deben tomar estas consideraciones. Afortunadamente en los relés de última tecnología, la característica de operación consta de dos círculos siendo uno de ellos de bloqueo ante las oscilaciones de potencia.

Los alcances dependen totalmente de las impedancias de los generadores y la temporización usual es del orden de 1 a 2 s.

f) Protección masa rotor (64 R)

Esta protección es semejante a la protección de falla a tierra del estator y trabaja generalmente por la inyección de una tensión de frecuencia

distinta de la red o una tensión continua.

Estos principios permiten detectar las fallas a tierra del rotor aun cuando la máquina se encuentra en reposo y es también apropiado para las máquinas con excitación por tiristores, es decir, de alta capacidad entre los devanados del rotor y tierra.

Prácticamente los relés para esta aplicación tienen ajuste de fábrica, de no ser así una temporización de 5 a 10 s. es usual, debido a que una falla a tierra en el rotor no es grave, pero una segunda falla si puede originar consecuencias graves a la máquina.

g) Protección de masa del estator (64 G)

El neutro del estator de los generadores pueden aislados de tierra, puestos a tierra a través de una impedancia alta o puestos a tierra a través de una resistencia que limite la corriente la corriente de falla entre 10 a 15 A. La avería del aislamiento en los devanados puede ocasionar falla entre espiras o entre una espira y el material del núcleo. El aislamiento se deteriora por sobretensiones ocasionadas por corrientes desequilibradas, problemas de ventilación, movimientos de las espiras ocasionados por cortocircuitos o condiciones anormales de operación.

Es norma común proteger del 95 al 100% del arrollamiento del estator. Generalmente las protecciones electromecánicas y electrónicas están diseñados para proteger el 95%, mientras que la tecnología digital tienen la posibilidad de proteger el 95 y 100% con temporizaciones que oscilan entre 0.8 a 1.2 s.

h) Protección de inversión de potencia (32)

El propósito de esta protección es básicamente prevenir daños a la máquina prima (turbina).

Si el torque mecánico es menor que las pérdidas totales en el generador y la máquina prima, el generador empezará a operar como *compensador 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 pérdidas totales expresadas en porcentajes de la potencia nominal y operando a velocidad nominal son:

Turbinas a vapor	1 - 3%
Máquinas diesel	25%
Turbina hidráulica	3%
Turbina a gas	5%

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 los 5 a 10 s.

i) Protección de mínima impedancia (21)

La protección de mínima impedancia es para eliminar las fallas que se produzcan en los lugares que no son cubiertos por las protecciones unitarias tales como la protección diferencial del transformador y generador, protección de barras, otras protecciones con tiempos de actuación bastante

reducidos o como protección de respaldo en caso de no actuación de cualquiera de estos.

Por ser protección de respaldo, el tiempo de actuación debe ser superior a la tercera zona de las protecciones de distancia o superior al tiempo de la protección de sobrecorriente del equipo que inmediatamente sigue a los grupos.

El alcance debe ser superior a la impedancia del transformador de potencia pero no debe cubrir la longitud de la línea siguiente.

Otra protección que tiene el mismo propósito es la protección de sobrecorriente controlado por tensión. El elemento de mínima tensión permite a esta protección detectar fallas bastante cercanas al grupo, no interfiriendo con fallas lejanas donde la tensión medida en el grupo no se reduce considerablemente.

3.2.3 Protección de transformadores de potencia

a) Protección diferencial (87)

El campo de actuación de la protección diferencial está limitado por los transformadores de corriente que alimentan a la protección.

A diferencia de la protección diferencial de los generadores, para el cálculo de ajustes de la protección diferencial de los transformadores de potencia debe tenerse en cuenta lo siguiente:

- Corriente de magnetización, que depende de la potencia del transformador, impedancia fuente, propiedades magnéticas del material del núcleo, la remanencia en el núcleo y el instante en que el transformador se energiza.

Las magnitudes de las corrientes de magnetización varían entre 5 a 10 veces la corriente nominal del transformador si este es energizado por el lado de alta tensión y entre 10 a 20 veces si es energizado por el lado de baja tensión.

- Grupo de conexión, para determinar la compensación de la fase. En las protecciones antiguas esto se hacía con transformadores auxiliares, en las protecciones modernas es parte de los ajustes.
- Relación de transformación del transformador de potencia y los transformadores de corriente, para determinar la compensación por amplitud. En las protecciones antiguas esto se hacía con transformadores auxiliares, en las protecciones modernas es parte de los ajustes.
- Los relés diferenciales deben disponer de filtros de segunda armónica para evitar la actuación en energizaciones del transformador.

En resumen, los ajustes de los relés diferenciales consta de dos partes. La primera que 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% para la corriente de operación y entre 40 a 50% de pendiente.

b) Protecciones de sobrecorriente de fase y tierra (51/ 51N)

Esta protección sirve de respaldo en el caso que la protección diferencial no actúe. En transformadores pequeños donde no tiene protección diferencial, la protección de sobrecorriente es básica. 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 la forma de la red, es por ello que no se puede dar una recomendación general en esta parte.

Protección de sobrecarga (49)

El transformador de potencia, es el equipo que tiene mayor probabilidad de trabajar sobrecargado debido al dinamismo de la red. Es por ello que debe tenerse especial cuidado desde el planeamiento de la red y en la operación misma de las redes.

La forma efectiva de cuidar el transformador ante cualquier evento de sobrecarga es la protección térmica o de imagen térmica que tiene dos niveles, la primera de alarma y la segunda de disparo de interruptores.

Al igual que en los generadores, los ajustes de estas protecciones vienen determinados por los fabricantes. Dependiendo del clima los ajustes de la relés térmicos que supervisan la temperatura oscila 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.

Protección masa-cuba (50 C)

Esta protección es sensible únicamente a fallas con contacto a tierra, por lo que requiere que la red este puesta a tierra.

Se usa como protección de respaldo del transformador contra fallas

internas de aislamiento entre bobinas y la cuba y contra el contorneo de los terminales a la cuba, fallas que no podrían ser detectadas en primera instancia por la protección Buchholz o diferencial.

El principio consiste en medir la corriente en un conductor que une la cuba del transformador con la tierra (no es la conexión neutro), normalmente esta corriente circulante es nula, pero cuando la cuba del transformador se ve afectada por una falla, la corriente circulará hacia tierra a través del mencionado conductor.

El ajuste recomendado para el elemento de corriente varia entre 150 % a 200 % de la corriente del transformador de corriente y el tiempo debe ser lo más bajo posible.

En muchos países no se usa esta protección debido a que perturbaciones menores como la falla a tierra del motor de ventiladores puede motivar la salida de servicio el transformador por actuación de esta protección.

e) Protección de sobretensión (59)

Las sobretensiones permanentes se producen por pérdidas súbitas de carga o líneas largas en vacío. Si el transformador esta operando cerca al codo de saturación, un leve incremento de tensión puede ocasionar corrientes de excitación grandes y la excesiva densidad de flujo con el consiguiente daño del transformador.

Los ajustes recomendados varían entre 115 a 120% de la tensión nominal y aun tiempo de 2 a 5 s.

3.3 Ajuste final de las protecciones de la central hidroeléctrica

El plano CH1 Anexo 5, muestra el diagrama unifilar del sistema de protecciones de los grupos. La Fig. CH2 Anexo 3, muestra las curvas de coordinación de las protecciones de sobrecorriente de fases.

La Fig. CH3 Anexo 3, muestra las curvas de coordinación de las protecciones de sobrecorriente a tierra. El Cuadro N° CH1 Anexo 1, muestra los datos técnicos y ajustes de los relés.

De modo similar se muestra el diagrama unifilar de protecciones de la S.E. Santuario, plano ST1 Anexo 5, a cuya barra inyecta energía la central. Las curvas de coordinación de protecciones de sobrecorriente se muestran en las Figs. ST8 y ST9 del Anexo 3.

Las notas de cálculo de todas las protecciones propias de los generadores y transformadores de potencia, provienen del fabricante, los que se han revisado. Se ha comparado los ajustes verificados en campo con los de la revisión y no hay variación importante.

Esto se entiende debido a que los ajustes de estas protecciones dependen únicamente de las características de las máquinas que no han variado, denominándose también protección unitaria.

Los ajustes de las protecciones de sobrecorriente fueron revisados, porque estos dependen de:

- Los niveles de corrientes de cortocircuito que a su vez depende de,
- La configuración del sistema eléctrico.

Protección de sobrecorriente de fases

Para la coordinación de las protecciones de sobrecorriente se ha tomado como referencia los ajustes de los relés ubicados en las salidas de los transformadores de potencia que ha sido verificado su selectividad con las protecciones de líneas , ver Fig. ST8 Anexo 3.

En la Fig. CH2 Anexo 3, se observa que de ocurrir una falla entre fases en la barra de santuario de 138 kV, primero actuará la protección diferencial de barras, si la falla no es despejada en esta etapa, actuarán las protecciones de sobrecorriente de los transformadores de potencia. Finalmente actuarán las protecciones de los grupos.

Protección de sobrecorriente de tierra

Por la conexión estrella/triángulo de los transformadores de potencia principales y de servicios auxiliares, la operación de las protecciones de sobrecorriente a tierra de los grupos es independiente y no es necesaria la selectividad con las protecciones de los transformadores.

CONCLUSIONES

Debido a que los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), tienen en su configuración un aspecto dinámico, en algunos casos se agrega mas componentes por ingreso al sistema de nuevas instalaciones como son líneas de transmisión, centrales eléctricas y subestaciones. En otros se retira componentes por averías temporales o por obsolescencia. Este hecho hace *necesario revisar y evaluar periódicamente los ajustes de los relés de protección de las instalaciones afectadas por este cambio.*

Las estadísticas muestran que el funcionamiento correcto de los sistemas de protección se encuentran cercanos al 95 %. El despeje de una falla sobre el sistema se considera correcto solo si el número de interruptores abierto es el mínimo necesario. El funcionamiento incorrecto se deben a múltiples causas, tales como: relés en malas condiciones, defectos en los arrollamientos secundarios de los transformadores de medida, conexiones incorrectas, ajustes incorrectos, ambientes contaminantes, *elevadas temperaturas, etc.*

Este porcentaje, si bien es elevado, puede no ser suficiente, sobre todo si se tiene en cuenta que una mala actuación de este sistema puede acarrear consecuencias graves, ya sea para las propias instalaciones o para el usuario.

Puesto que los relés pueden estar sin operar durante largos períodos

de tiempo, la única forma de detectar una falla oculta es realizar ensayos periódicos de mantenimiento. La idea principal de estos ensayos es la de aplicar al relé las mismas tensiones e intensidades, con sus respectivos ángulos de fase, que aparecerían en caso de alguna falla, y observar su funcionamiento. Estas condiciones no solo incluyen situaciones de falla *dentro de la zona de operación del relé, sino también aquellas situaciones de fallas producidas fuera de su zona de operación.*

Una tarea global debe incluir también el ensayo de los circuitos de disparo de los interruptores (ocasionando la apertura de los interruptores, simulando fallas con el equipo de ensayos), el estado de las baterías, la revisión de los transformadores de corriente y tensión y de los cableados respectivos.

Es conveniente contar con la documentación de la protección a ensayar y de la forma en que este ensayo debe realizarse.

Esta documentación y los protocolos de ensayo, deben ser elaborados previamente a cualquier trabajo de campo, de modo que

- *sirva de guía al procedimiento del ensayo*
- *se minimice la posibilidad de dejar funciones de la protección sin ensayar*
- *se reduzcan al máximo los tiempos de trabajo de los ingenieros en campo. Lo que incide en una mejora de la fiabilidad del sistema, al evitarse que el mismo funcione con su sistema de protección degradado por largos períodos de tiempo.*

El proceso de ensayo de las protecciones, para ser óptimo debe combinar trabajo de gabinete (elaboración de los protocolos y programas de

ensayo) con el trabajo en campo propiamente dicho.

Como fruto de la experiencia en esta disciplina debemos indicar que los protocolos necesariamente debe contener la siguiente información:

- **Identificación:** Expresa la función de la protección, fabricante, modelo, número de serie de fabricación y denominación funcional.
- **Ubicación:** Instalación donde está ubicado el relé y equipo que protege.
- **Rango y datos de ajuste:** Se relacionarán los rangos y pasos de ajuste, ajuste de cada control y relaciones de los transformadores de tensión e intensidad asociados.
- **Prueba:** Esta es la parte principal del protocolo ya que aquí se expresa cada una de las pruebas de las diferentes unidades, anotando el valor teórico especificado por el fabricante y el obtenido en el ensayo. Según la función de la protección considerada, se puede complementar con un diagrama en el que queda expresada la curva teórica de operación y los puntos obtenidos; o bien directamente la curva obtenida tras el ensayo.

Su aplicación más típica es en las protecciones de distancia.

- **Resultado final y observaciones:** Se trata de indicar el resultado de la prueba, con una expresión del juicio global que le merece al probador. Además, este campo permite indicar cualquier incidencia acaecida durante el ensayo o recomendación complementaria.

ANEXOS

ANEXO N° 1
CUADROS DE DATOS DE RELÉS, DE
C.H. CHARCANI V Y S.E.
SANTUARIO.

SUBESTACION: C.H. CHARCANI V

No	COD. RELE	UBICACION DEL RELE	EQUIPO PROTEGIDO		TRANSFORMADORES DE MEDIDA						DATOS DEL RELE							No			
					TRANSF. DE CORRIENTE			TRANSF. DE TENSION			MARCA	TIPO	N° SERIE	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO ANSI	VALOR NOMINAL				
					In (A)	Ip/Is (A)	VA	C.P.	Vp/Vs (kV)	VA							C.P.		In	Vn	Vn
TABLERO	NOMBRE	CODIGO	In (A)	Ip/Is (A)	VA	C.P.	Vp/Vs (kV)	VA	C.P.												
1	CH01	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7	3000/1 3000/1	40 15	5P20 5P20				ALSTHOM	DMR-TMAD	40832342	DIFERENCIAL	RST	87	1			1
2	CH02	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7							ALSTHOM	DMR-TMTPA + 3 TMTP12	33830794 37839466 37839463 37839462	TERMICO						2
3	CH03	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7							ALSTHOM	DMR-TMRA +CZI TLR8 a E	24828380 39831581	PROTECCION CONTRA LOS DEFECTOS MASA ROTOR						3
4	CH04	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7	3000/1	15	5P20				ALSTHOM	DMR-TMAIS	38830529	PROTECCION CONTRA DESEQUILIBRIOS DE CORRIENTE	RST	46	1			4
5	CH05	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7	3000/1	15	5P20				ALSTHOM	DMR-TMA 311	35838318	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	51	1			5
6	CH06	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7	3000/1	15	5P20	13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMW R4	29835795	DIRECCIONAL DE POTENCIA	RST	32	1	100		6
7	CH07	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7	3000/1	15	5P20	13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMZR	37839744	MINIMA IMPEDANCIA	RST	21	1	100/√3		7
8	CH08	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7	3000/1	15	5P20	13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMZG	37839559	PERDIDA DE EXCITACION	RST	40	1	100		8
9	CH09	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7				13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMV 310	35838345	SOBRETENSION ENTRE FASES	RST	59			100- 125	9
10	CH10	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7				13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMV 311	35838304	SOBRETENSION ENTRE FASE Y TIERRA	RST	59				10
11	CH11	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7	5/5	15	1				ALSTHOM	DMR-TMAH	35838223	MASA ESTATOR		51N	5			11
12	TA12	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7				13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMV 311 TLR 6aE	35838306 39831580	FUSION - FUSIBLE	RST	27				12
13	TA13	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7				13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMV 311m	35838300	MINIMATENSION	RST	27				13

SUBESTACION: C.H. CHARCANI V

1 de 2

No	COD. RELE	UBICACION DEL RELE TABLERO	EQUIPO PROTEGIDO NOMBRE CODIGO ln (A)			TRANSFORMADORES DE MEDIDA						DATOS DEL RELE									No
						TRANSF. DE CORRIENTE			TRANSF. DE TENSION			MARCA	TIPO	Nº SERIE	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO ANSI	VALOR NOMINAL			
						Ip/Is (A)	VA	C.P.	Vp/Vs (kV)	VA	C.P.							ln	Vn	D.C.	
14	CH14	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7				13.8/√30.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	TMFB1R TLR6aE	34838220 39831541	FRECUENCIA	RST	81			28-130	14
15	TA15	01GTA301AR	GENERADOR N°1, 57MVA, 13.8KV	G1	2384.7				13.8/√30.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMVH	33837977	SOBRETENSION HOMOPOLAR	N	59N		100		15
16	TA16	01GTA301AR	TRANSFORMADOR - GENERADOR N°1 57MVA	G1 T1	2384.7	3000/1 3000/1 300/1	15 15 30	5P20 5P20 5P20				ALSTHOM	DMR-3 TTAd 3 TMADT	TTAD: 37839888 33837737 33837738 TMADT 38830035 38830032 38830036	DIFERENCIAL	RST	87	0.005	100	100	16
17	TA17	01GTA301AR	TRANSFORMADOR POTENCIA N°1	T1	2384.7	50-200/1	10	0.3				ALSTHOM	DMR-TMA 111	35838323	PROTECCION MASA - CUBA	N	51N	1			17
18	TA18	01GTA301AR	TRANSFORMADOR AUXILIAR DEL GRUPO N°1	01GTA	2384.7	200/1	10	10P10				ALSTHOM	DMR-TMAS 211-2 f	35838230	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RT	51	5			18
19	TA19	01GTA301AR	TRANSFORMADOR AUXILIAR DEL GRUPO N°1	01GTA	2384.7	50/5	15	10P20				ALSTHOM	DMR-TMA 111	35838309	SOBRECORRIENTE A TIERRA	N	51N	5			19
20	TA20	01GTA301AR	TRANSFORMADOR AUXILIAR DEL GRUPO N°1	01GTA	2384.7	50/5	15	10P20				ALSTHOM	DMR-TMAS 101-1 f	35838238	SOBRECORRIENTE A TIERRA	N	51N	5			20
21	TA21	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7	3000/1 3000/1	50 15	5P20 5P20				ALSTHOM	DMR-TMAD	40832340	DIFERENCIAL	RST	87	1			21
22	TA22	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7							ALSTHOM	DMR- TMTPA + 3 TMT12	33830800 37839464 37839460 37839465	TERMICO						22
23	TA23	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7							ALSTHOM	DMR-TMRA +CZ TLR6 a E	24828388 39831577	PROTECCION CONTRA LOS DEFECTOS MASA ROTOR						23
24	CH24	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7	3000/1	15	5P20				ALSTHOM	DMR-TMAIS	38830528	PROTECCION CONTRA DESEQUILIBRIOS DE CORRIENTE	RST	46	1			24
25	CH25	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7	3000/1	15	5P20				ALSTHOM	DMR-TMA 311	35838315	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	51	1			25

SUBESTACION: C.H. CHARCANI V

No	COD. RELE	UBICACION DEL RELE	EQUIPO PROTEGIDO									DATOS DEL RELE											No
			TRANSF. DE CORRIENTE			TRANSF. DE TENSION			MARCA	TIPO	N° SERIE	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO ANSI	VALOR NOMINAL								
															A.C.	D.C.							
			IN (A)	IP/IS (A)	VA	C.P.	Vp/Vs (kV)	VA	C.P.	ANSI	In	Vn	Vn										
TABLERO	NOMBRE	CODIGO	In (A)	Ip/Is (A)	VA	C.P.	Vp/Vs (kV)	VA	C.P.	MARCA	TIPO	N° SERIE	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO ANSI	In	Vn	Vn					
26	CH28	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7	3000/1	15	5P20	13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMW R4	25834334	DIRECCIONAL DE POTENCIA	RST	32	1	100		26		
27	CH27	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7	3000/1	15	5P20	13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMZR	37839742	MINIMA IMPEDANCIA	RST	21	1	100/√3		27		
28	CH28	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7	3000/1	15	5P20	13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMZG	37839557	PERDIDA DE EXCITACION	RST	40	1	100		28		
29	CH29	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7				13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMV 310	35838344	SOBRETENSION ENTRE FASES	RST	59			100-125	29		
30	CH30	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7				13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMV 311	35838301	SOBRETENSION ENTRE FASE Y TIERRA	RST	59				30		
31	CH31	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7	5/5	15	1				ALSTHOM	DMR-TMAH	35838224	MASA ESTATOR		51N	5			31		
32	TA32	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7				13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMV 311 TLR 6aE	35838319 39831576	FUSION - FUSIBLE	RST	27				32		
33	TA33	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7				13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMV 311m	35838296	MINIMA TENSION	RST	27				33		
34	CH34	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7				13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	TMFB1R TLR6aE	34838218 39831549	FRECUENCIA	RST	81			28-130	34		
35	TA35	02GTA301AR	GENERADOR N°2, 57MVA, 13.8KV	G2	2384.7				13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMVH	33837973	SOBRETENSION HOMOPOLAR	N	59N		100		35		
36	TA36	02GTA301AR	TRANSFORMADOR - GENERADOR N°2 57MVA	G2 T2	2384.7	3000/1 300/1	15 30	5P20 5P20				ALSTHOM	DMR-2 TTAd 3 TMADT	TTAD: 37839889 33837749 TMADT 38830038 38830033 38830039	DIFERENCIAL	RST	87	0.005	100	100	36		
37	TA37	02GTA301AR	TRANSFORMADOR POTENCIA N°2	T2	2384.7	50-200/1	10	0.3				ALSTHOM	DMR-TMA 111	14839618	PROTECCION MASA - CUBA	N	51N	1			37		
38	TA38	02GTA301AR	TRANSFORMADOR AUXILIAR DEL GRUPO N°2	02GTA	2384.7	200/1	10	10P10				ALSTHOM	DMR-TMAS 211-2 f	35838228	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RT	51	5			38		

SUBESTACION: C.H. CHARCANI V

1 de 2

No	COD. RELE	UBICACION DEL RELE	EQUIPO PROTEGIDO									DATOS DEL RELE											No
			TRANSF. DE CORRIENTE			TRANSF. DE TENSION						MARCA	TIPO	N° SERIE	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO ANSI	VALOR NOMINAL					
																		A.C.	D.C.				
			TABLERO	NOMBRE	CODIGO	In (A)	Ip/Is (A)	VA	C.P.	Vp/Vs (kV)	VA	C.P.	In	Vn	Vn								
39	TA39	02GTA301AR	TRANSFORMADOR AUXILIAR DEL GRUPO N°2	02GTA	2384.7	50/5	15	10P20				ALSTHOM	DMR-TMA 111	19831784	SOBRECORRIENTE A TIERRA	N	51N	5			39		
40	TA40	02GTA301AR	TRANSFORMADOR AUXILIAR DEL GRUPO N°2	02GTA	2384.7	50/5	15	10P20				ALSTHOM	DMR-TMAS 101-1-f	35838233	SOBRECORRIENTE A TIERRA	N	51N	5			40		
41	TA41	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7	3000/1 3000/1	50 15	5P20 5P20				ALSTHOM	DMR-TMAD	40832341	DIFERENCIAL	RST	87	1			41		
42	TA42	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7							ALSTHOM	DMR-TMTPA + 3 TMTP12	38830799 37839458 37839467 37839459	TERMICO						42		
43	TA43	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7							ALSTHOM	DMR-TMRA +CZI TLR6 a E	24828383 39831582	PROTECCION CONTRA LOS DEFECTOS MASA ROTOR						43		
44	CH44	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7	3000/1	15	5P20				ALSTHOM	DMR-TMAIS	38830530	PROTECCION CONTRA DESEQUILIBRIOS DE CORRIENTE	RST	46	1			44		
45	CH45	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7	3000/1	15	5P20				ALSTHOM	DMR-TMA 311	35838316	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	51	1			45		
46	CH46	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7	3000/1	15	5P20	13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMW R4	25834336	DIRECCIONAL DE POTENCIA	RST	32	1	100		48		
47	CH47	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7	3000/1	15	5P20	13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMZR	37839741	MINIMA IMPEDANCIA	RST	21	1	100/√3		47		
48	CH48	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7	3000/1	15	5P20	13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMZG	37839558	PERDIDA DE EXCITACION	RST	40	1	100		48		
49	CH49	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7				13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMV 310	55838342	SOBRETENSION ENTRE FASES	RST	59			100-125	49		
50	CH50	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7				13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMV 311	35838303	SOBRETENSION ENTRE FASE Y TIERRA	RST	59				50		
51	CH51	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7	5/5	15	1				ALSTHOM	DMR-TMAH	35838222	MASA ESTATOR		51N	5			51		
52	TA62	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7				13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMV 311 TLR 6aE	35838320 39831579	FUSION - FUSIBLE	RST	27				52		

SUBESTACION: C.H. CHARCANI V

No	COD. RELE	UBICACION DEL RELE	EQUIPO PROTEGIDO									DATOS DEL RELE										No		
			TRANSFORMADORES DE MEDIDA				MARCA	TIPO	N° SERIE	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO ANSI	VALOR NOMINAL											
													TRANSF. DE CORRIENTE		TRANSF. DE TENSION		A.C.	D.C.						
			TABLERO	NOMBRE	CODIGO	In (A)	Ip/Is (A)	VA	C.P.	Vp/Vs (kV)	VA	C.P.	In	Vn	Vp									
53	TA53	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7							13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMV 311m	35838297	MINIMATENSION	RST	27				53
54	CH54	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7							13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	TMBF1R TLR6aE	34838221 39831542	FRECUENCIA	RST	81			28-130	54
55	TA55	03GTA301AR	GENERADOR N°3, 57MVA, 13.8KV	G3	2384.7							13.8/√3/0.1/√3	50	0.5	ALSTHOM	DMR-TMVH	33837975	SOBRETENSION HOMOPOLAR	N	59N		100		55
56	TA56	03GTA301AR	TRANSFORMADOR - GENERADOR N°3 57MVA	G3 T3	2384.7	3000/1 3000/1 300/1	15 15 30	5P20 5P20 5P20							ALSTHOM	DMR-3 TTAd 3 TMADT	TTAD: 37839891 33837736 33837734 TMADT 38830031 38830037 38830040	DIFERENCIAL	RST	87	0.005	100	100	56
57	TA57	03GTA301AR	TRANSFORMADOR POTENCIA N°3	T3	2384.7	50-200/1	10	0.3							ALSTHOM	DMR-TMA 111	35838322	PROTECCION MASA - CUBA	N	51N	1			57
58	TA58	03GTA301AR	TRANSFORMADOR AUXILIAR DEL GRUPO N°3	03GTA	2384.7	200/1	10	10P10							ALSTHOM	DMR-TMAS 211-2 f	35838231	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RT	51	5			58
59	TA59	03GTA301AR	TRANSFORMADOR AUXILIAR DEL GRUPO N°3	03GTA	2384.7	50/5	15	10P20							ALSTHOM	DMR-TMA 111	35838314	SOBRECORRIENTE A TIERRA	N	51N	5			59
60	TA60	03GTA301AR	TRANSFORMADOR AUXILIAR DEL GRUPO N°3	03GTA	2384.7	50/5	15	10P20							ALSTHOM	DMR-TMAS 101-1 f		SOBRECORRIENTE A TIERRA	N	51N	5			60

SUBESTACION: C.H. CHARCANI V

RANGOS			AJUSTE ACTUAL	AJUSTE PROPUESTO	INTERRUPTORES QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SEÑAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	No DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
VARIABLE	VALOR	UMID.									
Porcentaje Insensib. R	2 - 5 - 10xdn	%	10	10	INT. G1	SI		D772 A	CH1	12/11/98	
	25 - 50 - 75xdn	%	50	50							
		Ω	70	70							
Umbral Alarma	0, ..., 180	°C	120	120	INT. G1	SI		D1032	CH1	12/11/98	
Umbral Disparo	0, ..., 180	°C	130	130							
Umbral t1	500 - 1000 - 2000 - 5000	Ω	2000	2000	INT. G1	SI		D1007	CH1	12/11/98	
	5 - 10 - 20 - 40	s	5	5							
	t2	0 - 10 - 20 - 30 - 40 - 50 - 60 - 70 - 80 - 90	min	20							
DISPARO IR K ALARMA xIR t	6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 12 - 14 - 16 - 18 - 20xdn	IN	9	9	INT. G1	SI		D1011	CH1	12/11/98	
	4 - 5 - 6 - 7 - 8 - 10 - 12 - 14 - 17 - 20	s	20	20							
	0.45 - 0.5 - 0.55 - 0.6 - 0.65 - 0.7 - 0.75 - 0.8 - 0.85 - 0.9	%	0.9	0.9							
	2.8 - 3.6 - 4.7 - 6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28	s	4.7	4.7							
I t	0.67 - 0.71 - 0.75 - 0.8 - 0.85 - 0.9 - 0.95 - 1 - 1.08 - 1.12	A	1	1	INT. G1	SI		D855	CH1	12/11/98	
	2.8 - 3.6 - 4.7 - 6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28	s	10	10							
α I t	-30° - +30°	°	0	0	INT. G1	SI		D1192	CH1	12/11/98	
	0.025 - 0.032 - 0.04 - 0.05 - 0.063 - 0.08 - 0.1 - 0.125	A	0.04	0.04							
	2.8 - 3.6 - 4.7 - 6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28	s	10	10							
Impedancia t	10-11.2-12.5 - 14 - 16 - 18 - 20 - 22.4 - 25 - 28	Ω	12.5	12.5	INT. G1	SI		D986	CH1	12/11/98	
	0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6	s	1.7	1.7							
Xm ∅ t	8 - 10 - 12.5 - 16 - 20 - 25 - 31.5 - 40	Ω	8	8	INT. G1	SI		D1009	CH1	12/11/98	
	40 - 50 - 62.5 - 80 - 100 - 125 - 160 - 200 - 250 - 315	Ω	100	100							
	0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6	s	1.7	1.7							
V1 V2	80 - 100 - 120 - 140	V	120	120	INT. G1	SI		D985	CH1	12/11/98	V = V1 + V2 Relé Instantáneo
	0 - 4 - 8 - 12 - 16	V	16	16							
V1 V2 t	40 - 50 - 60 - 70	V	60	60	INT. G1	SI		D985	CH1	12/11/98	V = V1 + V2
	0 - 2 - 4 - 6 - 8	V	8	8							
	1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6 - 8 - 10 - 13	s	6	6							
□ t	0.25-0.32-0.40-0.50-0.63-0.8-1.00-1.26-1.6-2.0	A	0.63	0.63	INT. G1	SI		D1005	CH1	12/11/98	
	0.28 - 0.36 - 0.47 - 0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8	s	0.8	1							
V1 V2 t1 t2	20 - 25 - 30 - 35	V	30	30	INT. G1	SI		D985	CH1	12/11/98	ACCIÓN 1 : ALARMA V = V1 + V2 ACCIÓN 1 : DISPARO
	0 - 1 - 2 - 3 - 4	V	0	0							
	0.28 - 0.36 - 0.47 - 0.68 - 0.86 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8	s	1	1							
	0 - 90 (10)	min	20	20							
V1 V2 t	60 - 75 - 90 - 105	V	90	90	INT. G1	SI		D985	CH1	12/11/98	V = V1 + V2
	0 - 3 - 6 - 9 - 12	V	0	0							
	0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6	s	1	1							

SUBESTACION: C.H. CHARCANI V

RANGOS			AJUSTE ACTUAL	AJUSTE PROPUESTO	INTERRUPTORES QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SEÑAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	No DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
VARIABLE	VALOR	UNID.									
Hz t	62.5 - 65.0 0 - 99 (1)	Hz s	63 5	63 5	INT. G1	SI			CH1	12/11/98	
%U _N /√3 t	5 - 6.8 - 8 - 10 - 12.5 - 16 - 20 - 25 - 32 - 40 0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6	% s	16 1.3	16 1.3	INT. G1	SI		D1024	CH1	12/11/98	
Porcentaje Insensib.	15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 80	% %	30 50	30 50	INT. G1	SI		D558	CH1	12/11/98	3TTAD 1: LADO 138KV DEL TRANSF. POTENCIA T.C.aux.=346/1, TOMA=0.78 2: LADO DEL ALTERNADOR T.C.aux.=200/1, TOMA=0.80 3: LADO DERIVACIÓN T.C.aux.=200/1, TOMA=0.80
Insensib. t	0.5 - 0.63 - 0.8 - 1 - 1.25 - 1.6 - 2 - 2.5 - 3.15 - 4 0.13-0.17-0.22-0.28-0.36-0.47-0.6-0.8-1.00-1.30	A s	2 0.22	2 0.22	INT. G1	SI		D855	CH1	12/11/98	
α I _R xI _R	0.1 - 1.1 (Continuo) 32-40-50-63-80-100-125-160-200-250 4 - 5 - 6,3 - 8 - 10 - 12,5 - 16 - 20 - ∞	 mA	1.05 40 16	1.05 40 16	INT. G1	SI		D997	CH1	12/11/98	CURVA: EXTREMADAMENTE MUY INVERSO
I t	1 - 1.25 - 1.6 - 2 - 2.5 - 3.15 - 4 - 5 - 6.3 - 8 6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28 - 36 - 47 - 60	A s	2 60	2 60	INT. G1	SI		D997	CH1	12/11/98	Alarma
I _R α	2 - 2.5 - 3.15 - 4 - 5 - 6.3 - 8 - 10 - 12.5 - 16 0.1 - 1.1 (Continuo)	A %	16 1	16 1	INT. G1	SI		D997	CH1	12/11/98	
Porcentaje Insensib. R	2 - 5 - 10xln 25 - 50 - 75xln	% % Ω	10 50 70	10 50 70	INT. G2	SI		D772 A	CH1	12/11/98	
Umbral Alarma Umbral Disparo	0, ..., 180 0, ..., 180	°C °C	120 130	120 130	INT. G2	SI		D1032	CH1	12/11/98	
Umbral t1 t2	500 - 1000 - 2000 - 5000 5 - 10 - 20 - 40 0 - 10 - 20 - 30 - 40 - 50 - 60 - 70 - 80 - 90	Ω s min	2000 5 20	2000 5 20	INT. G2	SI		D1007	CH1	12/11/98	
DISPARO I _R K ALARMA xI _R t	6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 12 - 14 - 16 - 18 - 20xln 4 - 5 - 6 - 7 - 8 - 10 - 12 - 14 - 17 - 20 0.45 - 0.5 - 0.55 - 0.6 - 0.65 - 0.7 - 0.75 - 0.8 - 0.85 - 0.9 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28	I _N s %	9 20 0.9 4.7	9 20 0.9 4.7	INT. G2	SI		D1011	CH1	12/11/98	
I t	0.67 - 0.71 - 0.75 - 0.8 - 0.85 - 0.9 - 0.95 - 1 - 1.06 - 1.12 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28	A s	1 10	1 10	INT. G2	SI		D855	CH1	12/11/98	

