

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE
TRANSMISIÓN EN 220 KV AGUAYTIA - TINGO MARIA -
VIZCARRA - PARAMONGA**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ALEX RUFINO ROJAS AUCARURE

**PROMOCIÓN
1994 - I**

**LIMA – PERÚ
2003**

*A mi Madre;
A mi esposa e hijos
por su amor y confianza en mi*

*Y a todas aquellas personas
que contribuyeron al logro
de este objetivo*

**DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
EN 220 kV AGUAYTIA – TINGO MARIA – VIZCARRA – PARAMONGA
NUEVA**

SUMARIO

El presente trabajo describe la operación de los equipos instalados en las Subestaciones de Aguaytía, Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva en 220 kV; asimismo, se analizan alternativas de operación y se proponen secuencias de maniobras para la conexión y desconexión de las líneas Aguaytía-Tingo María (L-251), Tingo María-Vizcarra (L-252) y Vizcarra-Paramonga Nueva (L-253).

El informe describe además en forma detallada la operación de un equipo en particular; así como, su operación con los demás equipos. Cada instrucción de maniobra identifica específicamente, el estado de operación para cada equipo. También, se realiza el análisis de los procedimientos, criterios e instrucciones de operación básicos, que garantizan la correcta ejecución de las maniobras de los equipos de alta tensión de éste Sistema de Transmisión.

El objetivo es describir la operación de éste Sistema y mostrar procedimientos de operación óptimos que permitan garantizar un servicio confiable, seguro y de calidad.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

DEFINICIONES Y CONSIDERACIONES DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA 4

1.1.	Definiciones y Terminologías	4
1.1.1	Definiciones Principales	4
1.1.2	Abreviaturas utilizadas	6
1.2.	Planteamiento del Problema de la Operación	7
1.3.	La Importancia de un Centro de Control Coordinador	9
1.4.	Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia.	10
1.5.	Etapas de la Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.	12
1.6.	Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia según el Marco Legal Peruano	15
1.6.1.	La ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento	15
1.6.2.	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	15
1.6.3.	Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados	17
1.7.	Estados de Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia	19
1.8.	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)	22
1.9.	Operación de Centros de Control modernos.	24

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES Y SU OPERACION	27
2.1. Breve descripción de ETESELVA	27
2.2. Equipamiento de las Líneas de Transmisión	30
2.2.1. Línea de Transmisión Aguaytía – Tingo Maria L-251	30
2.2.2. Línea de Transmisión Tingo Maria - Vizcarra L-252	30
2.2.3. Línea de Transmisión Vizcarra – Paramonga Nueva L-253	31
2.2.4. Características de Líneas de Transmisión	31
2.3. Equipamiento de las Subestaciones	33
2.3.1. Subestación Aguaytía 220 kV	33
2.3.2. Subestación Tingo María 220/138/10 kV	34
2.3.3. Subestación Vizcarra 220 kV	35
2.3.4. Subestación Paramonga Nueva 220 kV	36
2.4. Tableros de Control Mando y protección	38
2.4.1. Subestación Aguaytía 220 kV	38
2.4.2. Subestación Tingo María 220/138/10 kV	38
2.4.3. Subestación Vizcarra 220 kV	39
2.4.4. Subestación Paramonga Nueva 220 kV	39
2.5. Suministro de Servicios Auxiliares	39
2.5.1. Suministro de Corriente Alterna	39
2.5.2. Suministro de Corriente Continua	41
2.6. Operación del sistema de control y mando	44
2.7. Operación del sistema de protección	45
2.7.1. Líneas de Transmisión	46

2.7.2. Subestaciones	46
2.7.3. Teleprotección	48
2.8. Operación del sistema de medición	51
2.9. Descripción de la operación de los principales equipos de maniobra	52
2.9.1. Seccionadores	52
2.9.2. Interruptores	53
CAPÍTULO III	
OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA	57
3.1. Introducción	57
3.2. Definiciones	61
3.2.1. Instalación	61
3.2.2. Subestación	61
3.2.3. Línea	61
3.2.4. Circuito	61
3.2.5. Puestas a Tierra	62
3.3. Estados de una Instalación	62
3.3.1. Instalación Indisponible	62
3.3.2. Instalación Indisponible por Intervención	62
3.3.3. Instalación Disponible	62
3.3.4. Circuito bajo tensión en vacío	62
3.3.5. Circuito en servicio	63
3.3.6. Circuito fuera de servicio	63
3.4. Definición de maniobras	63
3.4.1. Diagrama de operación	63

3.4.2.	Maniobra	63
3.4.3.	Programa de maniobras	63
3.4.4.	Orden de maniobra	64
3.4.5.	Preparar una celda o bahía	64
3.4.6.	Energizar un circuito	64
3.4.7.	Poner en paralelo un circuito	65
3.5.	Codificación y Disposición de Equipos de Alta Tensión	57
3.5.1.	Equipos de 220 kV	65
3.5.2.	Configuración de las subestaciones	66
3.6.	Coordinación de la operación	67
3.6.1.	Supervisión de variables eléctricas	67
3.6.2.	Información operativa de las líneas	68
3.6.3.	Energización de las líneas	68
3.6.4.	Instrucciones previas a la energización de las líneas	69
3.6.5.	Instrucciones a seguir en el caso de fallas	69

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN Y DEFINICIONES SOBRE PROGRAMA DE MANIOBRAS

4.1.	Descripción de la Operación del Sistema de Transmisión Aguaytía – Tingo Maria –Vizcarra – Paramonga Nueva.	72
4.1.1.	Características Generales	72
4.1.2.	Estadística de Perturbaciones del Sistema de Transmisión 1999-2002.	75
4.2.	Terminología utilizada para ejecutar Maniobras	81
4.2.1.	Relacionada al tipo de Maniobras	81

4.2.2. Relativo al Estado de un Equipo o Instalación	82
4.2.3. Relativo a la Coordinación de las Maniobras	82
4.3. Programa de Maniobras (Procedimientos de Operación)	85
4.3.1. Ejemplos de Programa de Maniobras de Equipos	86

CAPÍTULO V

CRITERIOS DE LA OPERACION, ALTERNATIVAS Y PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN	94
5.1. Operación en Tiempo Real.	94
5.1.1. Operación en Estado Normal.	95
5.1.2. Operación en Estado de Alerta.	96
5.1.3. Operación en Estado de Emergencia.	98
5.1.4. Operación en Estado de Recuperación.	98
5.2. Características Operativas del Sistema de Transmisión Aguaytía – Tingo María - Vizcarra – Paramonga Nueva.	100
5.2.1. Subsistema ElectroAndes	100
5.2.2. Subsistema de Aguaytía - Pucallpa y el Anillo de Tingo María	101
5.3. Procedimientos de Operación	109
5.4. Procedimientos de Operación del Sistema de Transmisión: SEAG – SETM – SEVIZ – SEPANU , L-251, L-252, L-253.	111
5.4.1. Caso General: L-253, L-252 Y L-251 Fuera de Servicio	111
5.4.2. Maniobras para Desconectar Equipos	116
5.4.3. Casos de Contingencias	119
5.5. Elementos Críticos del Sistema de Transmisión	125

5.5.1. La Línea de 220 kV L-253 (Paramonga Nueva - Vizcarra) con las líneas de 220 kV L-2259/L-2258/L-2254 de ISA Perú fuera de servicio.	125
5.5.2. Línea 220 kV L-252 (Tingo Maria -Vizcarra) con la entrada de la línea 220 kV de ISA Perú.	126
5.6. Configuraciones	126
5.7. Criterios para la Recuperación del Sistema	127
5.8. Procedimientos de Maniobra en el Estado de Emergencia	128
5.8.1. Procedimientos de Maniobra – Configuración 1	128
5.8.2. Procedimientos de Maniobra – Configuración 2	134
5.9. Flujos de Potencia de las Alternativas de Operación	137
CONCLUSIONES	138
ANEXOS	
Anexo A: Ubicación Geográfica del sistema de transmisión	141
Anexo B: Características de los Transformadores de Medida	143
Anexo C: Características de los Relés de Protección de las Subestaciones	145
Anexo D: Descripción de las Señales de los Relés de Protección	151
Anexo E: Esquema grafico de Disparo Transferido (DTT)	157
Anexo F: Diagramas Unifilares de Protección y Control	159
Anexo G: Diagramas Unifilares de las Subestaciones	163
Anexo H: Registro de Perturbaciones del Sistema de Transmisión	168
Anexo I: Diagramas Unifilares de Maniobras	173
Anexo J: Esquemas de Flujo de Potencia de Alternativas de Operación	176
BIBLIOGRAFÍA	185

PRÓLOGO

Por que el suministro de energía eléctrica es un bien de consumo final y por que es un factor insustituible en el desarrollo de las actividades productivas, las empresas encargadas de su generación, transmisión y distribución deben ofrecer un servicio seguro, continuo y de calidad. Un sistema eléctrico para que sea bien operado y cumpla con su objetivo de transportar energía, bien sea el mas simple, extremadamente radial, o el más complejo, extremadamente mallado, debe ser de perfecto dominio en sus características operativas por aquellos que tiene la responsabilidad de operarlo.

Por ello es necesario un documento que permita a los responsables de la operación disponer de toda la información sobre su sistema, sus características operativas tanto en estado normal como en emergencia, durante y después de una perturbación, así como establecer secuencias pre-estudiadas de recuperación. es decir procedimientos operativos.

El sistema que se presenta es un sistema de trasmisión radial de propiedad de ETESELVA en 220kV e incluye las líneas L-251, L-252 y L-253. Estas líneas

conectan la planta de Generación Termoeléctrica de Aguaytía propiedad de TERMOSELVA al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en la subestación de Paramonga Nueva y en la subestación Paragsha II en 220kV de propiedad de ISA-PERÚ. Asimismo, una línea de transmisión conecta la subestación de Vizcarra a la mina de Antamina (mayor carga en el País) y la subestación de Tingo María es conectada al Sistema de Transmisión de REP (ex- Etecen) en 138 kV por un Autotransformador 220/138/10 kV.

El trabajo describe la operación de los equipos instalados en las subestaciones de Aguaytía, Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva en 220 kV, así como, la secuencia de maniobras para la conexión y desconexión de las líneas Aguaytía-Tingo María (L-251), Tingo María-Vizcarra (L-252) y Vizcarra-Paramonga Nueva (L-253). También se realiza el análisis de la operación, de los procedimientos operativos, criterios e instrucciones de operación.

Para ello, se efectúa una descripción de sus instalaciones y de la operación de las subestaciones, evaluación y análisis de la operación y de las alternativas de operación y se propondrá finalmente procedimientos operativos que garanticen maniobrar los equipos correctamente y resolver situaciones que puedan presentarse, tanto en condiciones normales como en emergencias.

OBJETIVO Y ALCANCES

El objetivo del presente trabajo es mostrar la operación de éste Sistema y utilizar los criterios y procedimientos operativos del sistema de trasmisión utilizados en tiempo real, en los estados normal, alerta, emergencia y recuperación que permita garantizar un servicio confiable, seguro y de calidad.

Son alcances del presente trabajo:

Explicar los criterios y procedimiento que se deben seguir para la operación en tiempo real del sistema de transmisión que abarca las subestaciones de Aguaytia, Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva en 220 kV y sus líneas de transmisión que las conectan L-251, L-252 y L-253.

Asimismo, se seguirán los lineamientos que norman los criterios de operación en tiempo real de los sistemas eléctricos, tales como la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento, la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados y Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

CAPÍTULO I

DEFINICIONES Y CONSIDERACIONES DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.1 Definiciones y Terminologías.

1.1.1 Definiciones Principales

- **Comité de Operación Económica del Sistema (COES):** Es un organismo técnico creado por Ley y está integrado por las empresas de generación y transmisión de un sistema interconectado. Su finalidad es coordinar la operación del Sistema Interconectado al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, con independencia de la propiedad de las instalaciones y de los compromisos comerciales particulares.
- **Coordinador de la Operación del Sistema:** Es el ente encargado de la coordinación de la operación del sistema a que hace referencia el Artículo 92 del RLCE. Actualmente el COES es el Coordinador Nacional del Sistema.
- **Coordinación de la Operación en Tiempo Real:** Se refiere a las actividades de coordinación, supervisión y control de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

- **Despacho:** Es la ejecución de la operación en tiempo real, con acciones preventivas y/o correctivas dispuestas por el Coordinador con la finalidad de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda del sistema.
- **Estados de operación:** Se refiere a cualquiera de las cuatro condiciones en las que para efectos de la NTOTR, puede determinarse el estado de operación de un sistema como normal, alerta, emergencia o recuperación.
- **Operación en tiempo real:** Se refiere a las tareas de coordinación, control, monitoreo y supervisión de la operación de un sistema interconectado e incluye entre otras tareas: la ejecución del programa de operación de corto plazo o su reprogramación; la supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, en resguardo de la calidad del servicio y seguridad del sistema; operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados; y la ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la NTOTR
- **Sistema Interconectado:** Son los sistemas de generación, transmisión y distribución vinculados eléctricamente, cuya operación debe realizarse en forma coordinada.
- **Sistema de Transmisión:** Es el conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales superiores a 35 kV; subestaciones y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica.
- **Sistema Principal de Transmisión (SPT):** Es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un sistema interconectado, que

permite el intercambio de electricidad y libre comercialización de la energía eléctrica.

➤ **Sistema Secundario de Transmisión (SST):** Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una barra del sistema principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una barra del sistema principal de transmisión.

1.1.2 Abreviaturas utilizadas

- ✓ **CC:** Centro de control, generalmente para designar al correspondiente a las empresas integrantes del Sistema.
- ✓ **CMg:** Costo marginal
- ✓ **COES-SINAC:** Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
- ✓ **COORDINADOR:** Coordinador de la operación del sistema en tiempo real.
- ✓ **DOCOES:** Dirección de operación del COES.
- ✓ **LCE:** Ley de concesiones eléctricas.
- ✓ **RLCE:** Reglamento de la ley de concesiones eléctricas.
- ✓ **NTCSE:** Norma técnica de calidad de los servicios eléctricos.
- ✓ **NTOTR:** Norma técnica de coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Interconectado.
- ✓ **PDO:** Programa diario de operación.
- ✓ **SEIN:** Sistema eléctrico interconectado nacional
- ✓ **SINAC:** Sistema interconectado nacional.
- ✓ **SEP:** Sistema eléctrico de potencia

1.2 Planteamiento del problema de la Operación

El problema de la operación se puede resumir en como atender a los consumidores minimizando los costos de operación, manteniendo niveles aceptables de calidad del servicio, y con la máxima seguridad dentro de las limitaciones del sistema; esto quiere decir que la operación puede ser caracterizada por tres objetivos independientes que son: calidad, seguridad y economía. La figura No. 1.1 muestra éstos objetivos y su correlación entre ellos.

Figura No. 1.1. Operación del Sistema Interconectado – Objetivos



La calidad es normalmente descrita por medio de un perfil aceptable de valores de tensión y frecuencia de la potencia eléctrica entregada al consumidor. La tensión debe estar en un nivel y cantidad de flicker y armónicos aceptado por el tipo

de suministros y la frecuencia con variaciones muy pequeñas respecto al valor nominal; de acuerdo a la NTCSE.

La seguridad es mucho más complicada de describir en términos de cantidad; un nivel de seguridad muy alto se manifiesta en una baja probabilidad de que exista discontinuidad en la prestación del servicio eléctrico, aunque el sistema sufra perturbaciones de magnitud aceptable. El proceso de determinación de los niveles de seguridad comprende evaluar los siguientes aspectos:

La capacidad del sistema de satisfacer la demanda de potencia teniendo en cuenta la posibilidad de la pérdida de equipos de generación o de transmisión;

El impacto de las decisiones de los operadores respecto a la entrada y salida de servicio de unidades de generación y equipos de transmisión; y

El efecto de las acciones correctivas contempladas por el operador con el propósito de mejorar los niveles de seguridad.

La economía consiste en dos partes esenciales: la parte de inversión de equipos, sistemas de control, etc. y el costo de operación del sistema de potencia.

No existe una combinación ideal de los tres objetivos mencionados. La combinación óptima es única para cada empresa. Los objetivos de seguridad y economía son aún contradictorios a causa de razones obvias.

La seguridad de los sistemas de potencia empieza en su etapa de planeamiento; así un sistema planeado deficientemente no puede alcanzar un alto grado de seguridad aunque sea bien operado. Por otra parte, debido a consideraciones económicas, la cantidad de equipos del sistema considerando la seguridad tiene que ser limitado. Por consiguiente, a pesar que el sistema esté “fuertemente” planeado su

operación debe ser tal que se obtenga la máxima economía y seguridad dentro de las limitaciones del sistema.