SUBSTACION: C.H. CHARCANI V

RANGOS			AJUSTE ACTUAL	AJUSTE PROPUESTO	INTERRUPTORES QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SEÑAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	No DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
VARIABLE	VALOR	UNID.									
α	-30° - +30°	°	0	0	INT. G2	SI		D1192	CH1	12/11/98	
I	0.025 - 0.032 - 0.04 - 0.05 - 0.063 - 0.08 - 0.1 - 0.125	A	0.04	0.04							
t	2.8 - 3.6 - 4.7 - 6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28	s	10	10							
Impedancia	10-11.2-12.5 - 14 - 16 - 18 - 20 - 22.4 - 25 - 28	Ω	12.5	12.5	INT. G2	SI		D986	CH1	12/11/98	
t	0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6	s	1.7	1.7							
X_m	8 - 10 - 12.5 - 16 - 20 - 25 - 31.5 - 40	Ω	8	8	INT. G2	SI		D1009	CH1	12/11/98	
\varnothing	40 - 50 - 62.5 - 80 - 100 - 125 - 180 - 200 - 250 - 315	Ω	100	100							
t	0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.8 - 4.7 - 8	s	1.7	1.7							
V1	80 - 100 - 120 - 140	V	120	120	INT. G2	SI		D985	CH1	12/11/98	V = V1 + V2
V2	0 - 4 - 8 - 12 - 16	V	18	16							Relé Instantáneo
V1	40 - 50 - 60 - 70	V	60	60	INT. G2	SI		D985	CH1	12/11/98	V = V1 + V2
V2	0 - 2 - 4 - 8 - 8	V	8	8							
t	1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6 - 8 - 10 - 13	s	6	8							
I	0.25-0.32-0.40-0.50-0.63-0.8-1.00-1.26-1.6-2.0	A	0.63	0.63	INT. G2	SI		D1005	CH1	12/11/98	
t	0.28 - 0.36 - 0.47 - 0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8	s	1	1							
V1	20 - 25 - 30 - 35	V	30	30	INT. G2	SI		D985	CH1	12/11/98	ACCIÓN 1 : ALARMA V = V1 + V2
V2	0 - 1 - 2 - 3 - 4	V	0	0							ACCIÓN 1 : DISPARO
$t1$	0.28 - 0.36 - 0.47 - 0.63 - 0.86 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8	s	1	1							
$t2$	0 - 90 (10)	min	20	20							
V1	60 - 75 - 90 - 105	V	90	90	INT. G2	SI		D985	CH1	12/11/98	V = V1 + V2
V2	0 - 3 - 6 - 9 - 12	V	0	0							
t	0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6	s	1	1							
Hz	62.5 - 65.0	Hz	63	63	INT. G2	SI			CH1	12/11/98	
t	0 - 99 (1)	s	5	5							
%U _N /√3	5 - 6.8 - 8 - 10 - 12.5 - 16 - 20 - 25 - 32 - 40	%	16	16	INT. G2	SI		D1024	CH1	12/11/98	
t	0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.8 - 4.7 - 8	s	1.3	1.3							
Porcentaje	15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50	%	30	30	INT. G2	SI		D558	CH1	12/11/98	2TTAD
Insensib.	15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 80	%	50	50							1: LADO 138KV DEL TRANSF. POTENCIA T.C.aux.=346/1, TOMA=0.78 2: LADO DEL ALTERNADOR T.C.aux.=200/1, TOMA=0.80
Insensib.	0.5 - 0.63 - 0.8 - 1 - 1.25 - 1.8 - 2 - 2.5 - 3.15 - 4	A	2	2	INT. G2	SI		D855	CH1	12/11/98	
t	0.13-0.17-0.22-0.28-0.36-0.47-0.6-0.8-1.00-1.30	s	0.22	0.22							
α	0.1 - 1.1 (Continuo)		1.05	1.05	INT. G2	SI		D997	CH1	12/11/98	CURVA: EXTREMADAMENTE MUY INVERSO
I_R	32-40-50-63-80-100-125-160-200-250	mA	40	40							
x_{IR}	4 - 5 - 6.3 - 8 - 10 - 12.5 - 16 - 20 - ∞		16	16							

SUBSTACION: C.H. CHARCANI V

RANGOS			AJUSTE ACTUAL	AJUSTE PROPUESTO	INTERRUPTORES QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SEÑAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	Nº DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
VARIABLE	VALOR	UNID.									
I α	1 - 1.25 - 1.6 - 2 - 2.5 - 3.15 - 4 - 5 - 6.3 - 8 8 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28 - 36 - 47 - 60	A s	2 60	2 60	INT. G2	Sj		D997	CH1	12/11/98	Alarma
IR α	2 - 2.5 - 3.15 - 4 - 5 - 6.3 - 8 - 10 - 12.5 - 16 0.1 - 1.1 (Continuo)	A	16 1	16 1	INT. G2	Sj		D997	CH1	12/11/98	
Porcentaje Insensib. R	2 - 5 - 10xln 25 - 50 - 75xln	% % Ω	10 50 70	10 50 70	INT. G3	Sj		D772 A	CH1	12/11/98	
Umbral Alarma Umbral Disparo	0, ..., 180 0, ..., 180	°C °C	120 130	120 130	INT. G3	Sj		D1032	CH1	12/11/98	
Umbral t1 t2	500 - 1000 - 2000 - 5000 5 - 10 - 20 - 40 0 - 10 - 20 - 30 - 40 - 50 - 60 - 70 - 80 - 90	Ω s min	2000 5 20	2000 5 20	INT. G3	Sj		D1007	CH1	12/11/98	
DISPARO IR K ALARMA kIR t	6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 12 - 14 - 16 - 18 - 20xln 4 - 5 - 6 - 7 - 8 - 10 - 12 - 14 - 17 - 20 0.45 - 0.5 - 0.55 - 0.6 - 0.65 - 0.7 - 0.75 - 0.8 - 0.85 - 0.9 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28	ln s %	9 20 0.9 4.7	9 20 0.9 4.7	INT. G3	Sj		D1011	CH1	12/11/98	
I t	0.67 - 0.71 - 0.75 - 0.8 - 0.85 - 0.9 - 0.95 - 1 - 1.08 - 1.12 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28	A s	1 10	1 10	INT. G3	Sj		D855	CH1	12/11/98	
α I t	-30° - +30° 0.025 - 0.032 - 0.04 - 0.05 - 0.063 - 0.08 - 0.1 - 0.125 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28	° A s	0 0.04 10	0 0.04 10	INT. G3	Sj		D1192	CH1	12/11/98	
Impedancia t	10 - 11.2 - 12.5 - 14 - 16 - 18 - 20 - 22.4 - 25 - 28 0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6	Ω s	12.5 1.7	12.5 1.7	INT. G3	Sj		D986	CH1	12/11/98	
Xm ε t	8 - 10 - 12.5 - 16 - 20 - 25 - 31.5 - 40 40 - 50 - 62.5 - 80 - 100 - 125 - 160 - 200 - 250 - 315 0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6	Ω Ω s	8 100 1.7	8 100 1.7	INT. G3	Sj		D1009	CH1	12/11/98	
V1 V2	80 - 100 - 120 - 140 0 - 4 - 8 - 12 - 16	V V	120 16	120 16	INT. G3	Sj		D985	CH1	12/11/98	V = V1 + V2 Relé Instantáneo
V1 V2 t	40 - 50 - 60 - 70 0 - 2 - 4 - 6 - 8 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6 - 8 - 10 - 13	V V s	60 8 6	60 8 6	INT. G3	Sj		D985	CH1	12/11/98	V = V1 + V2
I t	0.25 - 0.32 - 0.40 - 0.50 - 0.63 - 0.8 - 1.00 - 1.26 - 1.6 - 2.0 0.28 - 0.36 - 0.47 - 0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8	A s	0.63 1	0.63 1	INT. G3	Sj		D1005	CH1	12/11/98	
V1 V2 t1 t2	20 - 25 - 30 - 35 0 - 1 - 2 - 3 - 4 0.28 - 0.36 - 0.47 - 0.68 - 0.86 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 0 - 90 (10)	V V s min	30 0 1 20	30 0 1 20	INT. G3	Sj		D985	CH1	12/11/98	ACCIÓN 1 : ALARMA ACCIÓN 1 : DISPARO V = V1 + V2

SUBESTACION: C.H. CHARCANI V

RANGOS			AJUSTE ACTUAL	AJUSTE PROPUESTO	INTERRUPTORES QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SEÑAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	No DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
VARIABLE	VALOR	UNID.									
t2	0 - 90 (10)	min	20	20							
V1	60 - 75 - 90 - 105	V	90	90	INT. G3	SI		D985	CH1	12/11/98	V = V1 + V2
V2	0 - 3 - 6 - 9 - 12	V	0	0							
t	0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6	s	1	1							
Hz	62.5 - 65.0	Hz	63	63	INT. G3	SI			CH1	12/11/98	
t	0 - 99 (1)	s	5	5							
%U _N /√3	5 - 6.8 - 8 - 10 - 12.5 - 16 - 20 - 25 - 32 - 40	%	16	16	INT. G3	SI		D1024	CH1	12/11/98	
t	0.6 - 0.8 - 1 - 1.3 - 1 - 1.3 - 1.7 - 2.2 - 2.8 - 3.6 - 4.7 - 6	s	1.3	1.3							
Porcentaje	15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50	%	30	30	INT. G3	SI		D558	CH1	12/11/98	3TTAD
Insensib.	15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 80	%	50	50							1: LADO 138KV DEL TRANSF. POTENCIA T.C.aux=346/1, TOMA=0.78 2: LADO DEL ALTERNADOR T.C.aux=200/1, TOMA=0.80 3: LADO DERIVACIÓN T.C.aux=200/1, TOMA=0.80
Insensib.	0.5 - 0.63 - 0.8 - 1 - 1.25 - 1.6 - 2 - 2.5 - 3.15 - 4	A	2	2	INT. G3	SI		D855	CH1	12/11/98	
t	0.13-0.17-0.22-0.28-0.36-0.47-0.6-0.8-1.00-1.30	s	0.22	0.22							
α	0.1 - 1.1 (Continuo)		1.05	1.05	INT. G3	SI		D997	CH1	12/11/98	CURVA: EXTREMADAMENTE MUY INVERSO
I _R	32 - 250	mA	40	40							
x _R	4 - 20x _R α		16	16							
I	1 - 1.25 - 1.6 - 2 - 2.5 - 3.15 - 4 - 5 - 6.3 - 8	A	2	2	INT. G3	SI		D997	CH1	12/11/98	Alarma
α	6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28 - 36 - 47 - 60	s	60	60							
I _R	2 - 2.5 - 3.15 - 4 - 5 - 6.3 - 8 - 10 - 12.5 - 16	A	16	16	INT. G3	SI		D997	CH1	12/11/98	
α	0.1 - 1.1 (Continuo)		1	1							

SUBESTACION: SANTUARIO

No	COD. RELE	UBICACION DEL RELE TABLERO	EQUIPO PROTEGIDO NOMBRE CODIGO In (A)			TRANSFORMADORES DE MEDIDA						DATOS DEL RELE									
						TRANSF. DE CORRIENTE			TRANSF. DE TENSION			MARCA	TIPO	N° SERIE	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO ANSI	VALOR NOMINAL			
						Ip/Is (A)	VA	C.P.	Vp/Vs (kV)	VA	C.P.							A. C.	D.C.		
In	Vn	Vn																			
1	ST01	BASTIDOR SOCABAYA 01	L.T. SANTUARIO - SOCABAYA 138kV N°1	L-1011	240	300-600/1	60	5P20	138/√3/0.1/√3	200	0.5	ENERTEC SCHLUMBERGER	PD3A-6107	149170	DISTANCIA	RST	21	1	100/√3	125	
2	ST02	BASTIDOR SOCABAYA 01	L.T. SANTUARIO - SOCABAYA 138kV N°1	L-1011	240	300-600/1	60	5P20	138/√3/0.1/√3	200	0.5	ENERTEC SCHLUMBERGER	PSW-160 RSW110	151443 046488	DIRECCIONAL DE TIERRA	N	67N	1	100/√3	100/140	
3	ST03	BASTIDOR SOCABAYA 01	L.T. SANTUARIO - SOCABAYA 138kV N°1	L-1011	240	300-600/1	60	5P20				ENERTEC	RSAS 1630	135060	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES Y TIERRA	RS N	50/51, 50/51N	1			
4	ST04	BASTIDOR SOCABAYA 01	L.T. SANTUARIO - SOCABAYA 138kV N°1	L-1011	240				138/√3/0.1/√3	200	0.5	ENERTEC	RSV 3941 RSTB1000	160967	MINIMA TENSION		27		115	100/140	
5	ST05	BASTIDOR SOCABAYA 02	L.T. SANTUARIO - SOCABAYA 138kV N°2	L-1012	240	300-600/1	60	5P20	138/√3/0.1/√3	200	0.5	ENERTEC SCHLUMBERGER	PD3A-6107	149171	DISTANCIA	RST	21	1	100/√3	125	

SUBESTACION: SANTUARIO

No	RANGOS			AJUSTE ACTUAL	AJUSTE PROPUESTO	INTERRUPTORES QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SEÑAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	No DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
	VARIABLE	VALOR	UNID.									
1						INT. L-1011	SI		MS 26984.1	ST1	13/11/98	Ver Cuadro N° ST1
2	Unid. RMA 422.2					INT. L-1011	SI		ND2.6970-1B	ST1	13/11/98	
	la	In x C	A	0.3	0.3							
	In	1.0 - 0.5	A	0.5	0.5							
	C	0.6, 0.8, 1, 1.2	A	0.6	0.6							
	Unid. RT210											
	t	Dial tiempos x Factor C	s	1	1							
	Dial tiempos	0.5 - 10xC (Continuo)	s	2	2							
	Factor C	0.5		0.5	0.5							
	Unid. RSW-110											
	Po	$U \times I \times \cos(\varphi-45^\circ)$	VA	3.2	3.2							
	P	1, 2, 3, 4, 5		5	5							
	S	1, 2, 3, 4, 5		2	2							
	TM	0 - 15 (Continuo)	s	1	1							
3	Unid. De Fases					INT. L-1011	SI		IMS2.6324-38	ST1	13/11/98	
	IN	0.5 / 1	A	0.5	0.5							
	k	1 - 2 (Continuo)		1.2	1.2							
	lop	\log_N	A	0.8	0.6							
	TM	0.1 - 10 (Continuo)		0.3	0.3							
	Inst	4.0 - 20.0, (Continuo) ∞		∞	∞							
	Curva	QFI : 1210										
	Unid. De Tierra											
	IN	0.1 / 0.2 (Continuo)	A	0.1	OFF							
	k	1 - 2 (Continuo)		2								
	lop	\log_N	A	0.2								
	TM	0.1 - 10 (Continuo)		0.3								
	Inst	4.0 - 20 (Continuo), ∞		∞								
	Curva	QFI : 1210										
	Función	Inst. + Temp. / tiempo, Inst., Temporizado, Fuera de Servicio		Temporizado	Temporizado							
4	V	0.3 - 0.9x115 (Continuo)	V	80.5	69		SI		COGELEX	ST1	13/11/98	Ajuste = 0.6
	Unid. RTSB1000											
	T	1 - 10x0.5 (Continuo)	s	3	3							
5						INT. L-1012	SI		MS 26984.1	ST1	13/11/98	Ver Cuadro N° ST2

SUBESTACION: SANTUARIO

No	COD. RELE	UBICACION DEL RELE	EQUIPO PROTEGIDO									DATOS DEL RELE									
			TRANSFORMADORES DE MEDIDA			TRANSF. DE CORRIENTE			TRANSF. DE TENSION			MARCA	TIPO	N° SERIE	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO ANSI	VALOR NOMINAL			
																		A. C.		D. C.	
			TABLERO	NOMBRE	CODIGO	In (A)	Ip/Is (A)	VA	C.P.	Vp/Vs (kV)	VA	C.P.						In	Vn	Vn	
6	ST06	BASTIDOR SOCABAYA 02	L.T. SANTUARIO - SOCABAYA 138kV N°2	L-1012	240	300-600/1	60	5P20	138/√3/0.1/√3	200	0.5	ENERTEC SCHLUMBERGER	PSW-160 RSW110	151442 046489	DIRECCIONAL DE TIERRA	N	67N	1	100/√3	100/140	
7	ST07	BASTIDOR SOCABAYA 02	L.T. SANTUARIO - SOCABAYA 138kV N°2	L-1012	240	300-600/1	60	5P20				ENERTEC	RSAS 1630	135057	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES Y TIERRA	RS N	50/51, 50/51N	1			
8	ST08	BASTIDOR SOCABAYA 01	L.T. SANTUARIO - SOCABAYA 138kV N°	L-101	240				138/√3/0.1/√3	200	0.5	ENERTEC	RSV 3941 RSTB1000	160968	MINIMA TENSION		27		115	100/140	
9	ST09	TABLERO TINTAYA	L.T. SANTUARIO-TINTAYA 138 K	L-1008	445	300-600/1	40	5P20	138/√3/0.1/√3	50	3P	ABB	REL 511	M 9551225	DISTANCIA	RST	21	1	100/√3	110/125	
10	ST10	TABLERO TINTAYA	L.T. SANTUARIO-TINTAYA 138 K	L-1008	445	300-600/1	40	5P20				ABB	IKC-913		DIRRECCIONAL ENTRE FASES	RST	50/51	1	100	110	
11	ST11	TABLERO TINTAYA	L.T. SANTUARIO-TINTAYA 138 K	L-1008	445	300-600/1	40	5P20	138/√3/0.1/√3	50	3P	BBC	RMX911		DIRRECCIONAL DE FALLA A TIERRA	N	67N1		100	36-312	
12	ST12	TABLERO TINTAYA	L.T. SANTUARIO-TINTAYA 138 K	L-1008	445	300-600/1	40	5P20				BBC	IKC-911		SOBRECORRIENTE A TIERRA	N	67N2	1			

SUBSTACION: SANTUARIO

No	RANGOS			AJUSTE ACTUAL	AJUSTE PROPUESTO	INTERRUPTORES QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SEÑAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	No DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
	VARIABLE	VALOR	UNID.									
6	Unid. RMA 422.2					INT. L-1012	SI		ND2.6970-1B	ST1	13/11/98	
	la	In x C	A	0.3	0.3							
	In	1.0 - 0.5	A	0.5	0.5							
	C	0.6, 0.8, 1, 1.2	A	0.6	0.6							
	Unid. RT210											
	t	Dial tiempos x Factor C	s	1	1							
	Dial tiempos	0.5 - 10xC (Continuo)	s	2	2							
	Factor C	0.5		0.5	0.5							
	Unid. RSW-110											
	Po	$U \times I \times \cos(\varphi-45^\circ)$	VA	3.2	3.2							
P	1, 2, 3, 4, 5		5	5								
S	1, 2, 3, 4, 5		2	2								
TM	0 - 15 (Continuo)	s	1	1								
7	Unid. De Fases					INT. L-1012	SI		IMS2.6324-38	ST1	13/11/98	
	IN	0.5 / 1	A	0.5	0.5							
	k	1 - 2 (Continuo)		1.2	1.2							
	lop	lod_N	A	0.6	0.6							
	TM	0.1 - 10 (Continuo)		0.3	0.3							
	linst	4.0 - 20.0, (Continuo) ∞		∞	∞							
	Curva	QFI : 1210										
	Unid. De Tierra											
	IN	0.1 / 0.2 (Continuo)	A	0.1	OFF							
	k	1 - 2 (Continuo)		2								
	lop	lod_N	A	0.2								
	TM	0.1 - 10 (Continuo)		0.3								
	linst	4.0 - 20 (Continuo), ∞		∞								
	Curva	QFI : 1210										
	Función	Inst. + Temp. / tiempo, Inst., Temporizado, Fuera de Servicio		Temporizado	Temporizado							
8	V	0.3 - 0.9x115 (Continuo)	V	80.5	69		SI		COGELEX	ST1	13/11/98	Ajuste = 0.6
	Unid. RTSB1000											
	T	1 - 10x0.5 (Continuo)	s	3	3							
9						INT. L-1008	SI		1MDU06030-EN	ST1	13/11/98	Ver Cuadro ST3
10	IB	2 - 17 (1)x0.05x I_N		13 (0.65x I_N)	13 (0.65x I_N)	INT. L-1008	SI		CH-ES 62-14.10	ST1	13/11/98	Puente I - H, Puente W - V AJUSTE = 24
	k	0.02 - 1.08 (0.02)		0.24	0.24							
	l>>	2 - 20x $I_B(2)$, 0=blocked		0	0							
11	∞ x15	± 6 x15	*	-75	-75	INT. L-1008	SI			ST1	13/11/98	Puesta a Tierra Sólida
12	IB	2 - 17 (1)x0.05x I_N		2 (0.1x I_N)	2 (0.1x I_N)	INT. L-1008	SI		CH-ES 62-14.10	ST1	13/11/98	Puente G - H, Puente W - V AJUSTE = 40
	k	0.02 - 1.08 (0.02)		0.4	0.4							
	l>>	2 - 20x $I_B(2)$, 0=blocked		0	0							

SUBESTACION: SANTUARIO

No	COD. RELE	UBICACION DEL RELE TABLERO	EQUIPO PROTEGIDO NOMBRE CODIGO		TRANSFORMADORES DE MEDIDA						DATOS DEL RELE									
					TRANSF. DE CORRIENTE			TRANSF. DE TENSION			MARCA	TIPO	N° SERIE	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO ANSI	VALOR NOMINAL			
					In (A)	Ip/Is (A)	VA	C.P.	Vp/Vs (kV)	VA							C.P.	A. C.	D.C.	
13	ST13	CONTROL GENERAL DE BARRAS	BARRAS N°1 138 KV	B1 B2		300-600/1	60	5P20				ALSTHOM	DMR-TMAR111	B1: 36839251 36839252 36839253 B2: 36839247 36839249 36839250	DIFERENCIAL DE BARRAS	RST	87	1		
14	ST14	RELES Y PROTECCION GRUPO 1	TRAMO DELTRANSF. DE POTEN. DEL GRUPO N°1. LADO 138 KV	G1	238.5	300-600/1 300-600/1	60 60	5P20 5P20				ALSTHOM ATLANTIQUE	DMR-TMAD		DIFERENCIAL DE LINEA	RST	87L	1		
15	ST16	RELES Y PROTECCION GRUPO 1	GRUPO N°1. LADO 138 KV	T1	238.5	300-600/1	60	5P20				ENERTEC	RSAS 1630	135056	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES Y TIERRA	RS N	50/51, 50/51N	1		
16	ST16	RELES Y PROTECCION GRUPO 2	TRAMO DELTRANSF. DE POTEN. DEL GRUPO N°2. LADO 138 KV	G2	238.5	300-600/1 300-600/1	60 60	5P20 5P20				ALSTHOM ATLANTIQUE	TMAD		DIFERENCIAL DE LINEA	RST	87L	1		
17	ST17	RELES Y PROTECCION GRUPO 2	TRAMO DELTRANSF. DE POTEN. DEL GRUPO N°2. LADO 138 KV	G2	238.5	300-600/1	60	5P20				ENERTEC			SOBRECORRIENTE ENTRE FASES Y TIERRA	RST N	50/51 50/51N	1		

SUBESTACION: SANTUARIO

No	RANGOS			AJUSTE ACTUAL	AJUSTE PROPUESTO	INTERRUPTORES QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SEÑAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	No DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
	VARIABLE	VALOR	UNID.									
13	Supervisión	25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200	mA	32	32	INT. G1 INT. G2 INT.G3	SI		D1013	ST01	13/11/98	
	T supervisión	1.3, 1.7, 2.2, 2.8, 3.6, 4.7, 6.8, 10, 13	s	3.6	3.6	L - 1011 L - 1012 L- 1008						
	Falla	0.1, 0.125, 0.16, 0.2, 0.25, 0.32, 0.4, 0.5, 0.6	A	0.5	0.5							
14	PORCENTAJE INSENSIBILIDAD	4 - 10 - 20	%	10	10	INT. G1	SI		D772A	ST1	13/11/98	
	REESTABLE	25 - 50 - 75	%In	25	25							
			Ω	40	40							
15	Unid. De Fases					INT. G1	SI		IMS2.6324-38	ST1	13/11/98	
	IN	0.5 / 1	A	0.5	0.5							
	k	1 - 2 (Continuo)		1	1							
	lop	kd _N	A	0.5	0.5							
	TM	0.1 - 10 (Continuo)		0.3	0.3							
	linst	4.0 - 20.0, ∞		∞	∞							
	Curva	QFI : 1210										
	Unid. De Tierra											
	IN	0.1 / 0.2	A	0.2	0.2							
	k	1 - 2 (Continuo)		2	2							
	lop	kd _N	A	0.4	0.4							
	TM	0.1 - 10 (Continuo)		0.3	0.3							
	linst	4.0 - 20 (Continuo), ∞		∞	∞							
Curva	QFI : 1210											
Función	Inst. + Temp. / tiempo, Inst., Temporizado, Fuera de Servicio		Temporizado	Temporizado								
16	PORCENTAJE INSENSIBILIDAD	4 - 10 - 20	%	10	10	INT. G2	SI		D772A	ST1	13/11/98	
	REESTABLE	25 - 50 - 75	%In	25	25							
			Ω	40	40							
17	Unid. De Fases					INT. G2	SI		IMS2.6324-38	ST1	13/11/98	
	IN	0.5 / 1	A	0.5	0.5							
	k	1 - 2 (Continuo)		1	1							
	lop	kd _N	A	0.5	0.5							
	TM	0.1 - 10 (Continuo)		0.3	0.3							
	linst	4.0 - 20.0, ∞		∞	∞							
	Curva	QFI : 1210										
	Unid. De Tierra											
	IN	0.1 / 0.2	A	0.2	0.2							
	k	1 - 2 (Continuo)		2	2							
	lop	kd _N	A	0.4	0.4							
	TM	0.1 - 10 (Continuo)		0.3	0.3							
	linst	4.0 - 20 (Continuo), ∞		∞	∞							
Curva	QFI : 1210											
Función	Inst. + Temp. / tiempo, Inst., Temporizado, Fuera de Servicio		Temporizado	Temporizado								

SUBESTACION: SANTUARIO

No	COD. RELE	UBICACION DEL RELE	EQUIPO PROTEGIDO			TRANSFORMADORES DE MEDIDA						DATOS DEL RELE								
						TRANSF. DE CORRIENTE			TRANSF. DE TENSION			MARCA	TIPO	N° SERIE	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO ANSI	VALOR NOMINAL		
						Ip/Is (A)	VA	C.P.	Vp/Vs (kV)	VA	C.P.							A. C.	D.C.	
TABLERO	NOMBRE	CODIGO	In (A)	Ip/Is (A)	VA	C.P.	Vp/Vs (kV)	VA	C.P.						In	Vn	Vn			
18	ST18	RELES Y PROTECCION GRUPO 3	TRAMO DELTRANSF. DE POTEN. DEL GRUPO N°3. LADO 138 KV	G3	238.5	300-600/1 300-600/1	60 60	5P20 5P20				ALSTHOM ATLANTIQUE	TMAD		DIFERENCIAL DE LINEA	RST	87L	1		
19	ST19	RELES Y PROTECCION GRUPO 3	GRUPO N°3. LADO 138 KV	T3	238.5	300-600/1	60	5P20				ENERTEC	RSAS 1630	135058	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES Y TIERRA	RS N	50/51 50/51N	1		

SUBESTACION: SANTUARIO

No	RANGOS			AJUSTE ACTUAL	AJUSTE PROPUESTO	INTERRUPTORES QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SEÑAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	No DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
	VARIABLE	VALOR	UNID.									
18	PORCENTAJE	4 - 10 - 20	%	10	10	INT. G3	SI		D772A	ST1	13/11/98	
	INSENSIBILIDAD	25 - 50 - 75	%In	25	25							
	RESTABLE		Ω	40	40							
19	Unid. De Fases					INT. G3	SI		IMS2.6324-38	ST1	13/11/98	
	IN	0.5 / 1	A	0.5	0.5							
	k	1 - 2 (Continuo)		1	1							
	lop	lod _N	A	0.5	0.5							
	TM	0.1 - 10 (Continuo)		0.3	0.3							
	Inst	4.0 - 20.0, ∞		∞	∞							
	Curva	QFI : 1210										
	Unid. De Tierra											
	IN	0.1 / 0.2	A	0.2	0.2							
	k	1 - 2 (Continuo)		2	2							
	lop	lod _N	A	0.4	0.4							
	TM	0.1 - 10 (Continuo)		0.3	0.3							
	Inst	4.0 - 20 (Continuo), ∞		∞	∞							
	Curva	QFI : 1210										
	Función	Inst. + Temp. / tiempo, Inst., Temporizado, Fuera de Servicio		Temporizado	Temporizado							

SUBESTACION: SANTUARIO

No	UBICACION DEL RELE TABLERO	EQUIPO PROTEGIDO			TRANSFORMADORES DE MEDIDA					DATOS DEL RELE																																															
		NOMBRE	CODIGO	In (A)	TRANSF. DE CORRIENTE			TRANSF. DE TENSION		MARÇA	TIPO	Nº SERIE	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO ANSI	VALOR NOMINAL																																									
					Ip1s (A)	VA	G.P.	VpVs (kV)	VA							C.P.	In	Vn	Vn																																						
1		L.T. SANTUARIO - SOCABAYA 138KV	L-1011	100	600/1	60	5P20	138/√3/0.1/√3	200	0.5	ENERGEC SCHLUMBERGER	PD3A-5107	149170	PROTECCION DE DISTANCIA	RST	21	1	100/√3	125																																						
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2">PRIMARIO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>L</td><td>27.5 Km</td></tr> <tr><td>R+</td><td>4.3175 Ω</td></tr> <tr><td>X+</td><td>14.5145 Ω</td></tr> <tr><td>Z+</td><td>15.1430 < 73.43 ° Ω</td></tr> <tr><td>Ro</td><td>12.9525 Ω</td></tr> <tr><td>Xo</td><td>43.5435 Ω</td></tr> <tr><td>Zo</td><td>45.4291 < 73.43 ° Ω</td></tr> <tr> <th colspan="2">SECUNDARIO</th> </tr> <tr><td>Uz</td><td>2.3</td></tr> <tr><td>R+</td><td>1.8772 Ω</td></tr> <tr><td>X+</td><td>6.3107 Ω</td></tr> <tr><td>Z+</td><td>6.5839 < 73.43 ° Ω</td></tr> <tr><td>Ro</td><td>5.6315 Ω</td></tr> <tr><td>Xo</td><td>18.9320 Ω</td></tr> <tr><td>Zo</td><td>19.7518 < 73.43 ° Ω</td></tr> <tr><td>Ko</td><td>0.6667</td></tr> <tr><td>Φ+</td><td>73.4343 °</td></tr> <tr><td>Φo</td><td>73.4343 °</td></tr> </tbody> </table>																				PRIMARIO		L	27.5 Km	R+	4.3175 Ω	X+	14.5145 Ω	Z+	15.1430 < 73.43 ° Ω	Ro	12.9525 Ω	Xo	43.5435 Ω	Zo	45.4291 < 73.43 ° Ω	SECUNDARIO		Uz	2.3	R+	1.8772 Ω	X+	6.3107 Ω	Z+	6.5839 < 73.43 ° Ω	Ro	5.6315 Ω	Xo	18.9320 Ω	Zo	19.7518 < 73.43 ° Ω	Ko	0.6667	Φ+	73.4343 °	Φo	73.4343 °
PRIMARIO																																																									
L	27.5 Km																																																								
R+	4.3175 Ω																																																								
X+	14.5145 Ω																																																								
Z+	15.1430 < 73.43 ° Ω																																																								
Ro	12.9525 Ω																																																								
Xo	43.5435 Ω																																																								
Zo	45.4291 < 73.43 ° Ω																																																								
SECUNDARIO																																																									
Uz	2.3																																																								
R+	1.8772 Ω																																																								
X+	6.3107 Ω																																																								
Z+	6.5839 < 73.43 ° Ω																																																								
Ro	5.6315 Ω																																																								
Xo	18.9320 Ω																																																								
Zo	19.7518 < 73.43 ° Ω																																																								
Ko	0.6667																																																								
Φ+	73.4343 °																																																								
Φo	73.4343 °																																																								

SUBESTACION: SANTUARIO

No	UBICACION DEL RELE TABLERO	EQUIPO PROTEGIDO			TRANSFORMADORES DE MEDIDA						DATOS DEL RELE								
					TRANSF. DE CORRIENTE			TRANSF. DE TENSION			MARCA	TIPO	N° SERIE	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO ANSI	VALOR NOMINAL		
					In (A)	Ip18 (A)	VA	C.P.	Vp/Vs (kV)	VA							C.P.	A.C.	D.C.
3		L.T. SANTUARIO - CALLALLI 138KV	L-1038/2	445	300-600/1	40	5P20	138V/3/0.1V/3	50	3P	ABB	REL 511	M9551225	PROTECCION DE DISTANCIA	RST	21	1	100/V3	110/125

PRIMARIO	
L	83.3 Km
R+	6.0393 Ω
X+	40.2672 Ω
Z+	40.7176 < 81.47 ° Ω
Ro	17.9586 Ω
Xo	109.9160 Ω
Zo	111.3734 < 80.72 ° Ω
SECUNDARIO	
Uz	2.3
R+	2.6258 Ω
X+	17.5075 Ω
Z+	17.7033 < 81.47 ° Ω
Ro	7.8081 Ω
Xo	47.7896 Ω
Zo	48.4232 < 80.72 ° Ω
Ko	0.5766
Φ+	81.47 °
Φo	80.72 °

SUBESTACION: SANTUARIO

No	RANGOS				AJUSTE ACTUAL		AJUSTE PROPUESTO		INT. QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SEÑAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	No DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
	VARIABLE	DESCRIPCION	CONM. POS	VALOR	UNID.	CONM. POS.	VALOR	CONM. POS.							
1	s	ARGUMENTO	1 - 9 (1)	50,55,63,64,69,73,77,82,86	°	5	73°	6	73°	INT. L-1011	SI	MS 26984.1	ST1	17/11/98	
	ko	FACTOR DE COMP. HOMOPOLAR													ko = ko1 + ko2
	ko1	FACTOR 1	1 - 10 (1)	0.1 - 1.0 (0.1)		7	0.7	7	0.7						
	ko2	FACTOR 2	10, 11, 12	0, 1, 2		10	0.0	10	0.0						
	Z1	PRIMERA ZONA													
	L1	ALCANCE VIGILANCIA Z1			%		74.13		85						
	X1	ALCANCE (REACTANCIA TOTAL)			Ω		4.6782		5.3604						X1 = I1xZL (ZL = IMP. DE LINEA)
	M1	FACTOR	1 - 12 (1)	1:1.03;1.06;1.1;1.13;1.17;1.21;1.25;1.29;1.33;1.38;1.42		5	1.13	9	1.29						
	k1	FACTOR	1 - 12 (1)	1:1.49;2.16;3.24;6.9;10.2;15.22;1.32;5.47;8;70.2		5	6.9	6	6.9						
	X	REACTANCIA NOMINAL		0.6	Ω		0.6		0.6						I2 EN 60 Hz: TARJETA QMV
	T1	TIEMPO PRIMERA ZONA	00 - 99 (1)	x C	ms	0	0.0	0	0.0						
	C	FACTOR DE TIEMPO	0/1	1/10		0	1	0	1						
	X'1	REACTANCIA TOTAL CORREGIDA		X'1=M1xk1xX	Ω				5.3406						
	L'1	ALCANCE VIGILANCIA Z1 CORREG.		L'1=X'1/XBx100	%				64.6						
	Z2	SEGUNDA ZONA													
	L2	ALCANCE VIGILANCIA Z2			%		114.9		130						
	X2	ALCANCE (REACTANCIA TOTAL)			Ω		7.2512		8.2039						
	k2	FACTOR	1 - 12 (1)	1:1.15;1.34;1.55;1.8;2.08;2.4;2.76;3.22;3.73;4.32;5		4	1.55	4	1.55						I2 = X2x'1 = 1.5381
	T2	TIEMPO SEGUNDA ZONA	00 - 99 (1)	x 10	ms	40	400	40	400						
	X'2	REACTANCIA TOTAL CORREGIDA		X'2=X'1xk2	Ω				8.278						
	L'2	ALCANCE VIGILANCIA Z2 CORREG.		L'2=X'2/XBx100	%				131.17						
	Z3	TERCERA ZONA													
	L3	ALCANCE VIGILANCIA Z3			%		210.5		200						
	X3	ALCANCE (REACTANCIA TOTAL)			Ω		13.286		12.621						
	k3	FACTOR	1 - 12 (1)	1:1.23;1.51;1.67;2.31;2.84;3.51;4.32;5.33;6.57;8.11;10		5	2.84	6	2.31						I3 = X3x'1 = 2.3633
	T3	TIEMPO TERCERA ZONA	00 - 99 (1)	x 100	ms	09	900	09	900						
	X'3	REACTANCIA TOTAL CORREGIDA		X'3=X'1xk3	Ω				12.3367						
	L'3	ALCANCE VIGILANCIA Z3 CORREG.		L'3=X'3/XBx100	%				195.49						
	Z4	CUARTA ZONA (ZONA INVERSA)													
	L4	ALCANCE VIGILANCIA Z4			%		50		50						
	X4	ALCANCE (REACTANCIA TOTAL)			Ω		3.155		3.155						
	k4	FACTOR	1 - 12 (1)	5;6.2;7.8;9.4;11.6;14.2;17.6;21.7;26.7;32.9;40.6;50		1	5.0	1	5.0						I4 = X4x'3 = 5.2588
	T4	TIEMPO CUARTA ZONA INVERZA	00 - 99 (1)	x 100	ms	15	1500	15	1500						
	X'4	REACTANCIA TOTAL CORREGIDA		X'4=X'4	Ω				3.0						
	L'4	ALCANCE VIGILANCIA Z4 CORREG.		L'4=X'4/XBx100	%				47.5						
	Rd	RESISTENCIA FALLA DETECTABLE	1 - 12 (1)	0 - 55 (5)	Ω	3	35	12	55						
	R1b	RESISTENCIA LADO PRIMARIO TELEPROTECCION		R1b = Rd x Kz	Ω		80.5		126.5						
							I1=OFF	I3=OFF	I1=OFF	I3=OFF					ACELERACION DE ETAPA
							I2=OFF	I4=OFF	I2=OFF	I4=OFF					TARJETA QLD
							I5=ON	I10=OFF	I5=ON	I10=OFF					
							I8=ON	I7=OFF	I8=ON	I7=OFF					MONOFASICO 1° ETAPA
							I6=OFF	I9=OFF	I6=OFF	I9=OFF					TARJETA QLD
							I1 = OFF	0.2IN	I1 = OFF	0.2IN					TARJETA QMV
							I1=ON	I2=OFF	I1=ON	I2=OFF					TARJETAS QRE, QRR
							I3=OFF	I4=OFF	I3=OFF	I4=OFF					
	I8	TIEMPO DE BLDQUEO	0 - 99 (1)	x4	s	4	16	4	16						
	I4	TIEMPO RECIERRE MONOFASICO	0 - 99 (1)	x 250	ms	02	500	02	500						RECIERRE MONOFASICO
	I7	TIEMPO RECIERRE TRIFASICO	0 - 99 (1)	x C	ms	20	200	20	200						RECIERRE TRIFASICO
	k	FACTOR	1 - 4 (1)			1	1	1	1						
	C	FACTOR DE TIEMPO	0/1	10/100		0	10	0	10						

SUBSTACION: SANTUARIO

No	RANGOS				AJUSTE ACTUAL		AJUSTE PROPUESTO		INT. QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SEÑAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	No DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
	VARIABLE	DESCRIPCION	CONM. POS	VALOR	UNID.	CONM. POS.	VALOR	CONM. POS.							
2	s	ARGUMENTO	1 - 9 (1)	50,55,60,64,69,73,77,82,86	°	5	73°	6	73°	INT. L-1012	SI	MS 26984.1	ST1	17/1/1998	ko = ko1 + ko2
	ko	FACTOR DE COMP. HOMOPOLAR													
	ko1	FACTOR 1	1 - 10 (1)	0.1 - 1.0 (0.1)		7	0.7	7	0.7						
	ko2	FACTOR 2	10, 11, 12	0, 1, 2		10	0.0	10	0.0						
	Z1	PRIMERA ZONA													
	L1	ALCA VCE VIGILANCIA Z1			%		74.13		85						
	X1	ALCA VCE (REACTANCIA TOTAL)			Ω		4.6782		5.3604						X1 = 11xZL (ZL = IMP. DE LINEA)
	M1	FACTOR	1 - 12 (1)	1:1.03;1.06;1.1;1.13;1.17;1.21;1.25;1.29;1.33;1.38;1.42		5	1.13	9	1.29						
	k1	FACTOR	1 - 12 (1)	1:1.49;2.13;3.24;6.9;5.9;10.2;15.22;1.32;5.47;8.70;2		5	6.9	6	6.9						
	X	REACTANCIA NOMINAL			Ω		0.6		0.8						12 EN 60 Hz: TARJETA QMV
	T1	TIEMPO PRIMERA ZONA	00 - 99 (1)	x C	ms	0	0.0	0	0.0						
	C	FACTOR DE TIEMPO	0/1	1/10		0	1	0	1						
	X'1	REACTANCIA TOTAL CORREGIDA		X'1=M1xk1xX	Ω				5.3408						
	L'1	ALCA VCE VIGILANCIA Z1 CORREG.		L'1=X'1/XBx100	%				84.6						
	Z2	SEGUNDA ZONA													
	L2	ALCA VCE VIGILANCIA Z2			%		114.9		130						
	X2	ALCA VCE (REACTANCIA TOTAL)			Ω		7.2512		8.2039						
	k2	FACTOR	1 - 12 (1)	1:1.15;1.34;1.55;1.8;2.08;2.4;2.78;3.22;3.73;4.32;5		4	1.55	4	1.55						k2 = X2x'1 = 1.5361
	T2	TIEMPO SEGUNDA ZONA	00 - 99 (1)	x 10	ms	40	400	40	400						
	X'2	REACTANCIA TOTAL CORREGIDA		X'2=X'1xk2	Ω				8.278						
	L'2	ALCA VCE VIGILANCIA Z2 CORREG.		L'2=X'2/XBx100	%				131.17						
	Z3	TERCERA ZONA													
	L3	ALCA VCE VIGILANCIA Z3			%		210.5		200						
	X3	ALCA VCE (REACTANCIA TOTAL)			Ω		13.286		12.821						
	k3	FACTOR	1 - 12 (1)	1:1.23;1.51;1.87;2.31;2.84;3.51;4.32;5.33;6.57;8.11;10		5	2.84	6	2.31						k3 = X3x'1 = 2.3633
	T3	TIEMPO TERCERA ZONA	00 - 99 (1)	x 100	ms	09	900	09	900						
	X'3	REACTANCIA TOTAL CORREGIDA		X'3=X'1xk3	Ω				12.3367						
	L'3	ALCA VCE VIGILANCIA Z3 CORREG.		L'3=X'3/XBx100	%				195.49						
	Z4	CUARTA ZONA (ZONA INVERSA)													
	L4	ALCA VCE VIGILANCIA Z4			%		50		50						
	X4	ALCA VCE (REACTANCIA TOTAL)			Ω		3.155		3.155						
	k4	FACTOR	1 - 12 (1)	5,6,2,7,6,9,4;11,6;14,2;17,6;21,7;26,7;32,9;40,6;50		1	5.0	1	5.0						k4 = X4x'1 = 5.2589
	T4	TIEMPO CUARTA ZONA INVERZA	00 - 99 (1)	x 100	ms	15	1500	15	1500						
	X'4	REACTANCIA TOTAL CORREGIDA		X'4=X'1xk4	Ω				3.0						
	L'4	ALCA VCE VIGILANCIA Z4 CORREG.		L'4=X'4/XBx100	%				47.5						
	Rd	RESISTENCIA FALLA DETECTABLE	1 - 12 (1)	0 - 5Ω (5)	Ω	3	35	12	55						
	R1b	RESISTENCIA LADO PRIMARIO		R1b = Rd x Kz	Ω		80.5		128.5						
		TELEPROTECCION					11=OFF	13=OFF	11=OFF	13=OFF					ACELBRACION DE ETAPA
							12=OFF	14=OFF	12=OFF	14=OFF					TARJETA QLD
							15=ON	110=OFF	15=ON	110=OFF					
							18=ON	17=OFF	18=ON	17=OFF					MONOFASICO 1° ETAPA
							16=OFF	19=OFF	16=OFF	19=OFF					TARJETA QLD
	ir	UNIDAD SOBRECOR. HOMOPOLAR	11 = ON	0.4IN	A	11 = OFF	0.2IN	11 = OFF	0.2IN						TARJETA QMV
			11 = OFF	0.2IN	A										
		UNIDAD DE RECIERRE					11=ON	12=OFF	11=ON	12=OFF					TARJETAS QRE, QRR
							13=OFF	14=OFF	13=OFF	14=OFF					
	1B	TIEMPO DE BLDQUEO	0 - 99 (1)	x4	s	4	16	4	16						
	1M	TIEMPO RECIERRE MONOFASICO	0 - 99 (1)	x 250	ms	02	500	02	500						RECIERRE MONOFASICO
	1T	TIEMPO RECIERRE TRIFASICO	0 - 99 (1)	x C	ms	20	200	20	200						RECIERRE TRIFASICO
	k	FACTOR	1 - 4 (1)			1		1							
	C	FACTOR DE TIEMPO	0/1	10/100		0	10	0	10						

SUBSTACION: SANTUARIO

No	RANGOS				AJUSTE ACTUAL		AJUSTE PROPUESTO		INT. QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SEÑAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	No DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
	VARIABLE	DESCRIPCION	CONM. POS.	VALOR	UNID.	CONM. POS.	VALOR	CONM. POS.							
3	GFC	CRITERIO DE FALLA GENERAL							INT. L-1008/2	SI		IMDJ06030	ST1	29/01/99	
	OPERAC.	OPERACION		Z</I>Z< & I>		Z<		Z<				EN			
	I>	UNIDAD DE SOBREC. DE FASE		(10 - 400) Ir	%	120		120							
	Iη>	UNIDAD DE SOBREC. DE TIERRA		(10 - 150) Ir	%	30		30							
	X1G<CFw	REACT. SEC. POSIT. DIREC. POSIT.		0.1 - 150.0 (0.01)	Ω	86		35							
	XDG<CFw	REACT. SEC. HOMOP. DIR. POSIT.		0.1 - 1200.0 (0.01)	Ω	10		93							
	X1G<CRv	REACT. SEC. POSIT. DIREC. INVER.		0.1 - 150.0 (0.01)	Ω	250		2.5							
	XDG<CRv	REACT. SEC. HOMOP. DIREC. INVER.		0.1 - 1200.0 (0.01)	Ω	16		6							
	RFGFC	ALCA.V. RESIST. FALL. FASE-FASE		0.1 - 150.0 (0.01)	Ω	70		70							
	RFGFC	ALCA.V. RESIST. FALL. FASE-TIER.		0.1 - 150.0 (0.01)	Ω	80		80							
	RLd	ALCA.V. RESIST. ZONA DE CARGA		0.1 - 150.0 (0.01)	Ω	70		70							
	AR3Ld	ANGULO DE IMPEDAN. DE CARGA		5 - 45 (°)	°	25		5							
	tphase	TEMPORIZACION FALL. FASE-FASE		0.0 - 10.0 (0.001)	s	2.0		2.0							
	IN	TEMPORIZACION FALL-FASE-TIER.		0.0 - 10.0 (0.001)	s	2.0		2.0							
	Z1	PRIMERA ZONA													
	OPERAC.	OPERACION		ON/OFF		ON		ON							
		ALCA.VCE REACTANCIA SEC. POS.			%	176.50		85.1000							
	X1Z1	REACTANCIA SEC. POSITIVA		0.1 - 150	Ω	30.90		14.80							
		ALCA.VCE RESISTENCIA SEC. POS.			%	258.97		83.7840							
	R ⁺ Z1	RESISTENCIA SEC. POSITIVA		0.1 - 150	Ω	6.80		2.20							
		ALCA.VCE REACT. SEC. HOMOP.			%	187.49		84.9557							
	X0Z1	REACTANCIA SEC. HOMOPOLAR		0.1 - 150	Ω	99.60		40.60							
		ALCA.VCE RESISTENCIA SEC. HOMOP.			%	172.13		84.5276							
	R0Z1	RESISTENCIA SEC. HOMOPOLAR		0.1 - 150	Ω	13.44		6.60							
	RF	RESISTENCIA DE FALLA (2φ Y 3φ)		0.1 - 150	Ω	16		16							
	R ⁺ N	RESISTENCIA DE FALLA (1φ)		0.1 - 150	Ω	40		40							
	Timer 11	OPERACION TEMPORIZADOR		ON/OFF		OFF		OFF							
	I1	TEMPORIZADOR Z1		0.0 - 10,000	s	0.0		0.0							
	Dir	DIRECCIONALIDAD		NON/FORW/REV		FORWARD		FORWARD							
	Z Block	BLOQUEO POR OSCIL. DE POTENCIA		ON/OFF		OFF		OFF							
	Z2	SEGUNDA ZONA													
	OPERAC.	OPERACION		ON/OFF		ON		ON							
		ALCA.VCE REACTANCIA SEC. POS.			%	264.69		119.9486							
	X1Z2	REACTANCIA SEC. POSITIVA		0.1 - 150	Ω	46.34		21.00							
		ALCA.VCE RESISTENCIA SEC. POS.			%	388.46		121.8676							
	R ⁺ Z2	RESISTENCIA SEC. POSITIVA		0.1 - 150	Ω	10.20		3.20							
		ALCA.VCE REACT. SEC. HOMOP.			%	281.23		120.1096							
	X0Z2	REACTANCIA SEC. HOMOPOLAR		0.1 - 1200	Ω	134.40		57.40							
		ALCA.VCE RESISTENCIA SEC. HOMOP.			%	309.42		120.3878							
	R0Z2	RESISTENCIA SEC. HOMOPOLAR		0.1 - 1200	Ω	24.16		9.40							
	RF	RESISTENCIA DE FALLA (2φ Y 3φ)		0.1 - 150	Ω	22.4		22.4							
	R ⁺ N	RESISTENCIA DE FALLA (1φ)		0.1 - 150	Ω	48		48							
	Timer 12	OPERACION TEMPORIZADOR		ON/OFF		OFF		ON							
	I2	TEMPORIZADOR Z2		0.0 - 10,000	s	0.55		0.45							
	Dir	DIRECCIONALIDAD		NON/FORW/REV		FORWARD		FORWARD							
	Z Block	BLOQUEO POR OSCIL. DE POTENCIA		ON/OFF		OFF		OFF							
	Z3	TERCERA ZONA													
	OPERAC.	OPERACION		ON/OFF		ON		ON							
		ALCA.VCE REACTANCIA SEC. POS.			%	456.95		190.2042							
	X1Z3	REACTANCIA SEC. POSITIVA		0.1 - 150	Ω	90.00		33.30							
		ALCA.VCE RESISTENCIA SEC. POS.			%	837.85		190.4182							

SUBSTACION: SANTUARIO

No	RANGOS				AJUSTE ACTUAL		AJUSTE PROPUESTO		INT. QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SEÑAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	No DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
	VARIABLE	DESCRIPCION	CONM. POS.	UNID. VALOR	CONM. POS.	VALOR	CONM. POS.	VALOR							
R-23	RESISTENCIA SEC. POSITIVA		Q	0.1 - 150		22.00		5.00							
	ALCA VCE REACT. SEC. HOMOP.		%			502.20		190.0000							
X023	REACTANCIA SEC. HOMOPOLAR		Q	0.1 - 1200		240.00		90.80							
	ALCA VCE RESISTENCIA SEC. HOMOP.		%			640.36		190.8275							
R028	RESISTENCIA SEC. HOMOPOLAR		Q	0.1 - 1200		50.00		14.90							
RF	RESISTENCIA DE FALLA (2) Y 3)		Q	0.1 - 150		31.36		31.36							
R=N	RESISTENCIA DE FALLA (1)		Q	0.1 - 150		57.6		57.6							
Timer 13	OPERACION TEMPORIZADOR			ON/OFF		OFF		ON							
t3	TEMPORIZADOR 23		s	0.0 - 10,000		0.8		0.8							
Dir	DIRECCIONALIDAD			NON/FORW/REV		FORWARD		FORWARD							
Z Block	BLOQUEO POR OSCIL. DE POTENCIA			ON/OFF		OFF		OFF							
Z4	CUARTA ZONA														
OPERAC.	OPERACION			ON/OFF		ON		ON							
	ALCA VCE REACTANCIA SEC. POS.		%			21.70		10.2813							
X124	REACTANCIA SEC. POSITIVA		Q	0.1 - 150		3.80		1.80							
	ALCA VCE RESISTENCIA SEC. POS.		%			32.37		11.4251							
R-24	RESISTENCIA SEC. POSITIVA		Q	0.1 - 150		0.85		0.30							
	ALCA VCE REACT. SEC. HOMOP.		%			23.44		10.0440							
X024	REACTANCIA SEC. HOMOPOLAR		Q	0.1 - 1200		11.20		4.80							
	ALCA VCE RESISTENCIA SEC. HOMOP.		%			21.52		10.2458							
R024	RESISTENCIA SEC. HOMOPOLAR		Q	0.1 - 1200		1.68		0.80							
RF	RESISTENCIA DE FALLA (2) Y 3)		Q	0.1 - 150		31.36		31.36							
R=N	RESISTENCIA DE FALLA (1)		Q	0.1 - 150		57.6		57.6							
Timer 14	OPERACION TEMPORIZADOR			ON/OFF		ON		ON							
t4	TEMPORIZADOR 24		s	0.0 - 10,000		0.8		0.8							
Dir	DIRECCIONALIDAD			NON/FORW/REV		REVERSE		REVERSE							
Z Block	BLOQUEO POR OSCIL. DE POTENCIA			ON/OFF		OFF		OFF							
Z5	QUINTA ZONA														
OPERAC.	OPERACION			ON/OFF		OFF		OFF							
	ALCA VCE REACTANCIA SEC. POS.		%			165.64		165.64							
X125	REACTANCIA SEC. POSITIVA		Q	0.1 - 150		29.00		29.00							
	ALCA VCE RESISTENCIA SEC. POS.		%			36.35		96.35							
R-25	RESISTENCIA SEC. POSITIVA		Q	0.1 - 150		2.53		2.53							
	ALCA VCE REACT. SEC. HOMOP.		%			242.73		242.73							
X025	REACTANCIA SEC. HOMOPOLAR		Q	0.1 - 1200		116.00		116.00							
	ALCA VCE RESISTENCIA SEC. HOMOP.		%			262.55		262.55							
R025	RESISTENCIA SEC. HOMOPOLAR		Q	0.1 - 1200		20.50		20.50							
RF	RESISTENCIA DE FALLA (2) Y 3)		Q	0.1 - 150		25		25							
R=N	RESISTENCIA DE FALLA (1)		Q	0.1 - 150		40		40							
Timer 15	OPERACION TEMPORIZADOR			ON/OFF		ON		ON							
t5	TEMPORIZADOR 25		s	0.0 - 10,000		0.8		0.8							
Dir	DIRECCIONALIDAD			NON/FORW/REV		FORWARD		FORWARD							
Z Block	BLOQUEO POR OSCIL. DE POTENCIA			ON/OFF		ON		ON							
	UNIDAD DE RECIERRE														
OPERAC.	OPERACION			OFF/STANDBY/ON		ON		ON							
PROGR.	TIPO DE RECIERRE			1PH/3PH		1PH		1PH							
EXTEN. 11	EXTENSION DE TIEMPO MUERTO			ON/OFF		OFF		OFF							
t1 S	TIEMPO MUERTO RECIERRE 1)		s	0.2 - 5.0		0.8		0.8							
t1	TIEMPO MUERTO RECIERRE 3)		s	0.2 - 60.0		-		-							
t2	TIEMPO MUERTO SEGUNDO RECIER.		s	1 - 300.0		-		-							
t3	TIEMPO MUERTO TERCER RECIERRE		s	1 - 300.0		-		-							

ANEXO N° 2
ESQUEMAS EXPLICATIVOS DE
PROTECCIÓN DE CENTRALES
ELÉCTRICAS.

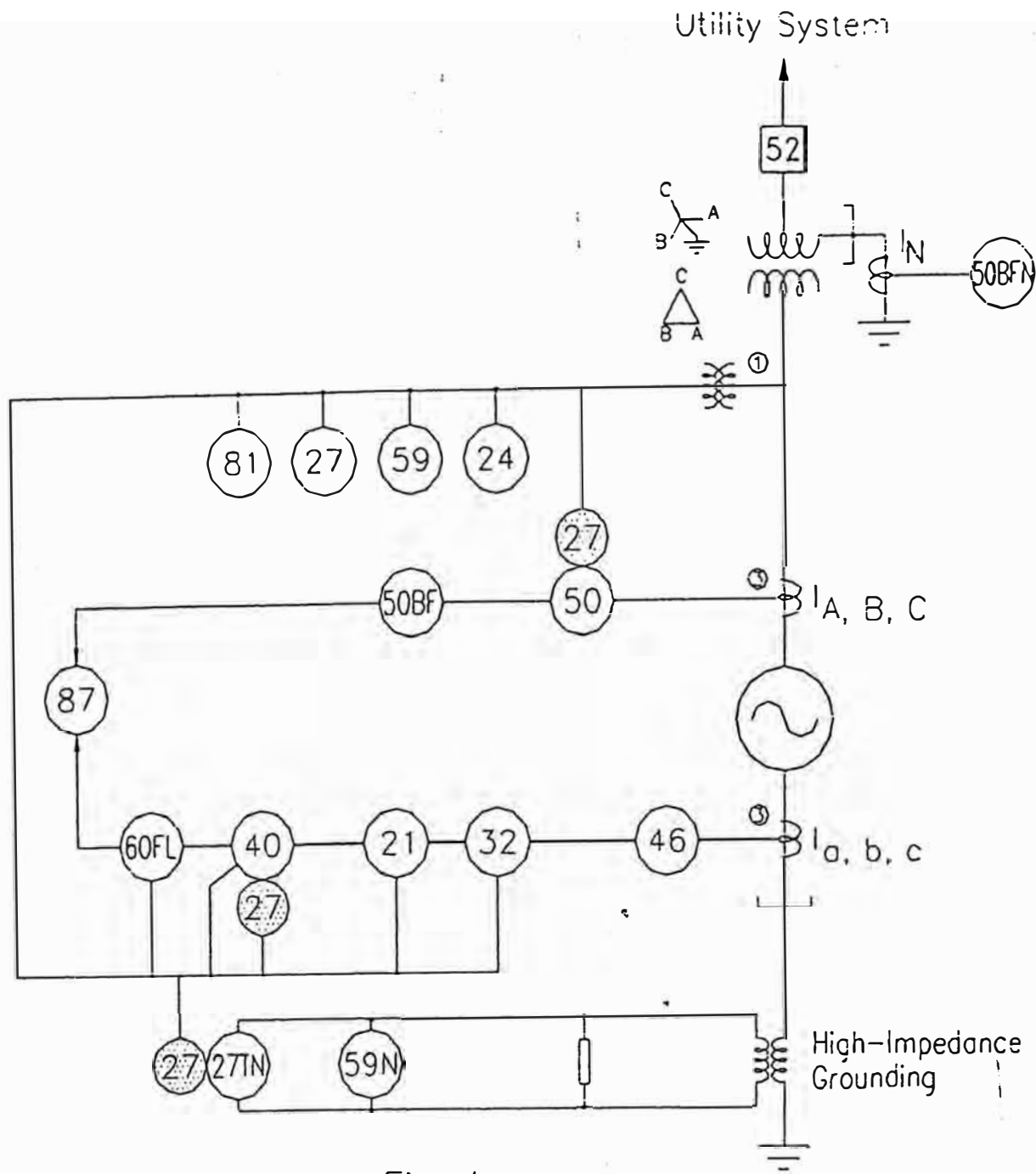


Fig. 1

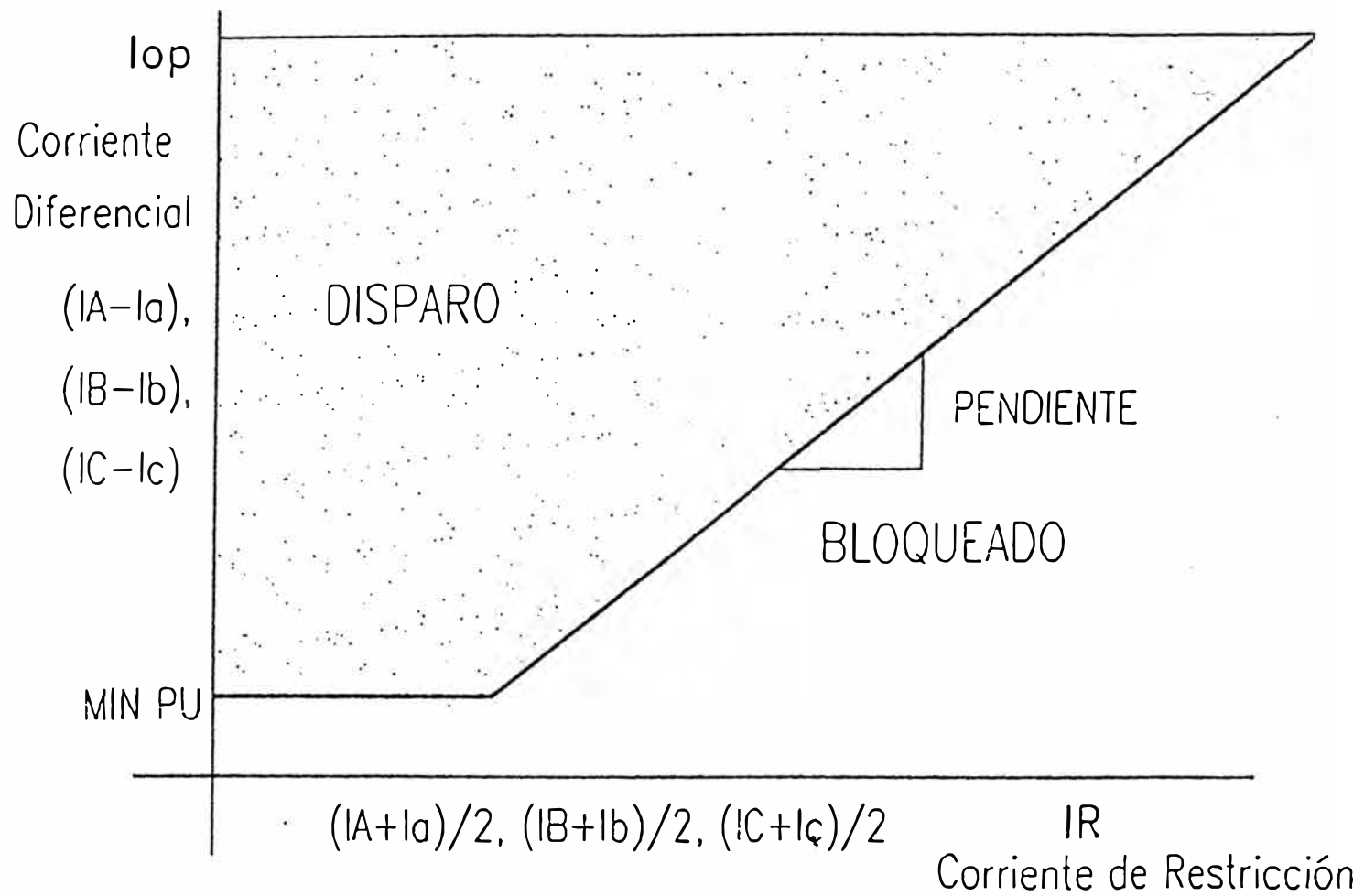


Fig. 2 Protección Diferencial

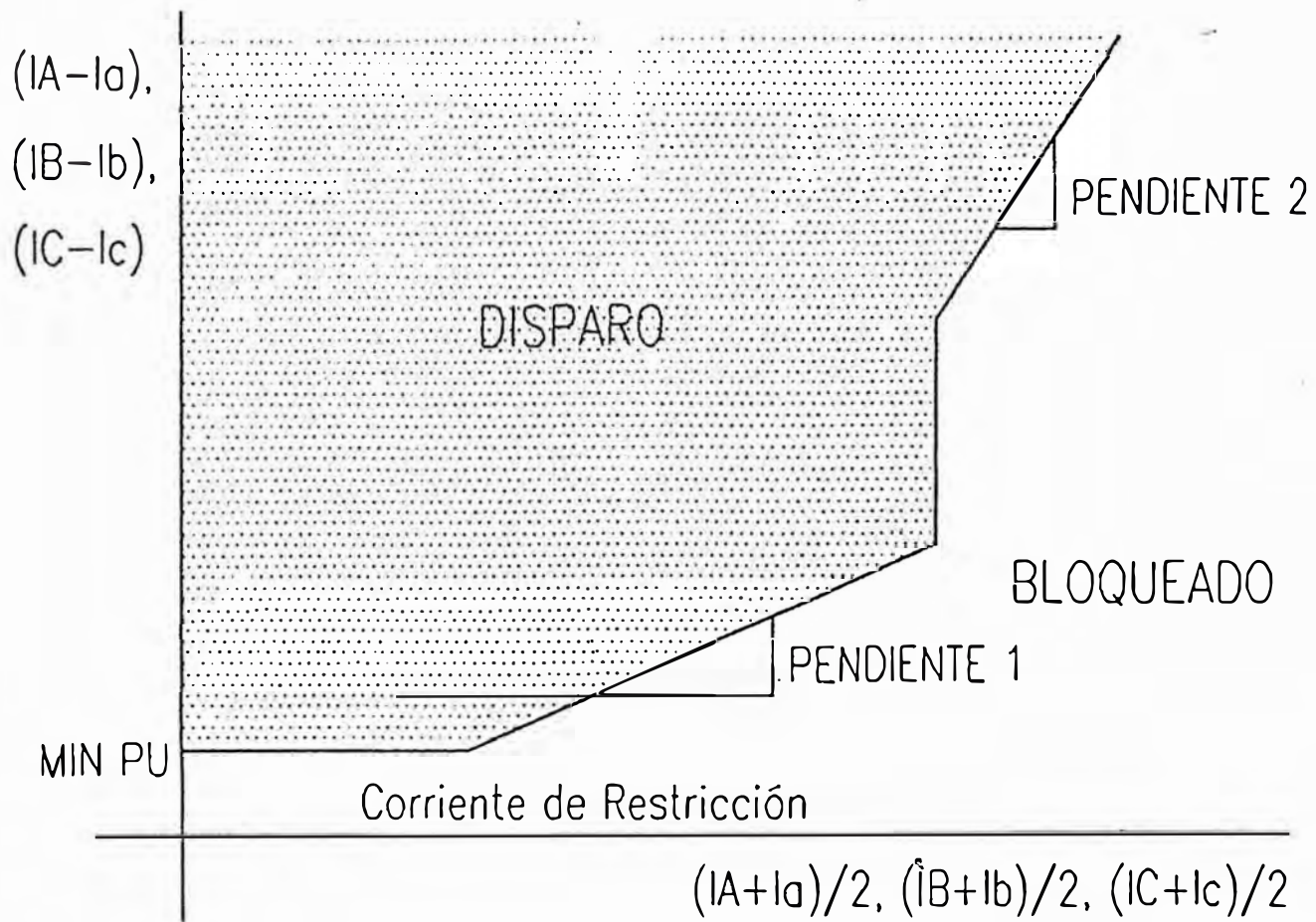


Fig. 2 Protección Diferencial
2a

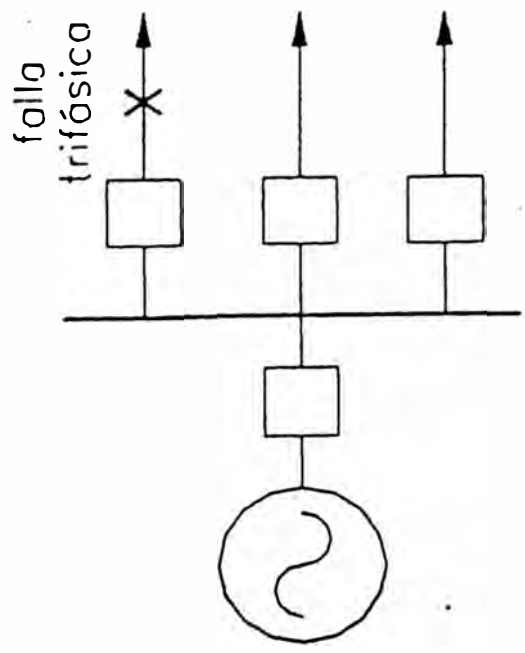
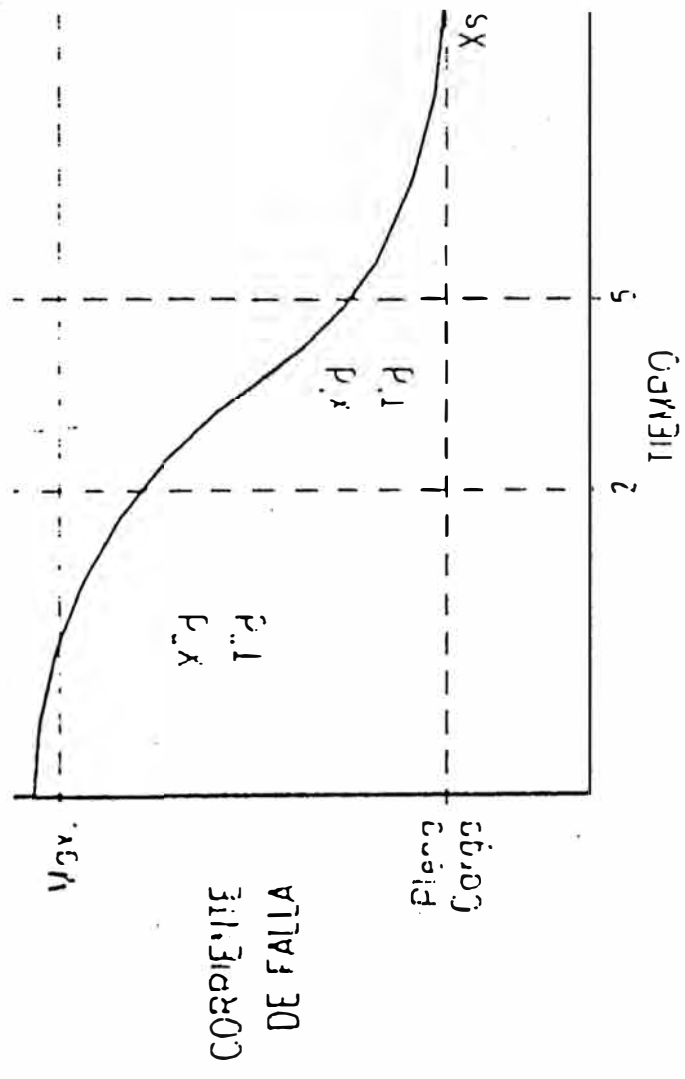