1.3 La importancia de un Centro de Control Coordinador

La operación de un SEP implica la toma de un gran número de decisiones que afectan económicamente a la empresa que lo opera; tal tipo de decisiones debe preverse, aún en forma aproximada, desde la etapa de planeamiento mediante un proceso de simulación de la operación del sistema, que trate de reproducir su funcionamiento real.

En el caso de sistemas de potencia aislados, normalmente compuesto de una central alimentando un centro consumidor, la operación de éstos es relativamente sencilla por lo que se destina pocos recursos para la supervisión y control del sistema y el centro de decisiones esta en la central.

Con el continuo crecimiento de la demanda, los SEP aislados se van expandiendo en tamaño, niveles de tensión, mayor concentración de generación y se van interconectando entre ellos, en atención a la economía de escala, conformando sistemas de potencia interconectados. Esto da como resultado una operación cada vez más compleja, en la cual los requisitos de seguridad de la operación y de calidad de la energía suministrada se hace cada vez más exigente, aumentando los requisitos de coordinación y surgiendo centros de decisión en los puntos estratégicos en cuanto a las transferencias de energía y a privilegios en cuanto a telecomunicaciones.

Como consecuencia de este proceso se crean los centros de control, que se estructuran y se toman como elementos vitales para la operación de los SEP, con el objetivo de asegurar que la energía eléctrica sea entregada con la calidad deseada al costo más bajo, por lo que se requiere utilizar equipamientos y técnicas modernas de

supervisión y control, así como medios más sofisticados para la determinación de los niveles de seguridad. Así los Centros de Control modernos están dotados de equipos de adquisición de datos y de comando remoto que les permiten, con auxilio de complejos programas de cómputo, tomar la mejor decisión en cada momento considerando aspectos de seguridad y economía.

1.4 Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia.

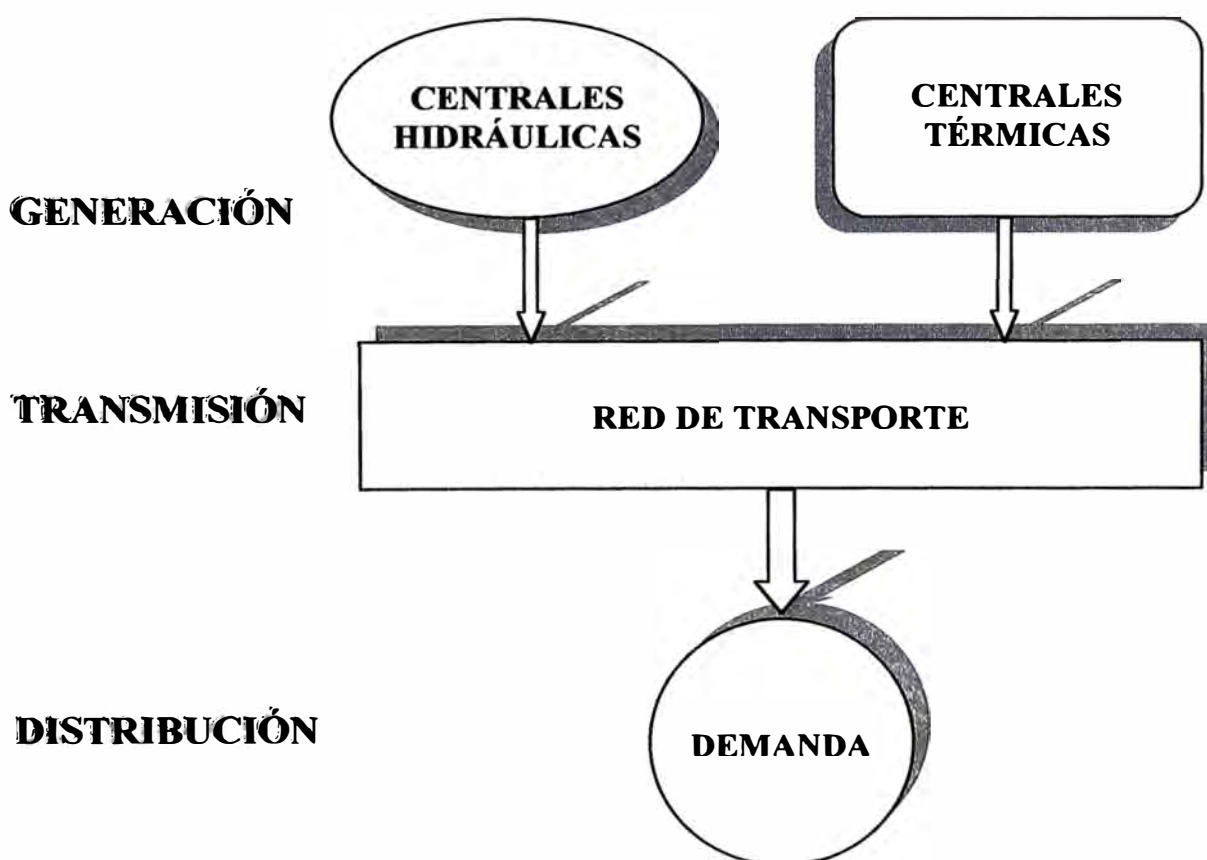
La enorme ventaja de la energía eléctrica es su capacidad de transporte con pequeñas pérdidas, lo que permite separar el centro de producción de los centros de consumo; además, puede ser controlada con relativa facilidad y con un alto grado de eficiencia y confiabilidad. Los sistemas eléctricos de potencia en el mundo, son de distintos tamaños, configuraciones y complejidades. Sin embargo todos ellos están conformados por tres partes básicas que son: generación, transmisión y distribución. Esta conformación simplificada se puede apreciar en la figura No.1.2.

- La generación de la energía eléctrica es función de las centrales de generación, las cuales convierten en energía mecánica, la energía proveniente de fuentes primarias (fósil, geotérmica, eólica, nuclear e hidráulica) y finalmente transformada en energía eléctrica por generadores sincrónicos.
- La transmisión es la responsable de interconectar a las centrales de generación y a los centros de carga, teniendo como función principal la transmisión de la energía eléctrica. Esta red conforma la columna vertebral de un sistema de potencia interconectado y opera en niveles de muy alta tensión (en el caso peruano mayor a 100 kV). Las redes eléctricas en el Perú están clasificadas en cuatro niveles de tensión:

Muy alta tensión (MAT), tensiones superiores a 100kV.

- Alta tensión (AT), tensiones superiores a 30kv e inferiores a 100kV.
 - Media tensión (MT), tensiones superiores a 440 V e inferiores a 30kV.
 - Baja tensión (BT), tensiones inferiores a 440 V.
- La distribución representa la etapa final de la transferencia de la energía eléctrica a los centros de consumo o clientes individuales. El nivel de tensión de la distribución primaria se encuentra usualmente entre 33 y 10 kV. Asimismo, pequeños clientes industriales son atendidos por alimentadores primarios en estos niveles de tensión.

Figura No. 1.2. Principales elemento de un SEP



1.5 Etapas de la Operación de los Sistemas de Potencia.

No hay una manera uniforme de efectuar la operación de los sistemas de potencia, puesto que cada sistema de potencia tiene sus propias características en términos de protección, transmisión, distribución y consumo. Las particularidades de los equipos así como las restricciones físicas y normas legales también varían en gran medida. Sin embargo, las actividades de la operación de un sistema de potencia, siguen reglas estrictas.

En la operación de un sistema de potencia se pueden distinguir diferentes actividades típicas, las cuales se dividen en tres etapas, que reflejan el horizonte de tiempo:

- Etapa de Planificación y Programación (Pre-despacho),
- Etapa de la Operación en Tiempo Real (despacho) y,
- Etapa de Estadística y Evaluación (Post-despacho).

Las etapas de la operación de un SEP son mostradas en la figura No. 1.3.

La etapa de Planificación y Programación (Pre-despacho), se realiza con un horizonte desde pocas horas hasta cinco años, e involucra el planeamiento de la utilización de recursos de producción y pronóstico de carga. Es coordinada por la DOCOES y aprobada en comités del COES; comprende la ejecución de:

- Estudios eléctricos y energéticos
- Pronóstico de la demanda
- Análisis de seguridad
- Programación del mantenimiento, despachos de carga de las centrales y configuración del sistema.

El COES efectúa el programa diario de operación (PDO); y la reprogramación de la operación diaria si fuese requerida.

La etapa de operación en tiempo real (despacho) de los equipos instalaciones es efectuada directamente por sus titulares, y es coordinada por el centro de control Coordinador, siguiendo el PDO y cumpliendo los procedimientos operativos del COES; y comprende:

- Análisis permanente de la calidad y seguridad, supervisando y controlando las variables eléctricas: frecuencia, tensiones, reserva rotante y flujos de carga.
- Supervisión y ejecución de maniobras, en estado normal y alerta, dirigiendo el restablecimiento del sistema luego de perturbaciones.
- Autorización y supervisión de las intervenciones de los equipos.

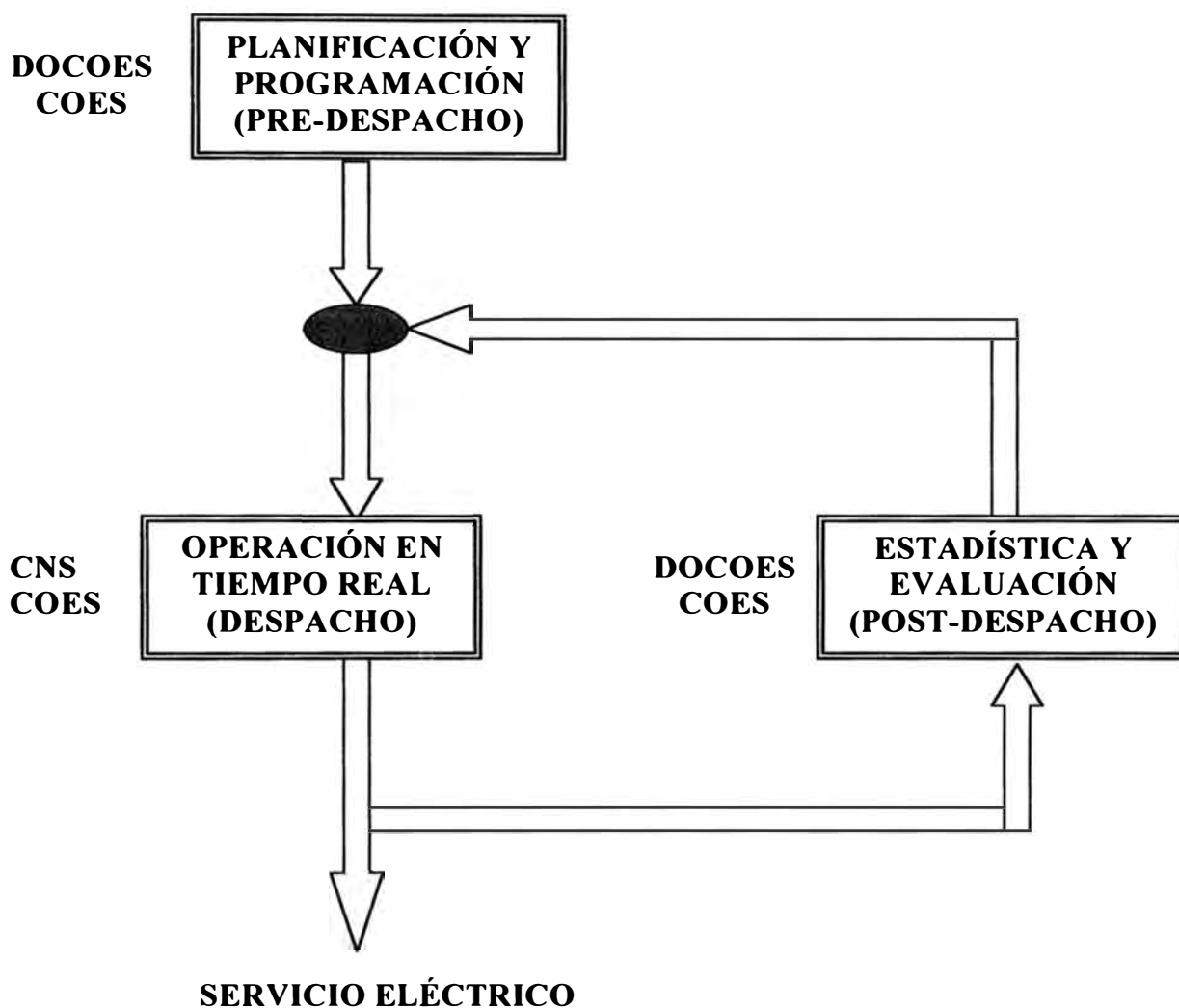
La etapa de Estadística y Evaluación (Post-despacho) es coordinado por la DOCOES y aprobado en comités del COES; y comprende la ejecución de:

- Estadísticas e índices operativos.
- Análisis de perturbaciones.
- Reportes e informes.
- Cálculo de los CMg. de corto plazo del sistema.
- Determinación y valorización de las transferencias de energía y potencia entre integrantes del COES.

En esta etapa las empresas facturan la energía y potencia comercializadas en los mercados spot y de contratos.

Figura No. 1.3.

Etapas de la Operación de un Sistema Eléctrico de Potencia



- DOCOES** : **Dirección de Operaciones del COES**
- COES** : **Comité de Operación Económica del Sistema**
- CNS** : **Coordinador Nacional del Sistema**

1.6 Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia según el Marco Legal Peruano.

Para la coordinación de la operación de los sistemas interconectados se tienen el siguiente Marco Legal:

- ✓ Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento (LCE – Nov. 1992 y RLCE – Feb-1993) .
- ✓ Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE - 1997).
- ✓ Norma Técnica de la Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTOTR- 1999).

1.6.1 La ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento

- Norman las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización
- Introducen los conceptos de eficiencia y competencia en el sector eléctrico
- Se crea el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) al cual esta sujeto la operación de las instalaciones del sistema.
- Los Sistemas de Transmisión son de libre acceso y permiten la competencia en el negocio eléctrico, siendo reguladas sus compensaciones económicas.
- La Coordinación de la operación en tiempo real del Sistema es efectuada por el representante de los transmisores del SPT.

1.6.2 Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

- Establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos y las obligaciones de las empresas y clientes del Sector Eléctrico.

- Calidad del Producto: Tensión, Frecuencia y Perturbaciones de Flicker y Tensiones Armónicas. Calidad del suministro: Interrupciones. Calidad del servicio comercial y de alumbrado público.
- Se aplican penalidades por transgresiones de las tolerancias de los indicadores de calidad.

a) Calidad del Producto

Períodos mensuales de control:

- Tolerancia de tensión: +/- 5% de la tensión nominal.
- Tolerancias de frecuencia:
 - Variación sostenida (15 min.) +/- 0.6%
 - Variación súbita (1 min.) +/- 1 Hz
 - Variación diaria +/- 600 ciclos
- Tolerancias de Flícker y tensiones armónicas

Se realizan mediciones de los valores instantáneos por un período mínimo de 7 días, que son promediados en intervalos de 15' para la frecuencia y tensión y 10' para las perturbaciones.

b) Calidad del Suministro

Se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes.

Período de control semestral de número y duración total ponderada de interrupciones.

tolerancia de interrupciones:

- Muy alta y alta tensión: 2 interrupciones.
- Media tensión: 4 interrupciones.

Tolerancia de duración de interrupciones:

➤ Muy alta y alta tensión: 4 horas

➤ Media tensión: 6 horas

1.6.3 Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados

- Establece las responsabilidades de los integrantes del sistema y del coordinador del sistema.
- Criterios de Operación en estado normal, alerta, emergencia y recuperación del Sistema.
- Enlace de centros de control de los integrantes con el del coordinador.
- Criterios de racionamiento en caso de déficit de oferta y de rechazo de carga para salvaguardar la estabilidad del sistema.
- En general, los integrantes del sistema deben operar sus equipos siguiendo el PDO o su reprogramación, en coordinación con el coordinador.

Entre las principales responsabilidades tanto del Coordinador como de los integrantes del sistema se pueden mencionar:

a) Principales responsabilidades del Coordinador

- Supervisar y Coordinar con los integrantes la operación en tiempo real del sistema siguiendo el programa de operación diario o su reprogramación.
- Establecer la referencia horaria para el registro de eventos y actividades vinculadas con la operación en tiempo real.
- Informar a la DOCOES la ejecución del programa diario.
- Disponer la ejecución de maniobras.
- Coordinar las maniobras del sistema, dirigiendo el restablecimiento del sistema luego de perturbaciones.

- Disponer de las medidas necesarias en caso las empresas integrantes informen de sobrecargas de sus equipos.
- Supervisar y controlar los niveles de tensión en barras de transmisión; disponiendo las acciones correctivas.
- En caso de tensiones muy bajas puede disponer la puesta en servicio de las unidades de generación y el rechazo manual de carga
- Coordinar el despacho de carga de las centrales, siguiendo el PDO o su reprogramación, supervisando la reserva rotante del sistema.
- Supervisar la frecuencia del sistema; disponiendo las medidas correctivas si las variaciones de frecuencia exceden las tolerancias.

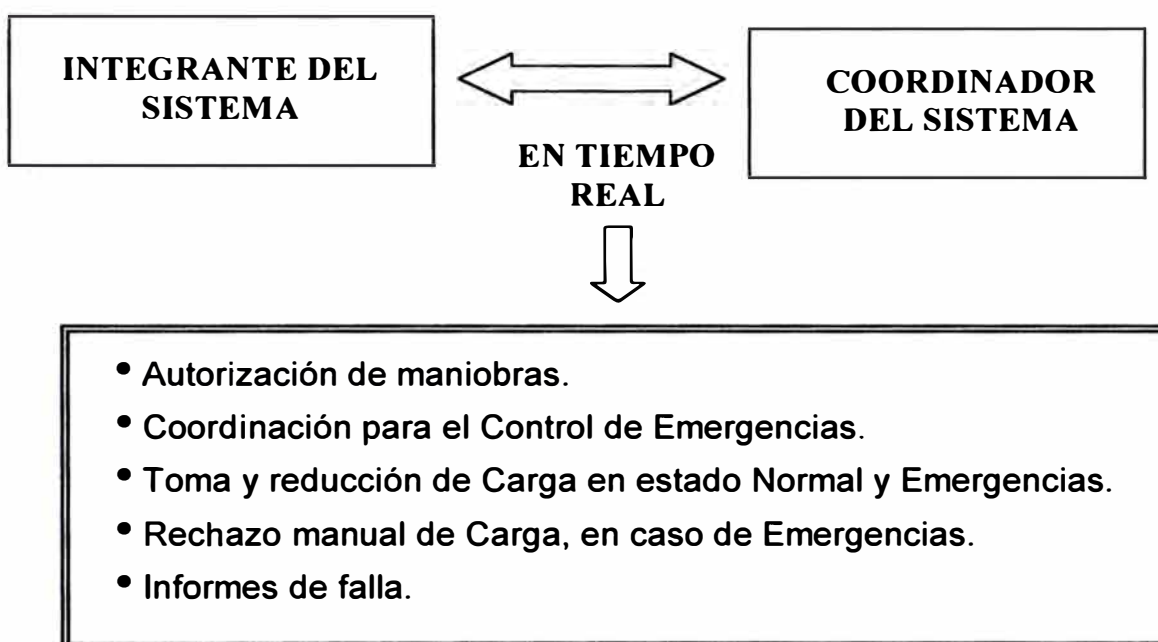
b) Principales responsabilidades de los Integrantes del Sistema

- Designar su responsable operativo ante el coordinador.
- Operar en tiempo real sus equipos e instalaciones, siendo responsables por su seguridad de las personas y equipos.
- Presentar la información técnica de equipos e instalaciones, requerida por el coordinador.
- Enviar información de tiempo real de sus instalaciones al coordinador.
- Utilizar la referencia horaria del coordinador para el registro de eventos y actividades vinculadas con la operación en tiempo real.
- Supervisar que sus equipos operen dentro de los límites informados, reportando al coordinador sobrecargas.
- Ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas por el coordinador.
- Verificar que las disposiciones operativas del coordinador no vulneren las consideraciones de seguridad y limitaciones de sus equipos e instalaciones.

- Elaborar el diagnóstico de perturbaciones; el que debe ser enviado en el plazo establecido al coordinador

La figura No.1.4. muestra en resumen las coordinaciones operativas entre un integrante y el coordinador del sistema

Figura No. 1.4 Resumen de Coordinaciones Operativas



1.7 Estados de Operación de los Sistemas de Potencia

La operación del sistema de potencia puede estar en uno de los cuatro estados de operación: estado normal, estado de alerta, estado de emergencia y estado de recuperación (restauración). Estos están mostrados en la figura No. 1.5.

El estado normal, es la condición de operación caracterizada por el balance de potencia activa, determinado por una frecuencia nominal, y por el balance de la potencia reactiva, determinado por un perfil variable de tensiones dentro de un rango

determinado. Además, los equipos y los componentes del sistema operan a un régimen menor o igual a sus características nominales.

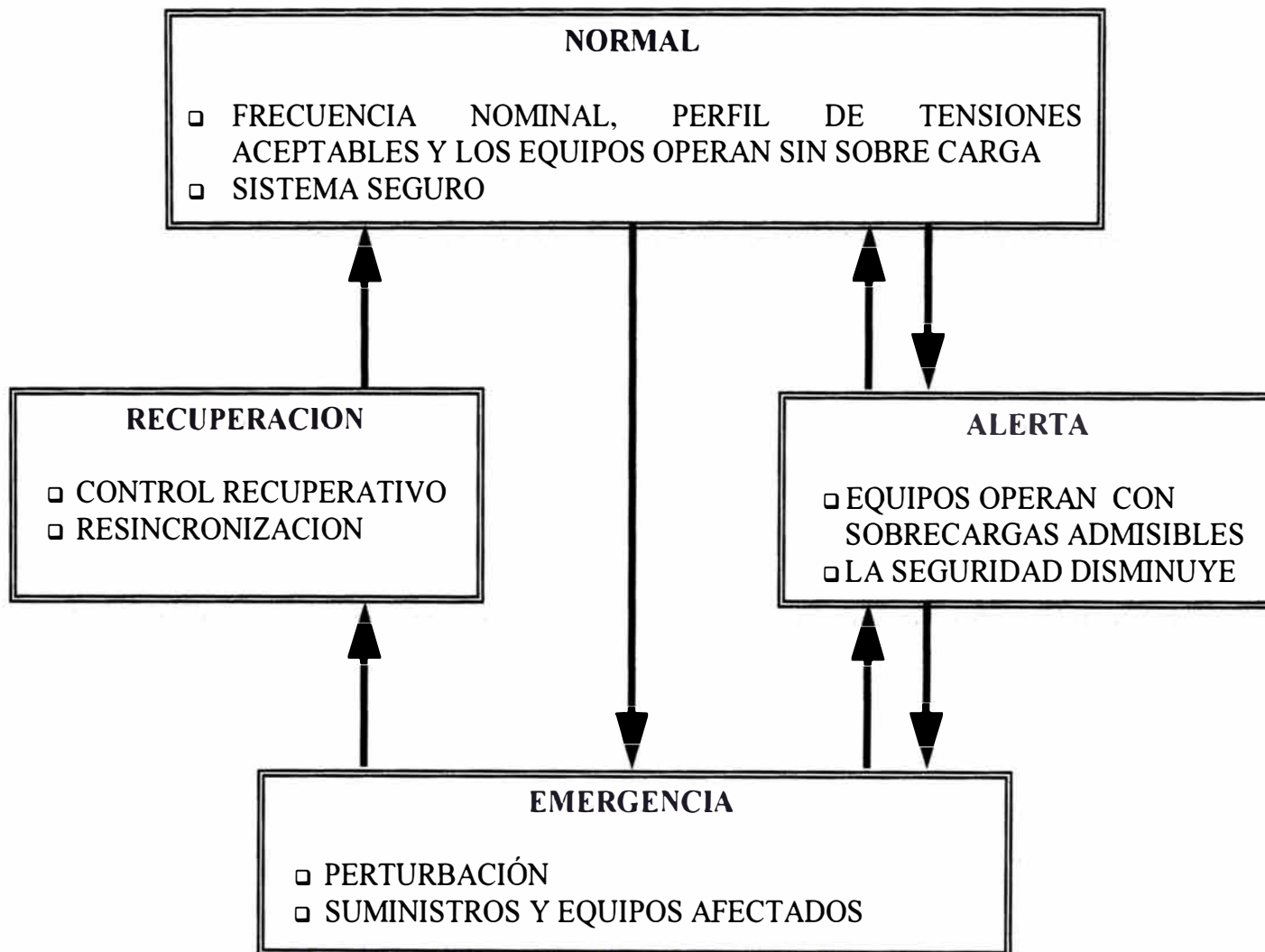
El estado de alerta, se caracteriza en que el sistema de potencia opera en un estado cuasi-estacionario, manteniendo el balance de las potencias activas y reactivas pero con bajo margen de seguridad. Los equipos del sistema operan con sobrecargas admisibles, determinadas por la condición de operación en el tiempo del equipo.

El estado de emergencia, es la condición en que el sistema está en un estado dinámico, normalmente causado por una perturbación, la cual es lo suficientemente violenta para afectar la integridad del sistema (colapso del sistema o de subsistemas).

El estado de recuperación (restauración), es una serie de acciones tomadas para la normalización del sistema.

El principal objetivo de la operación es mantener el estado normal tanto como sea posible. Este es logrado detectando un movimiento hacia el estado de alerta tan pronto como sea posible, así que el sistema de potencia pueda rápidamente ser devuelto nuevamente al estado normal. Si el sistema de potencia colapsa la restauración debe ser gradual y rápida.

Figura No. 1.5. Estados de la Operación de un Sistema Eléctrico de Potencia



1.8 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

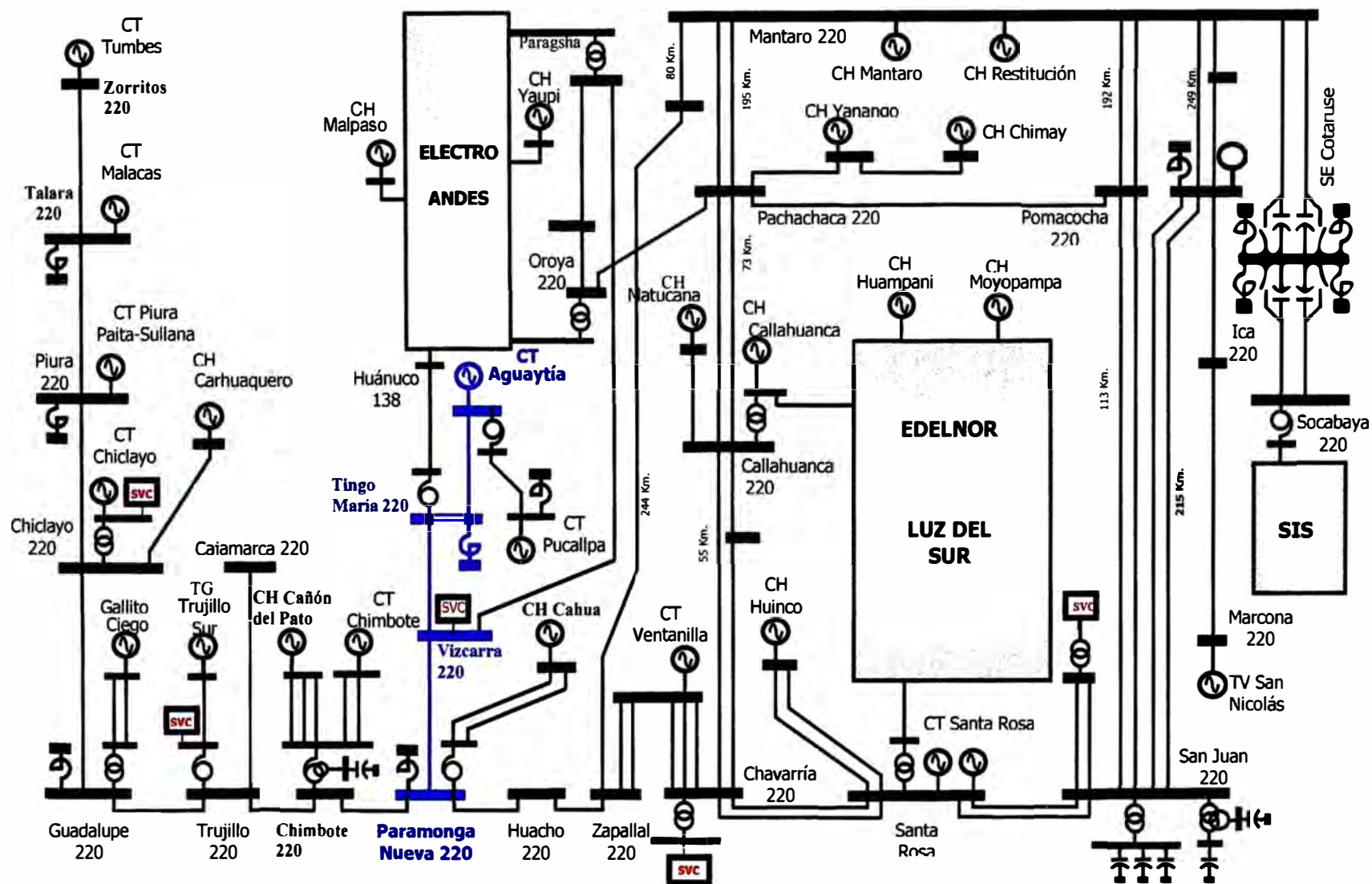
El SEIN tiene una estructura radial, con un sistema troncal de transmisión, conformado por centrales de generación hidráulicas y térmicas con líneas de 220kV y 138kV que están esparcidas en toda la geografía del país.

Entre las características principales del SEIN actual se puede mencionar:

- Potencia efectiva total: 4 400 MW (60% en centrales eléctricas).
- Producción año 2002: 19 658 GWh. (6.5 % de incremento anual; 88% en centrales hidroeléctricas).
- Máxima Demanda
 - Año 2001: 2 792 MW.
 - Año 2002: 2 908 MW. (4.2 % incremento)
- Líneas en 220 kV : 7 077 Km.

En la figura No.1.6. se muestra el diagrama simplificado del Sistema Interconectado Centro Norte 2003.

Fig.1.6 Sistema Interconectado Centro Norte 2003



1.9 Operación de Centros de Control modernos.

El veloz desarrollo de la tecnología de los Centros de Control en los últimos años ha sido significativo, todo ello con el propósito de incrementar la eficiencia y la calidad del producto para la entrega de este servicio a los consumidores finales.

Estos cambios también significaron reducir los requerimientos de personal; sin embargo, hasta ahora, la tecnología no ha logrado siquiera aproximarse a la alta adaptabilidad de un operador humano, en cuanto al aprendizaje y reacción ante situaciones inesperadas de los diferentes estados de operación de un sistema eléctrico de potencia. Es por ello, que la tecnología con sus procesos automáticos, no eliminan la necesidad de los operadores, pero usualmente lo que hace es modificar sus tareas, esto implica requerir de personal más calificado técnicamente y dedicado a funciones de análisis y decisión; por ello los centros de control modernos del mundo cuentan con la más alta tecnología del momento, pero controlada y supervisada por “operadores”.

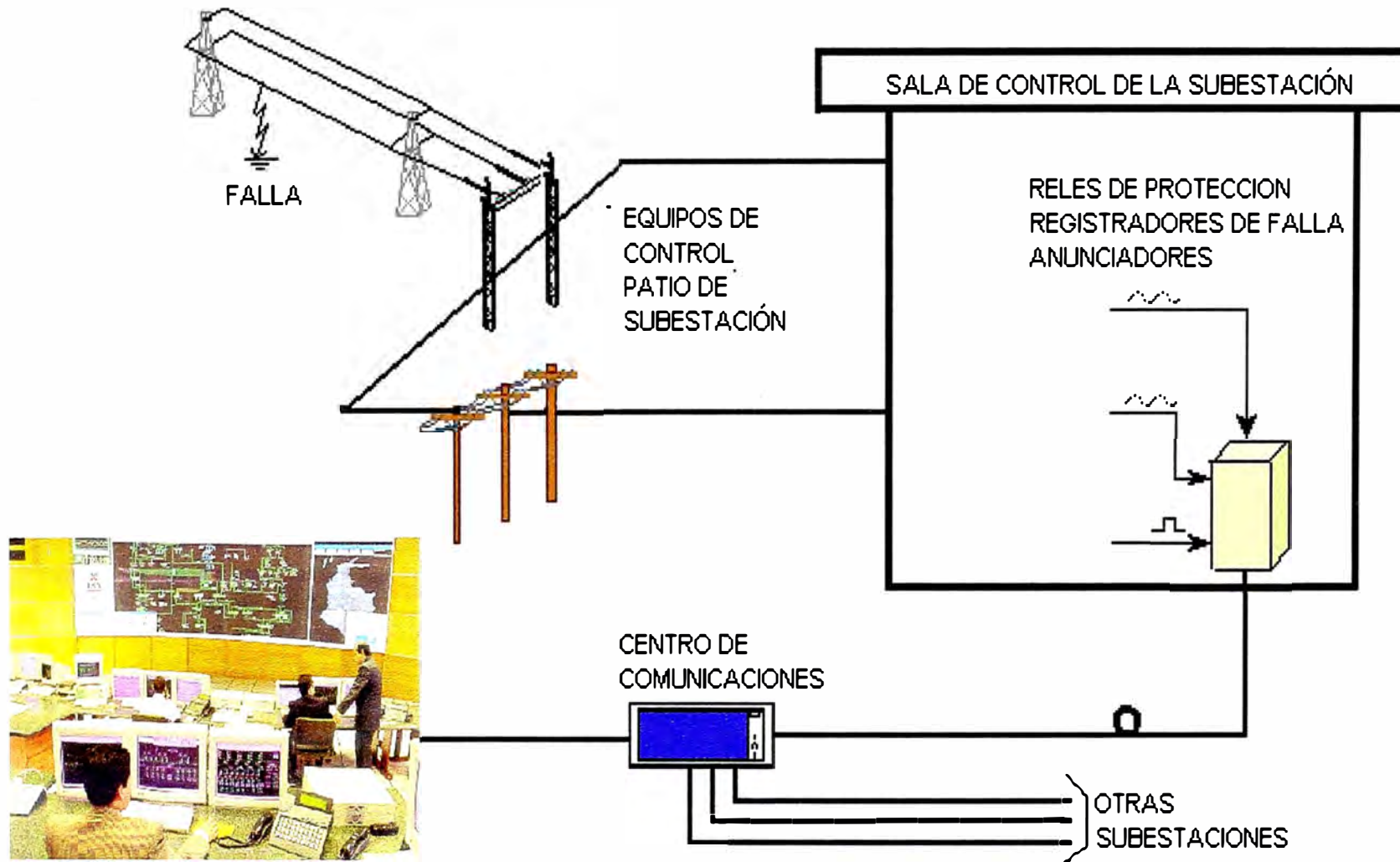
Hoy en día, el almacenamiento y procesamiento de elevados volúmenes de datos son ejecutados por computadoras digitales. Todo este gran avance tecnológico ya se tiene actualmente en el Perú y lo poseen los Centros de Control: Coordinador del COES y el Centro de Control de Operaciones de REP (ex ETECEN), en dichos Centros de Control, la información llega desde las unidades remotas, ubicadas en las subestaciones, y son mostradas al operador en consolas de estación y en un panel mímico, El sistema es diseñado para que llegue la información más relevante, y poder actuar sobre los elementos de control y maniobra del sistema de transmisión, realizar simulaciones de operación y generar reportes de los mismos.