Fig. 3 Corriente de falla del Generador vs Tiempo

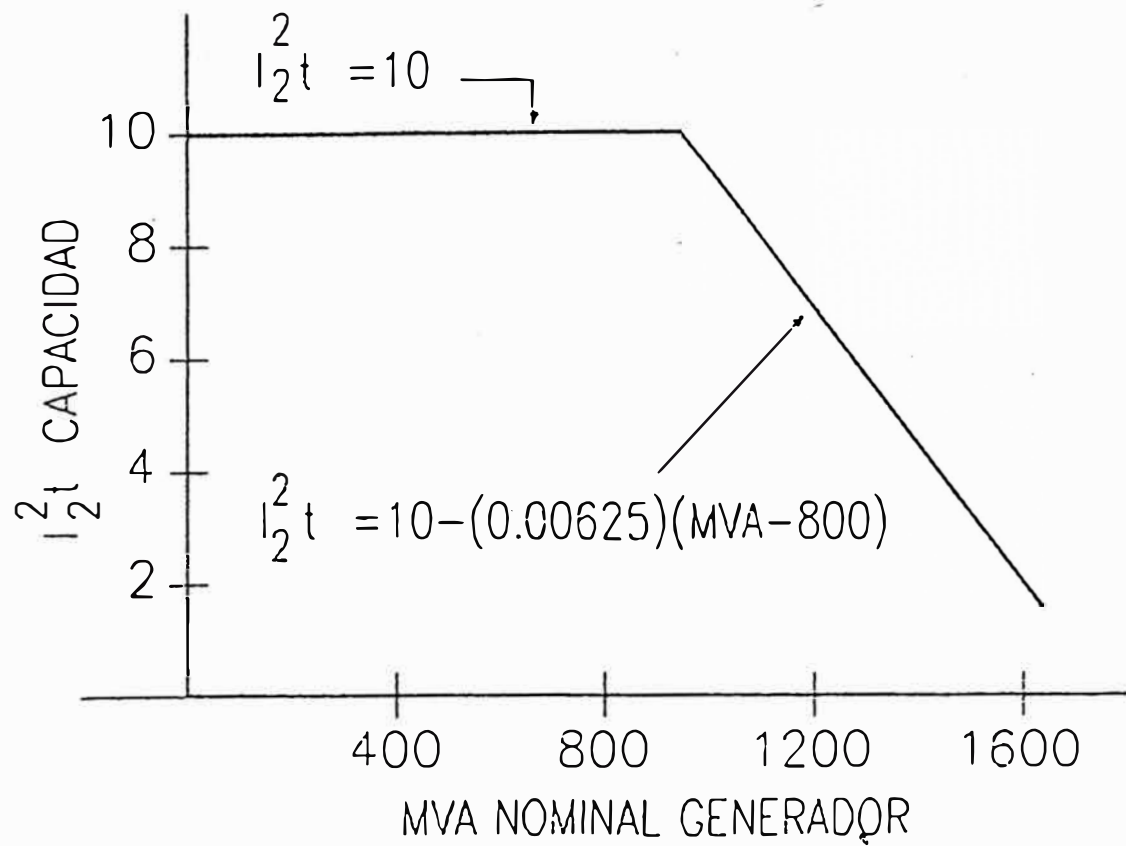


Fig. 4

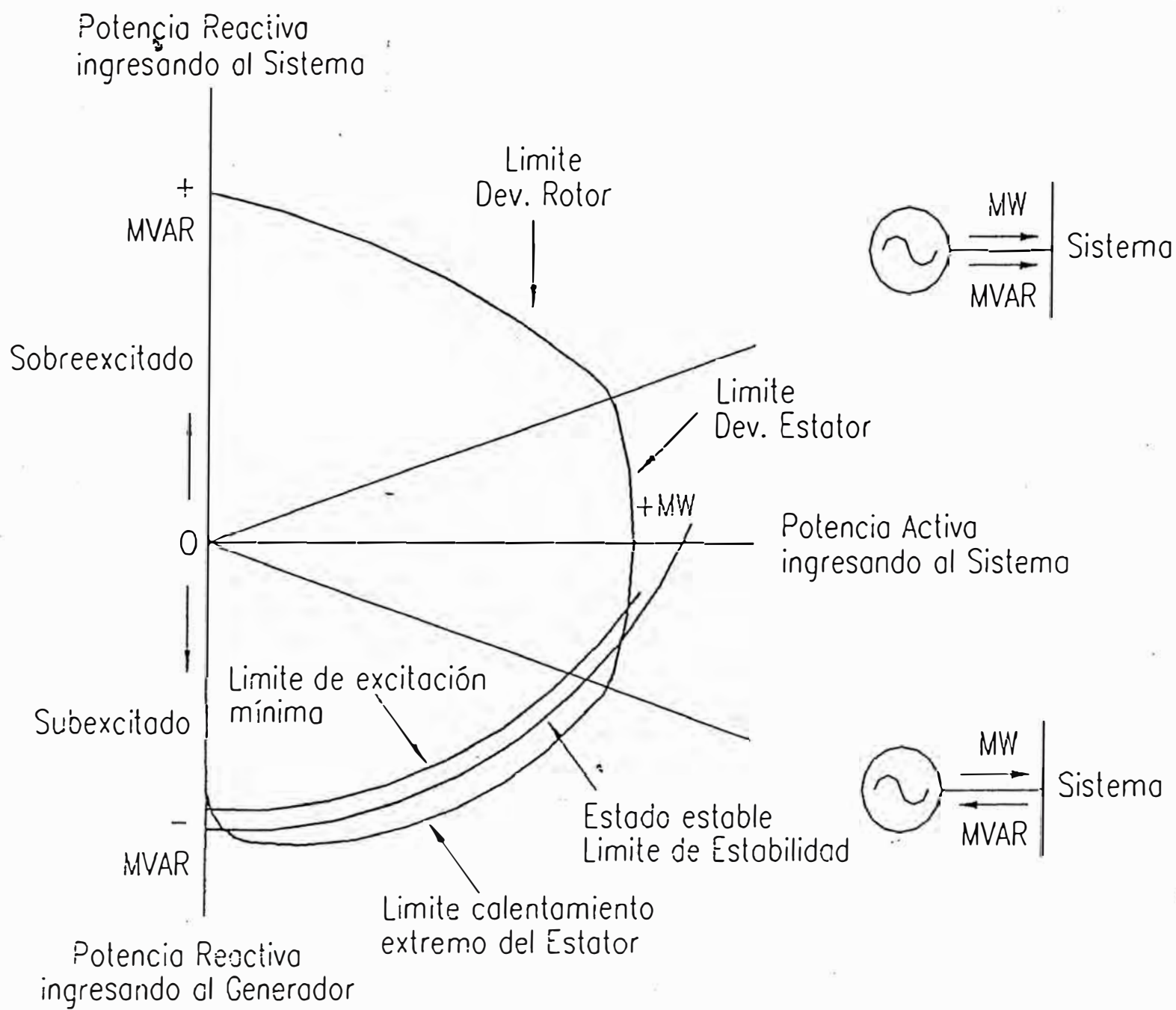


Fig. 5 Curva de Capacidad del Generador

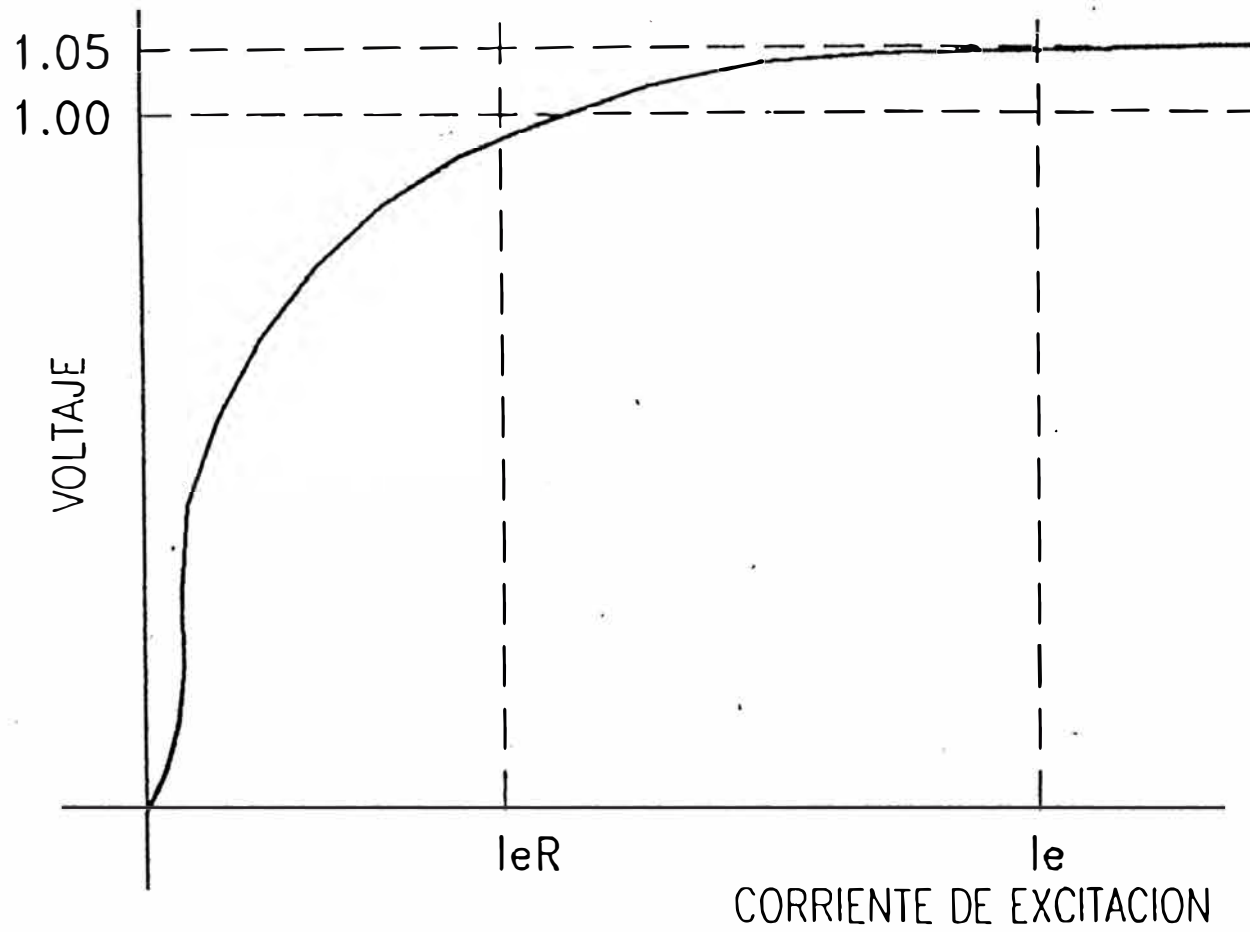


Fig. 5a Típica Curva de Saturación de un Transformador

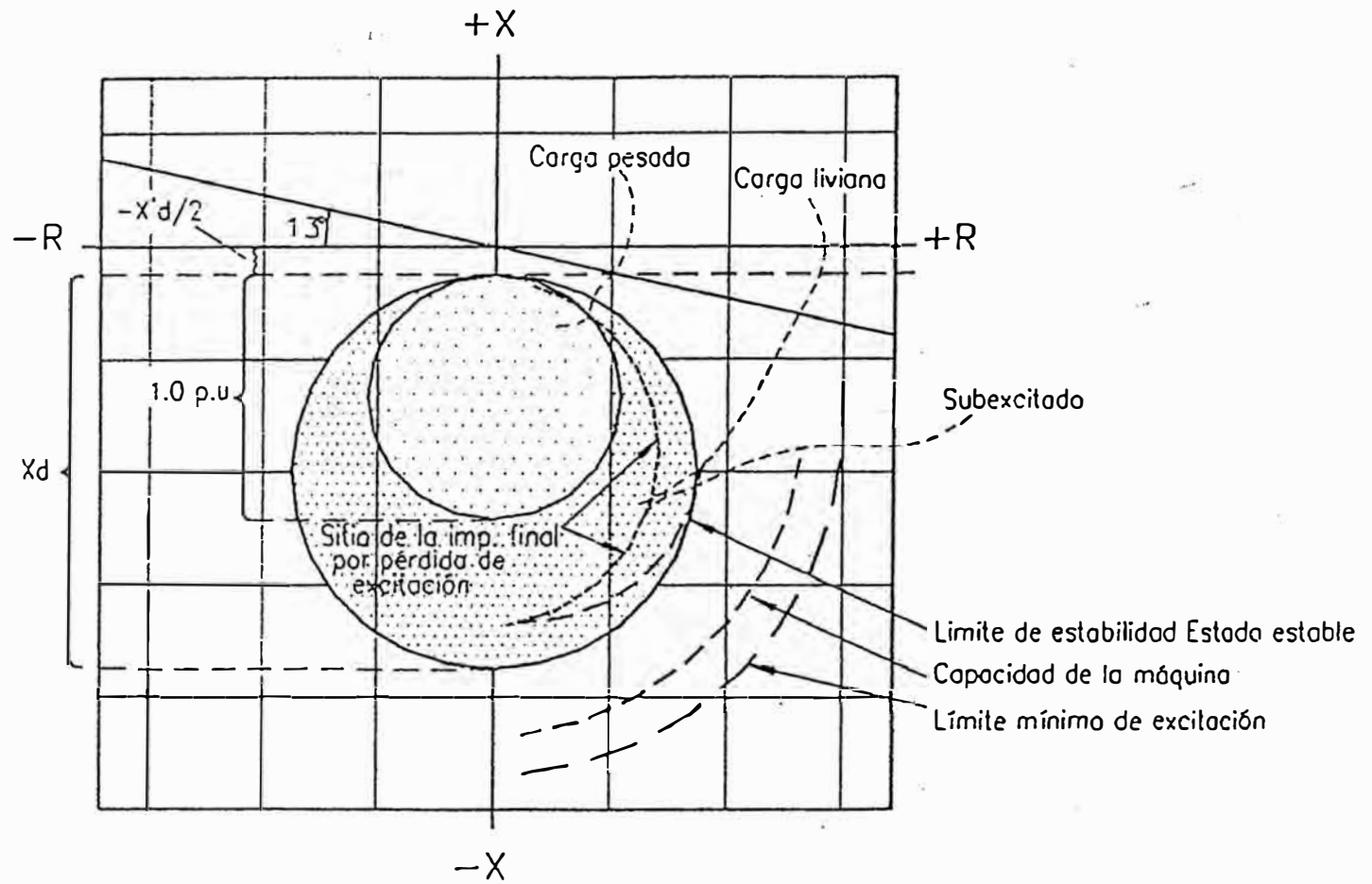


Fig. 6 Característica de operación de la Protección
Pérdida de Excitación (40)

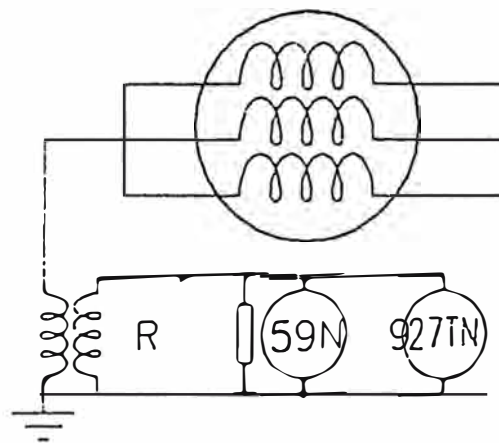


Fig. 7 Protección contra falla a tierra
en el 100% Estator

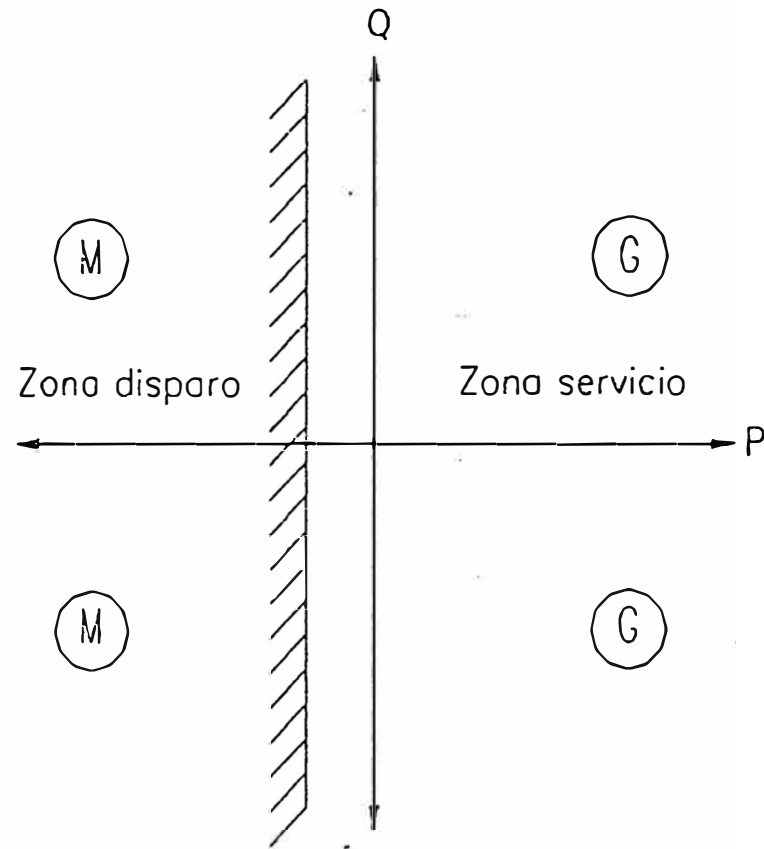


Fig. 8 Característica direccional de potencia

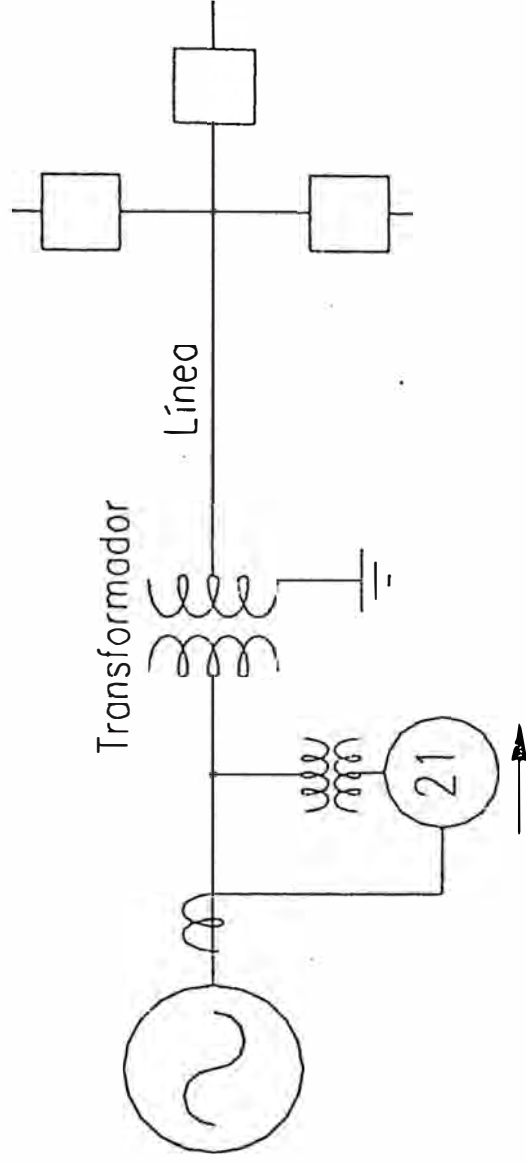


Fig. 8 Protección de mínima impedancia
8a

Diámetro del
Circulo

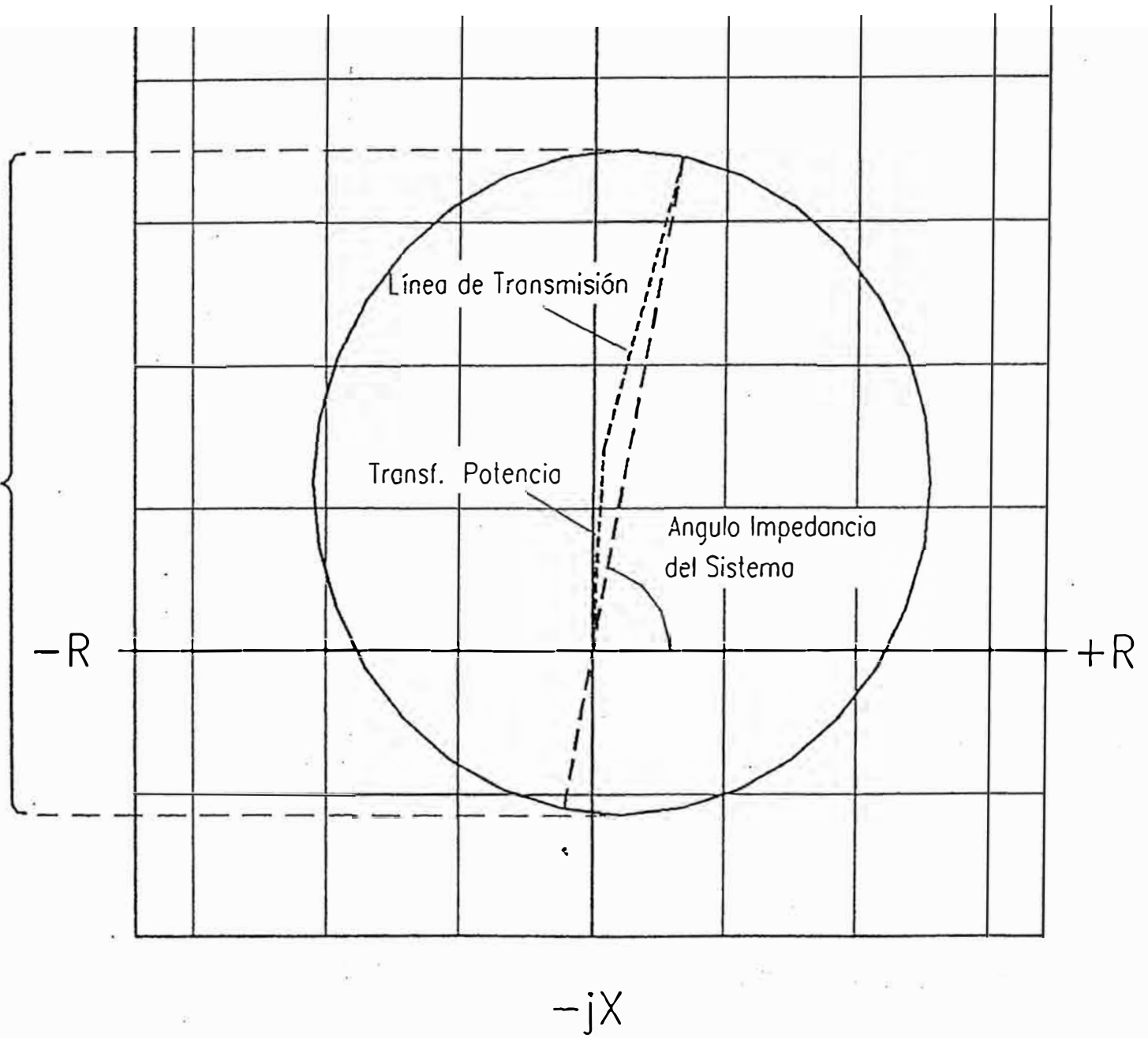


Fig. 9 Característica de operación 21

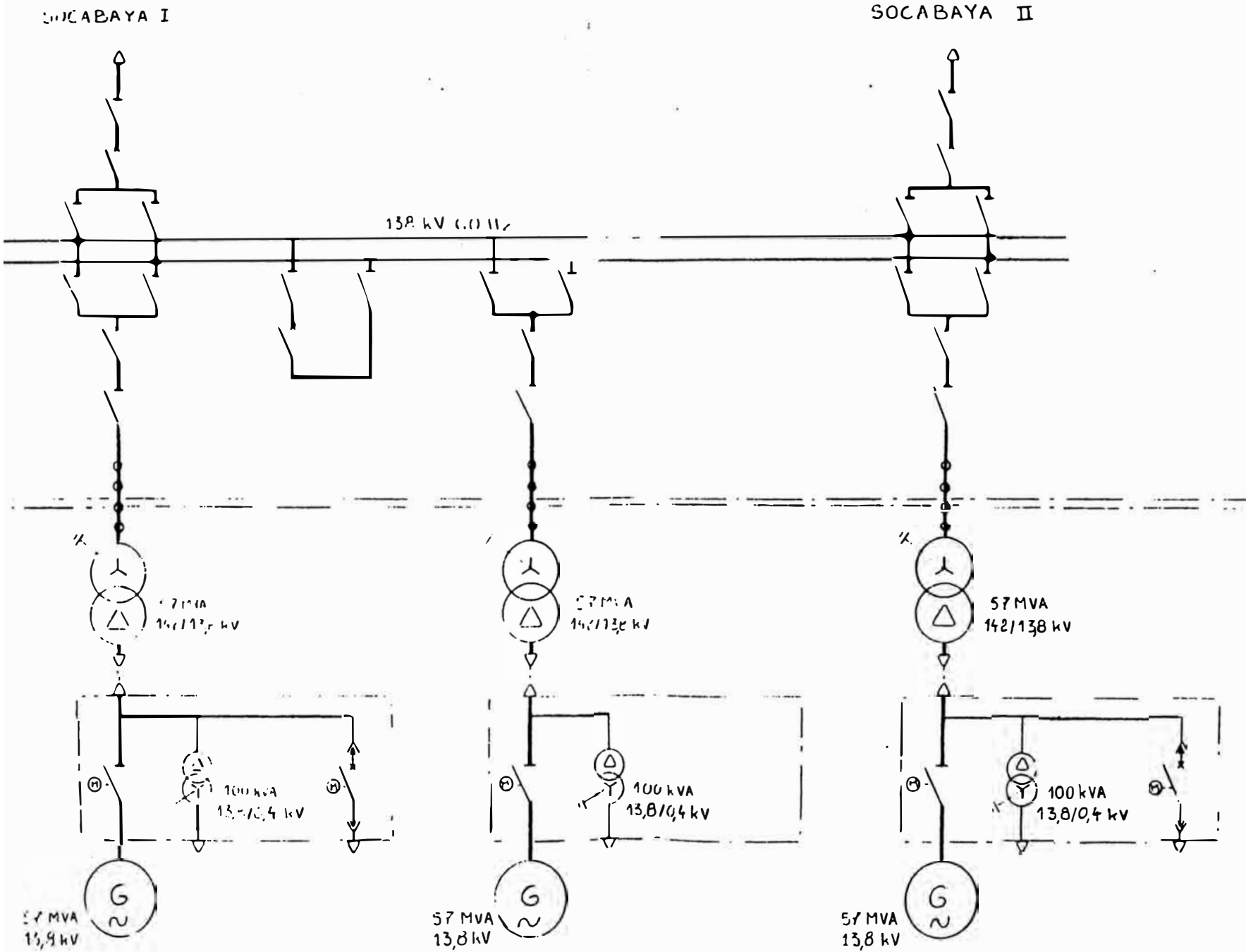
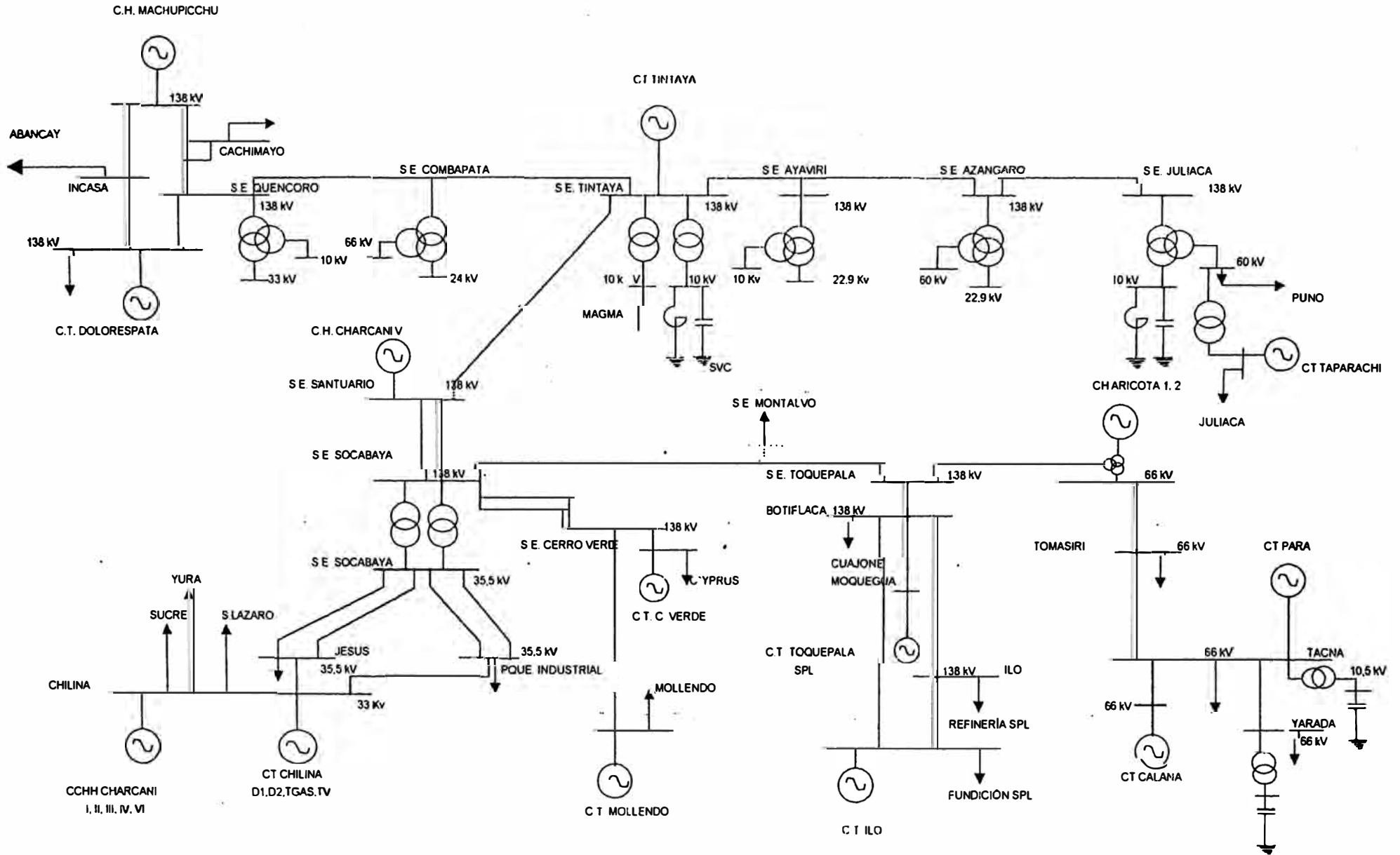
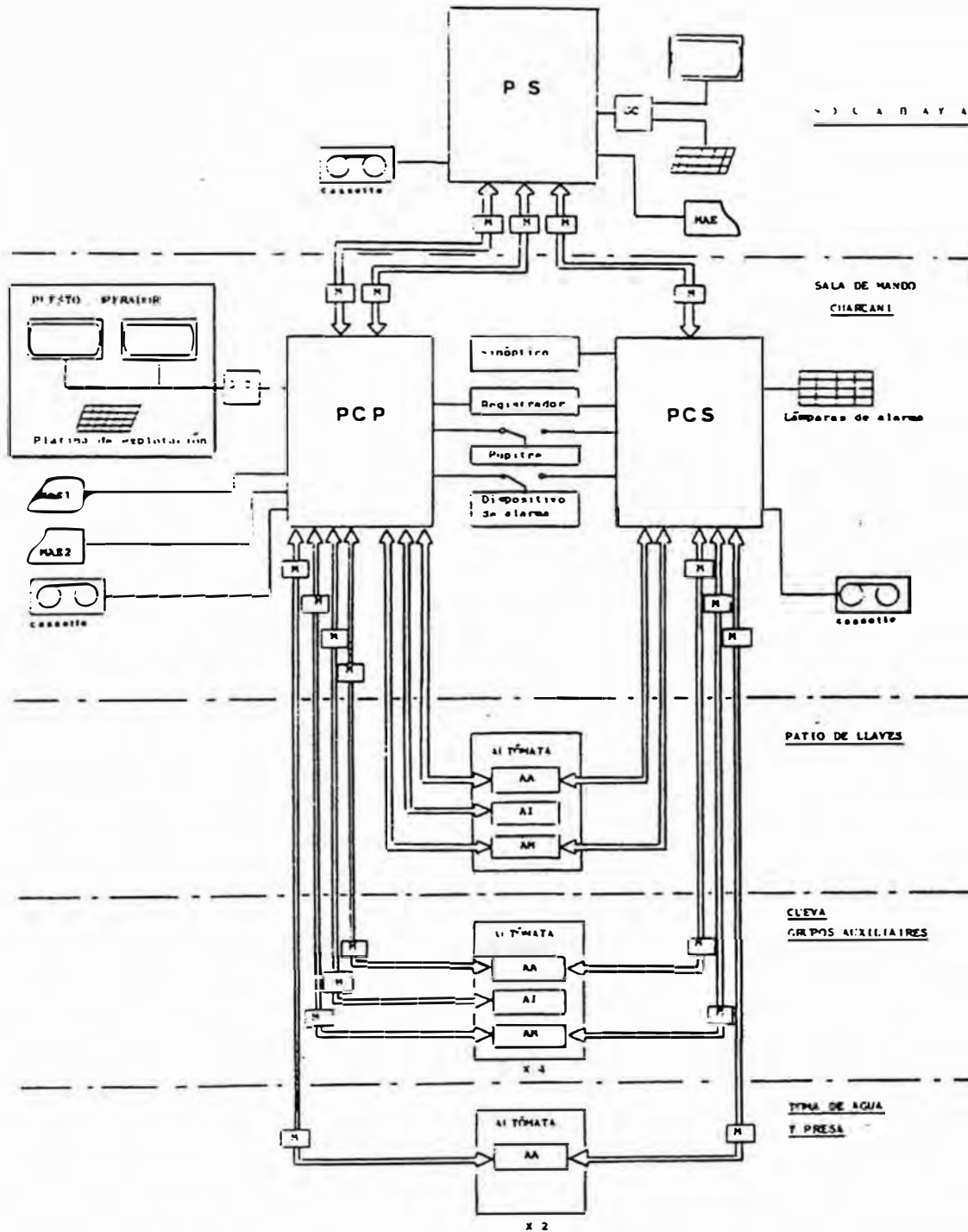