En el estado normal el operador estará generalmente ocupado en la supervisión de las variables eléctricas que éstas estén dentro de las tolerancias establecidas, en el seguimiento de las intervenciones en los equipos por mantenimiento u obras, en el despacho de las centrales, la programación de las mismas en las próximas horas y otras tareas similares. Sin embargo, éstas tareas pueden cambiar intempestivamente cuando el sistema de potencia se traslada al estado de emergencia.

Los operadores tienen que actuar rápidamente recopilando la información y tomando decisiones en función de procedimientos y, principalmente basándose en criterios propios, ya que no es posible dar reglas comunes que automaticen las decisiones. De todo esto, se puede apreciar, cuan importante es que el diseño de la interfaz hombre - máquina esté adaptada a las características físicas y mentales del operador, esto se ve reflejado en la disminución de los errores de operación y de los tiempos de respuesta.

En la figura No.1.7. se muestra la operación de un centro de control moderno.

Fig.1.7 Operación simplificada de un Centro de Control Moderno



CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS INSTALACIONES Y SU OPERACIÓN

2.1. Breve descripción de ETESELVA

Con R.M. N° 305-96-EM/VME, del 15 de julio de 1996, el Sector Energía y Minas a través de la Dirección General de Electricidad (DGE), autorizó a Aguaytía Energy del Perú S.R.Ltda por tiempo indefinido el desarrollo de las actividades de generación termoeléctrica y con expedición de R.S. N° 061-96-EM, del 24.-07-96, el MEM, le otorga concesión definitiva para el desarrollo de las actividades de transmisión de energía eléctrica.

En el mes de mayo del 2001, Aguaytía Energy del Perú S.R.L., transfirió sus activos del sistema de transmisión a la empresa ETESELVA SRL. con R.S N° 075-201-EM, del 27-07-2001, el Sector Energía y Minas a través de la D.G.E., autorizó a ETESELVA SRL, el desarrollo de las actividades de transmisión haciéndose efectiva la transferencia el 01-05-2001.

La generación esta a cargo de TERMOSELVA S.R.L. que opera la Central Térmica a Gas de Aguaytía y que está conformada por dos unidades de generación TG1 y TG2 de 78.157 MW y 78.460 MW de potencia efectiva (156.568 MW).

El sistema de transmisión de ETESELVA incluye las líneas L-251, L-252 y L-253. Estas líneas conectan la central de generación de Aguaytía de Termoselva al

SEIN en las subestaciones de Vizcarra y Paramonga Nueva, a través de las líneas en 220 kV L-2254 (Vizcarra – Paragsha II) y L-253 (Vizcarra – Paramonga Nueva) respectivamente. Otra Línea de transmisión conecta la subestación de Vizcarra a la Mina Antamina. La subestación de Tingo Maria es conectada al Sistema de transmisión de REP en 138 kV por un autotransformador.

El esquema eléctrico del sistema de transmisión de ETESELVA es mostrado en la figura No. 2.1.

El proyecto de ISA PERÚ introdujo cambios en la configuración de la red de ETESELVA especialmente en las subestaciones de Vizcarra y Aguaytía. Los principales cambios del sistema de transmisión de ETESELVA que son introducidos por ISA PERU son los siguientes:

- La conexión entre la subestación de Vizcarra y la subestación Paragsha II 220 kV por medio de la línea L-2254,
- La conexión entre la subestación de Aguaytía y Pucallpa por medio de una línea en 138 kV.
- Equipos pararrayos adicionales en la subestación de Vizcarra.

El esquema eléctrico del sistema de transmisión actual de ETESELVA con las líneas de ISA PERÚ es mostrado en la figura No. 2.2.

Figura No. 2.1. Esquema Eléctrico del Sistema de Transmisión de ETESELVA

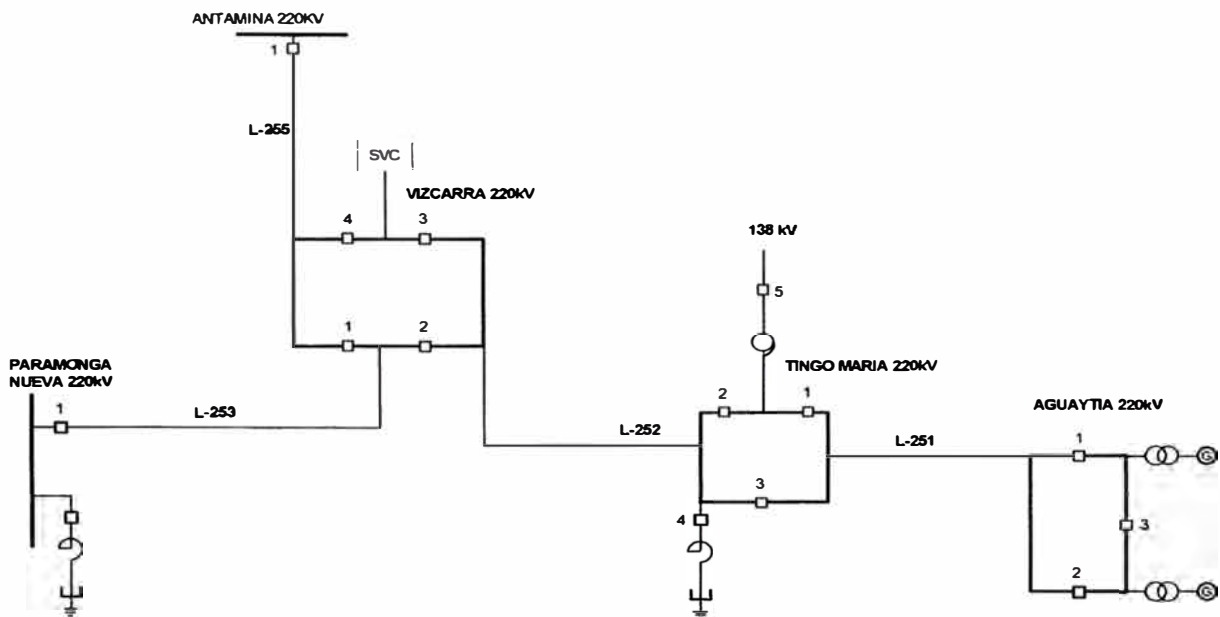
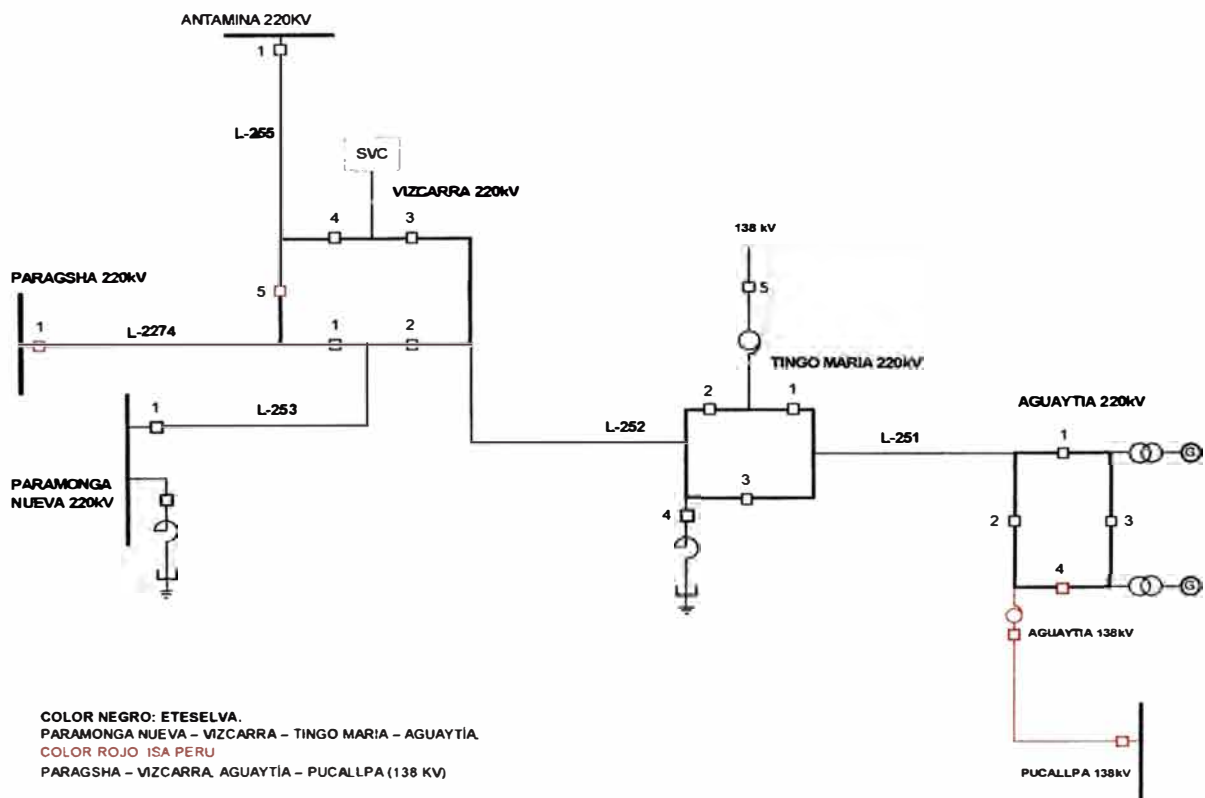


Figura No. 2.2. Esquema Eléctrico del Sistema de Transmisión actual de ETESELVA con líneas de ISA PERU



2.2. Equipamiento de las Líneas de Transmisión

Este sistema consta de una línea de transmisión con sus respectivas subestaciones eléctricas. La línea de 220 KV, de aproximadamente 391 Km. conecta la subestación Aguaytía, con tres subestaciones existentes del SEIN, Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva.

Las subestaciones eléctricas se encuentran ubicadas en las localidades de Aguaytía, Tingo María, Huallanca y Paramonga. Asimismo, las línea de transmisión cruzan las tres regiones del Perú en la parte central, Selva o Región Amazónica, Sierra o Región Andina y Costa.

En el Anexo A se muestra la ubicación geográfica del sistema de transmisión de ETESELVA.

2.2.1. Línea de Transmisión Aguaytía – Tingo María L-251

Línea de Transmisión en 220 kV de simple terna que tiene una longitud de 73.267 Km. con 158 estructuras metálicas y conductor ACSR Curlew con una sección de 591.5 mm^2 (1033.5 MCM), fue puesta en servicio en diciembre de 1997. Las estructuras son de tipo de torre celosía de acero con aisladores de vidrio, la línea atraviesa una altitud comprendida entre la selva baja (hasta 1,500 m.s.n.m.) y selva alta (mas de 1500 m.s.n.m.).

2.2.2. Línea de Transmisión Tingo María - Vizcarra L-252

Línea de Transmisión en 220 kV de simple terna que tiene una longitud de 173.476 Km. con 367 estructuras metálicas y conductor ACSR Curlew con una sección de 591.5 mm^2 (1033.5 MCM), fue puesta en servicio en diciembre de 1997. Las estructuras son de tipo de torre celosía de acero con aisladores de vidrio, la línea

atraviesa una altitud comprendida entre la selva baja (hasta 1,500 m.s.n.m.), selva alta (mas de 1500 m.s.n.m.) y sierra (hasta 4,500 m.s.n.m.)

2.2.3. Línea de Transmisión Vizcarra – Paramonga Nueva L-253

Línea de Transmisión en 220 kV de simple terna que tiene una longitud de 145.261 Km. con 337 estructuras metálicas y conductor ACSR Curlew con una sección de 591.5 mm^2 (1033.5 MCM), fue puesta en servicio en diciembre de 1997. Las estructuras son de tipo de torre celosía de acero con aisladores de vidrio, la línea atraviesa una altitud comprendida entre la sierra (mas de 4,500 m.s.n.m.) , costa rural (hasta 1500 m.s.n.m.) y costa urbana.

2.2.4. Características de Líneas de Transmisión

En el Cuadro No. 2.1. se muestran las características principales de las líneas de transmisión.

CUADRO N° 2.1.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISION

CODIGO LINEA	DENOMINACION	TERNAS	CALIFICACION (P, S)	TENSION NOMINAL (KV)	LONGITUD DE LINEA (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	ESTRUCTURAS		CADENA AISLADORES			AÑO PTA. SERVICIO
							MATERIAL	CANTIDAD	MATERIAL	N° SUSP.	N° ANCLAJE	
L251	Aguaytia -Tingo Maria	Simple	S	220	73.267	190	AC	158	VIDRIO	15	16	1997
L-252	Tingo Maria - Vizcarra	Simple	S	220	173.476	190	AC	366	VIDRIO	16	19	1997
L-253	Vizcarra - Paramonga	Simple	P	220	145.261	190	AC	338	VIDRIO	16	19	1997

Total

392.004

862

CALIFICACION

P : Sistema Principal
S : Sistema Secundario

MATERIAL ESTRUCTURA

AC : Acero PF : Poste de Fierro
MA : Madera PC : Poste de Concreto

2.3. Equipamiento de las Subestaciones

El equipamiento de las subestaciones del sistema de transmisión de ETESELVA esta distribuido en cuatro subestaciones en 220 kV: Aguaytía, Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva. Debido al crecimiento del sistema, algunas de ellas comparten sus instalaciones con otras empresas cuyas celdas se interconectan entre si. La subestaciones de Aguaytía, Tingo María, Vizcarra, tiene una disposición en anillo; y la subestación Paramonga Nueva es de simple barra. El equipamiento de las instalaciones eléctricas en 220 kV se pueden dividir como sigue:

2.3.1. Subestación Aguaytía 220 kV

Consta de un patio de llaves en 220 kV a la intemperie con un juego de barras en anillo, con cuatro celdas en 220 kV. De las cuatro celdas, dos reciben la energía generada por la Central Térmica de Aguaytía, la tercera celda permite la salida de la línea L-251 hacia Tingo María y la cuarta celda (ISA PERU) permite la evacuación de la energía hacia Pucallpa (L-1125 en 138 kV), a través de un autotransformador de potencia 220/138/22.9kV. A partir del autotransformador en 22.9 kV se alimenta a la localidad de Aguaytía a través de su línea de distribución.

Esta conformada por los siguientes equipos:

ETESSELVA:

Tres interruptores SF6 HPL 245/25Bl (1 tripolar, 2 unitripolar)

Siete seccionadores SGF 245 n 100

Un Seccionador con cuchilla de puesta a tierra SGF 245 n 100 + IE.

Nueve transformadores de corriente IMBD 245

Nueve transformadores de tensión capacitivo CPA 245

Dos trampas de onda

- Nueve pararrayos EXLIM Q 192 – AH 245

ISA-PERU

- Un interruptores SF6 HPL 245/25BI (Unitripolar)
- Tres seccionadores SGF 245 n 100
- Un Autotransformador de Potencia 220/138/22.9 kV – 60MVA
- Tres transformadores de corriente
- Tres pararrayos

2.3.2. Subestación Tingo María 220/138/10 kV

Consta de un patio de llaves en 220 kV a la intemperie con un juego de barras en anillo, con cuatro celdas en 220 kV. Una celda de autotransformador 220/138/10 kV para la interconexión con la barra de REP en 138 kV, una celda de reactor de 30 MVAR y dos (2) celdas de líneas, una que permite la salida de la L-252 hacia Vizcarra y la otra que llega de la línea L-251 desde Aguaytía.

Está conformada por los siguientes equipos:

220 kV

- Dos interruptores SF6 HPL 245/25B 1 (1 tripolar, y 1 unitripolar)
- Dos interruptores SF6 HPL 245 A2 (unitripolar)
- Ocho seccionadores de barra SGF245n100
- Tres seccionadores con cuchilla de puesta a tierra SGF245n100+1E.
- Diecinueve transformadores de corriente IMDB 245 A4.
- Siete transformadores de tensión capacitivos CPA 245
- Cuatro trampas de onda
- Doce pararrayos EXLIM Q228 – AH 245
- Un autotransformador de potencia 220/138/10 kV - 50/50/4 MVA.

Un Reactor de 30 MVAR.

138 kV

Un interruptores SF6 LTB 145 D1 (tripolar)

Un seccionador de barra SGF145n100

Tres transformadores de corriente IMDB 145 A4.

Tres transformadores de tensión capacitivos CPA 145

Tres pararrayos EXLIM Q120 – AH 145

10 kV

Tres pararrayos AZL-12

Tres seccionadores fusibles (cut out)

Un transformador de servicios auxiliares

Los demás equipos en 138 kV son propiedad de REP.

2.3.3. Subestación Vizcarra 220 kV

Consta de un patio de 220 kV a la intemperie con una configuración de juego de barras en anillo, y cinco (5) celdas en 220 kV: una celda de línea a Paragsha II L-2254 (ISA PERÚ), una celda de línea a Antamina L-255, una celda de línea a Tingo María L-252, una celda de línea a Paramonga Nueva L-253 y una celda de salida al SVC (Antamina).

Como resultado de la interconexión del sistema de transmisión de Antamina con el de ETESELVA a través de Vizcarra, Antamina cedió en propiedad dos de las celdas antes mencionadas en 220 kV a Aguaytía, que luego la transfirió a ETESELVA. La Línea L-252 y la Línea L-253 se conectan a los extremos de la celda de propiedad de ETESELVA, la misma que incluye los equipos de maniobra, medida, telecomunicaciones y protección.

Está conformada por los siguientes equipos:

Celdas L-252 / L-253

- Un interruptor SF6 242PMI40-20 (unitripolar)
- Cuatro seccionadores TTR-6
- Dos seccionadores con cuchilla de puesta a tierra AG8.
- Seis transformadores de corriente interiores (aisladores pasatapas Interruptor).
- Siete transformadores de tensión capacitivos.
- Cuatro trampas de onda.
- Seis pararrayos OZn.

Los demás equipos en 220 kV son propiedad de la Cía. Minera Antamina e ISA-PERU.

2.3.4. Subestación Paramonga Nueva 220 kV

Instalación de transmisión ubicada al interior de un predio de propiedad de REP consistente de una celda de línea L-253 en 220 kV.

Está conformada por los siguientes equipos:

- Un interruptor SF6 HPL 245/25B1 (unitripolar)
- Un seccionador con cuchilla de puesta a tierra SGF245n100+1E.
- Un seccionador de barra SGF245n100
- Tres transformadores de tensión capacitivos CPA 245
- tres transformadores de corriente IMBD 245.
- tres pararrayos ELIM Q192 AH245
- dos trampas de onda
- cuatro aisladores soporte de Barras 220 kV.

En el Cuadro No. 2.2. se muestran las características principales de las subestaciones.

2.4. Tableros en sala de control

2.4.1. Subestación Aguaytía 220 kV

Esta conformada por los siguientes tableros:

- Tablero de control y protección de distancia de respaldo línea a Tingo María.
- Tablero de protección principal de distancia línea a Tingo María.
- Tablero de protección de falla de interruptor.
- Tablero de control de llegada del generador N° 2
- Tablero de control de llegada del generador N° 1
- Tablero de protección diferencial de barras.
- Tablero de medición.
- Tablero de telecomunicaciones ETL-81 PLC línea a Tingo Maria

2.4.2. Subestación Tingo María 220/138/10 kV.

Esta conformada por los siguientes tableros:

- Tablero de control y protección diferencial del autotransformador.
- Tablero de protección del autotransformador y reactor.
- Tablero de control y protección de respaldo de distancia línea a Vizcarra.
- Tablero de protección principal de distancia línea a Vizcarra.
- Tablero de control y protección de respaldo de distancia línea a Aguaytía.
- Tablero de protección principal de distancia línea a Aguaytía.
- Tablero de control y protección diferencial del reactor.
- Tablero de protección de falla de interruptor.
- Tablero de medición.
- Tablero de telecomunicaciones ETL-81 PLC línea a Aguaytía.
- Tablero de telecomunicaciones ETL-81 PLC línea a Vizcarra.

2.4.3. Subestación Vizcarra 220 kV.

Los tableros en sala de control de la subestación pertenecientes a ETESELVA son los de las líneas L-252 (a Tingo Maria) y L-253 (a Paramonga Nueva), y son:

- Tablero de protección principal, respaldo y falla int. línea a Tingo Maria.
- Tablero de protección principal, respaldo y falla int. línea a Paramonga.
- Tablero de medición.
- Tablero de telecomunicaciones ETL-81 PLC línea a Tingo Maria.
- Tablero de telecomunicaciones ETL-81 PLC línea a Paramonga nueva.

2.4.4. Subestación Paramonga Nueva 220 kV.

Está conformada por los siguientes tableros:

- Tablero de control y protección de respaldo de distancia línea a Vizcarra.
- Tablero de protección principal línea a Vizcarra.y protección de falla int.
- Tablero de protección diferencial de barras.
- Tablero de medición.
- Tablero de telecomunicaciones ETL-81 PLC línea a Vizcarra.

2.5. Suministro de Servicios Auxiliares.

2.5.1. Suministros de Corriente Alterna

a) Subestación Aguaytía

La subestación recibe suministro de servicios auxiliares en corriente alterna desde la barra de 480 V trifásico, ubicada en la Central Térmica.

El transformador de servicios auxiliares suministra energía en corriente alterna al tablero de servicios auxiliares 220/380 Vac, el cual lo distribuye a los circuitos de: iluminación, tomacorrientes interior y exterior, aire acondicionado, heaters de paneles de control y de equipos patio, cargador de baterías de 110 y 48

Vcc. Asimismo, se cuenta con un transformador de servicios auxiliares de $480\pm 5\%$ / 380-220 V de 200 kVA. El tablero tiene un sistema de 04 barras, de las cuales tres corresponden a las fases R, S, T y la cuarta al neutro.

b) Subestación Tingo María

La subestación puede recibir suministro de servicios auxiliares desde dos fuentes diferentes. Uno desde el terciario del autotransformador de potencia, el cual alimenta al transformador de servicios auxiliares. Este transformador suministra energía al tablero de servicios auxiliares.

El otro suministro se realiza desde el tablero de servicios auxiliares existente REP, alimentando en el mismo nivel de tensión 380/220 Vac al tablero de servicios auxiliares 220 Vac. Este suministro es condicional, ya que se efectúa siempre que se deje fuera de servicio a los circuitos de aire acondicionado y tomacorrientes exterior.

El tablero de servicios auxiliares suministra energía en corriente alterna a los circuitos de: iluminación, tomacorrientes exterior, aire acondicionado, heaters de paneles de control y de equipos patio, cargador de baterías de 110 y 48 Vcc. Este tablero tiene un sistema de 04 barras, de las cuales tres corresponden a las fases R,S,T y la cuarta al Neutro. El sistema de barras se encuentra dividido en dos partes los cuales se une por medio de un interruptor tetrapolar que tiene bloqueo mecánico con el interruptor principal tetrapolar correspondiente al circuito de suministro de servicios auxiliares.

c) Subestación Vizcarra

Los servicios auxiliares de corriente alterna en esta subestación es suministrada de los servicios auxiliares existentes de propiedad de Antamina.

La alimentación principal de los servicios auxiliares está prevista desde un Transformador que está conectado al Compensador Estático de Potencia Reactiva (SVC). Actualmente, esta alimentación es tomada desde un Grupo Diesel externo a la subestación, el cual está instalado al lado de misma subestación, en un área que está dentro del predio propiedad de Antamina.

d) Subestación Paramonga Nueva

La ampliación de la subestación Paramonga Nueva (llegada de la línea de Vizcarra) recibe el suministro en corriente alterna de los servicios auxiliares en 220 Vac del tablero existente de REP, en donde se tiene un interruptor termomagnético tripolar de 100 A y 20 kA que alimenta la tablero de ETESELVA en 220 Vac que posee siete circuitos (cinco de ellos utilizados y dos de reserva).

El tablero de servicios auxiliares, suministra energía en corriente alterna a los circuitos de: tomacorrientes exterior, heater de paneles de control, protección y de equipos patio.

2.5.2. Suministros de Corriente Continua

a) Subestación Aguaytía

✓ **Suministro en 110 Vdc:**

Este suministro se realiza mediante el cargador y el banco de baterías de 110 Vdc, que alimentan con corriente continua al tablero de 110 Vdc.

Este tablero distribuye el suministro en 110 Vdc a los circuitos de: Alarma, control y disparo 1, motores de seccionadores, protección de falla interruptor, protección diferencial de barras, protección principal y disparo 2, iluminación exterior de emergencia, motores de los interruptores.

El cargador de baterías es del tipo GNB-GCS120T100 cuyas características principales: tensión de entrada de 380/220 Vac, tensión de salida 110 Vdc y corriente de salida de 100 A dc. El banco de baterías es Absolyte ILP, las celdas son del tipo 90 A11 de 110 Vdc y capacidad 440 A-H.

✓ **Suministro en 48 Vdc:**

Este suministro se realiza mediante el cargador y el banco de baterías de 48 Vdc, que alimentan con corriente continua al tablero de 48 Vdc. Este tablero suministra 48 Vdc al PLC- 1 hacia Tingo María.

El cargador de baterías es del tipo GNB-GCS48T60 cuyas características principales: tensión de entrada es de 380/220 Vac, tensión de salida 48 Vdc y corriente de salida de 60 A dc. El banco de baterías es Absolyte ILP, las celdas son del tipo 50 A07 de 48 Vdc y capacidad 160 A-H.

b) Subestación Tingo María

✓ **Suministro en 110 Vdc:**

Este suministro se realiza mediante el cargador y el banco de baterías de 110 Vdc, que alimentan con corriente continua al tablero de 110 Vdc.

Este tablero distribuye el suministro en 110 Vdc a los circuitos de : alarma, control y disparo 1, motores de seccionadores, protección principal y disparo 2, protección de falla interruptor, autotransformador, iluminación exterior de emergencia, motores de los interruptores.

El cargador de baterías es del tipo GNB-GCS120T100 cuyas características principales: tensión de entrada de 380/220 Vac, tensión de salida 110 Vdc y corriente de salida de 100 A dc. El banco de baterías es Absolyte IIP, las celdas son del tipo 90 A11 de 110 Vdc y capacidad 440 A-H.

Suministro en 48 Vdc:

Este suministro se realiza mediante el cargador y el banco de baterías de 48 Vdc, que alimentan con corriente continua al tablero de 48 Vdc. Este tablero suministra 48 Vdc al PLC-1 y PLC-2 hacia Aguaytía y Vizcarra.

El cargador de baterías es del tipo GNB-GCS48T60 cuyas características principales: tensión de entrada es de 380/220 Vac, tensión de salida 48 Vdc y corriente de salida de 60 A dc. El banco de baterías es Absolyte IIP, las celdas son del tipo 50 A07 de 48 Vdc y capacidad 160 A-H.

c) Subestación Vizcarra

Los servicios auxiliares de corriente continua (125 y 48 Vdc) de esta subestación es suministrada de los servicios auxiliares existentes Antamina.

✓ Suministro en 125 Vdc:

Este suministro se realiza mediante el cargador y el banco de baterías de 125 Vdc, los cuales alimentan con corriente continua al tablero de 125 Vdc.

✓ Suministro en 48 Vdc:

Este suministro se realiza mediante el cargador y el banco de baterías de 48 Vdc, los cuales alimentan en corriente continua al tablero de 48 Vdc.

d) Subestación Paramonga Nueva**✓ Suministro en 110 Vdc:**

El tablero de 110 Vdc recibe el suministro en corriente continua del tablero de 110 Vdc existente de REP y distribuye el suministro en 110 Vdc a los circuitos de: Alarma, control y disparo 1, motores de seccionadores, protección principal y disparo 2, protección diferencial de barras, iluminación exterior de emergencia, motores del interruptores.

✓ **Suministro en 48 Vdc:**

Se tiene en el tablero de 48 Vdc existente de REP, un interruptor termomagnético bipolar mediante el cual se suministra 48 Vdc al PLC (panel de Onda portadora) de la línea hacia Vizcarra.

2.6. Operación del sistema de control y mando

Las subestaciones tienen una operación local desde la sala de control de cada subestación con la posibilidad que cuando se necesite, se pueda tener una operación centralizada desde la propia subestación o desde otra ubicación donde se tenga un centro de control. Para cumplir con las funciones de control, señalización, medida y supervisión se utilizan dispositivos que cumplen con el concepto de módulos de control inteligentes por cada modulo de salida, los mismos que cuentan con una permanente supervisión y con la posibilidad de conectarse directamente a un sistema de control de subestaciones.

Esta función es realizada por los **SCU (unidades de control y protección)** de cada modulo de salida, los cuales se basan en un sistema de microprocesadores con capacidad de procesamiento en tiempo real.

Estos dispositivos se soportan en programas específicamente desarrollados para cada aplicación lo cual le permite adaptarse a los requerimientos de control de cada modulo de salida, incluyendo toda la lógica e interbloqueos necesarios entre los distintos equipos a ser operados.

El SCU cuenta con una interfase amigable de usuario (MMI) compuesta de un display gráfico (LCD), LEDs de señalización y alarmas. botones pulsadores para selección y operación del equipo elegido, y con dos selectores con llave para operación local / remota y para operación / ajuste. El display da información del

estado de las unidades externas, alarmas, protecciones, autodiagnóstico, y muestra también el diagrama unifilar de la parte de la instalación al cual el SCU esta conectado, indicando simultáneamente la posición en que se encuentran los equipos de maniobra controlados (abierto/cerrado).

En adición a lo indicado anteriormente los SCU proporcionan un amplio rango de funciones de protección, las mismas que en este caso se limitan a algunas funciones de respaldo ya que las funciones principales de protección se dan por relés de protección independientes.

Los SCU además proporcionan mediciones de todos los parámetros necesarios para el control del módulo de salida correspondiente tales como corrientes, tensiones, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva, energía y otros. Como parte de la filosofía de operación se tiene que toda operación de cierre de cualquier interruptor de alta tensión es supervisada por el relé de chequeo de sincronismo (25) asociado a cada interruptor, evitando así errores en la operación del sistema.

2.7. Operación del sistema de protección

De acuerdo con los requerimientos de seguridad y confiabilidad indicados anteriormente, se tiene en todas las subestaciones un sistema de protecciones que cumple con estos requerimientos. Esto es, que se tiene un sistema constituido por protecciones principales y protecciones de respaldo, con los transformadores de corriente y tensión necesarios y con dos sistemas de disparo independientes con polaridades separadas para asegurar una correcta operación. En el Anexo B se presentan las características de los transformadores de medida.

Para las líneas de transmisión y subestaciones el esquema general de protección esta conformado por:

2.7.1. Líneas de Transmisión

- Una protección principal compuesta de un relé de última generación con funciones de relé de distancia de fases y de tierra (21, 21N), de sobrecorriente direccional de tierra (67N) y de localizador de fallas. El mismo que trabajará también en un esquema de teleprotección por onda portadora (PLC) asegurando el despeje de todo tipo de fallas en tiempos extremadamente cortos.
- Una protección de respaldo compuesta por otro modelo de relé de última generación, distinto al de la protección principal, también con funciones de relé de distancia de fases y de tierra (21, 21N) y de sobrecorriente direccional de tierra (67N). El mismo que trabajará también en un esquema de teleprotección por onda portadora (PLC) asegurando el despeje de todo tipo de fallas en tiempos extremadamente cortos.
- El esquema de protección de líneas permite que en el caso de fallas a tierra se pueda realizar aperturas monofásicas con recierre automático (79) respectivo, asegurando así la transmisión de energía en los casos de falla fugaz. Para el caso de fallas entre fases la apertura será tripolar y no existirá recierre automático.