DIAGRAMA UNIFILAR ETESUR



ARQUITECTURA DEL SISTEMA CENTRALOG



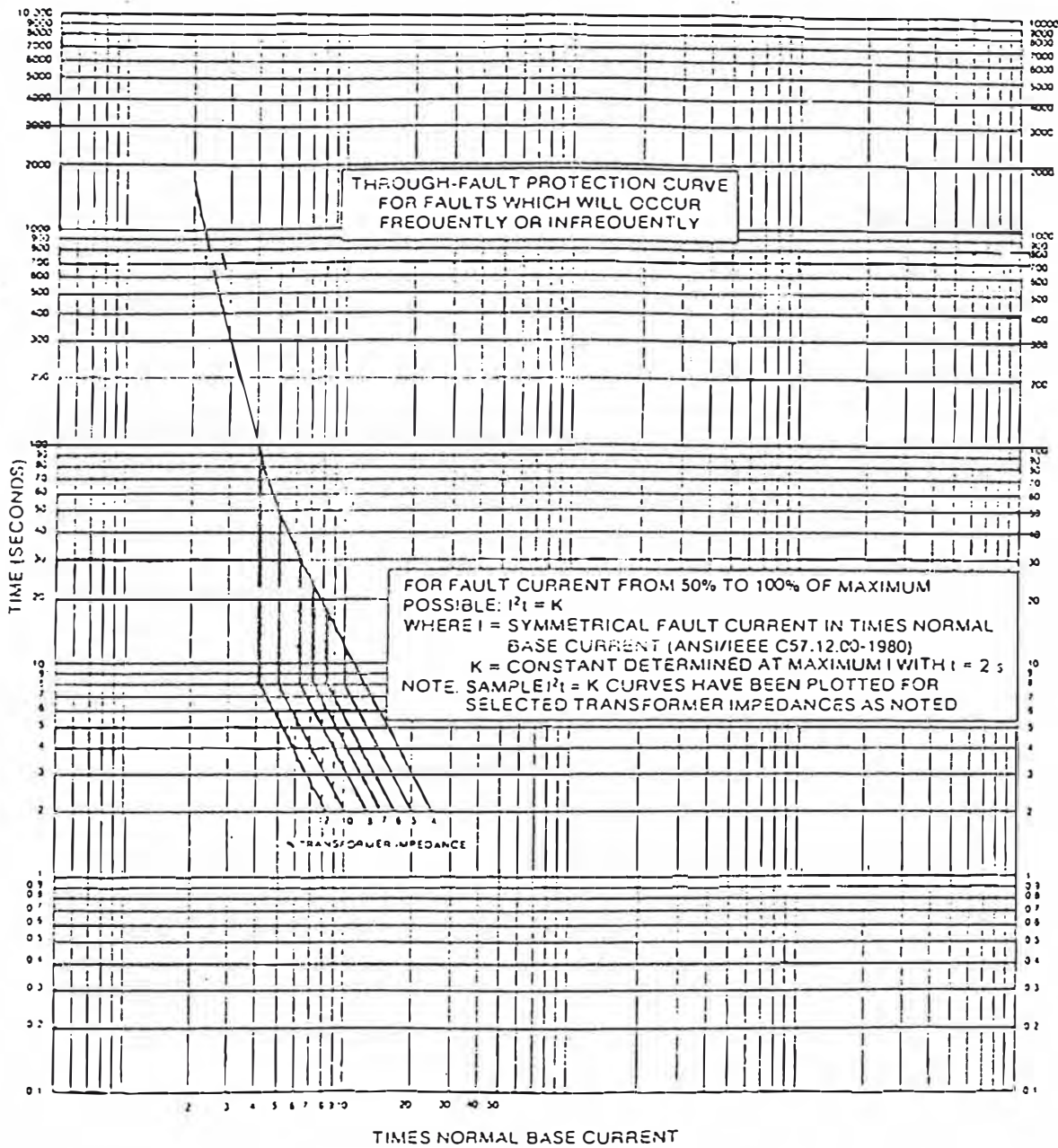


Fig A4
 Category IV Transformers
 Above 10000 kVA Single-Phase
 Above 30000 kVA Three-Phase

ANEXO N° 3

**CUADROS DE DATOS PARA FLUJOS DE
CARGA Y DE CORTO CIRCUITO.
CURVAS DE AJUSTES DE RELÉS DE
SOBRECORRIENTE DE, C.H. CHARCANI
V Y S.E. SANTUARIO.**

DATOS DE GENERADORES
SISTEMA INTERCONECTADO SUR
FECHA: ENERO 1999

CUADRO N° 1

No	CENTRAL	CODIGO	TIPO	KV	RPM	MVA	F.P.	LIMITE MVAR		H (s)	VALORES EN P.U. (BASE PROPIA)								NEUTRO RN (Ohms)	OBSERVACIONES		
								Min.	Max.		R	Xs	R'(+))	X'(+))	R''(+))	X''(+))	R(-)	X(-)			R(o)	X(o)
1	ARICOTA 1	G1	HIDRAULICA	11.00	720	14.000	0.85	-3.69	7.37	1.50	0.0320	0.9700		0.2700		0.1900		0.2000		0.0900	63.5	
2	ARICOTA 1	G2	HIDRAULICA	11.00	720	14.000	0.85	-3.69	7.37	1.50	0.0320	0.9700		0.2700		0.1900		0.2000		0.0900	63.5	
3	ARICOTA 2	G1	HIDRAULICA	11.00	514	14.000	0.85	-3.69	7.37	1.62	0.0397	0.9300		0.2970		0.2260		0.2220		0.1670	63.5	
4	C.T. CHILINA	C-50 Hz	CONVERTIDOR A 50Hz	5.25	600	11.480	0.80					2.0800		0.1550		0.1200		0.1100		0.0600		Valor Asumido Referencia TV-2
5	C.T. CHILINA	C-60 Hz	CONVERTIDOR A 60Hz	5.25	600	11.480	0.80					2.1600		0.4100		0.2500		0.3100		0.0900		Valor Asumido Referencia TV-3
6	C.T. CHILINA	TG-01	TERMICA A GAS	13.80	3600	32.000	0.80	-9.00	18.00	3.38		2.2000		0.1170		0.1110		0.1170		0.0830	2000.0	
7	C.T. CHILINA	D-01	TERMICA DIESEL	10.40	514	6.540	0.80	-2.00	4.00	1.32		1.7000		0.4500		0.3250		0.1380		0.1070	Rmalt.	
8	C.T. CHILINA	D-02	TERMICA DIESEL	10.40	514	6.540	0.80	-2.00	4.00	1.32		1.7000		0.4500		0.3250		0.1380		0.1070	Rmalt.	
9	C.T. CHILINA	TV-01	TERMICA A VAPOR	5.25	3000	5.330	0.75	-1.80	3.50	11.60		1.7000		0.1750		0.1300		0.1300		0.0650		
10	C.T. CHILINA	TV-02	TERMICA A VAPOR	5.25	3000	10.000	0.80	-2.00	6.00	9.23		2.0800		0.1550		0.1200		0.1100		0.0600		
11	C.T. CHILINA	TV-03	TERMICA A VAPOR	10.50	1800	12.500	0.80	-3.80	7.50	2.91		2.1600		0.4100		0.2500		0.3100		0.0900	19.11	
12	C.T. ILO	TV1	TERMICA A VAPOR	13.80	3600	29.411	0.85	-7.50	15.0	1.60		1.5443		0.2239		0.1544		0.1467		0.0772	5.3	
13	C.T. ILO	TV2	TERMICA A VAPOR	13.80	3600	29.411	0.85	-7.50	15.0	1.60		1.5443		0.2239		0.1544		0.1467		0.0772	5.3	
14	C.T. ILO	TV3	TERMICA A VAPOR	13.80	3600	81.176	0.85	-15.00	30.00	3.65	0.0023	1.5750		0.1930		0.1430		0.1800		0.0950	0.4	RN CON T. DE TENSION 13800/240 V
15	C.T. ILO	TV4	TERMICA A VAPOR	13.80	3600	81.176	0.85	-15.00	30.00	3.65	0.0028	1.4940		0.1830		0.1350		0.1700		0.0690	0.4	RN CON T. DE TENSION 13800/240 V
16	C.T. ILO	TG1	TERMICA A GAS	13.80	3600	45.150	0.85	-10.00	20.0	4.50	0.0066	1.9670		0.1703		0.1169		0.1123		0.0715		
17	C.T. ILO	TG2	TERMICA A GAS	13.20	3600	59.300	0.85	-10.00	20.00	4.50		2.4700		0.2020		0.1300		0.1730		0.0940		
18	C.T. ILO	D-01	TERMICA DIESEL	4.16		4.130	0.80	-1.00	2.00	4.00		1.5000		0.2900		0.1800		0.1500		0.0826		
19	CALANA	G1	TERMICA DIESEL	10.50	720	8.000	0.80	-5.00	6.55	0.52	0.0390	1.6000		0.3250		0.2180		0.2460		0.1240	606.0	
20	CALANA	G2	TERMICA DIESEL	10.50	720	8.000	0.80	-5.00	6.55	0.52	0.0390	1.6000		0.3250		0.2180		0.2460		0.1240	606.0	
21	CALANA	G3	TERMICA DIESEL	10.50	720	8.000	0.80	-5.00	6.55	0.52	0.0390	1.6000		0.3250		0.2180		0.2460		0.1240	606.0	
22	CHARCANI III	G1..G2	HIDRAULICA	5.25	600	2.800	0.80	-2.60	3.00	1.60		1.2500		0.2400		0.1800		0.2000		0.1000		DOS GENERADORES
23	CHARCANI I	G1-G2	HIDRAULICA	4.16	450	1.100	0.80	-1.00	1.70	0.85		1.2500		0.2200		0.1600		0.1800		0.1000		DOS GENERADORES
24	CHARCANI II	G1..G3	HIDRAULICA	5.25	500	2.831	0.80	-1.00	1.70	0.85		1.2500		0.2200		0.1600		0.1800		0.1000		TRES GENERADORES
24	CHARCANI IV	G1..G3	HIDRAULICA	5.25	750	6.000	0.80	-1.80	3.80	2.10		1.2800		0.2400		0.1800		0.2000		0.1000		TRES GRUPOS
25	CHARCANI V	G1	HIDRAULICA	13.80	600	57.000	0.85	-25.00	30.00	2.44	0.0086	1.3300		0.2700		0.1700		0.2350		0.1000	530.0	
26	CHARCANI V	G2	HIDRAULICA	13.80	600	57.000	0.85	-25.00	30.00	2.44	0.0086	1.3300		0.2700		0.1700		0.2350		0.1000	530.0	
27	CHARCANI V	G3	HIDRAULICA	13.80	600	57.000	0.85	-25.00	30.00	2.44	0.0086	1.3300		0.2700		0.1700		0.2350		0.1000	530.0	
28	CHARCANI VI	G1	HIDRAULICA	5.25	514	11.200	0.80	-3.24	6.48	1.60		1.3000		0.3200		0.2200		0.2600		0.1200	1000.0	
29	DOLORESPATA	SULZER 1	TERMICA DIESEL	11.00	257	1.250	0.80	-0.40	0.75	4.00		1.3500		0.3200		0.1800		0.1500		0.1000		
30	DOLORESPATA	SULZER 2	TERMICA DIESEL	11.00	257	2.650	0.80	-0.80	1.59	4.00		1.4500		0.3600		0.1800		0.1500		0.1000		
31	DOLORESPATA	ALCO 1-2	TERMICA DIESEL	4.16	900	3.125	0.80	-0.94	1.88	4.00		1.5000		0.2900		0.1800		0.1500		0.0826		DOS GENERADORES
32	DOLORESPATA	GM 1-2-3	TERMICA DIESEL	4.16	900	3.125	0.80	-0.94	1.88	4.00		1.5000		0.2900		0.1800		0.1500		0.0826		TRES GENERADORES
33	H. BOTIFLACA	G1	HIDRAULICA	4.16		5.625	0.80	-1.69	3.38	4.16		0.8100		0.2500		0.1900		0.1500		0.0500		
34	H. RUMI	G1	HIDRAULICA	4.16		5.625	0.80	-1.69	3.38	4.16		0.8100		0.2500		0.1900		0.1500		0.0500		
35	MOLLENDO	MOLL1	TERMICA	13.80	514	13.208	0.80	-15.00	20.00	6.20	0.0071	2.5360	0.0130	0.5700		0.3600	0.0240	0.3900		0.2200	20.0	
36	MOLLENDO	MOLL2	TERMICA	13.80	514	13.208	0.80	-15.00	20.00	6.20	0.0071	2.5360	0.0130	0.5700		0.3600	0.0240	0.3900		0.2200	20.0	
37	MOLLENDO	MOLL3	TERMICA	13.80	514	13.208	0.80	-15.00	20.00	6.20	0.0071	2.5360	0.0130	0.5700		0.3600	0.0240	0.3900		0.2200	20.0	
38	MOQUEGUA	G1	TERMICA DIESEL	4.16	600	0.608	0.80	-0.20	0.37	4.00		1.5400		0.1540		0.1070		0.1000		0.0700		
39	MOQUEGUA	G2	TERMICA DIESEL	4.16	600	0.608	0.80	-0.20	0.37	4.00		1.5400		0.1540		0.1070		0.1000		0.0700		
40	PARA	G1	TERMICA DIESEL	10.50	514	3.125	0.80	-0.94	1.88	2.40		1.7350		0.2150		0.1430		0.1500		0.0826		
41	TINTAYA (MINA)	G1..G8	TERMICA DIESEL	4.16	900	2.641	0.85	-0.85	1.58	4.00		1.5400		0.2630		0.1800		0.1500		0.1000		OCHO GENERADORES
42	TOQUEPALA SPPC	G1 G5	HIDRAULICA	2.40		1.563	0.83	-0.40	0.93	4.00		1.2500		0.2400		0.1800		0.2000		0.1000		5 GENERADORES

DATOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

SISTEMA INTERCONECTADO SUR

FECHA: ENERO 1999

CUADRO N° 2

N°	SUBESTACION	CODIGO	TENSION NOMINAL			POTENCIA NOMINAL			GRUPO CONEXIÓN			REACTANCIA % BASE PROPIA			REGULACION			OBSERVACIONES
			kV1	kV2	kV3	MVA1	MVA2	MVA3	1	2	3	X12	X13	X23	TIPO	TAP	%	
1	ABANCAY	T1	134	60	13.2	25	15	12	Yn	yn0	d11	6.8 (12MVA)	10.56(12MVA)	3.12(12MVA)	Variable	1	±8x1.25	
2	ARICOTA 1	T1	66	10.5	--	28.2	--	--	Yn	d	--	7.51	--	--	Fijo	1	±1x4.5	
3	ARICOTA 2	T1	138	66	10.5	30	30	14.1	Yn	Yn	d	3.92 (10MVA)	6.55 (4.7MVA)	3.61 (4.7MVA)	Fijo	1	±1x4,54	
4	AYAVIRI	T1	138	22.9	10	6.5	6.4	4	Yn	yn0	d5	12.07	11.27	2.95	Fijo	4	±2x2.5	
5	AZANGARO	T1	138	60	22.9	12	12	5	Yn	d5	yn0	12.44	8.76	2.707	Variable	3	±8x1.25	
6	BOTIFLACA	T1	138	13.8	6.9	58	33	33	D	Yn	Yn	16.26 (33)	11.85 (33)	3.76 (33)	Fijo	1	±2x2.5	FALTA VALOR RESIS. DE PUESTA A TIERRA
7	BOTIFLACA	T2	138	13.8	6.9	58	33	33	D	Yn	Yn	16.11 (33)	11.78 (33)	3.79 (33)	Fijo	1	±2x2.5	FALTA VALOR RESIS. DE PUESTA A TIERRA
8	BOTIFLACA	T3	138	13.8	6.9	58	33	33	D	Yn	Yn	16.11 (33)	11.78 (33)	3.79 (33)	Fijo	1	±2x2.5	FALTA VALOR RESIS. DE PUESTA A TIERRA
9	BOTIFLACA (HID.)	T5	138	69	--	15	--	--	D	yn	--	9.54	--	--	Fijo	1	+1x2.5-3x2.5	
10	BOTIFLACA (MINA)	T4	138	69	--	15	--	--	D	yn	--	8.5	--	--	Fijo	1	+1x2.5-3x2.5	
11	C.T. CHILINA (C-60 Hz)	T3330	32.8	5.25	--	11.5	--	--	Y	d11	--	6.1	--	--	Fijo	2	±2x2.0	
12	C.T. CHILINA (D-01)	T3530	34.9	10.4	--	7.7	--	--	Yn	d11	--	8.85	--	--	Fijo	7	±4x2.5	
13	C.T. CHILINA (D-02)	T3540	34.9	10.4	--	7.7	--	--	Yn	d11	--	8.47	--	--	Fijo	7	±4x2.5	
14	C.T. CHILINA (SEAL)	T1	33	10	--	10	--	--	Yn	d11	--	8.1	--	--	Fijo	1	±2x2.0	
15	C.T. CHILINA (SEAL)	T2	33	10	--	10	--	--	Y	d11	--	6.2	--	--	Fijo	2	±2x2.0	
16	C.T. CHILINA (TG-01)	T3520	33	13.8	--	28	--	--	Yn	d11	--	11.88	--	--	Fijo	1	±2x2.0	
17	C.T. CHILINA (TV-03)	T3350	33.48	10.5	--	12.5	--	--	Yn	d11	--	8.8	--	--	Fijo	2	±2x2.0	
18	C.T. ILO	TV1	138	13.8	--	33.3	--	--	Yn	d1	--	10	--	--	Fijo	1	+1x4.5-2x4.5	
19	C.T. ILO	TV2	138	13.8	--	33.3	--	--	Yn	d1	--	10	--	--	Fijo	1	+1x4.5-2x4.5	
20	C.T. ILO	TV3	138	13.8	--	70	--	--	Yn	d1	--	12	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
21	C.T. ILO	TV4	138	13.8	--	70	--	--	Yn	d1	--	12	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
22	C.T. ILO	TG1	138	13.2	--	48	--	--	Yn	d1	--	11.53	--	--	Fijo	1.025	±8x1.25	
23	C.T. ILO	TG2	132	13.8	--	135	--	--	Yn	d1	--	11.4	--	--	Fijo		±10x1	
24	C.T. MOLLENDO	T1	138	13.8	--	32/40	--	--	Yn	d5	--	10	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
25	CACHIMAYO ELP	T1	138	34.5	10.5	6	3	3	Yn	yn0	d11	13	2.31	9	Fijo	3	±2x2.5	Taps en M.T. y B.T.
26	CALANA	T1	66	10.5	--	24	--	--	Yn	d5	--	9.96	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
27	CERRO VERDE	T1	138	10	--	21.6	--	--	Yn	d5	--	9	--	--	Fijo	1	±8x1.25	
28	CERRO VERDE	T2	138	10	--	30	--	--	Yn	d5	--		--	--	Fijo	1		
29	CHARCANI I-II-III		33.6	5.25	--	6	--	--	Y	d	--	7	--	--	Fijo	1	±2x2.0	
30	CHARCANI IV	T1	33.6	5.25	--	6	--	--	Y	d11	--	6.2	--	--	Fijo	3	±2x2.0	
31	CHARCANI IV	T2	33.6	5.25	--	6	--	--	Y	d11	--	6.2	--	--	Fijo	3	±2x2.0	
32	CHARCANI IV	T3	33.6	5.25	--	6	--	--	Y	d11	--	6.3	--	--	Fijo	3	±2x2.0	
33	CHARCANI V	T1	142	13.8	--	57	--	--	Yn	d11	--	13.22	--	--	Fijo	0.96 (-3)	±2x2.5	
34	CHARCANI V	T2	142	13.8	--	57	--	--	Yn	d11	--	13.22	--	--	Fijo	0.96 (-3)	±2x2.5	
35	CHARCANI V	T3	142	13.8	--	57	--	--	Yn	d11	--	13.22	--	--	Fijo	1	±2x2.5	

DATOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

SISTEMA INTERCONECTADO SUR

FECHA: ENERO 1993

CUADRO Nº 2

Nº	SUBESTACION	CODIGO	TENSION NOMINAL			POTENCIA NOMINAL			GRUPO CONEXIÓN			REACTANCIA % BASE PROPIA			REGULACION			OBSERVACIONES
			KV1	KV2	KV3	MVA1	MVA2	MVA3	1	2	3	X12	X13	X23	TIPO	TAP	%	
36	CHARCANI VI	T1	35.6	5.25	--	11.2	--	--	Y	d11	--	8	--	--	Fijo	1	±2x2.0	
37	COMBAPATA	T1	138	66	24	15	7	8	Yn	yn0	d11	6 (8MVA)	10.2 (8MVA)	3.2 (8MVA)	Fijo	4	±3x2.5	
38	DOLORES PATA		138	11.5	--	12.2	--	--	Yn	d11	--	9.72	--	--	Fijo	3	±2x2.5	
39	DOLORES PATA	T1	138	11.5	--	12.2	--	--	Yn	d11	--	9.64	--	--	Fijo	3	±2x2.5	
40	DOLORES PATA	T3	138	11.5	--	12.2	--	--	Yn	d11	--	9.7	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
41	DOLORES PATA	ALCO 1	10.5	4.16	--	3	--	--	Y	y6	--	5.3	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
42	DOLORES PATA	ALCO 2	10.5	4.16	--	3	--	--	Y	y6	--	5.2	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
43	DOLORES PATA	GM1	10.5	4.16	--	3	--	--	Y	y6	--	5.8	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
42	DOLORES PATA	GM2	10.5	4.16	--	3	--	--	Y	y	--	5.8	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
43	DOLORES PATA	GM3	10.5	4.16	--	3	--	--	Y	y	--	5.7	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
44	H. BOTIFLACA	T1	69	4.16	--	5	--	--	Yn	d	--	6.35	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
45	H. RUMI	T1	69	4.16	--	5	--	--	Yn	d	--	6.35	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
46	ILO (CIUDAD)	T1	138	10.5	--	6	--	--	Yn	d	--	8.84	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
47	ILO (CIUDAD)	T2	138	10.5	--	6	--	--	Yn	d	--	8.86	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
48	INCASA	T1	138	6.9	--	20	--	--	Yn	d1	--	12.15	--	--	Fijo	2	±1x5	
49	INCASA	T2	138	6.9	--	20	--	--	Yn	d1	--	12.15	--	--	Fijo	2	±1x5	
60	JESUS		138	32.156	--	3x7.5	--	--	Yn	d	--	7.8	--	--			+1x5.2-2x5.6%	
61	JESUS		33.5	10.4	--	20 / 25	--	--	Y	d11	--	9.9 / 12.4	--	--	Variable		±9x1.39	
52	JULIACA	T1	138	60	10	40	40	10	Yn	yn0	d5	13.105	5.584	1.661	Variable		±8x1.25	
53	JULIACA	T2	60	10	--	12	--	--	Yn	d5	--	8.36	--	--	Fijo	3	±2x2.5	
54	LA YARADA	T1	66	10.5	--	3	--	--	Y	d1	--	7.39	--	--	Fijo	0.91	-3x4.7	
55	LA YARADA	T2	66	10.5	--	4	--	--	Y	d11	--	6.9	--	--	Fijo	0.865	-3x4.7	
56	LIXIVIACION	T1	138	13.8	--	30	--	--	D	Yn	--	8	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
57	MOLLENDO	T1	132	60	33	15	10	8	Yn	d5	Yn	6.22	7.68	2.26	Fijo	1	±2x2.5	
58	PQUE. IND. (TACNA)	T1	60	10.5	--	6 / 8	--	--	Yn	d11	--	7.92	--	--	Fijo		±10x1	
59	PQUE INDUS.(SEAL)	T1	33.5	10.4	--	20 / 25	--	--	Yn	d11	--	9.3 / 11.6	--	--	Variable		±9x1.4%	
60	PQUE INDUS.(SEAL)	T2	33.5	10.4	--	20 / 25	--	--	Yn	d11	--	9.5 / 11.9	--	--	Variable		±9x1.4%	
61	PUNO	T1	60	10	--	5.5	--	--	Yn	d5	--	7.4	--	--	Variable		+4x1.25 / -12x1.25	
62	PUNO	T2	60	10	--	5.5	--	--	Yn	d5	--	7.4	--	--	Fijo		+3x5/-1x5	
63	PUSH BACK	T1	138	69	--	15	--	--	D	Yn	--	8.2	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
64	PUSH BACK	T2	69	4.16	--	3.5	--	--	D	Yn	--	4.96	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
65	QUEBRADA HONDA	T1	138	13.8	--	7.5	--	--	D	Yn	--	7.25	--	--	Fijo	0.975	±2x2.5	
66	QUENCORO	T1	138	34.5	10.5	10	3	7	Yn	yn0	d11	15.33	10.1	4.47	Variable	8	±8x1.25	
67	QUENCORO	T2	63	10	--	5.5	--	--	Yn	d5	--	7.4	--	--	Fijo	4	±2x4.75	
68	REF. ILO	T1	132	10.5	--	15	--	--	Y	d1	--	9.69	--	--	Fijo	1.04595	±2x4.545	

DATOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

SISTEMA INTERCONECTADO SUR

FECHA: ENERO 1999

CUADRO N° 2

N°	SUBESTACION	CODIGO	TENSION NOMINAL			POTENCIA NOMINAL			GRUPO CONEXIÓN			REACTANCIA % BASE PROPIA			REGULACION			OBSERVACIONES
			KV1	KV2	KV3	MVA1	MVA2	MVA3	1	2	3	X12	X13	X23	TIPO	TAP	%	
69	SARITA	T1	66	33	-	2	-	-	Yn	d5	-	7.81	--	-	Fijo	1	±2x2.5	
70	SOCABAYA	T1	138	35.5	-	60	-	-	Yn	d11	-	10.86	-	--	Variable	1	±8x1.25	
71	SOCABAYA	T2	138	35.5	-	60	-	-	Yn	d11	-	10.86	-	-	Variable	1	±8x1.25	
72	SOCABAYA		33.5	10.4	-	10	-	-	Yn	d11	--	9.7	-	-			±9x1.4%	
73	TACNA	T1	66	10.5	-	6	-	-	Yn	d1	-	7.52	-	-	Variable		-3x4.7	
74	TACNA	T4	66	10.5	-	3	--	-	Yn	d1	-	7.39	--	-	Fijo		-3x4.7	
75	TACNA	T2	61.9	10.5	--	6	-	-	Yn	d11	-	9.48	-	-	Fijo	0.91	±9x0.81	
76	TINTAYA	T2	138	10	--	25	-	-	Yn	d5	-	12.64	-	-	Fijo	5	±4x2.5	
77	TINTAYA	T1	132	10.5	-	20	-	-	Yn	d5	-	11	--	-	Variable	5	±8x1.25	
78	TINTAYA (MINA)	T1	10.5	4.16	-	4	-	-	Yn	d1	-	5.4	-	-	Fijo	2	+1x2.5/-3x2.5	
79	TINTAYA (MINA)	T2	10.5	4.16	--	4	-	-	Yn	d1	-	5.4	-	-	Fijo	2	+1x2.5/-3x2.5	
80	TINTAYA (MINA)	T3	10.5	4.16	-	4	-	-	Yn	d1	--	5.4	-	-	Fijo	2	+1x2.5/-3x2.5	
81	TOMASIRI	T1	66	10.5	-	3	-	--	Yn	d1	-	7.4	-	--	Fijo	0.955	-3x4.7	
82	TOQUEPAL SPL	T1	138	13.8	-	33	-	-	Yn	d	-	10.6	-	-	Fijo	1	±2x2.5	
83	TOQUEPAL SPL	T2	138	13.8	-	33	-	-	Yn	d	-	10.6	--	-	Fijo	1	±2x2.5	
84	TOQUEPAL SPL	T3	13.8	11	-	8	-	-	D	d	-	6.1	--	--	Fijo	1	±2x2.5	
85	TOQUEPAL SPL	T4	11	2.4	-	4	-	-	Y	d	-	6.1	-	-	Fijo	1		2 UNIDADES

No	UBICACION		CODIGO	KV	CONDUCTOR		CAPACIDAD (A)	LONGIT. km	R+	X+	R0	X0	B+	B0	Rm0	Xm0	OBSERVACIONES
	S.E ENVIO	S.E RECEPCION			TIPO	SECCION			Ω / km	Ω / km	Ω / km	Ω / km	$(n/km)^*E-9$	$(n/km)^*E-9$	Ω / km	Ω / km	
1	ARICOTA 1	ARICOTA 2	L-661	66	ACSR	120	219	5.80	0.25160	0.45960	0.58130	1.48779	9.65620				
2	ARICOTA 1	SARITA	L-666	66	ACSR	250 MCM		0.40	0.25130	0.48490			10.08100				
3	ARICOTA 2	TOMASIRI	L-662	66	ACSR	120	219	58.30	0.25160	0.45960	0.40260	1.60860	9.65620				
4	AYAVIRI	AZANGARO	L-1006/2	138	AAAC	240	157	42.42	0.13610	0.50720	0.44759	1.93447	9.50740	4.20646			
5	AZANGARO	JULIACA	L-1006/3	138	AAAC	240	157	78.20	0.13610	0.50720	0.44785	1.93532	9.50740	4.20646			
6	AZANGARO	SAN RAFAEL		60				92.00	0.24650	0.47080	0.50970	1.63590	9.65620				
7	BOTIFLACA	PUSH BACK		138				251	0.12180	0.49140	0.36540	1.47420	9.50740	6.50300			
8	BOTIFLACA	H. BOTIFLACA		69				157	0.25160	0.45960	0.62900	1.51670	9.65620	5.39740			
9	C. T. ILO	ILO (CIUDAD)		138		477	251	14.30	0.13360	0.51620	0.40080	1.54850	9.50740	4.31790			
10	C.T. ILO	BOTIFLACA		138		795 MCM	251	85.10	0.07240	0.46950	0.21730	1.40840	9.50740	6.35710			
11	C.T. ILO	REF. SPL		138		64	251	9.40	0.11970	0.50570	0.35910	1.51710	9.50740	4.57870			
12	CACHIMAYO ELP	PISCACUCHU	L-1001	34.5	ACSR	240	390	76.83	0.16081	0.49647	0.45408	1.52787	8.78660	4.58686			
13	CALANA	PQUE. I. (TACNA)	L-668	66	AAAC	120	219	3.90	0.25160	0.45960	0.40260	1.50860	9.65620				
14	CALLALLI	SANTUARI	L-1008/2	138		318.18	445	83.30	0.07250	0.48340	0.21569	1.31952	9.00000				
15	CERRO VERDE	MOLLENDO	L-1019	138	ALMELEC	240	252	90.25	0.14580	0.41490	0.31750	1.71650	10.73000	4.59850			
16	CHARCANI I-II-III	CHILINA		33	ACSR	4/0 AWG	252	6.98	0.29920	0.39690	0.44880	1.27010	12.09720				
17	CHARCANI IV	CHARCANI I-II-III		33	ACSR	4/0 AWG	252	6.22	0.29920	0.39690	0.44880	1.27010	12.09720				
18	CHILINA	CHARCANI IV		33	ACSR	4/0 AWG	252	13.20	0.29920	0.39690	0.44880	1.27010	12.09720				
19	CHILINA	CHARCANI IV		33	ACSR	4/0 AWG	252	13.20	0.29920	0.39690	0.44880	1.27010	12.09720				
20	CHILINA	CHARCANI VI		33	ACSR	4/0 AWG	252	11.09	0.29920	0.39690	0.44880	1.27010	12.09720				
21	CHILINA	CHARCANI VI		33	ACSR	4/0 AWG	252	11.09	0.29920	0.39690	0.44880	1.27010	12.09720				
22	CHILINA	JESUS		33	ACS	4/0 AWG	252	9.77	0.34260	0.50000	0.45000	1.31390	10.08100				
23	CHILINA	JESUS		33	ACS	4/0 AWG	252	9.77	0.34260	0.50000	0.45000	1.31390	10.08100				
24	CHILINA	PQUE. INDUSTRIAL		33	ACSR	4/0 AWG	252	7.43	0.30000	0.41220	0.45000	1.31390	12.09720				
25	CHILINA	PQUE. INDUSTRIAL		33	ACSR	4/0 AWG	252	7.43	0.30000	0.41220	0.65006	3.22745	12.09720				
26	COMBAPATA	TINTAYA	L-1005/2	138	AAAC	240	512	101.09	0.15769	0.50846	0.41953	1.67532	8.57140	4.59270			
27	COMBAPATA	SICUANI	L-701	66	AASC	2/0 AWG	175	28.70	0.52190	0.53630	0.88720	1.57050	8.79340				
28	DOLORESPATA	INCASA	L-1003	138	ACSR	240	512	13.50	0.16081	0.49647	0.45705	1.82258	8.78660	4.58686			
29	DOLORESPATA	QUENCORO	L-1004	138	AAAC	240	512	8.34	0.15769	0.50846	0.37448	1.60755	8.57140	4.59270			
30	H. RUMI	SUCHES		69				157	0.25160	0.45960	0.62900	1.51670	9.65620	5.37870			
31	ILO (CIUDAD)	QDA. HONDA		138				251	0.12220	0.49020	0.36650	1.47070	9.50740	4.31790			
32	INCASA	ABANCAY	L-1007	138	AAAC	240	157	96.20	0.11970	0.50570	0.42890	1.49780	9.50000				
33	JESUS	SANTUARIO-SOCABAYA		138				37.50	0.15700	0.52780	0.47100	1.58340	9.00000				
34	JULIACA	PUNO	L-631	60	AASC	3/0 AWG	192	34.50	0.25160	0.45960	0.40231	1.60840	9.65620				
35	PUSH BACK	TOQUEPALA SPL		138				251	0.12180	0.49140	0.36540	1.47420	9.50740	6.50300			
36	QDA. HONDA	TOQUEPALA SPL		138				251	0.13420	0.49140	0.40270	1.47420	9.50740	4.31790			
37	QUENCORO	COMBAPATA	L-1005/1	138	AAAC	240	512	87.524	0.15769	0.50846	0.43995	1.87189	8.57140	4.59270			
38	QUENCORO	QUILLABAMBA	L-1002	60	AAAC	240	512	96.23	0.15769	0.50846	0.39710	1.50000	8.57140	4.59270			