2.7.2. Subestaciones

- Para el caso de los sistemas de barras y líneas de enlace con la planta de generación en la subestación Aguaytía, se tiene un relé de última generación con funciones de relé diferencial (87B) como protección principal con unidades de sobrecorriente (50/51) como protección de respaldo.

- En forma similar para la protección correspondiente al autotransformador de potencia de 220/138/10 KV y para la protección del reactor de 30 MVAR en la subestación Tingo María, se tienen también relés de última generación con funciones de relé diferencial (87T) y (87R) respectivamente con funciones de sobrecorriente (50/51) como protección de respaldo.
- En la subestación Tingo María se cuenta con un relé de regulación automática de tensión (90) para controlar el cambiador de tomas bajo carga del auto transformador; el mismo que permite también una operación manual del cambiador desde la sala de control de la subestación por medio del dispositivo de control e indicación remota. Para el control del Reactor asociado a la línea de salida a Paramonga se dispone de relés de mínima tensión (27) y de máxima tensión (59), los cuales permitirán el disparo y el cierre respectivamente, del interruptor correspondiente al reactor.
- En adición a lo anterior se cuenta como protección de respaldo a un relé de sobre-excitación (24) el cual ordena la apertura simultánea de los interruptores del anillo en 220 kV y al interruptor de 138 kV del autotransformador de potencia.
- En la subestación Vizcarra las celdas de líneas L-252 y L-253 tienen la misma protección de línea antes indicada, así como la protección falla interruptor descrita mas adelante. Los demás equipos del anillo de Antamina e ISA PERÚ tienen protecciones similares a los anillos de Tingo Maria y Aguaytía.
- En el caso de la subestación Paramonga Nueva en adición a la protección de la línea antes indicada y con el fin de mejorar la confiabilidad y selectividad se tiene instalada una protección diferencial de barras (87B), que en un principio trabajará en un esquema de simple barra, pero que esta preparado para trabajar en un esquema de

doble barra. Esta protección así como la de falla de interruptor indicada más adelante ordenarán, la apertura de todos los interruptores de 220KV en esta subestación.

➤ Por último todos los interruptores en cada una de las subestaciones tiene asociado un relé de última generación con la función de relé de falla de interruptor (50BF) como una protección de respaldo local ante la eventual falla de algunos de estos equipos ordenando la apertura de los interruptores adyacentes tanto de la propia subestación como de la subestación remota ,de ser el caso, vía onda portadora. Este mismo relé tendrá así mismo las funciones de relé de recierre (79) y de relé de chequeo de sincronismo (25).

En el Anexo C se presentan las características de los relés instalados en cada subestación y en el Anexo D se muestra la descripción de las señales de los relés de protección.

2.7.3. Teleprotección

Para conservar de la integridad de los dispositivos de la central de Aguaytía contra las sobretensiones, que sucede como una consecuencia de la apertura trifásica de una de las líneas conectadas a la subestación Vizcarra, en ese instante un esquema de protección basado en la transferencia de disparo directo DTT (Direct Transfer Trip) ha sido implementada vía los sistemas de onda portadora (PLC) instalados entre las subestaciones Paramonga Nueva – Vizcarra - Tingo María – Aguaytía.

Este sistema desde el inicio de sus operaciones y hasta la puesta en servicio de las líneas de ISA PERÚ operaba en general del siguiente modo:

➤ En particular la apertura trifásica de la línea Paramonga Nueva – Vizcarra (L-253) en Paramonga, produce la señal de DTT enviada a Vizcarra y después hacia Tingo Maria y finalmente a Aguaytia Esto causa el corte de todo el sistema de

transmisión entre Paramonga Nueva y Aguaytía . De la misma forma la apertura de la línea Vizcarra - Tingo Maria (L-252) produce el corte de servicio del sistema desde Vizcarra a Aguaytía.

- La apertura de la línea Tingo Maria – Aguaytía por un DTT puede ocurrir también por la operación del relé de protección contra sobretensiones (59). Este relé esta en la subestación de Aguaytía en la salida de la línea L-251.
- Los disparos producidos por el relé diferencial del reactor shunt, por el relé de sobrecorriente y por el relé de sobre flujo del autotransformador de Tingo Maria, causan (siempre por un DTT a Vizcarra) la apertura de la línea L-252 y consecuentemente el corte del sistema entre Vizcarra y Aguaytía.
- La función falla interruptor también produce la apertura a distancia de interruptores mediante un DTT. La función DTT es implementada en el relé ABB REL-316; el DTT es suministrado por un canal de comunicación basado en PLC.

El esquema DTT actual con la presencia de las líneas de ISA PERU es diferente del actual por las siguientes razones:

- Con las dos fuentes fuerte (Paramonga y Paragsha) el esquema del DTT es iniciado por las sobretensiones y por lo tanto por la operación de los relés de protección contra sobretensiones. El esquema anterior en cambio se iniciaba por los disparos trifásicos de las protecciones de líneas (distancia DZ y direccional EF) y por lo tanto antes de que aparezcan las sobretensiones
- La perdida de una de las dos fuentes fuertes (Paramonga o Paragsha) no causan el corte total del sistema y consecuentemente los DTT no deben ser enviados a la línea Tingo Maria – Aguaytía.

➤ La pérdida de las dos fuentes fuertes debe conducir al corte total del sistema (incluida la central de generación de Aguaytía) así como ocurría en la configuración anterior

Los DTT causados por las función de falla interruptor, de la protección del reactor y de la protección del autotransformador de Tingo Maria permanecen inalterables como en la configuración anterior.

La designación de los canales de los PLC de las subestaciones se describen el Cuadro No. 2.3.

En el Anexo E se presentan los diagramas que describen en detalle la lógica de los DTT implementados en las líneas L-253, L-252 y L –251 .

Cuadro No. 2.3. Designación de los Canales de los PLC

CANAL	DESCRIPCIÓN DE LA SEÑAL
"A"	Señal de la protección de distancia generada por el REL 521
"B"	Señal de la protección de falla a tierra generada por el REL 521
"C"	Señal de la protección de respaldo distancia generada por el REL 316
"D"	Señal de transferencia de disparo directo DTT que será generada por una o mas de las siguientes condiciones: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Protección Falla Interruptor ➤ Protección de Distancia – disparo 3Φ ➤ Protección de Respaldo – disparo 3Φ ➤ Protección del Reactor (87R/51) (solo Tingo Maria) ➤ Protección de Over flux (solo Tingo Maria) ➤ Protección INX (87B solo Paramonga Nueva)

2.8. Operación del sistema de medición

Las subestaciones cuentan adicionalmente a la medición de parámetros eléctricos proporcionados por los SCU (unidades de control y protección), descrita anteriormente, con un sistema de medición de energía eléctrica, compuesto de medidores de energía eléctrica de tipo electrónico, multifunción, totalmente programables, con registros de energía activa y reactiva, multitarifa y de registro bidireccional.

En el caso de la subestación Aguaytía se cuenta con tres sistemas de medición en 220 kV, uno para la línea a Tingo María, otro para la salida hacia la unidad de generación TG1 y el último para la unidad de generación TG2.

En el caso de la S.E Tingo María se cuenta con dos sistemas de medición en 220 kV y uno en 138 kV, uno para la salida de la línea a Aguaytía, otro para la salida de la línea a Vizcarra y el último que proporciona la energía que se intercambia con REP en el lado de 138KV del autotransformador de potencia.

La subestación Vizcarra se cuenta con dos sistemas de medición en 220 kV, uno para la línea a Tingo Maria y el otro para la línea a Paramonga Nueva.

En la subestación Paramonga Nueva se cuenta con un sistema de medición en 220 kV para el registro de la energía eléctrica que se intercambie con REP.

2.9. Descripción de la operación de los principales equipos de maniobra

2.9.1. Seccionadores

Desde el punto de vista de la operación los seccionadores instalados en todas las subestaciones son de dos tipos:

- Seccionadores sin cuchillas de puesta a tierra con accionamiento eléctrico.
- Seccionadores con cuchillas de puesta tierra con accionamiento eléctrico para el seccionador principal y con accionamiento manual para las cuchillas de tierra.

Los seccionadores con accionamiento eléctrico son operados normalmente desde la sala de control de la subestación por medio de la unidad de control SCU ubicada en el tablero de control que le corresponde. En casos excepcionales o cuando se realicen operaciones por mantenimiento, los seccionadores pueden operarse eléctricamente o manualmente desde el gabinete del mecanismo de accionamiento ubicado junto con el equipo en el patio de llaves de la subestación.

Los seccionadores con accionamiento eléctrico cuentan en el gabinete del mecanismo de accionamiento, con un selector R/L/D (Remoto-Local-Desconectado) que cumple las siguientes funciones:

- En la posición Remoto se permite que las operaciones del seccionador sean efectuadas desde el tablero de control en la sala de control.
- En la posición Local se permite que las operaciones del seccionador se efectúen localmente desde el mecanismo de operación.

- En la posición Desconectado se inhabilita cualquiera de las operaciones anteriormente indicadas.

Las cuchillas de puesta a tierra, por ser exclusivamente de operación manual, serán operados con el accionamiento manual ubicado junto con el equipo en el patio de llaves de la subestación.

La indicación de la posición de los seccionadores es mostrada en el display (LCD) de la unidad de control SCU correspondiente, así como cualquier cambio de posición que ocurra durante una operación.

Las operaciones de apertura y cierre de seccionadores están condicionadas a enclavamientos lógicos entre equipos implementados en la programación de los SCU y a los enclavamientos eléctricos entre equipos en patio de llaves de la subestación.

Para el caso de los seccionadores de puesta a tierra, aún cuando son de operación manual, cuentan con enclavamiento eléctrico con los seccionadores asociados a el y con un enclavamiento por presencia de tensión en la línea de alta tensión. Adicionalmente existe un enclavamiento mecánico entre el seccionador de tierra y el seccionador principal en donde se encuentra instalado.

2.9.2. Interruptores

Desde el punto de vista de la operación los interruptores instalados en las subestaciones son de los siguientes tipos

- Interruptores de Alta tensión en SF6 con un mecanismo de operación en cada polo y un gabinete de operación central, preparados para una operación uni-tripolar según requerimiento.
- Interruptores de Alta tensión en SF6 con un mecanismo de operación tripolar.

Los interruptores son operados normalmente desde la sala de control de la subestación por medio de la unidad de control SCU ubicada en el tablero de control que le corresponde. En casos excepcionales o cuando se realicen operaciones por mantenimiento, los interruptores pueden operarse eléctricamente desde el gabinete de operación central para el caso de los interruptores uni-tripolares o desde el mecanismo de operación para el caso de los tripolares ubicados junto con el equipo en el patio de llaves de la subestación.

Los interruptores cuentan en el gabinete de operación central (interruptores uni-tripolares) o en el del mecanismo de operación (interruptores tripolares), con un selector R/L/D (Remoto-Local-Desconectado) que cumple las siguientes funciones:

- En la posición Remoto se permite que las operaciones del interruptor sean efectuadas desde el tablero de control en la sala de control.
- En la posición Local se permite que las operaciones del interruptor se efectúen localmente desde el mecanismo de operación.
- En la posición Desconectado se inhabilita cualquiera de las operaciones anteriormente indicadas.

Para el caso de los interruptores uni-tripolares, al contar cada polo con su mecanismo de operación, existe en cada uno de ellos otro selector R/L/D (Remoto-Local-Desconectado) que cumple las siguientes funciones que son necesarias para los casos de inspecciones y mantenimientos sobre cada polo:

- En la posición Remoto, que es la posición normal de operación, se permite que las operaciones de este polo del interruptor sean efectuadas desde el gabinete de operación central del interruptor o del tablero de control en la sala de control,

dependiendo de la posición del selector R/L/D ubicado en el gabinete de operación central.

- En la posición Local se permite que las operaciones de este polo del interruptor se efectúen localmente desde su mecanismo de operación.
- En la posición Desconectado se inhabilita cualquiera de las operaciones locales de este polo del interruptor.

La indicación de la posición de los interruptores es mostrada en el display (LCD) de la unidad de control SCU correspondiente, así como cualquier cambio de posición que ocurra durante una operación. Para el caso de la subestación Aguaytía en adición a la indicación de posición en los SCU, por requerimiento de la planta de generación se tiene señalización de posición de los tres interruptores.

En todos los casos de funcionamiento de Cierre y de Recierre cuando corresponda, serán supervisados y autorizados por los relés de verificación de sincronismo asociados a cada interruptor.

De acuerdo con los estudios de la protección, se tiene activada la función de Recierre (79) en el esquema de protección de todas las líneas de transmisión de este sistema. Sólo esta prevista la operación de recierre para los casos de fallas monofásicas con apertura unipolar de interruptores; para los casos de fallas entre fases y trifásicas la apertura será tripolar sin operación de recierre.

Los interruptores cuentan con dos bobinas de disparo sobre las que se actuará según corresponda para las operaciones de apertura de los interruptores. Desde que el sistema de protección está previsto para el uso de una protección principal y otra de respaldo, se tiene que cada una de ellas operará sobre una de las bobinas

respectivamente; asegurando así una operación segura y confiable del sistema aun cuando uno de ellos falle.

Las operaciones de apertura y cierre de los interruptores están condicionadas a los enclavamientos lógicos que se puedan implementar en la programación de los SCU y a los enclavamientos eléctricos propios del equipo. Para la operación de cierre existen enclavamientos por baja presión de gas SF₆ y por resorte de cierre descargado; para el caso de apertura existen enclavamiento por baja presión de gas SF₆.

Los interruptores cuentan con señales de alarmas, las mismas que serán indicadas en el display de la unidad de control SCU correspondiente en la sala de control. Las señales han sido agrupadas del siguiente modo :

- Baja presión de gas SF₆ (baja presión de gas SF₆- 1º nivel)
- Bloqueo de interruptor (por baja presión de gas SF₆ -2º nivel y por resorte de cierre descargado)
- Falta de tensiones auxiliares AC/DC

En el Anexo F se muestran los diagramas unifilares de protección y control del las subestaciones de Aguaytía, Tingo Maria, Vizcarra y Paramonga Nueva.

CAPÍTULO III

OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA

3.1 Introducción

Este capítulo trata sobre la operación de los equipos instalados en las subestaciones de Aguaytía, Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva.

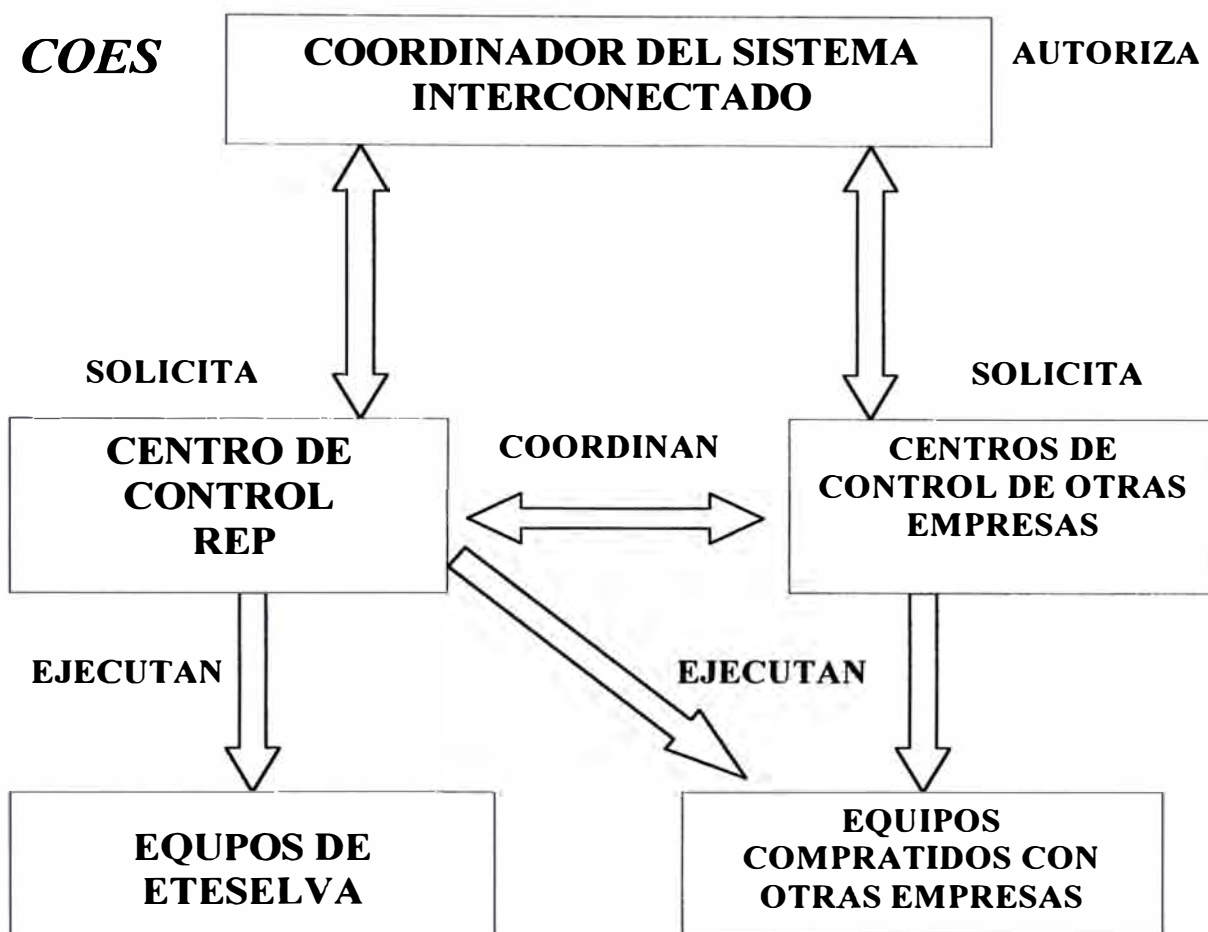
En general, se describe la operación de un equipo en particular; así como, su operación con los demás equipos, cada instrucción de operación identifica específicamente, el estado de operación para cada equipo.