CUADRO N° 3

No	UBICACION		CODIGO	KV	CONDUCTOR		CAPACIDAD (A)	LONGIT. km	R+	X+	R0	X0	B+	B0	Rm0	Xm0	OBSERVACIONES
	S.E ENVIO	S.E RECEPCION			TIPO	SECCION			Ω / km	Ω / km	Ω / km	Ω / km	$(mf/km)^*E-9$	$(mf/km)^*E-9$	Ω / km	Ω / km	
1	ARICOTA 1	ARICOTA 2	L-661	66	ACSR	120	219	5.80	0.25160	0.45960	0.58130	1.48779	9.65620				
39	SOCABAYA	SANTUARIO	L-1011	138	ALMELEC	240	590	27.50	0.15700	0.52780	0.47100	1.58340	9.00000				
40	SOCABAYA	SANTUARIO	L-1012	138	ALMELEC	240	560	27.50	0.15700	0.52780	0.47100	1.58340	9.00000				
41	SOCABAYA	CERRO VERDE	L-1013	138	ALMELEC	240	560	10.80	0.15700	0.52780	0.47100	1.58340	9.00000				
42	SOCABAYA	CERRO VERDE	L-1014	138	ALMELEC	240	560	10.80	0.15700	0.52780	0.47100	1.58340	9.00000				
43	SOCABAYA	TOQUEPALA ETESUR	L-1015	138	ALDREY	660	251	145.70	0.07250	0.48340	0.21750	1.45020	9.00000	5.30670			
44	SOCABAYA	JESUS		33	ASC	4/0 AWG	262	8.99	0.34260	0.52057	0.69744	3.00000	12.09720				
45	SOCABAYA	JESUS		33	ASC	4/0 AWG	262	8.99	0.34260	0.52057	0.69744	3.00000	12.09720				
46	SOCABAYA	PQUE. INDUSTRIAL		33	ASC	250	262	8.20	0.29920	0.39690	0.44880	1.27010	12.09720				
47	SOCABAYA	PQUE. INDUSTRIAL		33	ASC	250	262	8.20	0.29146	0.50732	0.64512	3.09878	12.09720				
48	TACNA	YARADA	L-665	66	ACSR	64	131	27.30	0.25160	0.45960	0.40260	1.60860	9.65620				
49	TACNA	PQUE. I. (TACNA)	L-667	66	AAAC	120	219	7.20	0.25160	0.45960	0.40260	1.60860	9.65620				
50	TINTAYA	AYAVIRI	L-1006/1	138	AAAC	240	167	82.50	0.13610	0.50720	0.44805	1.93556	9.50740	4.20646			
51	TINTAYA	CALLALLI	L-1008/1	138		318.18	445	96.30	0.07250	0.48340	0.21559	1.31952	9.00000				
52	TOMASIRI	TACNA	L-663	66	ACSR	120	219	35.40	0.25160	0.45960	0.40260	1.60860	9.65620				
53	TOQUEPALA ETESUR	ARICOTA 2	L-138	138	ACSR	240	314	35.00	0.11970	0.50570	0.35910	1.51710	9.50740	5.40830			
54	TOQUEPALA ETESUR	TOQUEPALA SPL		138			251	0.50	0.11970	0.50570	0.35910	1.51710	9.50740	6.50300			
55	TOQUEPALA SPL	LIXIMAXION		138			690	1.80	0.11630	0.48560	0.35910	1.51710	9.50740	6.50300			

DATOS DE CARGA

SISTEMA INTERCONECTADO SUR

FECHA: ENERO 1999

N°	BARRA	kV	MAXIMA DEMANDA		MEDIA DEMANDA		MINIMA DEMANDA	
			MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
1	ABANCAY	13.2	0	-0.56	0.07	0.74	0.07	0.87
2	ARICOTA 1	10.5	1.33	-0.33	0.62	-0.08	0.65	-0.09
3	ARICOTA 2	10.5	0.4	0.1	0.35	0.1	0.3	0.1
4	AYAMIRI	22.9	0.42	0.08	0.1	0.03	0.13	0
5	AYAMIRI	10	0.84	0.17	0.2	0.07	0.25	0.01
6	AZANGARO	22.9	0.4	-0.4	0.58	0	0.55	0.01
7	BOTIFLACA 1	13.8	8.25	-0.31	6.57	3.93	7.98	-0.54
8	BOTIFLACA 1	6.9	7.5	1	0	0	6	0.5
9	BOTIFLACA 2	13.8	8.25	-0.31	6.57	3.93	7.98	-0.54
10	BOTIFLACA 2	6.9	10.75	-4.5	10.5	-4.5	11.5	-4.5
11	BOTIFLACA 3	13.8	8.2	-0.31	6.57	3.93	7.98	-0.54
12	BOTIFLACA 3	6.9	10.75	-4.5	10.5	-4.5	11.5	-4.5
13	C.T. TINTAYA	10	0.08	1.62	1.77	1.98	1.2	1.9
14	C.T. TINTAYA	4.16	14.2	1.19	14.59	1.47	14.8	1.67
15	CACHIMAYO	138	0	0	0.88	1.18	0.49	0.54
16	CACHIMAYO	33	2.43	0.87	0.78	0.46	0.92	0.65
17	CACHIMAYO	10.5	1.28	0.48	0.33	0.49	0.45	0.48
18	CERRO VERDE	10	24.84	6.03	23.02	5.22	26	7.7
19	CHALLALLI	33	9	2.5	6	1.5	3	1
20	CHARCANI 123	33.5	7.78	1.62	12.63	4.59	12.3	4.28
21	CHILINA	33.5	23.97	13.69	14.77	10.73	12.31	4.5
22	COMBAPATA	24	1.08	-0.18	0.28	-0.38	0.44	-0.46
23	CUAJONE	69	7.8	2.8	7.8	2.8	8	2.8
24	DOLORESPATA	11.5	21.14	4.79	13.06	6.03	7.29	4.44
25	HERCA2.3	2.3	0	0	2.8	1.2	2.8	1.2
26	ILO CIUDAD 1	10.5	2.65	0.46	1.51	0.37	1.39	0.33
27	ILO CIUDAD 2	10.5	2.65	0.46	1.51	0.37	1.39	0.33
28	ILO TG-1	13.8	0.5	0.4	0.5	0.4	0.5	0.4
29	ILO TG-2	13.8	0.5	0.4	0.5	0.4	0.5	0.4
30	ILO TV1-2	13.8	22.89	10.1	22.89	10.1	22.89	10.1
31	ILO TV1-2	4.16	2.8	1.2	0	0	0	0
32	ILO TV3	13.8	1.1	0.6	1.1	0.6	1.1	0.6
33	ILO TV4	13.8	1.1	0.6	1.1	0.6	1.1	0.6
34	INCASA	138	0.07	-3.1	0.06	0.14	0.07	0.16
35	JESUS	10	0	0	0	0	0	0
36	JESUS B	33.5	12.39	5.62	6.36	4.26	5.09	2.6
37	JULJACA	10	11.77	2.35	7.59	3.49	6.07	1.88
38	LIXIVIACION	13.8	31.8	4.5	28.8	4.5	31.8	4.5
39	MOLLENDO	60	0	0	0	0	0	0
40	MOLLENDO	33	3.63	1.73	1.79	1.39	2.09	1.17
41	PISCACUCHU	33	0.31	0	0.14	0	0.11	0
42	PQUE. INDUS. (SEAL)	10	37.45	15.08	26.48	12.16	16.75	6.46
43	PQUE. INDUS. (TACN)	10	6.64	3.36	4.09	2.42	3.41	1.36
44	PUNO 1	10	9	-0.17	3.37	-0.97	2.73	-0.2
45	PUNO 2	10	0.5	0.1	0.5	0.1	0.5	0.1
46	PUSH BACK	4.16	1.5	1	1.5	1	1.5	1
47	QUEBRADA HONDA	13.8	4	3	4	3	4	3
48	QUENCORO	33	0.73	0.23	0.2	0.2	0.25	0.18
49	QUENCORO	10.5	1.04	-1.45	0.35	-1.52	0.42	0.12
50	QUILLABAMBA	60	2.62	1.6	0.97	2	1.02	2.17
51	REFINERIA ILO	10.5	10.65	-1	10.65	-1	10.65	-1
52	SAN RAFAEL	60	7	1	7	1	7	1
53	SARITA	33	1.21	0	0.33	0.27	0.72	0.07
54	SICUANI	10.5	2	0.94	0	0	0	0
55	SUCHES	69	3.2	1.5	3.2	1.5	3.2	1.5
56	TACNA 1	10.5	3.12	1.15	2.37	0.87	1.89	0.88
57	TACNA 2	10.5	3.12	1.15	2.37	0.87	1.89	0.88
58	TACNA 3	10.5	3.12	1.15	2.37	0.87	1.89	0.88
59	TOMASIRI	10.5	0.56	0.65	0.36	0.41	0.29	0.33
60	TOQUEPALA SPL 1	13.8	3.6	1.7	3.6	1.7	3.6	1.7
61	TOQUEPALA SPL 2	13.8	3.6	1.7	3.6	1.7	3.6	1.7
62	YARADA 1	10.5	4.36	2.35	3.3	1.45	2.64	1.71
63	YARADA 2	10.5	4.66	2.51	3.53	1.67	2.83	1.84

CUADRO Nº 9

CONTRIBUCIONES DE CORRIENTES EN LINEAS DE TRANSMISION CON RESISTENCIAS DE FALLA

BARRA CON FALLA	CONTRIBUCIONES DE	V BASE (KV)	MINIMA DEMANDA FALLA MONOFASICA			
			CORRIENTE DE NEUTRO R _{FALLA} = 10Ω		CORRIENTE DE NEUTRO R _{FALLA} = 50Ω	
			(pu)	(KA)	(pu)	(KA)
ABANCAY	CORRIENTE TOTAL	138	0.8458	0.3539	0.5772	0.2415
	INCASA		0.1385	0.1738	0.0945	0.1186
INCASA	CORRIENTE TOTAL	138	1.1095	0.4642	0.6544	0.2738
	DOLORESPATA		0.1437	0.1804	0.0848	0.1064
	CACHIMAYO		0.0157	0.0197	0.0092	0.0115
	ABANCAY		0.0285	0.0358	0.0168	0.0211
DOLORESPATA	CORRIENTE TOTAL	138	1.1423	0.4779	0.6632	0.2775
	INCASA		0.1569	0.1969	0.0911	0.1143
	QUENCORO		0.0777	0.0975	0.0451	0.0566
QUENCORO	CORRIENTE TOTAL	138	1.1493	0.4808	0.6668	0.2790
	COMBAPATA		0.0489	0.0614	0.0124	0.0156
	TINTAYA		0.0276	0.0346	0.0160	0.0201
	DOLORESPATA		0.2724	0.3419	0.1581	0.1984
TINTAYA	CORRIENTE TOTAL	138	2.0825	0.8713	0.9142	0.3825
	JULIACA		0.0788	0.0989	0.0246	0.0309
	QUENCORO		0.0766	0.0961	0.0197	0.0247
	SANTUARIO		0.0735	0.0923	0.0323	0.0405
AZANGARO	CORRIENTE TOTAL	138	1.3178	0.5513	0.7543	0.3156
	AYAVIRI		0.1653	0.2075	0.0946	0.1187
	JULIACA		0.1396	0.1752	0.0799	0.1003
JULIACA	CORRIENTE TOTAL	138	1.1390	0.4765	0.6977	0.2919
	AZANGARO		0.1150	0.1443	0.0704	0.0884
COMBAPATA	CORRIENTE TOTAL	66	0.5877	0.5141	0.1899	0.1661
	SICUANI		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
SICUANI	CORRIENTE TOTAL	66	0.4172	0.3650	0.1953	0.1708
	COMBAPATA		0.1391	0.3650	0.0651	0.1708
QUENCORO	CORRIENTE TOTAL	60	0.3141	0.3022	0.1576	0.1517
	QUILLABAMBA		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
QUILLABAMBA	CORRIENTE TOTAL	60	0.1727	0.1662	0.1183	0.1138
	QUENCORO		0.0576	0.1663	0.0394	0.1137
AZANGARO	CORRIENTE TOTAL	60	0.2492	0.2398	0.1443	0.1389
	SAN RAFAEL		0.0831	0.2399	0.0481	0.1389
SAN RAFAEL	CORRIENTE TOTAL	60	0.2941	0.2830	0.1519	0.1462
	AZANGARO		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
JULIACA	CORRIENTE TOTAL	60	0.6337	0.6098	0.1829	0.1760
	PUNO		0.0128	0.0370	0.0037	0.0107
PUNO	CORRIENTE TOTAL	60	0.5259	0.5060	0.1752	0.1686
	JULIACA		0.0509	0.0490	0.0170	0.0164
SANTUARIO	CORRIENTE TOTAL	138	3.8721	1.6200	1.1051	0.4623
	TINTAYA		0.0384	0.0482	0.0110	0.0138
	SOCABAYA L-1		0.1767	0.2218	0.0504	0.0633
	SOCABAYA L-2		0.1767	0.2218	0.0504	0.0633

**MINIMA DEMANDA
FALLA MONOFASICA**

BARRA CON FALLA	CONTRIBUCIONES DE	V BASE	CORRIENTE DE NEUTRO		CORRIENTE DE NEUTRO	
		(KV)	R _{FALLA} = 10Ω		R _{FALLA} = 50Ω	
			(pu)	(KA)	(pu)	(KA)
SOCABAYA	CORRIENTE TOTAL	138	3.9209	1.6404	1.1039	0.4618
	SANTUARIO L-1		0.1445	0.1814	0.0407	0.0511
	SANTUARIO L-2		0.1445	0.1814	0.0407	0.0511
	TOQUEPALA ETESUR		0.0410	0.0515	0.0115	0.0144
	CERRO VERDE L-1		0.1525	0.1914	0.0429	0.0538
	CERRO VERDE L-2		0.1525	0.1914	0.0429	0.0538
CERRO VERDE	CORRIENTE TOTAL	138	3.7625	1.5741	1.0961	0.4586
	SOCABAYA L-1		0.3522	0.4420	0.1026	0.1288
	SOCABAYA L-2		0.3522	0.4420	0.1026	0.1288
	MOLLENDO		0.0895	0.1123	0.0260	0.0326
MOLLENDO	CORRIENTE TOTAL	138	2.7468	1.1492	1.0621	0.4443
	CERRO VERDE		0.1767	0.2218	0.0683	0.0857
TOQUEPALA ETESUR	CORRIENTE TOTAL	138	3.9864	1.6678	1.1515	0.4818
	SOCABAYA		0.1335	0.1676	0.0386	0.0484
	TOQUEPALA SPL		0.8774	1.1012	0.2534	0.3180
	ARICOTA 2		0.3186	0.3999	0.0902	0.1132
TOQUEPALA SPL	CORRIENTE TOTAL	138	4.0012	1.6740	1.1520	0.4820
	TOQUEPALA ETESUR		0.4335	0.5441	0.1248	0.1566
	PUSH BACK		0.1623	0.2037	0.0467	0.0586
	QDA. HONDA		0.1779	0.2233	0.0512	0.0643
	LIXIVIACION		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
BOTIFLACA	CORRIENTE TOTAL	138	3.3535	1.4030	1.1159	0.4669
	PUSH BACK		0.7077	0.8882	0.2355	0.2956
	ILO		0.4103	0.5150	0.1365	0.1713
ILO	CORRIENTE TOTAL	138	5.1507	2.1549	1.2334	0.5160
	BOTIFLACA		0.0430	0.0540	0.0103	0.0129
	ILO ELECTROSUR		0.0987	0.1239	0.0236	0.0296
ARICOTA 2	CORRIENTE TOTAL	138	3.5112	1.4690	1.1410	0.4774
	TOQUEPALA ETESUR		0.3788	0.4754	0.1231	0.1545
ARICOTA 2	CORRIENTE TOTAL	66	1.2373	1.0824	0.2815	0.2462
	ARICOTA 1		0.1680	0.4409	0.0408	0.1071
	TOMASIRI		0.0264	0.0693	0.0060	0.0157
TOMASIRI	CORRIENTE TOTAL	66	0.8809	0.7706	0.2659	0.2326
	TACNA		0.1291	0.3388	0.0390	0.1023
	ARICOTA 2		0.0856	0.2246	0.0258	0.0677
CALANA	CORRIENTE TOTAL	66	0.9305	0.8140	0.2729	0.2387
	CALANA		0.1195	0.3136	0.0351	0.0921
TACNA	CORRIENTE TOTAL	66	0.9184	0.8034	0.2676	0.2341
	YARADA		0.0365	0.0958	0.0106	0.0278
	TOMASIRI		0.0290	0.0761	0.0084	0.0220
	CALANA		0.1067	0.2800	0.0317	0.0832

RELACION DE RELES POR SUBSTACION

S.E.	DATOS DEL RELE				
	MARCA	TIPO	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO
A R I C O T A 2	F.D.S. KK.	VI 3PF- 03	SOBRETENSION		59
	F.D.S.K.K.	VI2PF-3	SOBRETENSION		59
	F.E.C. LDA.	AA5PF-W1	SOBRECORRIENTE		51
	F.E.C. LDA.	VA- 7PF- 01	SOBRETENSION		59
	F.E.C. LDA.	VA7PF-1	SOBREVELOCIDAD		
	K.K.	AI3PF-03	SOBRECORRIENTE		51
	FUJI E.C. LDA.	WR 3PF-1	DEVANADO A TIERRA		87
	FUJI ELECTRIC	AA6PF-0L1	TENSION		51V
	FUJI ELECTRIC	AA6PF-CL1	TENSION		51V
	FUJI ELECTRIC	AI2PF-3	SOBRECORRIENTE		51
	FUJI ELECTRIC	AI2PF-3	SOBRECORRIENTE A TIERRA		51N
	FUJI ELECTRIC	GAR1 PF-02	DIFERENCIAL		87
	FUJI ELECTRIC	GAR3 PF-04	DIFERENCIAL		87T
	FUJI ELECTRIC	K10A1PF-01	SOBRECORRIENTE		51
	FUJI ELECTRIC	RFL2PF			
	FUJI ELECTRIC	WR1PF-2	SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL		67
	FUJI ELECTRIC	WR2PF-1	DIRECCIONAL		67
FUJI ELECTRIC	XR4PF-NOL1	DISTANCIA		21	
FUJI ELECTRIC	ZR 2PF-1	PERDIDA DE CAMPO			
TOSHIBA	CW 01D				
T O Q U E P A L A	GEC Measurements	FTG11AF	MINIMA FRECUENCIA		81
	GEC Measurements	MCGG	SOBRECORRIENTE		51
	GEC Measurements	41DICC0751B	SOBRECORRIENTE DE FASE Y TIERRA		51/51N
	GEC Measurements	METI	DIRECCIONAL DE TIERRA		67N
	GEC Measurements	MICROMHO SHNB	DISTANCIA		21
	GEC Measurements	MVTT	TEMPORIZADO		
	GEC Measurements	MVTU11	MINMA TENSION		27
	GEC Measurements	MWTU	DIRECCIONAL DE POTENCIA		32
	GEC Measurements		RECIERRE		79
	TOSHIBA	CC09F	SOBRECORRIENTE		51
	TOSHIBA	CC09F	SOBRECORRIENTE		51
	TOSHIBA	CVU2F	MINIMA TENSION		27
	TOSHIBA	CXG3D	DISTANCIA		21
	TOSHIBA	CXS3D	DISTANCIA		21
TOSHIBA	OC01D	SOBRECORRIENTE A TIERRA		51N	
SARITA	FIR	CO8	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	50/51
A R I C O T A 1	TOSHIBA	ICO 1D	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	51
	TOSHIBA	IBD3	DIFERENCIAL	RST	87
	TOSHIBA	IED2	SOBRETENSION		59
	TOSHIBA	ICG 1D	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		51
	TOSHIBA	IDD1	DIRECCIONAL DE POTENCIA		32
	TOSHIBA	IDHID	TERMICO		49
	TOSHIBA	CYRID	PERDIDA DE CAMPO		40
	TOSHIBA	IGD1B	DIFERENCIAL	RST	87
	TOSHIBA	IWD1	VOLTAMPERE REACTIVO		57
	TOSHIBA	I2S1D	TENSION	RST	51V
	TOSHIBA	IGD20	DIRECCIONAL DE TIERRA		67N
	TOSHIBA	GBT3D	DIFERENCIAL		87
	FIR	CO8	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		51
	FIR	CR11	SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	RST	67
	TOSHIBA	ICD1D	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	51
	TOSHIBA	KUQ1D	VOLTAGE		80
	TOSHIBA	GVG2D			64
TOSHIBA	ILD2	MINIMA TENSION		27	
TOSHIBA	IGD2			64	
TOSHIBA	KTC 1D	TEMPORIZACION		64	
Y A R A D A	ELECTRIC	IAC	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		51
	ELECTRIC	IAV	MINIMA TENSION		27
	ELECTRIC	IBCG	TIERRA	RST	67N
	TOSHIBA	ICO 1D	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		51
	TOSHIBA	IDG3D	DIRECCIONAL A TIERRA		67N
	TOSHIBA	IDG5D	DIRECCIONAL A TIERRA		67N
	TOSHIBA	IED2	SOBRETENSION		59
	TOSHIBA	IGD2	SOBRETENSION A TIERRA		59N
TOSHIBA	IVG 1D	SOBRETENSION A TIERRA		64	

RELACION DE RELES POR SUBESTACION

S.E.	DATOS DEL RELE					
	MARCA	TIPO	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO	
C. T. C A L A N A	ABB	SPAU 110C	SOBRETENSION HOMOPOLAR	N	59N	
	ABB	252-PHUW	MINIMA FRECUENCIA		81	
	ABB	252-PVUW	MINIMA TENSION		27	
		ABB	SPAA322C1	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES/DIRECCIONAL DE TIERRA	RST	50/51, 67N
		ABB	SPAJ 141 C	TIERRA	RST	50/51, 50/51N
		DEIF	CSQ.p	CHEQUEO DE SINCRONISMO	RST	
		DEIF	FAS-3/N	SINCRONISMO	RST	25
		STRÜMBERG	SPAD 3G5 J6	DIFERENCIAL	RST	87
		STRÜMBERG	SPAG 330	SOBRETENSION	RST	59
		STRÜMBERG	SPAG 330	SOBRETENSION	RST	59
		STRÜMBERG	T2100	PERDIDA DE EXCITACIÓN	RST	40
		STRÜMBERG	T2100-10	PERDIDA DE EXCITACIÓN	RST	40
	S O C A B A Y A	ALSTHOM	DMR-TMAR	DIFERENCIAL DE BARRAS	RST	87
ENERTEC		DIFT 1200	DIFERENCIAL	RST	87	
ENERTEC		DMA 160.9 RT267 RTS5220 RT265	SOBRECARGA		49	
ENERTEC		MAS 211.2	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RT	50/51	
ENERTEC		MCGG41D	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES Y TIERRA	RT, N	51, 51N	
ENERTEC		MCGG1D1	DIRECCIONAL DE TIERRA	N	67N	
ENERTEC		MVTUIC	MINIMA TENSION	RST	27	
ENERTEC		PD3A600	DISTANCIA	RST	21	
ENERTEC		PSW-160	DIRECCIONAL DE POTENCIA	RST	32	
ENERTEC		RMVH 310-1	MAXIMA TENSION HOMOPOLAR		59N	
ENERTEC		RSAS 1630	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES Y TIERRA	RS	50/51, 50/51N	
ENERTEC		RSV 3941	MINIMA TENSION		27	
ENERTEC		RSZH.1100	SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE TIERRA	RST	67N	
ENERTEC	RVS 3941	MINIMA TENSION		27		
ENERTEC	XTF32	LOCALIZADOR DE FALLAS	RST	79		
GEC Measurements	SHNB MICROMHO	MET111D	DISTANCIA		21	
S A N T U A R I O	ALSTHOM	DMR-TMAR	DIFERENCIAL DE BARRAS	RST	87	
	ALSTHOM	DMR-TMAD				
	ENERTEC	PD3A600	DISTANCIA	RST	21	
	ENERTEC	PSW-160	DIRECCIONAL DE POTENCIA	RST	32	
	ENERTEC	RSAS 1630	TIERRA	RS	50/51, 50/51N	
	ENERTEC	RSV 3941	MINIMA TENSION		27	
		REL-511	MULTIFUNCION		21+21N+79+2 5+67N+27+59	
		IKC-913	SOBRECORRIENTE FASES		51+51N	
		RMX-91	SOBRECORRIENTE TIERRA		51N+32N	
	IKC-911	DIRECCIONAL		67N		
C H A R C A N I V	ALSTHOM	DMR-3 TTA _d	DIFERENCIAL		87	
	ALSTHOM	DMR-TMA 111	PROTECCION MASA - CUBA		51N	
	ALSTHOM	DMR-TMA 311	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		51	
	ALSTHOM	DMR-TMAD	DIFERENCIAL	RST	87	
	ALSTHOM	DMR-TMAH	MASA ESTATOR		51N	
	ALSTHOM	DMR-TMAIS	DE CORRIENTE		46	
	ALSTHOM	f	SOBRECORRIENTE A TIERRA	N	51N	
	ALSTHOM	DMR-TMAS 211-2 f	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		51	
	ALSTHOM	3TMTP 12	TERMICO			
	ALSTHOM	DMR-TMRA +CZI	MASA ESTATOR			
	ALSTHOM	DMR-TMV 310	SOBRETENSION ENTRE FASES		59	
	ALSTHOM	DMR-TMV 311	SOBRETENSION ENTRE FASE Y TIERRA		59	
	ALSTHOM	DMR-TMV 311	FUSION - FUSIBLE		27	
	ALSTHOM	DMR-TMV 311m	MINIMATENSION		27	
	ALSTHOM	DMR-TMVH	SOBRETENSION HOMOPOLAR		59N	
	ALSTHOM	DMR-TMW R4	DIRECCIONAL DE POTENCIA		32	
	ALSTHOM	DMR-TMZG	PERDIDA DE EXCITACIÓN		40	
	ALSTHOM	DMR-TMZR	MINIMA IMPEDANCIA		21	
	3 TMADT					
	TLR 6aE					

RELACION DE RELES POR SUBESTACION

S.E.	DATOS DEL RELE				
	MARCA	TIPO	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO
T A C N A	TOSHIBA	ICO 1D	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	51
	BBC	ISM21	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		51
	BBC	ITE	SOBRECORRIENTE DEL CTO. DE CAMPO		51
	BBC	PM2g0/90-110	DIRECCIONAL A TIERRA	RST	67N
	BBC	UM3x	TENSION HOMOPOLAR		64N
	BBC	USM21	SOBRETENSION		59
	TOSHIBA	IDG5D	DIRECCIONAL A TIERRA		67N
	TOSHIBA	IED2	SOBRETENSION		59
	TOSHIBA	IGD2	TENSION HOMOPOLAR		64N
	TOSHIBA	IO D1	SOBRECORRIENTE A TIERRA	N	51N
TOSHIBA	IVG1D	SOBRETENSION A TIERRA		67	
PQUE. INDUSTRIAL	TOSHIBA	ICO 1D	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	51
	TOSHIBA	IDG5D	DIRECCIONAL A TIERRA		67N
	TOSHIBA	IED2	SOBRETENSION		59
	TOSHIBA	IVG1D	SOBRETENSION A TIERRA		59N
C T M O L L E N D O	GEC ALSTHOM	MCGG22	SOBRECORRIENTE A TIERRA	N	50/51N
	GEC ALSTHOM	KCGG 140	TIERRA	RST	50/51, 50/51N
	GEC ALSTHOM	MCVG61	TENSION	RST	51V
	GEC ALSTHOM	MFAC	DIFERENCIAL DE ESTATOR	RST	87G
	GEC ALSTHOM	MWTU11	INVERSION DE POTENCIA	R	32
	GEC ALSTHOM	MFVU21	MINIMA FRECUENCIA		81
	GEC ALSTHOM	MVTU 12	MAXIMA TENSION		59G
	GEC ALSTHOM	MCND	SECUENCIA NEGATIVA		46
	GEC Measurement	MYTU	PERDIDA DE CAMPO	RST	40
	GEC ALSTHOM	MCHD 01	DIFERENCIAL DEL ESTATOR		49
	GEC ALSTHOM	LPG111	DIFERENCIAL	RST	87G
	ABB	SPAC5311C1	DIRECCIONAL DE TIERRA	RST	50/51, 67N
GEC ALSTHOM	KBCH 120	DIFERENCIAL	RST	87T	
MOLLENDO	GEC ALSTHOM	EPAC 3000	DISTANCIA	RST	21
	GEC ALSTHOM	KCEG 130230	SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	RST	67/67N
	GEC ALSTHOM	MCGG 82	TIERRA	RST	50/51, 50/51N
	GEC ALSTHOM	KBCH 130	DIFERENCIAL	RST	87T
CERRO VERDE	GEC ALSTHOM	EPAC 3000	DISTANCIA	RST	21
	GEC ALSTHOM	KCEG 130/230	SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	RST	67/67N
	ALSTHOM	DMR-TMAR	DIFERENCIAL DE BARRAS	RST	87
	ENERTEC	PD3A600	DISTANCIA	RST	21
	ENERTEC	PSW-160	DIRECCIONAL DE POTENCIA	RST	32
	ENERTEC	RSAS 1630	TIERRA	RS	50/51, 50/51N
J U L I A C A	BBC	LZ92VAR2080	DISTANCIA		21
BBC	RMX 911	TIERRA		67N1	
BBC	IKC 911	TIERRA		67N2	
ABB	RADS B	DIFERENCIAL		87T	
BBC	STf	SOBRECARGA (TERMICO)		49	
BBC	LI41a	DISTANCIA		21	
BBC	ICM 22	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		50/51	
AZANGARO	ABB	RXEG21	MINIMA TENSION		27
	ABB	IKC 911	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RT	50/51
	BBC	STf	SOBRECARGA (TERMICO)		49
	ABB	RADSB	DIFERENCIAL	RST	87T
	BBC	WTX 910	REENGANCHADOR		79
A Y A V I R	ABB	RXEG21	MINIMA TENSION		27
	ABB	IKC 911	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RT	50/51
	BBC	STf	SOBRECARGA (TERMICO)		49
	ABB	RADSB	DIFERENCIAL	RST	87T
	BBC	IKC911 RMX911	TIERRA		67N
	BBC	UKT911	SOBRETENSION A TIERRA		64N

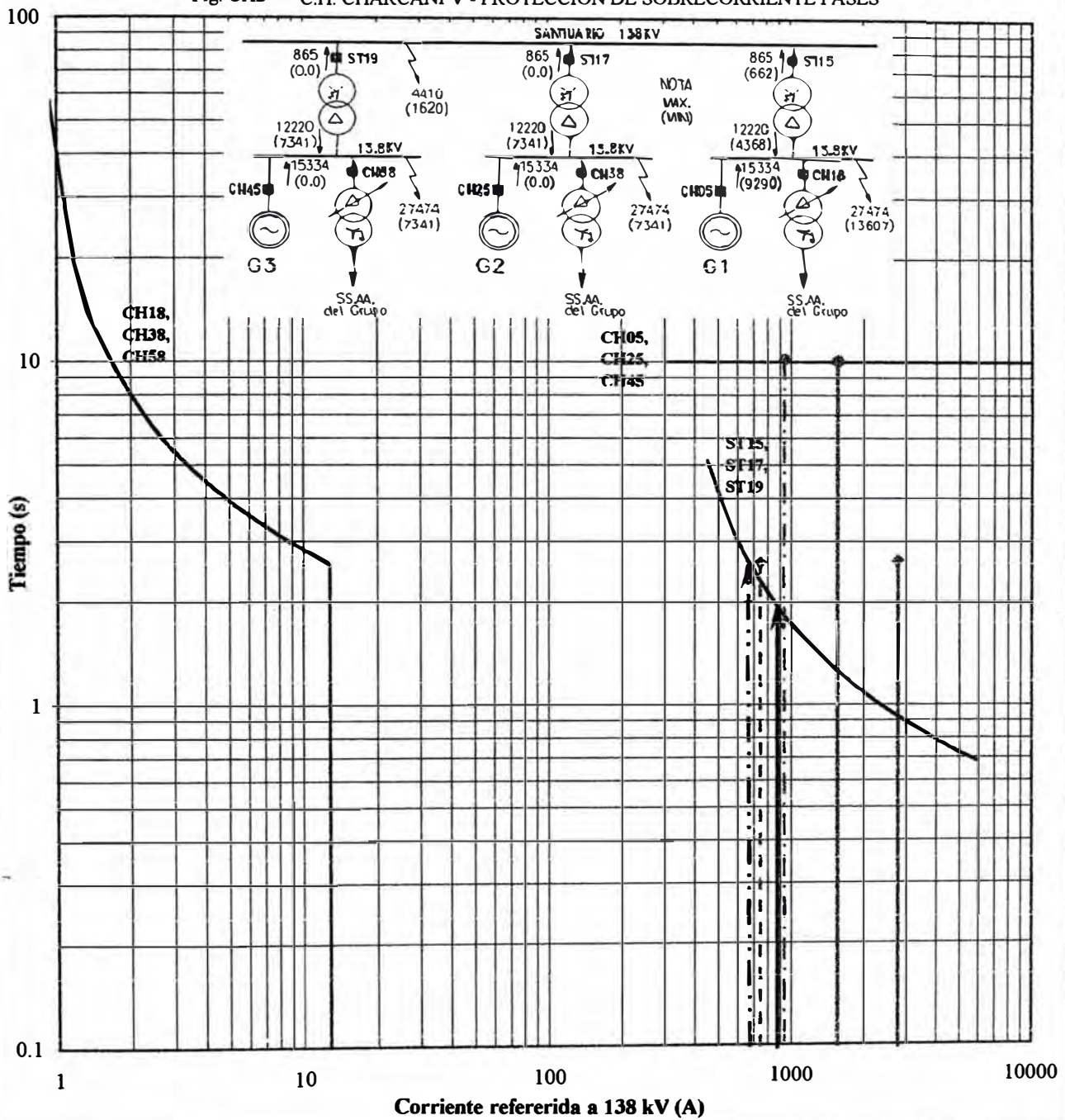
RELACION DE RELES POR SUBESTACION

S.E.	DATOS DEL RELE				
	MARCA	TIPO	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO
T I N T A Y A	ENERTEC	PD3A 600Q/M/L	DISTANCIA	RST	21
	ENERTEC	PSWS 190	DIRECCIONAL DE TIERRA		67N
	Shulumberger				
	ALSTHOM	TMV 111N	SOBRETENSION		59
	ALSTHOM	TMADT	DIFERENCIAL		87T
	ALSTHOM	TMAS 311-2a	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	50/51
	ALSTHOM	TMAS 111-2a	SOBRECORRIENTE TIERRA	N	50/51N
	ALSTHOM	TMAS 311	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		51
	ALSTHOM	TMA 111	SOBRECORRIENTE A TIERRA		51N
	ALSTHOM	TMA 211	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		50/51
	BBC	LZ92 VAR2080	DISTANCIA		21
	BBC	IKC911	DIRECCIONAL DE TIERRA		67N
	ABB	RADSB 4	DIFERENCIAL		87T
	ABB	IKC 911	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RT	50/51
S I C U A N I	ALSTHOM	TMV 111	SOBRETENSION		59
	ALSTHOM	TRRL2-X	REENGANCHE		79
	ALSTHOM	TMA 111	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		50/51
	ALSTHOM	TMAS 211-2a	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RT	50/51
	ALSTHOM	TMAS 111-2a	SOBRECORRIENTE TIERRA	N	50/51N
	ALSTHOM	TMADT	DIFERENCIAL	RST	87T
	ALSTHOM	TMA 211	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RT	50/51
	ALSTHOM	TMAS 111	SOBRECORRIENTE TIERRA	N	51N
	OERLIKON	MIZ	SOBRECORRIENTE Y TERMICO	RT	50/51 49
C O M B A P A T A	ALSTHOM	DMR Z1310	DISTANCIA	RST	21
	ALSTHOM	TMAS 311-2a	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		50/51
	ALSTHOM	TMAS 111-2a	SOBRECORRIENTE TIERRA	N	50/51N
	ALSTHOM	TMADT	DIFERENCIAL	RST	87T
	ALSTHOM	TMAS 211-2a	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RT	50/51
	ALSTHOM	TMA 311	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	51
	ALSTHOM	TMA 111	SOBRECORRIENTE A TIERRA	N	51N
Q U E N C O R O	ENERTEC	PD3A6107	DISTANCIA	RST	21
	SHULUMBERGER	PSWS 190	DIRECCIONAL DE TIERRA		67N
	ALSTHOM	TMAR 11	DIFERENCIAL DE BARRA		87B
	ALSTHOM	TMV 111	SOBRETENSION		59
	ALSTHOM	TMADT	DIFERENCIAL		87T
	ALSTHOM	TMAS 311-2a	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	50/51
	ALSTHOM	TMAS 111-2a	SOBRECORRIENTE TIERRA	N	50/51N
	ALSTHOM	TMAS 111-2a	SOBRECORRIENTE TIERRA	N	50/51N
	ALSTHOM	TRRL2-X	RECIERRE		79
	ALSTHOM	TMA 311	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	51
	ALSTHOM	TMA 111	SOBRECORRIENTE A TIERRA	N	51N
	ALSTHOM	TMA 211	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		51
	D O L O R E S P A T A	ENERTEC	PD3A6107	DISTANCIA	RST
ENERTEC		PSWS 190	POTENCIA HOMOPOLAR		67N
SHULUMBERGER			DIRECCIONAL DE TIERRA		
ALSTHOM		TMV 111	SOBRETENSION		59
OERLIKON		MIZ	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		50/51
OERLIKON		BiT	SOBRECARGA		49
OERLIKON		Dih	CUBA		50N
ALSTHOM		TMADT	DIFERENCIAL	RST	87T
OERLIKON		Diha	DIFERENCIAL	RST	87G
OERLIKON		Djh	SOBRECORRIENTE A TIERRA	N	51N
TOSHIBA		IZ51D	VOLTIMETRICA	RST	51V
TOSHIBA		IWO2D	POTENCIA INVERSA		32
BBC		ISM21	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RT	51
BBC		STf	SOBRECARGA		49
BBC		PM2g90-110	POTENCIA INVERSA		32
BBC		FM2-110	MINIMA FRECUENCIA		81
ALSTHOM		TMA 211	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		50/51
ALSTHOM	TMV 111	SOBRETENSION		59	
ALSTHOM	TMA 111	SOBRECORRIENTE A TIERRA		51N	