Asimismo, cabe indicar que a partir del 01 de enero del 2003 la empresa Red de Energía del Perú (REP) es la encargada de la operación y mantenimiento de las instalaciones de ETESELVA (Aguaytía, Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva). Anteriormente y hasta el 31 de diciembre del 2002 y por el lapso de 5 años la operación y mantenimiento estuvo a cargo de la empresa Duke Engineering & Services (DE&S).

Asimismo, la coordinación de la operación en tiempo real actualmente esta a cargo del COES desde el 16.05.96 al 04.04.2000 y del 17.09.2001 a la fecha. El COES delegó a la empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte (ETECEN actualmente REP) la coordinación de la operación durante el periodo que estuvo implementado su sistema SCADA del 04.04.2000 al 17.09.2001.

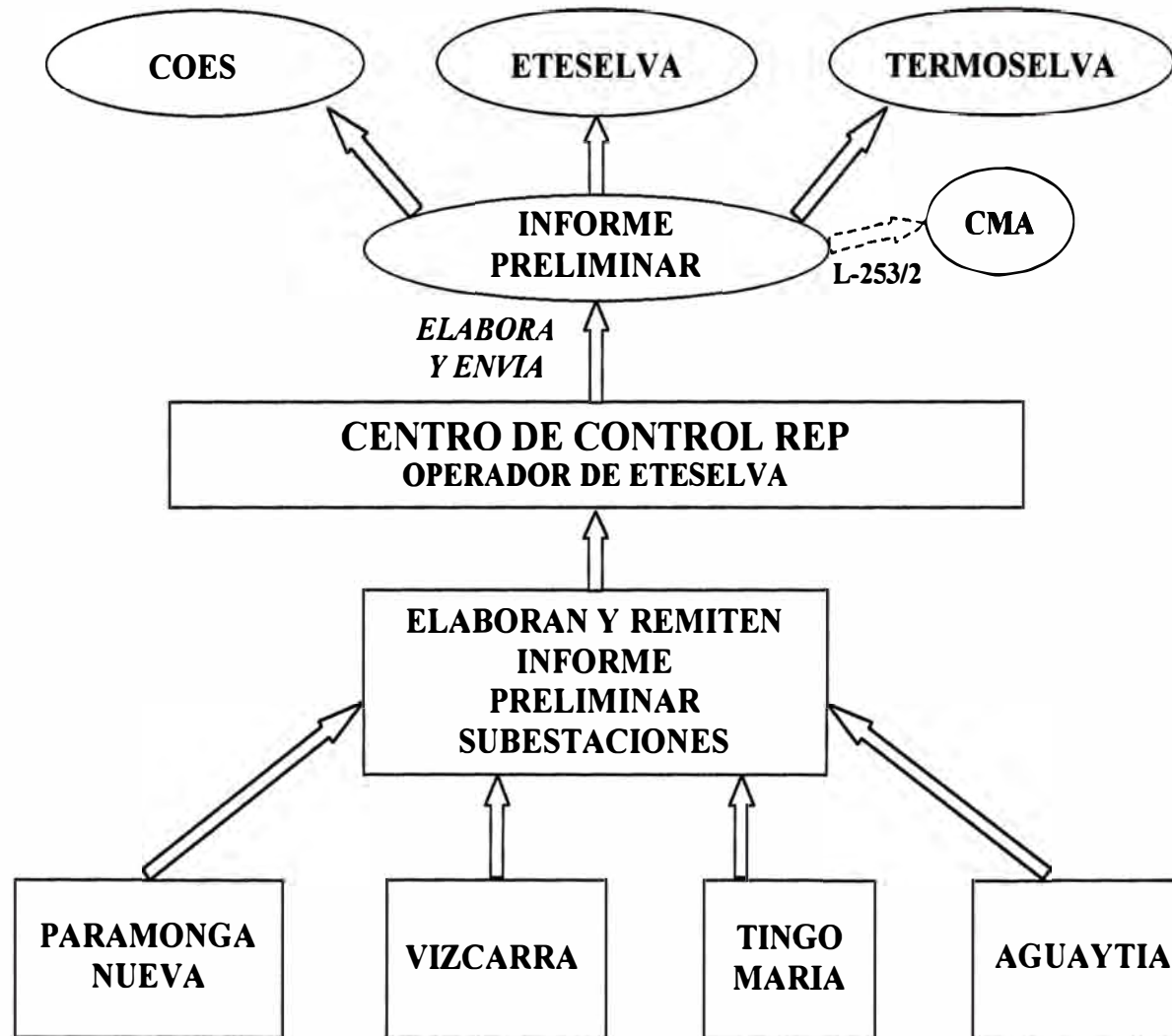
Las coordinaciones para la operación del sistema de transmisión de ETESELVA, se rigen de acuerdo al diagrama de flujo de operaciones mostrados en las figuras No. 3.1. y No. 3.2. donde se presentan las coordinaciones de la operación en tiempo real en el estado normal y en caso de fallas.

Figura No. 3.1. Coordinación de la operación en tiempo real



OBJETIVO:
COORDINAR LA OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA, PARA CONSEGUIR UN SERVICIO SEGURO

Figura No. 3.2. Coordinación de la operación en tiempo real en caso de fallas



3.2 Definiciones

3.2.1 Instalación

Con este nombre se designan los componentes de la subestación, líneas, circuitos, etc.

3.2.2 Subestación

En la subestación se distinguen dos partes principales:

- a) **Sala de Control:** Es el lugar donde se encuentran instalados todos los equipos que deben ser protegidos de los agentes climáticos.
- b) **Patio de Conexiones (o Llaves):** Parte de la subestación que está a la intemperie, comprende equipos de maniobra, transformadores, barras, etc.
 - **Barras:** La subestaciones de Aguaytía, Tingo María, Vizcarra, tienen una disposición en anillo; y la subestación Paramonga Nueva es de simple barra. Los diagramas unifilares se muestran en el Anexo G.
 - **Celda o Bahía:** Es el conjunto de aparatos y conexiones, que unen eléctricamente un circuito, un transformador de potencia, una línea o un acoplamiento de barras, etc. Una celda o bahía comprende, en general; uno o dos seccionadores del lado de barras, un interruptor, un seccionador de línea con ó sin un seccionador de puesta a tierra.

3.2.3 Línea

Se llamará línea, al electroducto entre dos subestaciones, cualquiera que sea el número de circuitos.

3.2.4 Circuito

Viene a ser el electroducto entre dos subestaciones, conformadas por tres conductores (fases) que constituyen una conducción trifásica.

3.2.5 Puestas a Tierra

Para los aspectos de la operación de este sistema, se hace necesario definir claramente los siguientes términos utilizados en el presente trabajo:

- a) **Seccionador de puesta a tierra franca:** Es el equipo de la subestación, que mediante el accionamiento manual, permite conectar a la malla de tierra, en un punto fijo una instalación o parte de ella.
- b) **Puestas a tierra portátil (o tierra temporaria):** Son equipos formados por cables y conectores, que con la ayuda de una pértiga, facilita la puesta tierra de una instalación en cualquier punto de la red.

3.3 Estados de una Instalación

3.3.1 Instalación Indisponible

Es una instalación que está fuera de servicio, por daño o por cualquier otra circunstancia que le imposibilite cumplir con su función; y no se puede poner en servicio sin orden formal del centro de control de la empresa propietaria.

3.3.2 Instalación Indisponible por Intervención

Una instalación está indisponible por intervención, cuando requiere ser intervenida para mantenimiento; ya sea predictivo, preventivo, correctivo o que quede indisponible para operación.

3.3.3 Instalación Disponible

Es una instalación fuera de servicio, pero que en cualquier momento se puede conectar con la autorización del Centro de Control de la empresa propietaria.

3.3.4 Circuito bajo tensión en vacío

Es un circuito que está bajo tensión por un extremo solamente y en el otro extremo, están abiertos el seccionador e interruptor.

En esta condición se dice que el circuito ha quedado como condensador.

3.3.5 Circuito en servicio

Circuito energizado y en condiciones de transportar energía, es decir con los seccionadores e interruptores cerrados en ambos extremos.

3.3.6 Circuito fuera de servicio

En una línea se entenderá que un circuito está fuera de servicio, cuando ocurra cualquiera de las siguientes situaciones:

- a) El circuito está en buenas condiciones y apto para ser energizado, cuando lo requieran. En este caso el circuito está “disponible”.
- b) El circuito está fuera de servicio por daño o mantenimiento. En este caso el circuito esta “Indisponible” o en “Intervención” .

3.4 Definición de maniobras

3.4.1 Diagrama de operación

Son planos que en un esquema unifilar muestran la ubicación eléctrica de los equipos instalados en una subestación.

En estos diagramas se incluyen los códigos de los equipos componentes de una celda.

3.4.2 Maniobra

Son todas las actividades realizadas para la conexión, desconexión y prueba de los equipos de maniobra y protección.

3.4.3 Programa de maniobras

Es el orden en que se deben efectuar las maniobras de abrir o cerrar los diferentes elementos de un equipo de maniobra, de tal manera que no afecte la operatividad de este y del sistema eléctrico.

3.4.4 Orden de maniobra

Es la orden que emite el supervisor u operador del centro de control, para efectuar cualquier maniobra en el sistema eléctrico.

3.4.5 Preparar una celda o bahía

Cuando el centro de control, solicita al operador de una subestación, que prepare una celda para conectarse a una determinada barra, el operador deberá verificar que todas las puestas a tierra correspondientes a esa celda se encuentren desconectadas. Estando absolutamente seguro de lo anterior, procederá a cerrar los seccionadores adyacentes al interruptor de potencia de la celda que se le solicitó preparar.

La celda estará preparada, cuando se han desconectado las puestas a tierra y se han cerrado los seccionadores, permaneciendo abierto solamente el interruptor principal.

3.4.6 Energizar un circuito

Se llamará energizar un circuito, a la puesta bajo tensión de ese circuito desde uno de sus extremos.

Para energizar un circuito se necesita, que se cumplan las siguientes condiciones:

- a) Que los seccionadores de puesta a tierra en ambos extremos estén abiertos.
- b) Que los seccionadores adyacentes al interruptor o interruptores estén cerrados.
- c) Que los interruptores de los extremos del circuito estén abiertos.

Sólo cuando se compruebe el cumplimiento de las anteriores condiciones, se podrá proceder a la energización del circuito.

3.4.7 Poner en paralelo un circuito

Se denominará poner en paralelo un circuito, el cerrar el interruptor de un circuito energizado desde el terminal opuesto, para acoplar dos sistemas que se encuentran previamente en sincronismo.

3.5 Codificación y Disposición de Equipos de Alta Tensión

En los tableros de control de las subestaciones y el centro de control, existen diagramas mímicos que identifican los diferentes equipos de desconexión en alta tensión, según su utilización y posición física en la subestación y en la celda o bahía correspondientes.

3.5.1 Equipos de 220 kV

a) Interruptores

Se identifica con dos letras (IN) seguidas de un número par de cuatro dígitos.

Ejemplo: IN-2236

b) Seccionadores

Se identifican con dos letras, las cuales son: SL = seccionador de línea, SA = seccionador a barra "A", SB = seccionador a barra "B" y SE = seccionador de equipos que no estén comprendidos en los casos anteriores, seguido de un número impar de cuatro dígitos.

c) Transformadores de tensión capacitivo

Se identifican con dos letras (TT) seguido de un número correlativo de tres dígitos.

d) Transformadores de tensión inductivo

Se identifican con dos letras (TV) seguidos de un número correlativo de tres dígitos.

e) Transformadores de corriente

Se identifica con dos letras (TC), seguido de un número correlativo de tres dígitos.

f) Seccionador de puesta a tierra

Se identifica con dos letras (ST), seguido de un número correlativo de tres dígitos.

g) Trampa de onda

Se identifica con una letra (B), seguido de un número correlativo de tres dígitos.

3.5.2 Configuración de las subestaciones

a) Subestación Aguaytía

Consta de un patio de llaves de 220 kV a la intemperie con un juego de barras en anillo con cuatro celdas de 220 kV. De las cuatro celdas, dos reciben la energía generada por la central térmica de Aguaytía y la tercera permite la salida de la línea L-251 hacia la subestación Tingo María y la cuarta (propiedad de ISA PERU) permite la evacuación de la energía hacia Pucallpa, a través de un autotransformador de potencia 220/138/22.9kV.

b) Subestación Tingo María

Consta de un patio de llaves de 220 kV a la intemperie con un juego de barras en anillo, con cuatro celdas de 220 kV, una celda de autotransformador de potencia 220/138/10 kV de conexión a la barra de 138 kV de REP y una celda de reactor de 30 MVAR. El patio de 220 kV consta de dos (2) celdas de salida de líneas, una celda que permite la salida de la línea L-252 hacia la subestación Vizcarra y otra celda de línea L-251 que llega de la subestación Aguaytía.

c) Subestación Vizcarra

Consta de un patio de 220 kV a la intemperie con una configuración de juego de barras en anillo, y cinco (5) celdas de 220 kV: una celda de línea a Paragsha II L-2254 (propiedad de ISA PERU), una celda de línea a Antamina L-255 (propiedad de Antamina), una celda de línea a Tingo María L-252, una celda de línea a Paramonga Nueva L-253 y celda de salida al SVC (propiedad de Antamina).

d) Subestación Paramonga Nueva

Es una Instalación ubicada al interior de un predio de propiedad de REP consistente de una celda de línea de 220 kV de barra simple, y una celda de llegada de la línea L-253 de la subestación Vizcarra.

3.6 Coordinación de la operación

Las coordinaciones para la operación del sistema de ETESELVA, se realiza de la forma siguiente:

- Para las maniobras de conexión y desconexión de las líneas L-251, L-252 y L-253, los operadores de las subestaciones de Aguaytía, Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva coordinarán con el centro de control de REP (CC-REP), quien solicitará al Coordinador del Sistema la autorización respectiva (figura No.3.1).

3.6.1 Supervisión de variables eléctricas

El operador supervisa las variables eléctricas para evitar sobrecargas y sobretensiones que puedan afectar la seguridad de los equipos. Para tal fin llevará un registro horario de las potencias activa (MW) y reactiva (MVAR) y los amperios (A) de cada uno de los circuitos; así como el nivel de tensión del anillo (kV). En el caso de verificar una superación de los límites establecidos en el caso de la tensión, 220

+/-5% kV, comunicará al CC-REP, para que en coordinación con el Coordinador del Sistema, se tomen las acciones correctivas

3.6.2 Información operativa de las líneas

La línea Paramonga Nueva -Vizcarra (L-253) de simple circuito tiene una longitud de 145.261 Km., que energizado en vacío desde un extremo equivale a un condensador de 23 MVAR. Cálculos realizados utilizando la siguientes formulas:

La línea Vizcarra-Tingo María (L-252) de simple circuito tiene una longitud de 173.476 Km., que energizado en vacío desde un extremo equivale a un condensador de 28 MVAR.

La línea Tingo María-Aguaytía (L-251) de simple circuito tiene una longitud de 73.3 Km., que energizado en vacío desde la subestación Tingo María equivale a un condensador de 12 MVAR.

3.6.3 Energización de las líneas.

La línea L-253, en la configuración actual, siempre será energizada desde la subestación Paramonga Nueva, ya que el reactor de 40 MVAR permite regular la tensión de la barra, previa a la ejecución de la maniobra.