RELACION DE RELES POR SUBESTACION

S.E.	DATOS DEL RELE				
	MARCA	TIPO	DENOMINACION LITERAL	FASES	CODIGO
C A C H I M A Y O I N C A	AEG	RSZ3a	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	51
	AEG	RQ4	DIFERENCIAL		87T
	AEG	RUZf	MINIMA TENSION		27
	AEG	RSM3h	MINIMA CORRIENTE		37
	AEG	RSZ3td	SOBRECARGA Y SOBRECORRIENTE		49/50
	AEG	RSZ2ak	SOBRECARGA Y SOBRECORRIENTE	R/T	49/51
	AEG	RSZ3td	SOBRECARGA Y SOBRECORRIENTE		49/50
	AEG	RSZ3ak	SOBRECARGA Y SOBRECORRIENTE	R/T	49/51
	AEG	RSZ2td	SOBRECARGA Y SOBRECORRIENTE		49/50
	ALSTHOM	TMV-111	SOBRETENCIONES ENTRE FASE		59
	ALSTHOM	TMA-211	SOBRECORRIENTE ENTRE FASES		51
	ALSTHOM	TMA-111	SOBRECORRIENTE A TIERRA		51N
	ENERTEC	PD3A6107	DISTANCIA	RST	21
ENERTEC	PSWS 190	SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL		67N	
C A C H I M A Y O E L P	ALSTHOM	TMV 111	SOBRETENSION		59
	ALSTHOM	TMAS 311-2a	SOBRECORRIENTE FASES	RST	50/51
	ALSTHOM	TMAS 111-2a	SOBRECORRIENTE TIERRA	N	50/51N
	ALSTHOM	TMADT	DIFERENCIAL	RST	87T
	ALSTHOM	TMAS 211-2a	SOBRECORRIENTE FASES	RT	50/51
	ALSTHOM	TRRL2-X	REENGANCHADOR		79
	ALSTHOM	TMA 311	SOBRECORRIENTE FASES	RST	51
	ALSTHOM	TMA 111	SOBRECORRIENTE TIERRA	N	50/51N
ALSTHOM	TMA 211	SOBRECORRIENTE FASES	RT	51	
I L O	ENERTEC	DIFT 1002	DIFERENCIAL	RST	87T
	ENERTEC	PSTL 210	SOBRECARGA		51
	DMR	TMAR	DIFERENCIAL DE BARRAS	RST	87B
	ENERTEC	PD3A6000	DISTANCIA	RST	21

Fig. CH2 C.H. CHARCANI V - PROTECCION DE SOBRECORRIENTE FASES

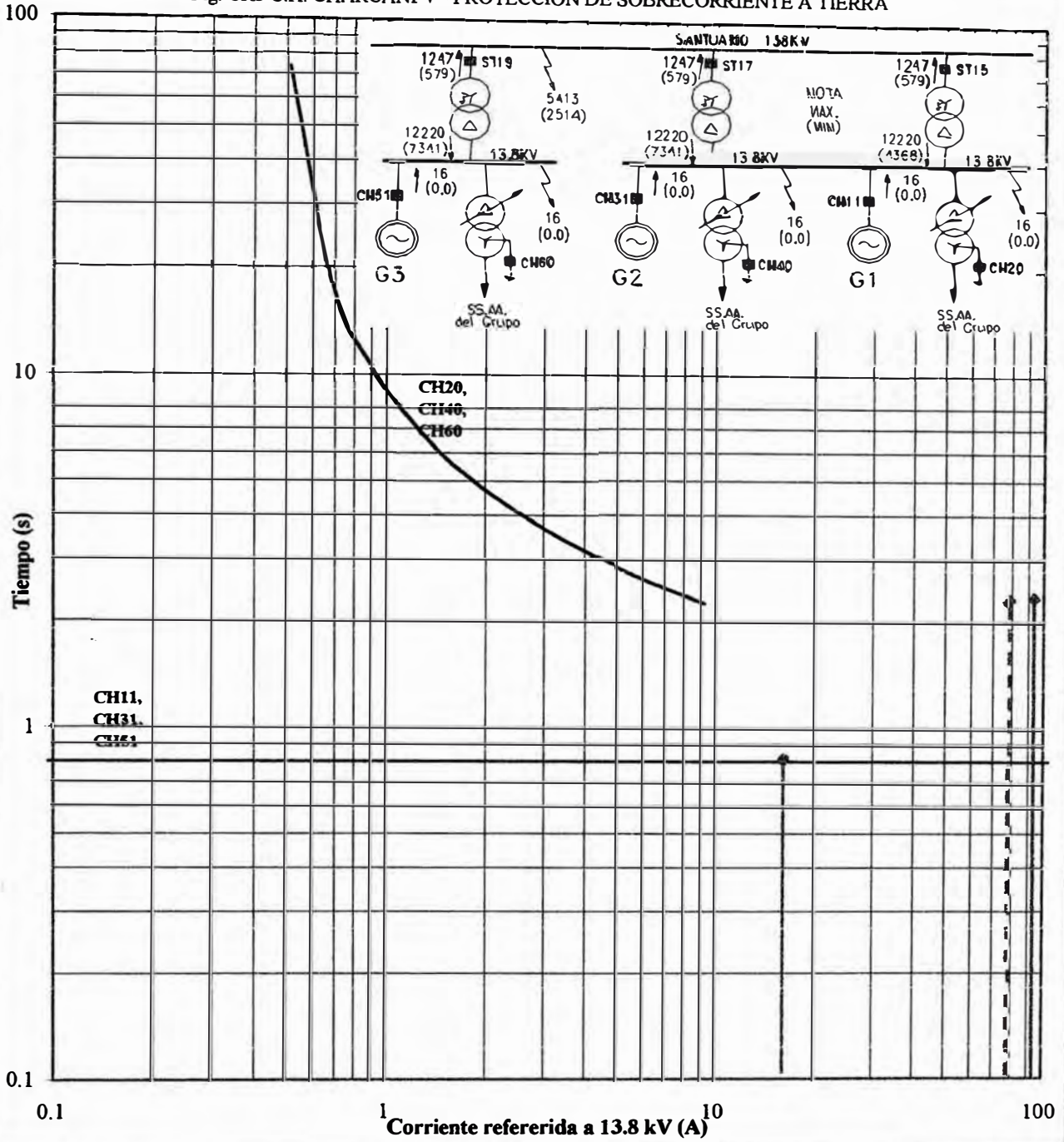


N° RELE	MODELO	T.C.	Iop (A)	Ajuste Temporizado		Ajuste Instantáneo	
				TAP	TMS	TAP	t(s)
CH05,25,45	TMA 311	3000/1	1	1	10	—	—
CH18,38,58	TMAS 211-2f	200/1	0.04	0.04	1.05	16	INST.
ST15,17,19	RSAS1630	600/1	0.5	0.5 x 1	0.3	∞	—

LEYENDA

- Contrib. Transf. falla Barra 138kV Máx. Dem.
-→ Contrib. Transf. falla Barra 138kV Min. Dem.
- ⊙ Contrib. Grupos falla Barra 13.8 kV Máx. Dem.
-⊙ Contrib. Grupos falla Barra 13.8 kV Min. Dem.
- ⚡ Falla en SS.AA. de grupos 13.8 kV Máx. Dem.
-⚡ Falla en SS.AA. de grupos 13.8 kV Min. Dem.

Fig. CH3 C.H. CHARCANI V - PROTECCION DE SOBRECORRIENTE A TIERRA

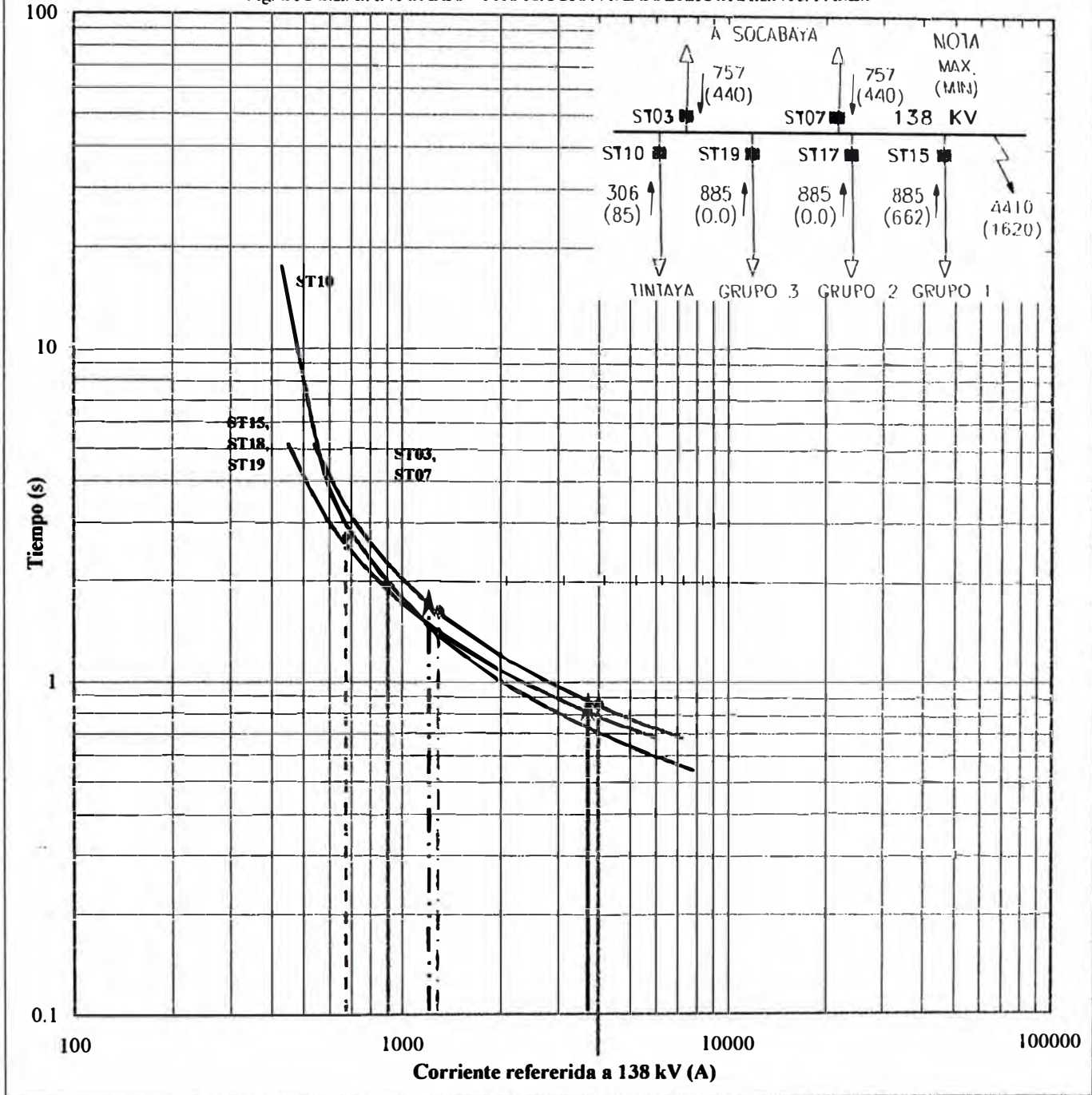


N° RELE	MODELO	T.C.	I _{op} (A)	Ajuste Temporizado		Ajuste Instantáneo	
				TAP	TMS	TAP	t(s)
CH11,31,51	TMAH	5/5	0.63	0.63	0.8	--	--
CH20,40,60	TMAS 101-1f	50/5	16	16	1	--	--

LEYENDA

- Contrib. Grupos falla Barra 13.8 kV Máx.Dem.
-●..... Contrib. Grupos falla Barra 13.8 kV Min.Dem.
- ◆— Falla en SS.AA.de grupos 13.8 kV Máx.Dem.
-◆..... Falla en SS.AA.de grupos 13.8 kV Min.Dem.

Fig. ST8 S.E. SANTUARIO - PROTECCION DE SOBRECORRIENTE FASES

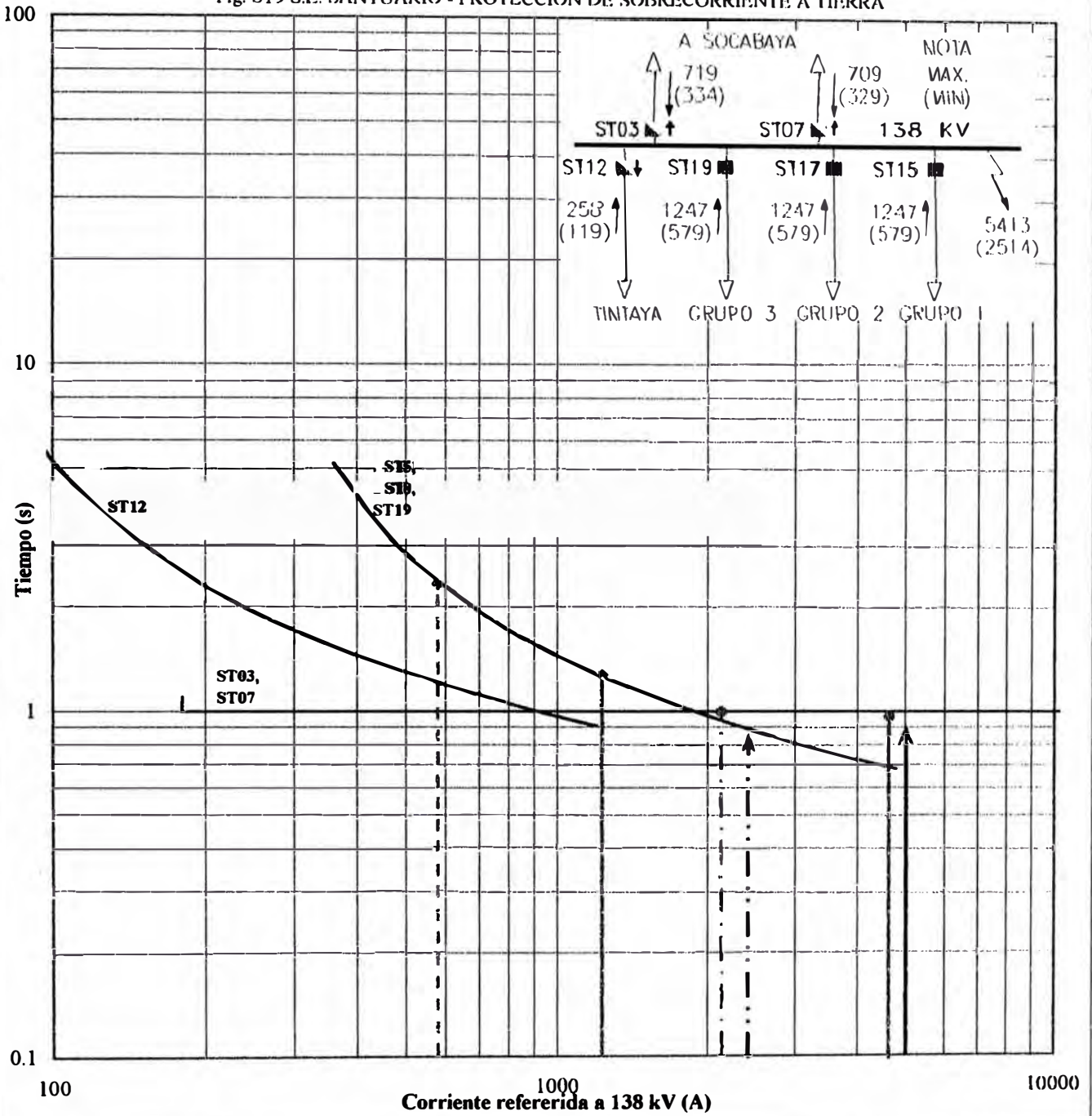


N° RELE	MODELO	T.C.	Iop (A)	Ajuste Temporizado		Ajuste Instantáneo	
				TAP	TMS	TAP	I(e)
ST03	RSAS1630	600/1	0.6	1.2	0.3	∞	-
ST07	RSAS1630	600/1	0.6	1.2	0.3	∞	-
ST10	IKC-913	600/1	0.85	13	0.24	0	BLOCK.
ST15	RSAS1630	600/1	0.5	0.5 x 1	0.3	∞	-
ST17	RSAS1630	600/1	0.5	0.5 x 1	0.3	∞	-
ST19	RSAS1630	600/1	0.5	0.5 x 1	0.3	∞	-

LEYENDA

- Falla en L.T. a Tintaya cercana a Barra Max.Dem.
-→ Falla en L.T. a Tintaya cercana a Barra Min.Dem.
- Falla en L.T. a Sobabaya cercana a Barra Max.Dem.
-→ Falla en L.T. a Socabaya cercana a Barra Min.Dem.
- ◆ Contribución de Grupos Falla on Barra Máx. Dem.
- ◆ Contribución de Grupos Falla en Barra Min. Dem.

Fig. ST9 S.E. SANTUARIO - PROTECCION DE SOBRECORRIENTE A TIERRA



N° RELE	MODELO	T.C.	Iop (A)	Ajuste Temporizado		Ajuste Instantáneo	
				TAP	TMS	TAP	t(s)
ST02	PSW-160	600/1	0.3	0.6 x 0.5	1	--	--
ST08	PSW-160	600/1	0.3	0.6 x 0.5	1	--	--
ST12	IKC-911	600/1	0.1	2	0.4	0	BLOCK
ST15	RSAS1630	600/1	0.4	0.2 x 2	0.3	∞	--
ST17	RSAS1630	600/1	0.4	0.2 x 2	0.3	∞	--

NOTA: ▽ RELE DIRECCIONAL ■ RELE NO DIRECCIONAL

LEYENDA

- Falla en L.T. a Tintaya cercana a Barra Max.Dom.
-→ Falla en L.T. a Tintaya cercana a Barra Min.Dom.
- Falla en L.T. a Sobabaya cercana a Barra Max.Dom.
-● Falla en L.T. a Sobabaya cercana a Barra Min.Dom.
- ↕ Contribución de Grupos Falla en Barra Máx. Dom.
-↕ Contribución de Grupos Falla en Barra Min. Dom.

ANEXO N° 4
CÁLCULOS DEMOSTRATIVOS DE
AJUSTES DE RELÉS DE
PROTECCIÓN, C.H. CHARCANI V.

CR

1. PROTECCION MASA ESTATOR (IN)

FUNCION :

Este rele detecta una corriente de defecto en la masa del estator limitado a 15 A por la resistencia de puesta a tierra del neutro.

TIPO DEL RELE :

DNR - TMAH Ref. 6/4-28

ENTRADA DE MEDIDA :

1 TC 5/5 A 15 VA Cl. 1

REGULACION :

Para proteger 95 % de los bobinados, la corriente minima de defecto que debe ser detectada es de : $0,90 (1 - 0,95) \times 15 \text{ A (con } 0,90 U_N) = 0,67 \text{ A}$.

Teniendo en cuenta la precision del rele de 5 %, nos regularemos pues a $0,67 \times 0,95 = 0,64 \text{ A}$

- gama escogida : 0,25 a 2 A
- umbral de regulacion : 0,6 A

TEMPORIZACION :

La accion de proteccion es temporizada para evitar el disparo sobre defecto alta tension

- gama escogida : 0,28 - 0,36 - 0,47 - 0,6 - 0,8 - 1 - 1,3 - 1,7 - 2,2 - 2,8 s
- tiempo escogido : 1 s

Gama de regulacion	Regulacion propuesta	Regulacion realizada
Corriente : 0,25 a 2 A	0,6 A ✓	0,63 ✓
Temporizacion : 0,28 a 2,8 s	1 s ✓✓	
Accion	Disparo	

ECHELLE

2. PROTECCION CONTRA LOS Desequilibrios de corriente (Ii)

FUNCION :

Este rele protege el alternador contra un calentamiento del rotor dado al componente inverso de corriente, luego de un desequilibrio de las corrientes.

TIPO DEL RELE :

DMR - TMAIS Ref. 6/4-41

ENTRADAS DE MEDIDA :

3 TC : 3 CCO/1 A 15 VA 5 P 20

REGULACION :

El alternador puede admitir una corriente inversa permanente de 12 % de I_N maquina. ✓

La constante de tiempo de la maquina $(\frac{I_i}{I_N})^2 t$ es de 40 s. ✓

Precisión sobre el limite : 3 % ✓

Precisión sobre la temporización : + 4 % ✓

Porcentaje de retorno (vuelta) : 95 % + 3 % del limite ✓

Intensidad de entrada : 1 A ✓

Precisión del TC : 1 % a I_N ;

Corriente nominal del alternador :

$$I_N = \frac{57\ 000}{13,8 \times \sqrt{3}} = 2\ 385\ A \quad \checkmark$$

Es decir $2\ 385 \times \frac{1}{3\ 000} = 0,795\ A$ en el secundario del TC. ✓

Umbral de disparo : I_R

$$\frac{I_R}{I_N} \leq \frac{0,795}{1} \times (1 - 0,03) (1 - 0,01) \times 12\ %$$

Es decir $\frac{I_R}{I_N} \leq 9,16\ % \quad \checkmark \quad I_R = 0,0728$

Gama del rele : 6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 12 - 14 - 16 - 18 - 20 % I_N

Umbral : 9 %



Regulación de la temporización

$$K = \left(\frac{I_i}{I_N}\right)^2 t = (1 - 0,03)^2 (1 - 0,01)^2 (1 - 0,04) \times 40 \text{ s} \checkmark$$

$$\leq 35,4 \text{ s} \checkmark$$

Gama : 4 - 5 - 6 - 7 - 8 - 10 - 12 - 14 - 17 - 20 s

Tiempo escogido : K = 20 s \checkmark

Umbral de alarma

Teniendo en cuenta los errores de los TC y del rele, el umbral de alarma I_A sera inferior a :

$$\frac{0,795}{1} (1 - 0,03) (1 - 0,01) \times 0,92 \times 12 \% = 8,43 \% \checkmark$$

Entonces $I_A < \frac{8,43}{9} I_R = 0,93 I_R \checkmark$

Gama : 0,45 - 0,5 - 0,55 - 0,6 - 0,65 - 0,7 - 0,75 - 0,8 - 0,85 - 0,9 I_R

Umbral : 0,9 $I_R \checkmark$

Este umbral estara ligeramente temporizado :

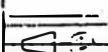
gama : 2,8 - 3,6 - 4,7 - 6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28 s

regulacion : 4,7 s \checkmark

Intensidad nominal : 1 A

Gama de regulacion	Regulacion propuesta	Regulacion realizada
Disparo : - Corriente I_R : 6 a 20 % K : 4 a 20 s	9 % \checkmark 20 s \checkmark	
Alarma ($\times I_R$) - Temporizacion : 2,8 a 28 s	0,9 \checkmark 4,7 s \checkmark	

ECHELLE



3. PROTECCION CONTRA LAS SOBREINTENSIDADES (I)

FUNCION :

Este rele tiene como fin, limitar la corriente en el alternador.

TIPO DEL RELE :

DMR - TMA 311 Ref. 6/4-20

ENTRADAS DE MEDIDA :

3 TC 3 OCO/1 A 15 VA 5 P 20

REGULACION :

- Corriente nominal : 0,795 A

- Ya que el alternador puede suministrar 57 MVA en el margen de tension 13,8 kV $\pm 10\%$, tenemos una sobreintensidad nominal de $1,11 I_N$ (bajo $0,9 U_N$)

. Precisión del umbral : 5 %

. Porcentaje de retorno : 95 %

. Precisión TC : 1 %

La corriente de regulación sera superior a :

$$\frac{1,11 \times 1,05 \times 1,01}{0,95} = 1,24 I_N = 0,936 A$$

- Gama de regulación : 0,67 - 0,71 - 0,75 - 0,8 - 0,85 - 0,9 - 0,95 - 1 - 1,06 - 1,12 A

- Umbral escogido : 1 A ✓

Temporizacion :

Gama de regulacion : 2,8 - 3,6 - 4,7 - 6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28 s

Tiempo escogido : 10 s ✓

Gama de regulacion	Regulación propuesta	Regulación realizada
Corriente : 0,67 a 1,12 A Temporización : 2,8 a 28 s	1 A 10 s	
Acción	Disparo ✓	

ECHELLE

- 6 - 3 - 1 -

4. PROTECCION CONTRA LOS RETORNOS DE POTENCIA ACTIVA (P ←)

FUNCION :

Este rele detecta la marcha en motor del alternador.

TIPO DEL RELE :

DMR - TMW R4 Ref. 6/45-51

ENTRADAS DE MEDIDA :

1 TC 3 000/1 A 15 VA 5 P 20 ✓

3 TP : $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ kV 50 VA Cl. 0,5 ✓

REGULACION :

La magnitud vigilada por el rele es I_{cos} ($\gamma - \alpha$).

El rele mide una potencia activa si $\alpha = 0$ ✓

Corriente nominal : 0,795 A

- Regulación escogida : 5 % $I_N = 0,04$ A ✓

- Gama de corriente : 0,025 - 0,032 - 0,04 - 0,05 - 0,063 - 0,08 - 0,1 - 0,125 A

- Umbral escogido : $I_{cos} \gamma = 0,04$ A ✓

- Temporización : 2,8 - 3,6 - 4,7 - 6 - 8 - 10 - 13 - 17 - 22 - 28 s

Regulacion : 10 s

$\cos \varphi = 0,85$
 $I_{cos} \varphi = 2,439 \text{ kW}$

Gama de regulación	Regulacion propuesta	Regulacion realizada
- Angulo α : - 30° a + 30° - Corriente : 0,025 a 0,125 A - Temporización : 2,8 a 28 s	0° ✓ 0,04 A ✓ 10 s ✓	
Acción	Disparo	

5. PROTECCION CON MINIMO DE IMPEDANCIA (Z<)

FUNCION : proteccion de emergencia

Este rele protege el alternador contra los defectos no eliminados por las protecciones de la red y los situados entre el transformador y el patio de llaves no eliminados por 87 L.

TIPO DEL RELE :

DMR - TMZR Ref. 6/15-10

ENTRADAS DE MEDIDA :

3 TC : 3 000/1 A 15 VA 5 P 20

3 TP : $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ kV 50 VA Cl. 0,5

REGULACION :

Impedancia minima de carga : $\frac{100 \times 0,9}{1,1 \times 0,795 \sqrt{3}} = 59,4$ ohms

Impedancia transformador vista por el rele :

$Z_t = \frac{13}{100} \times \frac{100}{0,795 \sqrt{3}} = 9,44$ ohms

El rele esta regulado para una impedancia comprendida entre Z_t y la impedancia minimal de carga, sea 18,9 ohms y 59,4 ohms.

Gama de impedancia : 12,5 - 14 - 16 - 18 - 20 - 22,4 - 25 - 28 - 31,5 - 35,5 ohms

Regulación escogida : 12,5 ohms

Temporizacion : 0,6 - 0,8 - 1 - 1,3 - 1,7 - 2,2 - 2,8 - 3,6 - 4,7 - 6 s

Tiempo escogido : 1,7 s

Tension nominal : $\frac{100}{\sqrt{3}}$ V

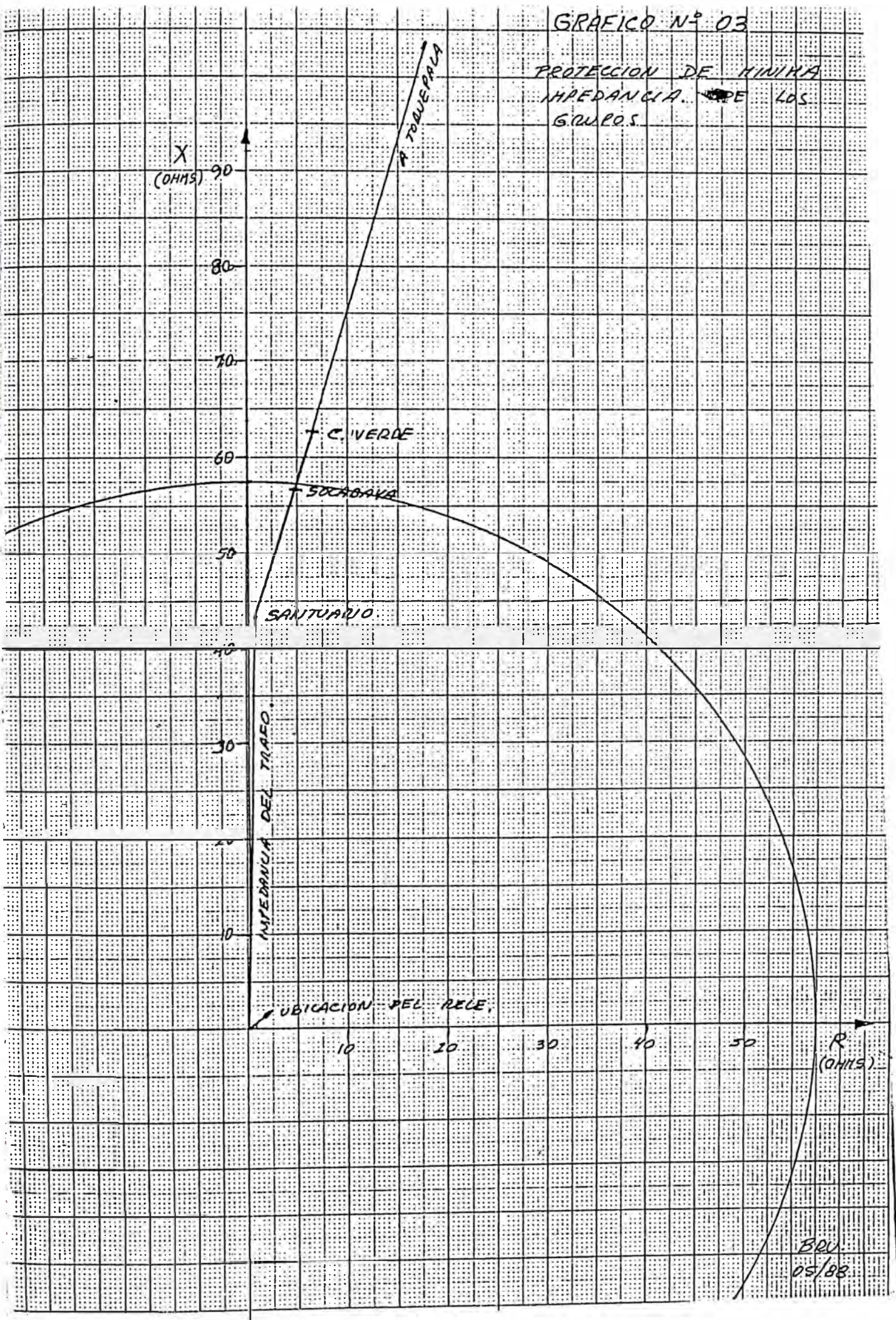
Intensidad nominal : 1 A

Gama de regulación	Regulacion propuesta	Regulacion realizada
- Impedancia : 12,5 a 35,5 ohms - Temporizacion : 0,6 a 6 s	12,5 ohms 1,7 s	
Accion	Disparo	

ECHELLE

GRAFICO N° 03

PROTECCION DE MINIMA
IMPEDANCIA DE LOS
GRUPOS.



6. PROTECCION CONTRA LA PERDIDA DE EXCITACION (B = 0)

FUNCION :

Este rele protege el alternador contra una ruptura de excitación o una falla del circuito de regulación.

TIPO DEL RELE :

DMR - TMZG Ref. 6/15-20

ENTRADAS DE MEDIDA :

3 TC : 3 000/1 A 15 VA 5 P 20

3 TP : $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ kV 50 VA Cl. 0,5

REGULACION

Córriente nominal : 0,795 A

Características del alternador :

- Reactancia sincrónica $X_d = 1,2 \pm 15 \%$

- Reactancia transitoria $X'd = 0,27 \pm 20 \%$

Impedancia nominal = $\frac{100}{0,795 \times \sqrt{3}} = 72,62$ ohms

de lo cual :

- X_d maximal : $1,2 \times 1,15 \times 72,6 = 100,2$ ohms

- $X'd$ minimal : $0,27 \times 0,8 \times 72,6 = 15,7$ ohms

Las regulaciones escogidas son :

$X_{\text{maxi.}} (X_M) = X_d = 100,2$ ohms

$X_{\text{mini.}} (X_m) = \frac{X'd}{2} = 7,85$ ohms

$\phi = X_M - X_m = 92$ ohms

ECHELLE

Gama de los umbrales :

$X_m = 8 - 10 - 12,5 - 16 - 20 - 25 - 31,5 - 40$ ohms

$\emptyset = 40 - 50 - 62,5 - 80 - 100 - 125 - 160 - 200 - 250 - 315$ ohms

Intensidad de entrada : 1 A

Tension de entrada : 100 V - 60 Hz

Umbrales escogidos :

$X_m = 8$ ohms

$\emptyset = 100$ ohms

Temporización :

Gama : 0,6 - 0,8 - 1 - 1,3 - 1,7 - 2,2 - 2,8 - 3,6 - 4,7 - 6 s

Regulación : 1,7 s

Gama de regulación	Regulación propuesta	Regulación realizada
Umbral X_m : 8 a 40 \emptyset : 40 a 315 Temporización : 0,6 a 6 s	8 ohms // 100 ohms // 1,7 s //	
Accion	Disparo	

ECHELLE

PROTECCION DE FALTA DE EXCITACION

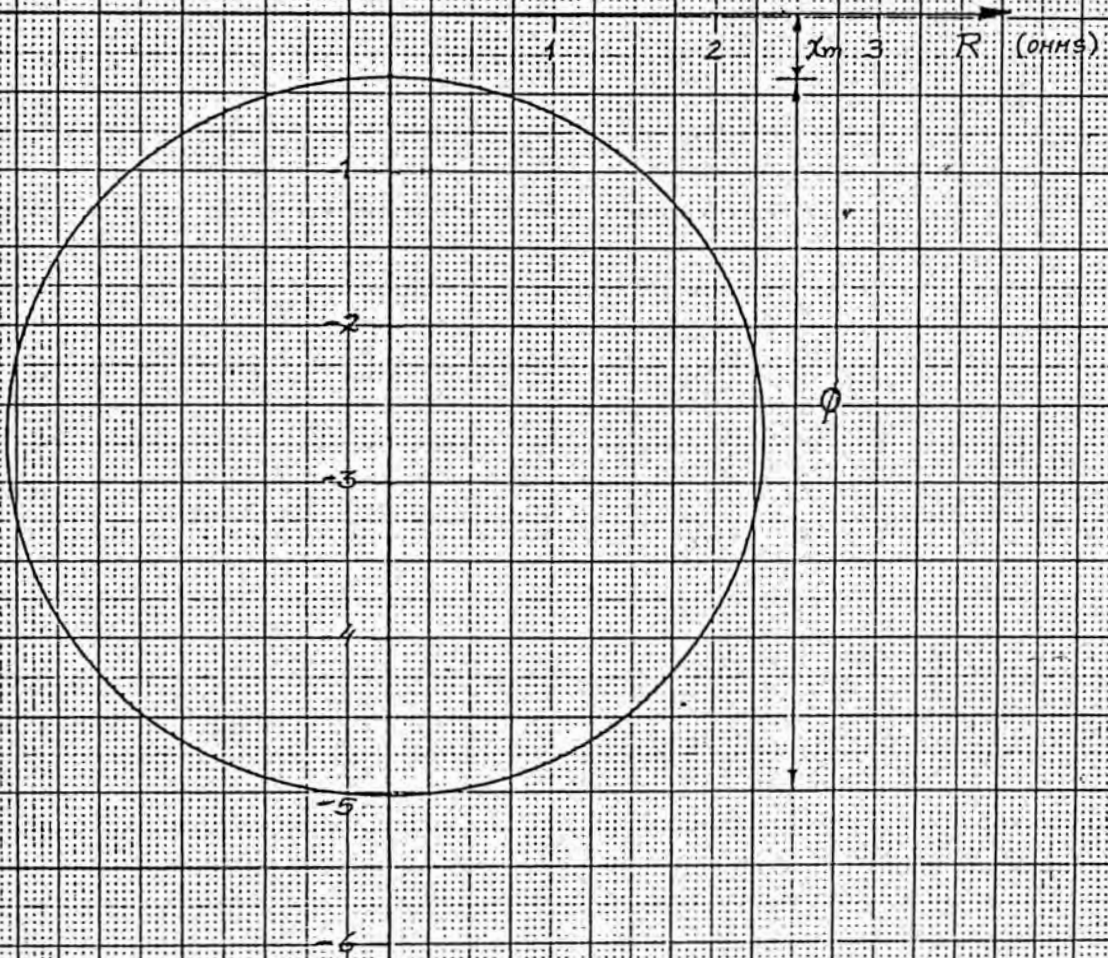
(OHMS) X

SECUNDARIO PRIMARIO 13.8 KV

$X_m = 8 \Omega \rightarrow 0.368 \Omega$

$\phi = 100 \Omega \rightarrow 4.6 \Omega$

TIEMPO = 1.7 Sg.



IMPEDANCIAS A 13.8 KV.

7. PROTECCION CONTRA LAS SOBRETENSIONES ($U >$, $\underline{U >}$)

FUNCION :

Estos dos reles protegen el alternador a la vez contra las sobretensiones muy elevadas de corta duraci3n y las sobretensiones debiles prolongadas.

TIPO DE LOS RELES :

- DMR - TMV 310 Ref. 6/3-20

- DMR - TMV 311 Ref. 6/3-20

ENTRADAS DE MEDIDA :

- 3 TP $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ kV 50 VA Cl. 0,5

REGULACION :

Sobretension instantanea ($U >$) : TMV 310

El rele esta conectado entre fases.

Precisi3n del TP : 0,5 %

Precisi3n sobre el umbral : 5 %

Tensi3n maximal admisible : 15,2 kV = $U_n + 10\%$

Regulaci3n minima $1,1 \times 1,005 \times 1,05 = 1,16 U_n$

Regulaci3n escogida : $1,35 U_n \approx 136 V = V_1 + V_2$

con $V_1 = 120 V$, gama : 80 - 100 - 120 - 140 V

con $V_2 = 16 V$, gama : 0 - 4 - 8 - 12 - 16 V

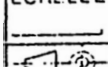
Sobretension temporizada ($\underline{U >}$) : TMV 311

El rele esta conectado entre fase y tierra.

Teniendo en cuenta los errores en mas y el porcentaje de retorno 95 %, se obtiene :

Regulacion maxima : $\frac{1,1 \times 1,005 \times 1,05}{0,95} \times \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1,22 U_n / \sqrt{3} = 705 V$

ECHELLE



Teniendo en cuenta los errores en menos, se obtiene:

$$\text{Regulación mínima} : \frac{1,1}{0,95 \times 1,005 \times 1,05} \times \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1,097 \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 63,35 \text{ V}$$

Gama V1 : 40 - 50 - 60 - 70 V

Gama V2 : 0 - 2 - 4 - 6 - 8 V

Regulación escogida : 68 V = 60 + 8 V. Este valor será ajustado en el sitio después de medición de los errores.

Temporización gama : 1,3 - 1,7 - 2,2 - 2,8 - 3,6 - 4,7 - 6 - 8 - 10 - 13 s

regulación : 6 s.

	Gama de regulación	Regulación propuesta	Regulación realizada
TMV 310	Tensiones : V1 : 80 a 140 V V2 : 0 a 16 V	120 V ✓ 16 V ✓	
TMV 311	Tensiones : V1 : 40 a 70 V V2 : 0 a 8 V Temporización 1,3 a 13 s	60 V ✓ 8 V ✓ 6 s ✓	
Acción TMV 310 : Disparo Acción TMV 311 : Disparo			

8. PROTECCION CONTRA EL CALENTAMIENTO (3)

FUNCION :

Este rele protege el estator contra las sobrecargas.

TIPO DEL RELE :

DMR - TMTPA + 3 TMTP 12 Ref. 6/13-11

ENTRADAS DE MEDIDA :

3 termosondas con resistencia 100 Ω . a 0 °C

REGULACION :

Umbral de temperatura : 0 a 120 °C

. fidelidad : 2 °C

. precisión : 2 °C

Temperatura admisible : 120 °C

Puntos de regulacion escogidos

. alarma : 120 °C

. disparo : 130 °C

Gama de regulación	Regulación propuesta	Regulación realizada
Umbral alarma	120 °C	
Umbral disparo	130 °C	

*Revisar
en la tierra*

EHELLE

9. PROTECCION DIFERENCIAL GRUPO (Δ I)

FUNCION :

Esta rele protege el alternador contra defectos internos por comparacion de las corrientes de entrada y de salida.

TIPO DEL RELE :

DMR - TMAD Ref. 6/55 - 01

ENTRADAS DE MEDIDA :

6 TC 3 000/1 A 15 VA 5 P 20

REGULACION :

- Precisión de los TC : 1 % a In ✓
- Precisión del rele : ± 3 % ✓
- Gama de porcentaje a : 2 - 5 - 10 % ✓
- Teniendo en cuenta el error de los TC y el del rele, la regulación escogida es 10 % ✓
- Umbral de insensibilidad : 25 - 50 o 75 % de a In ✓
- Regulación : 50 % x a x In = 5 % x In. ✓

Resistencia adicional de estabilización :

- Resistencia del secundario de los TC : $R_s = 18 \text{ ohms}$
- Resistencia de los cables, (25 m x 2) : $R_f = 0,4 \text{ ohms}$ } 13.3 Ω (MEDIDO)

$$R > 1/2 \frac{R_s + R_f}{a} = 1/2 \frac{13.3}{0,1} = 66.5 \text{ ohms} \approx 70 \text{ ohms.} ✓$$

Gama de regulación	Regulación propuesta	Regulación realizada
Porcentaje : 2 a 10 %	10 % ✓	
Umbral de insensibilidad : 25 a 75 %	50 % ✓	
Resistencia estabilización R	70 ohms ✓	
Accion	Disparo	

Calculo de la potencia de la resistencia.

$I_{falla} = 30,019 \text{ Amp}$ (En barras 13.8 kv - Falla 3φ) con 3 grupos.

$$I_d = \frac{30,019}{3000} \times 0.1 = 1.0006$$

$$P = 70 \times (1.0006)^2 = 70 \text{ watts.} ✓$$

ECHELLE

10. PROTECCION CONTRA LAS SOBRETENSIONES HOMOPOLARES (UN)

FUNCION :

Este rele detecta sobretensiones homopolares que pueden aparecer cuando el seccionador de grupo esta abierto (lo que conduce a una red a neutro aislado).

TIPO DEL RELE :

DMR - TMVH Ref. 6/3-28

ENTRADAS DE MEDIDA :

3 TP : $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ kV 50 VA Cl. 0,5 ✓

REGULACION

Precisión del rele : 5 % ✓

Gama regulación tensión Us : 5 - 6,8 - 8 - 10 - 12,5 - 16 - 20 - 25 - 32 - 40 % ✓

Umbral : 16 % Un con $Un = \frac{100}{\sqrt{3}}$ V

La protección esta temporizada para ser selectiva en relación a la masa estator.

Temporización :

Gama : 0,6 - 0,8 - 1 - 1,3 - 1,7 - 2,2 - 2,8 - 3,6 - 4,7 - 6 s

Regulación : 1,3s /

Gama de regulación	Regulación propuesta	Regulación realizada
Umbral 5 a 40 %	16 % ✓	
Temporización : 0,6 a 6 s	1,3 s ✓	
Accion	Disparo	

ECHELLE

11. PROTECCION CONTRA LOS DEFECTOS MASA ROTOR (mtn)

FUNCION :

Este rele protege los bobinados del rotor.

TIPO DEL RELE :

DMR - TMRA + CZI Ref. 6/5-80
 - TLR6 a E Ref. 6/20-10

REGULACION :

Umbral de funcionamiento : 500 - 1 000 - 2 000 - 5 000 ohms

Umbral escogido : 2 000 ohms ✓

Precisión : 15 % ✓

Tiempo de respuesta : < 20 s por 0,85 x Umbral ✓

Temporización 1 :

- Gama : 5 - 10 - 20 - 40 s

- Tiempo escogido : 5 s ✓

Gama de regulación	Regulación propuesta	Regulación realizada
Umbral : 500 a 5 000 ohms Temporización 1 : 5 a 40 s Temporización 2 : 0 a 90 min	2 000 ohms ✓ 5 s ✓ 20 min ✓	rev. sep.
Accion 1 Accion 2	Alarma ✓ Disparo ✓	

Temporización 2 :

- Gama : 0 - 10 - 20 - 30 - 40 - 50 - 60 - 70 - 80 - 90 min

- Tiempo escogido : 20 min ✓



12. PROTECCION FUSION-FUSIBLE (U3)

FUNCION :

Este rele vigila el circuito de proteccion y el de excitacion, detectando la fusion de fusibles en los secundarios de los transformadores.

TIPO DEL RELE :

DMR - TMV 311 Ref. 6/3-20
TLR 6aE Ref. 6(20-10)

ENTRADAS DE MEDIDA :

6 TP : $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ kV 50 VA Cl. 0,5 - 50 VA Cl. 0,5 ✓

El rele esta conectado entre los secundarios de los transformadores. En funcionamiento normal, el rele detecta una tension nula.

Despues de una fusion fusible, la tension pasa a un valor comprendido entre $100/\sqrt{3}$ V y 100 V. ✓

Gama de tension : V1 : 20 - 25 - 30 - 35 v ✓

V2 : 0 - 1 - 2 - 3 - 4 v ✓

REGULACION :

Se regula pues el umbral a 30 V de 1 s. El rele está temporizado para evitar las perturbaciones debidas a la fusion fusible del circuito medida. ✓

Gama de temporizacion : 0,28 - 0,36 - 0,47 - 0,68 - 0,86 - 1 - 1,3 - 1,7 - 2,2 2,8 s.

Gama de regulacion	Regulacion propuesta	Regulacion realizada
V1 : 20 a 35 v V2 : 0 a 4 v Temporizacion 1 : 0,28 a 2,8 s Temporizacion 2 : 1 a 90 mn	30 v ✓ 0 v ✓ 1 s ✓ 20 mn ✓	
Accion 1 Accion 2	Alarma ✓ Disparo ✓	

13. PROTECCION DIFERENCIAL TRANSFO. GRUPO (Δ 1)

FUNCION :

Este rele asegura una protección diferencial del conjunto transformador - grupo - derivación por comparación de las corrientes en las tres extremidades.

Nota : no hay derivación para el grupo N° 2.

TIPO DEL RELE :

DMR - 3 TTAD + 3 TNADT Ref. 6/55-10

ENTRADA DE MEDIDA :

6 TC 3 000/1 A 15 VA 5 P 20
3 TC 300/1 A 30 VA 5 P 20

REGULACION

a) Transformadores auxiliares de adaptación

Sabiendo que el transformador principal esta acoplado Yn d11, y que el calibre de entrada del rele es 5 mA, los transformadores estan definidos de la forma siguiente :

N° 1 : Lado 138 kV del transformador principal

- Acoplamiento Yn d11

- Relación

Corriente nominal secundario del TC medida : $\frac{57 \ 000}{142 \sqrt{3}} \times \frac{1}{300} = 0,772 \text{ A}$ ✓

$$N = \frac{0,772 \sqrt{3}}{5,10^{-3}} = 267 \text{ ✓}$$
$$= 0,77 \times 346$$

Relación escogida : 346 toma 0,78 (N = 269,88) ✓

N° 2 : Lado alternador

- Acoplamiento Yo Yo

- Relación

Corriente nominal secundario TC medida : 0,795 A

$$N = \frac{0,795}{5 \times 10^{-3}} = 159 \text{ ✓}$$

Relacion escogida : 200 toma 0,8 (N = 160) ✓

ECHELLE

Nº 3 : Lado derivación (ver planos 1 y 3)

Acoplamiento y regulación indentico al Nº 2. (Ver nota)

b) Regulación de la protección

- Gama de porcentaje : 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 %
- Porcentaje escogido : 30 %
- Gama del umbral de insensibilidad : 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 80 %
- Umbral de insensibilidad : 50 %

Gama de regulación	Regulacion propuesta	Regulacion realizada
TC Nº 1 = Ym d11 - Relación - Toma	346 ✓ 0,78 ✓	
TC Nº 2 : Yo Yo - Relación - Toma	200 ✓ 0,8 ✓	
TC Nº 3 : Yo Yo - Relación - Toma	200 ✓ 0,8 ✓	
Umbrales : - Porcentaje : 15 a 50 % - Insensibilidad : 15 a 80 %	30 % ✓ 50 % ✓	THAD
Accion	Disparo	

NOTA:

Carga de SS.AA. es 2 MVA $\rightarrow I_n = 83.67 A$ en 13.8 KV

$$I_s = \frac{83.67}{3000} = 0.02789 A.$$

$$I_{rede} = \frac{0.02789}{160} = 0.1743 mA \text{ (ajuste } N=200 \text{ } x=0.8)$$

$$\text{corriente residual Permanente} = \frac{5/120 + 5/240 + 0.1743/0}{2} = 2.41285 mA$$

$$\% = \frac{2.41285 mA}{5 mA} \times 100 = 48 \%$$

$$\therefore \text{Regulación} = 50 \% \checkmark$$

ECHELLE

14. PROTECCION MASA CUBA DEL TRANSFORMADOR (I $\frac{1}{777}$)

FUNCION :

Este rele protege el transformador contra los defectos en la masa de los bobinados alta tension.

TIPO DEL RELE :

DMR - TMA 111 Ref. 6/4-20

ENTRADAS DE MEDIDA :

1 TC : 50-200/1 A, 10 VA Cl. 3 utilizado sobre la toma 50/1 A

REGULACION :

El rele estará regulado a 100 A, es decir $100 \times \frac{1}{50} = 2 \text{ A}$ ✓

Gama de corriente : 0,5 - 0,63 - 0,8 - 1 - 1,25 - 1,6 - 2 - 2,5 - 3,15 - 4 A

Umbral escogido : 2 A. ✓

La toma 200/1 A esta prevista en caso de que las corrientes de fuga fueran importantes. ✓

El relé esta temporizado para tener en cuenta las fallas de aislamiento de la curva

Gama de temporizacion : 0,13 a 1,3 s ✓

Tiempo escogido : 0,22 s ✓

Gama de regulación	Regulación propuesta	Regulación realizada
Corriente 0,5 a 4 A	2 A ✓✓	
Temporizacion : 0,13 a 1,3 s	0,22 s ✓✓	
Acción	Disparo ✓	

ECHELLE

15. PROTECCION CONTRA LAS SOBREENTENSIDADES DEL TRANSFORMADOR AUXILIAR
GRUPO (I >)

FUNCION :

Este rele protege el transformador contra los cortos-circuitos en el primario

TIPO DEL RELE :

DMR - TMS 211-2 f Ref. 6/4-70

ENTRADAS DE MEDIDA :

2 TC 2CO/1 A 10 VA 10 P 10

REGULACION :

- Corriente nominal : $\frac{100}{13,8 \sqrt{3}} = 4,18 \text{ A}$ (TRANSFORMADOR: 100 KVA, 13,8/0,4/13)
- Tension de corto-circuito : 4 % /
- Corriente de corto-circuito $\approx 25 \text{ In}$

El elemento a tiempo inverso sera selectivo en las salidas de baja tension y el elemento instantaneo sera ajustado con una corriente superior a la corriente de corto-circuito en el lado B.T. del transformador.

Umbral temporizado

La salida mayor esta regulada con un termico a 40 A (disyuntor tipo 2140) sobre la curva del disyuntor se lee un tiempo de 3 s para una corriente de 500 A.

Para 3 s sobre la curva $\approx = 1$ del rele se lee

$5 I_R$ pues

$$I_R \geq \frac{500}{5} \times \frac{0,4}{13,8} \times \frac{1}{200} = 0,015 \text{ A}$$

Gama de regulacion :

0,032 - 0,04 - 0,05 - 0,063 - 0,08 - 0,1 - 0,125 - 0,16 - 0,2 - 0,25 A

Umbral escogido $\approx 0,04 \text{ A}$ /

Ver el plano CE-CS/T - 005 pagina 10 : Curvas de selectividad 13,8 kV y 380 V ✓

ECHELLE

Umbral instantáneo $I_S = a \cdot I_R$

$$a \geq 25 \times 4,18 \times \frac{1}{200} \times \frac{1}{0,04} = 13$$

Gama de regulación

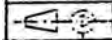
$$4 - 5 - 6,3 - 8 - 10 - 12,5 - 16 - 20 I_R - \infty$$

Umbral escogido

$$a = 16 \checkmark$$

Gama de regulación	Regulación propuesta	Regulación realizada
Corriente I_R : 0,032 a 0,25 A Temporización (κ) : 0,1 - 1	0,04 $\checkmark \checkmark$ 1 \checkmark	
Corriente I_S : 4 - 20 I_R - ∞	16 $\checkmark \checkmark$	
Acción	Disparo	

EHELLE



16. PROTECCION CONTRA LAS SOBREENTENSIDADES EN EL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR AUXILIAR GRUPO (I_R)

FUNCION :

Este rele protege el transformador contra los defectos a tierra.

TIPO DEL RELE :

DMR - TMS 101-1 f Ref 6/4-70
TMA 111 Ref 6/4-20

ENTRADA DE MEDIDA :

1 TC 50/5 A 15 VA 10 P 20

REGULACION :

Relé TMS 101-1 f

El rele es selectivo con las salidas 380 V CA como la protección conectada en el primero del transformador (ver el plano CE-CS/T-005 pagina 10 : Curvas de selectividad 13,8 kV y 380 V)

Gama de regulación : 2 - 2,5 - 3,15 - 4 - 5 - 6,3 - 8 - 10 - 12,5 - 16 A.

Umbral escogido : 16 A

Curva escogida : $\alpha = 1$

Gama de regulación	Regulación propuesta	Regulación realizada
Corriente I _R : 2 a 16 A Temporización α : 0,1 à 1	16 A // 1 //	
Acción	Disparo /	

ECHELLE

1/10

RELE TMA 111

El transformador puede soportar aproximadamente 15 % de corriente homopolar permanente, o sea :

$$\frac{15}{100} \times \frac{100}{0,4 \sqrt{3}} \times \frac{5}{50} = 2,16 \text{ A}$$

Gama de regulacion : 1 - 1,25 - 1,6 - 2 - 2,5 - 3,15 - 4 - 5 - 6,3 - 8 A

Umbral escogido : 2 A

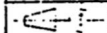
El relé esta temporizado para accionar una alarma

Gama de temporizacion : 6 a 60 s

Tiempo escogido : 60 s

Gama de regulacion	Regulacion propuesta	Regulacion rcalizada
Corriente : 1 a 8 A Temporizacion : 6 a 60 s	2 A // 60 s //	
Accion :	Alarma /	

ECHELLE



17. PROTECCION CONTRA LAS SURTENSIONES (\underline{U})

FUNCIÓN :

Este relé sirve para informar al automatismo que se puede utilizar o no la energía del grupo para alimentar los servicios auxiliares.

TIPO DEL RELÉ

- DMR - TMV 311m Ref 6/3-20

ENTRADA DE MEDIDA

- 3 TP $\frac{13,8}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ kV 50 VA ci. 0,5

REGULACION

El rele esta conectado entre fases

Tensión mínima admisible un - 10 %

Regulación escogida 0,9 un ~ 90 V = V1 + V2

con V1 = 90 V gama : 60 - 75 - 90 - 105 V

con V2 = 0 gama : 0 - 3 - 6 - 12 V

Temporizacion gama : 0,6 - 0,8 - 1 - 1,3 - 1,7 - 2,2 - 2,8 - 3,6 - 4,7 - 6 s

GAMA DE REGULACIÓN	REGULACIÓN PROPUESTA	REGULACIÓN REALIZADA
Tensiones : V1 : 60 a 105 V V2 : 0 a 12 V	90 V 0	
Temporizacion 0,6 - 6 s	1 s	
Accion : permutacion de los auxiliares		

ECHILLE

18. PROTECCION CONTRA LOS EXCESOS DE FRECUENCIA (F)

FUNCION

Este relé protege los auxiliares contra los excesos de frecuencia.

TIPO DE RELE

DMR TMFB1R Ref. 6/12.20
TLR6aE Ref. 6/20.10

ENTRADA DE MEDIDA

3 TP $\frac{13,6}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ / $\frac{0,1}{\sqrt{3}}$ kV 50 VA cl 0,5

GRADUACIONES

Frecuencia nominal 60 Hz.

Para proteger los auxiliares se gradua el umbral a 60 Hz + 5 %

Gama de 62,5 a 65 Hz paso a paso de 0,25 Hz

Graduacion elegida 63 Hz

Temporizacion gama : 0 a 99 s paso a paso 1 s

Graduacion elegida : 5 s

Gama de regulacion	Regulacion propuesta	Regulacion realizada
F : 62,5 a 65 Hz Temporizacion 0 a 990	63 Hz 5 s	
Accion	Permutacion de los auxiliares	

ECHELLE

PROJET - PROJECT - PROYECTO

CHARCANI V

CLIENT - CLIENTE

ELP - S.A.

DEFINICION Y CALIBRACION DE LAS PROT. DE PATIO LLAVES

PROTECCION DIFERENCIAL TRAMO TRANSFO. PRINCIPAL - BARRAS 138KV.

TIPO DE L RELE

DMR - TMAD Ref. 6/55 - 01

ENTRADAS DE MEDIDA:

6 TC 600/1 A 60 VA 5 P20

REGULACION:

- Precisión de los TC: $\pm 1\%$ a I_n
- Precisión del Relé: $\pm 3\%$
- Gama de porcentaje: 4 - 10-20 %
- Teniendo en cuenta el error de los TC y del relé, la regulación escogida es $P = 10\%$ ✓
- Umbral de insensibilidad: 25-50-75% de
- regulación: 25% a $I_n = 2.5\% I_n$ ✓
- RESISTENCIA ADICIONAL DE ESTABILIZACION
 $R_s + R_f = 8 \Omega$ (medido)

$$R > \frac{1}{3} \cdot \frac{R_s + R_f}{P} = \frac{1}{2} \cdot \frac{8}{0,1} = 40 \Omega$$

GHF

PROJET - PROJECT - PROYECTO

CLIENT - CLIENTE

.....CHARCANI...IV.....

.....

CALIBRACION DE TMAD : TR — IR

Cálculo de la Potencia de la Resistencia

- con 2 grupos de 57 nVA

$$I_{cc} = 5155 \text{ A.}$$

$$i_d = \frac{5155}{600} \times 0,1 = 0,859 \text{ A.}$$

$$P = 40 \times 0,859^2 = 29,52 \text{ W}$$

- con 3 grupos de 57 nVA.

$$i_d = \frac{8150}{600} \times 0,1 = 1,358 \text{ A.}$$

$$P = 40 \times 1,358^2 = 73,8 \text{ W.}$$



GRAFICO 05

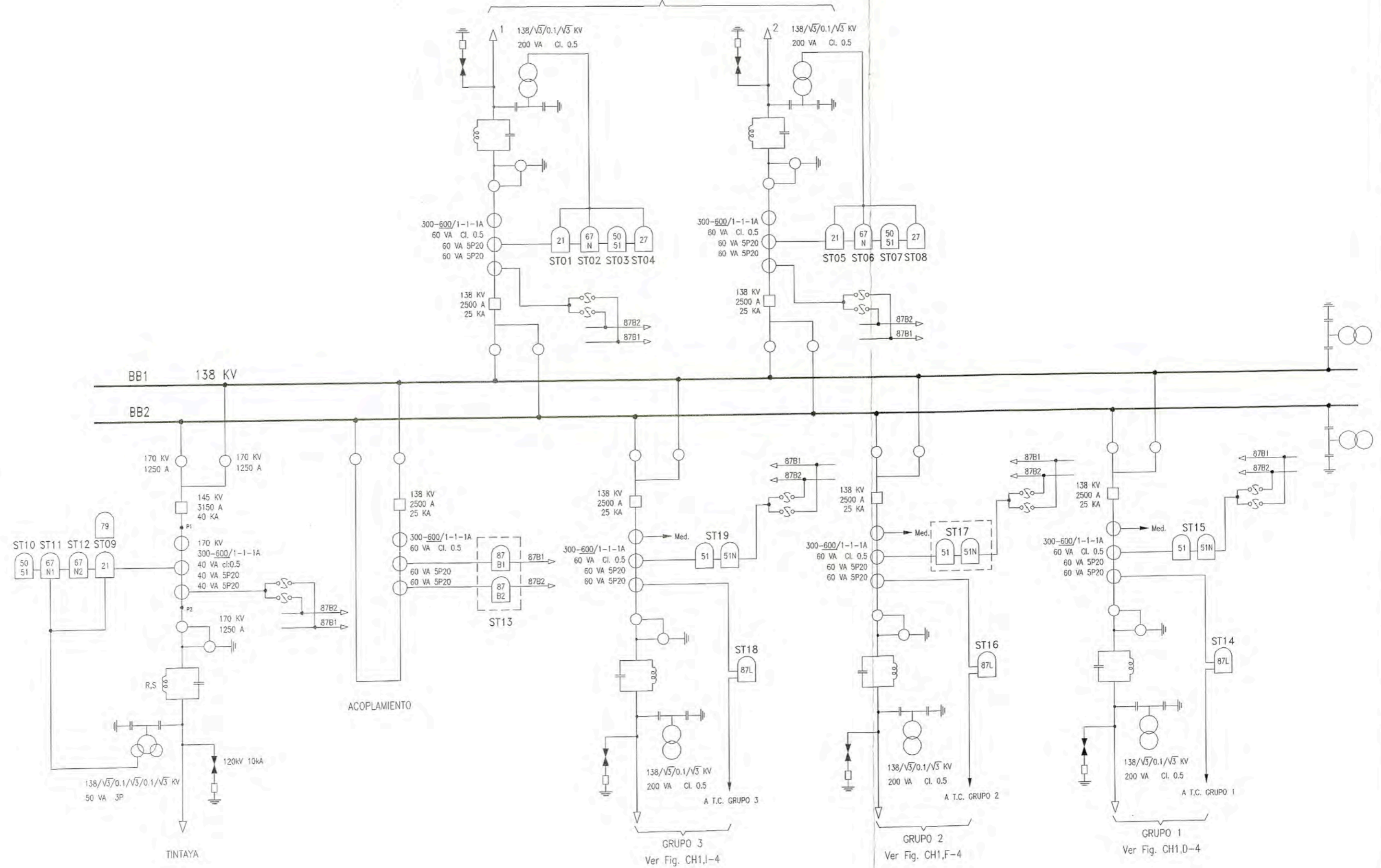
PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS
EXISTENTE EN LAS SS.EE. SANTUARIO,
SOCABAYA Y C. VERDE

PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS DE 138 KV

<u>DESCRIPCION</u>	<u>S.E. SANTUARIO</u>	<u>S.E. SOCABAYA</u>	<u>S.E. C. VERDE</u>
TIPO DE DELE:	DHR THAR 55/05	DHR THAR 55/05	DHR THAR 55/05
TRAF. DE CORRIENTE:	600/1 A, 60 VA, 5P20	600/1 A, 60 VA, 5P20	600/1 A, 60 VA, 5P20
REGULACION:	$R_s = 7 \Omega, I_{cc} = 7280 \text{ A.}$	$R_s = 7 \Omega, I_{cc} = 4879 \text{ A.}$	$R_s = 7 \Omega, I_{cc} = 3837 \text{ A.}$
ESTABILID. DE LA PROT. EC.	$V_R = \frac{I_{cc} (R_s + R_t)}{600} = \frac{7280 \times 8}{600}$ $= 97.06 \text{ Volt.}$	$V_R = \frac{I_{cc} (R_s + R_t)}{600} = \frac{4879 \times 8}{600}$ $= 65.05 \text{ Volt.}$	$V_R = \frac{I_{cc} (R_s + R_t)}{600} = \frac{3837 \times 8}{600}$ $= 51.16 \text{ Volt.}$
TENSION DEL CODO DE SAT.	$V_K = 20 \times 60 = 1200 \text{ V}$ $V_K = 1200 > 2.5 V_R = 242.6 \text{ V.}$	$V_K = 20 \times 60 = 1200 \text{ V.}$ $V_K = 1200 > 2.5 V_R = 162.6 \text{ V.}$	$V_K = 20 \times 60 = 1200 \text{ V.}$ $V_K = 1200 > 2.5 V_R = 127.9 \text{ V.}$
TENSION DE AJUSTE:	$V_s = 1.2 \times 97.06 \approx 117 \text{ V.}$ $I_s = \frac{V_s}{R_s} = \frac{117}{269} = 0.435 \text{ A.}$	$V_s = 1.2 \times 65.05 \approx 78 \text{ V.}$ $I_s = \frac{V_s}{R_s} = \frac{78}{269} = 0.289 \text{ A}$	$V_s = 1.2 \times 51.16 \approx 62 \text{ V.}$ $I_s = \frac{V_s}{R_s} = \frac{62}{269} = 0.23 \text{ A.}$
RANGO DE AJUSTE:	0.1 — 0.8 A	0.1 — 0.8 A ✓	0.1 — 0.8 A.
AJUSTE:	$I_s = 0.5 \text{ A}$	$I_s = 0.32 \text{ A}$ ✓	$I_s = 0.25 \text{ A.}$ ✓
CORRIENTE MINIMA DETECTADA FALLA INTERNA.	$I_{INT. MINI.} = N(nI_0 + I_s)$ $n = 5, I_0 = 10 \text{ mA}$ $I_{INT. MINI.} = 600(5 \times 0.01 + 0.5)$ $= 330 \text{ A}$	$I_{INT. MINI.} = N(nI_0 + I_s)$ $n = 5, I_0 = 10 \text{ mA}$ $I_{INT. MINI.} = 600(5 \times 0.01 + 0.32)$ $= 222 \text{ A}$	$I_{INT. MINI.} = N(nI_0 + I_s)$ $n = 5, I_0 = 10 \text{ mA}$ $I_{INT. MINI.} = 600(5 \times 0.01 + 0.25)$ $= 180 \text{ A}$
CORRIENTE DE SUPERVISION:	$I_r = 0.032 \text{ A}$	$I_r = 0.032 \text{ A}$ ✓	$I_r = 0.032 \text{ A}$ ✓
RANGO DE AJUSTE:	0.025 — 0.2 A	0.025 — 0.2 A	0.025 — 0.2 A
CORRIENTE DE DESIBULIBRIO MINIMA DETECTADA	$I = N(nI_0 + I_r)$ $= 600(5 \times 0.01 + 0.032)$ $= 49.2 \text{ A}$	$I = N(nI_0 + I_r)$ $= 600(5 \times 0.01 + 0.032)$ $= 49.2 \text{ A}$	$I = N(nI_0 + I_r)$ $= 600(5 \times 0.01 + 0.032)$ $= 49.2 \text{ A.}$
TEMPORIZACION DE LA SUPERVISION:	$T = 3.6 \text{ s}_R$	$T = 3.6 \text{ s}_R$ ✓	$T = 3.6 \text{ s}_R$ ✓

PLANOS

A S.E. SOCABAYA



----- Equipo de Protección Propuesto

ESTUDIO DE COORDINACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO SUR		REV.	FIGURA
S.E. SANTUARIO	DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE PROTECCION	A	ST1

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Westinghouse Electric Corporation. *Applied Protective Relaying*,. Newark 1976
2. General Electric Company Limited of England. *Protective relays application guide*. England, 1975.
3. Beckwith Electric Co. Inc., *Protección integral de generadores y transformadores de potencia, manual del usuario*. Florida, U.S.A., 1998.
4. *Protecciones de las instalaciones eléctricas*. Paulino Montané Sangrá. Editorial Marcombo, Barcelona España 1988.