Para la energización de la línea L-252, previamente se debe verificar el circuito en serie con el reactor de 30 MVAR de Tingo María. En cuanto a la potencia reactiva de este circuito es el siguiente: los 28 MVAR capacitivos de la línea con los 30 MVAR inductivos del reactor dan como resultado a 2 MVAR inductivos que al instante de energizar el circuito formado, contribuye a bajar la tensión. En consecuencia esta línea con el reactor en serie puede energizarse desde Vizcarra o Tingo María.

La línea L-251 es una línea que conecta a la central de Aguaytía con la subestación Tingo María; por lo tanto, su conexión debe hacerse desde la subestación Tingo María.

3.6.4 Instrucciones previas a la energización de las líneas

Antes de ejecutar cualquier maniobra de conexión de equipos se debe de realizar lo siguiente:

- ✓ Verificar que todos los permisos para trabajar hayan sido cerrados.
- ✓ Verificar que las puestas a tierras francas y portátiles (temporarias) hayan sido desconectadas y retiradas y confirmadas por el supervisor.
- ✓ Verificar que el mando de equipos de maniobra esté en REMOTO (Nivel 0).
- ✓ Verificar el estado abierto o cerrado de los seccionadores e interruptores.
- ✓ Las maniobras serán dirigidas por el centro de control de REP.
- ✓ Solicitar autorización al Coordinador del Sistema para el inicio de las maniobras.
- ✓ Después de dar mando de abrir o cerrar un interruptor o seccionador, se debe verificar físicamente que el equipo se encuentra en la posición correcta (abierto o cerrado).

3.6.5 Instrucciones a seguir en el caso de fallas

Cuando ocurra una falla el operador debe seguir los siguientes pasos:

- ✓ Resetear las alarmas acústicas.
- ✓ Verificar los interruptores que hayan abierto.
- ✓ Resetear la intermitencia de las señalizaciones (panel de alarmas)
- ✓ Registrar las señalizaciones de los relés que hayan actuado y del panel de alarmas.

- ✓ Cancelar las señalizaciones de los relés y apagar lámparas o leds.
- ✓ Comunicar al centro de control de REP la información para su análisis preliminar y permita coordinar y tomar las acciones correctivas del caso.
- ✓ Desbloquear en el caso que algún relé de este tipo haya actuado.
- ✓ Esperar las órdenes del CC-REP para ejecutar las maniobras de reposición.
- ✓ Elaborar el informe preliminar de perturbaciones, según el formato, al cual se le adjuntará la información complementaria que pueda ser obtenida de los relés y enviarlo al CC-REP. Para las comunicaciones se utilizará el medio más rápido disponible vía teléfono, correo electrónico o fax.
- ✓ El CC-REP, elaborará el informe de falla detallado según formatos establecidos y enviado al Coordinador y a ETESELVA.

CAPÍTULO IV DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN Y DEFINICIONES SOBRE PROGRAMA DE MANIOBRAS

El objetivo del presente capítulo es realizar la descripción de la operación de éste sistema observando sus características generales desde el inicio de sus operaciones para comprender luego los cambios que sufrió su configuración durante los últimos 05 años de operación; asimismo se realiza una evaluación del sistema analizando su estadística de operación desde 1999 al 2002 con la estadística de perturbaciones ocurridas en sus líneas a lo largo de esos años. Luego entrando al acápite del Programa de Maniobras se describen la forma de realizar las instrucciones de operación de los equipos instalados en las Subestaciones; estableciendo la secuencia de las maniobras para la conexión y desconexión de las líneas y transformadores de potencia. Contiene además las terminologías, los procedimientos, los criterios e instrucciones de operación básicos, que garantizan la correcta elaboración de un programa de maniobras.

Por la experiencia obtenida en la operación de subestaciones de transmisión de este sistema, se recomienda al personal que lleve a cabo cualquier tipo de maniobra estudiar y/o repasar las condiciones previas que deberán cumplirse para que cada maniobra a ejecutarse, a fin de que no se afecte la estabilidad, seguridad y

calidad del servicio de transmisión. Es por ello que es indispensable que el personal profesional técnico directamente relacionado con la operación y el mantenimiento de instalaciones de transmisión, conozcan estos criterios utilizados para la elaboración y ejecución de las maniobras.

4.1 Descripción de la Operación del Sistema de Transmisión Aguaytía – Tingo Maria –Vizcarra – Paramonga Nueva.

4.1.1 Características Generales

Desde el inicio de sus operaciones y hasta la puesta en servicio del sistema de transmisión de ISA-PERÚ cuyas líneas se interconectan a éste sistema en las subestaciones de Vizcarra y Aguaytía; éste sistema de transmisión estaba caracterizada por líneas largas, relativamente con baja carga, y que era conectada a un sistema “Fuerte” en Paramonga Nueva (220 kV) y a un sistema muy débil en Tingo Maria (138 kV), además que la generación de la central termoeléctrica de Aguaytía esta apartada del sistema interconectado (aproximadamente 400 Km.)

Por lo tanto, ésta configuración era un sistema débil por estabilidad dinámica y por regulación de tensión. De hecho la regulación de la tensión era muy crítica y para afrontar este problema, fueron instalados un SVC (en la subestación Vizcarra) y dos reactores (uno en el inicio de la línea Tingo Maria – Vizcarra en la subestación Tingo Maria y otro en la subestación Paramonga Nueva). Asimismo, en la subestación Vizcarra, se observaba que la red era caracterizada por sobretensiones temporarias de gran amplitud. Estas sobretensiones que están relacionadas con configuraciones características de la red y ocurren si durante el servicio, las condiciones de resonancia a la frecuencia de la red de 60 HZ son alcanzadas. Las sobretensiones pueden ser aumentadas por un rechazo de carga parcial o total en

Antamina (carga 100 MW aprox.), o por la operación del SVC. De hecho el SVC puede ser considerado una impedancia variable en paralelo que afecta el comportamiento armónico del sistema. Estas sobretensiones temporarias a 60 Hz aumentan en muy corto tiempo, dentro de la mitad de un periodo de la frecuencia de la red.

Como consecuencia de la apertura de la Línea Paramonga Nueva – Vizcarra (por cualquier razón), la carga de Antamina era alimentada sólo por la subestación Tingo Maria y la frecuencia propia del sistema (condición de resonancia) esta cercana a los 60 Hz; la operación del sistema de transmisión no lo permite debido a que el valor de las sobretensiones es (>1.5 p.u.). Para evitar daños a los pararrayos de la subestación Vizcarra, el corte de todo el sistema desde Paramonga hasta Aguaytía sería ocasionado; como una consecuencia de que la carga de Antamina sería perdida.

Asimismo, los cambios del sistema de transmisión de ETESELVA llegaron con la puesta en servicio del sistema transmisión de ISA PERU (año 2002) con la conexión entre la subestación de Vizcarra y la subestación Paragsha II 220 kV por medio de la línea L-2254, y la conexión entre la subestación de Aguaytía y Pucallpa por medio de un línea en 138 kV.

En esta nueva configuración, la subestación de Vizcarra es conectada a dos fuentes (sistemas) fuertes (Paramonga Nueva y Paragsha II) de alguna manera la estabilidad del sistema es incrementada, especialmente desde el punto de vista de la regulación de la tensión en el área de Vizcarra. Además, la probabilidad de la ocurrencia de las condiciones de resonancia y asociadas a sobretensiones es reducida; de hecho la frecuencia propia del sistema se desplaza a mayores valores (desde 106 Hz a 130 Hz) y la operación normal esta mas alejada de las condiciones de

resonancia. La operación en esta nueva configuración y los estudios realizados dan como resultado las siguientes características principales:

- Cuando ambas fuentes “fuertes” Paramonga y Paragsha II están conectadas, las sobretensiones luego de un rechazo de carga en Antamina son considerablemente reducidas en comparación con las sobretensiones iniciales (sin líneas de ISA PERU).
- Cuando se pierde una de las dos interconexiones fuertes (Paramonga o Paragsha II) el área de Vizcarra presenta menos situaciones de sobretensiones críticas, aun en el caso de rechazo de carga en Antamina. Realmente no es necesario producir un corte, como se hacía antes. El peor caso le corresponde a un rechazo de carga completo en Antamina, cuando la subestación Vizcarra esta alimentada solo por Paragsha II y las líneas L-253 y L-252 son energizadas desde Vizcarra sin carga; este caso es similar a la configuración del circuito (sin ISA) con sobretensiones menores de 1.4 p.u.
- Existen otras condiciones peligrosas, que son relevantes para la sobrecarga del pararrayos. Los valores de sobretensiones altos ($\geq 1,5$ p.u.) requieren acciones inmediatas que conducen al corte de la subestación Vizcarra. La situación mas critica surge cuando el sistema esta fuertemente degenerado y la mina Antamina es alimentada ó solo por la fuente de Tingo Maria (autotransformador 220/138 kV) o solo por la subestación de Aguaytía ; en ambos caso las fuentes fuertes (Paramonga y Paragsha II) son perdidas. En esta condición y en conjunción (unión) con la operación del SVC, la frecuencia propia del sistema esta muy cerca a los 60 Hz y las sobretensiones pueden ser tales que causen daños a los pararrayos en tiempos tan cortos como para hacer cualquier acción de la protección imposible

- Para evitar posibles condiciones de perfecta resonancia, es recomendable operar sin el SVC de Vizcarra , cuando la mina Antamina es alimentada o solo por Tingo Maria o solo por Aguaytía.
- Las sobretensiones deben ser eliminadas dentro de los 300 ms en las condiciones mas criticas , de otra manera la capacidad de descarga de los pararrayos de Vizcarra serian excedidos.
- La interconexión en 138 kV entre Aguaytía y Pucallpa hace menos critica la apertura de la L-251, por la planta de generación de Aguaytía. En otras palabras, cuando la conexión a Tingo Maria (L-251) es perdida, la Planta de Aguaytía puede aun operar por que el procedimiento de rechazo de carga no es mas requerido.
- Asimismo, esta aun pendiente la habilitación del recierre automático trifásico en cada una de las líneas conectadas al anillo de Vizcarra que fue sugerido en los estudios de ISA PERÚ.

4.1.2 Estadística de Perturbaciones del Sistema de Transmisión 1999-2002.

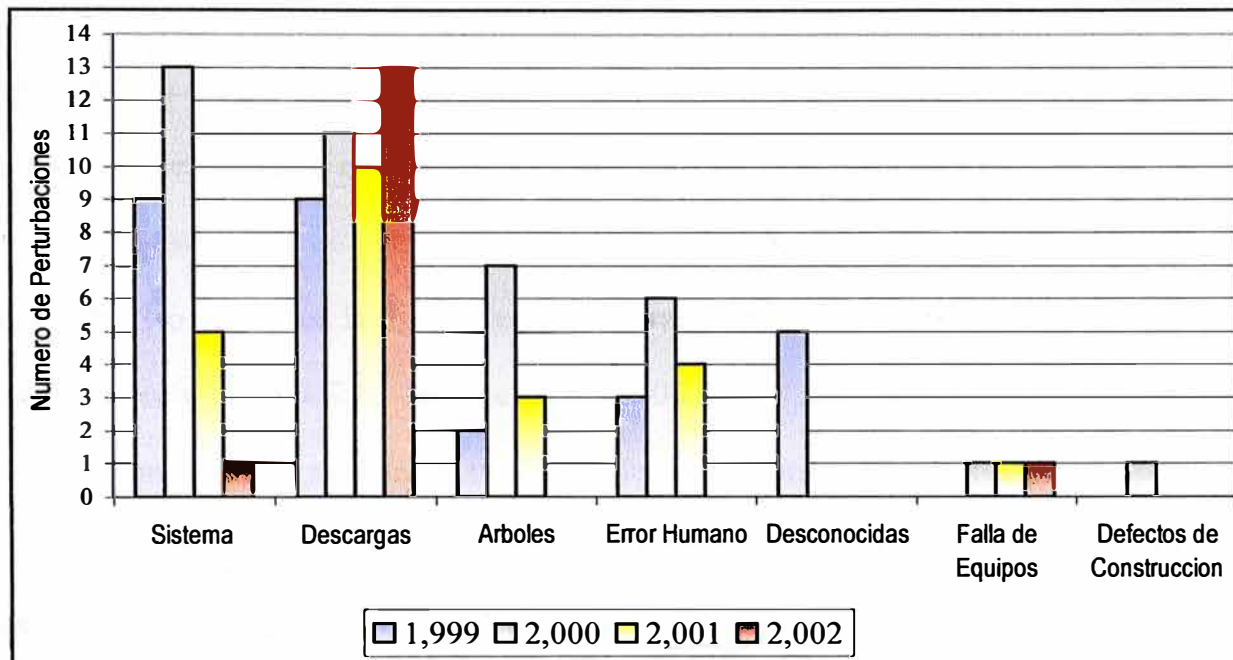
Se muestra la estadística de perturbaciones del sistema de transmisión de Aguaytía – Tingo Maria –Vizcarra – Paramonga Nueva desde 1999 hasta el 2002.

Asimismo, cabe recordar que la subestación Vizcarra entra en operación desde enero del 2,000 y que la línea de transmisión L-253 (Vizcarra–Paramonga Nueva) aparece desde ese año ya que antes era parte de la línea L-252 (Tingo Maria–Paramonga Nueva).

En el Anexo H se muestra el registro de las perturbaciones 1999–2002, donde se consideran todas las perturbaciones ocurridas en éste sistema.

La figura No. 4.1 muestra el gráfico resumen de las perturbaciones ocurridas en el periodo 1,999-2000, según la causa originada

Figura No. 4.1. Perturbaciones años 1,999-2002



Se observa que el mayor número de perturbaciones de 1999 al 2002 fueron debido al Sistema (Sobretensiones), esto confirma los problemas de sobretensiones antes mencionados por ser un sistema débil (antes de las líneas de ISA PERÚ a mediados del 2002). Asimismo, se tiene que los problemas de descargas atmosféricas están presentes en las líneas de este sistema, debido al alto nivel Isoceraúnico que presentan las zonas que cruzan sus líneas; actualmente ETESELVA está efectuando un estudio de sobretensiones para solucionar este problema en sus líneas.

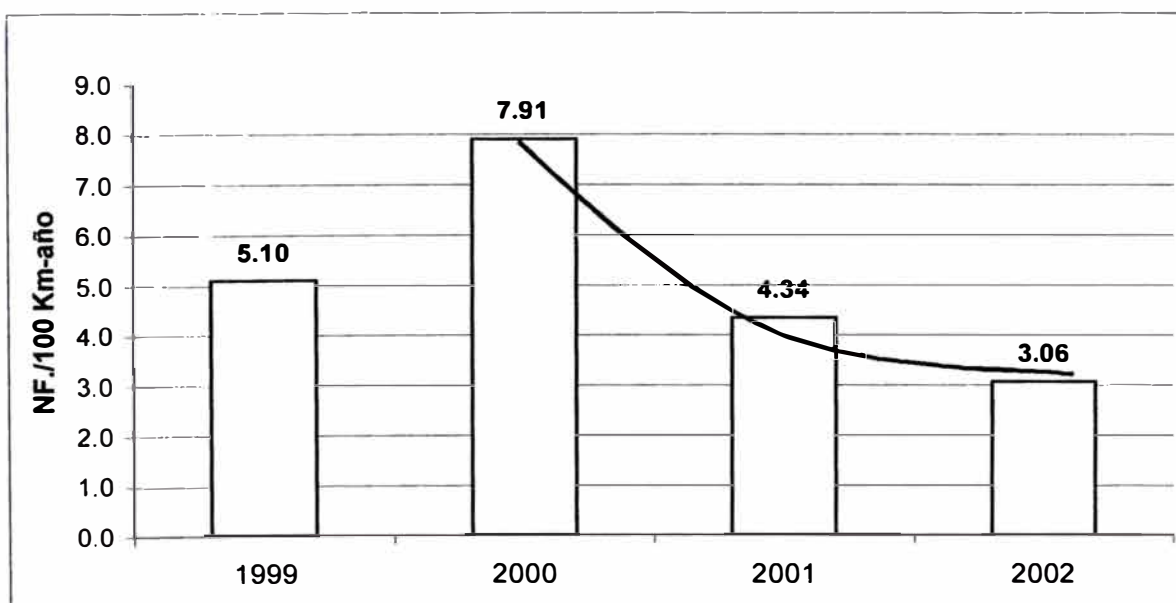
El cuadro No. 4.1 muestra la estadística de perturbaciones del sistema de transmisión. Donde se tiene que en el año 2,000 se registraron 13 fallas en líneas debido a descargas atmosféricas de las cuales solamente 3 fueron recierres exitosos. Además se tiene que durante el periodo de 1999-2001 se tuvieron 12 fallas por

errores humanos causadas por errores de maniobra o procedimientos. Otro de los problemas que sufrió éste sistema fue el de la franja de servidumbre por acercamiento de árboles en 1999, 2000 y 2001 pero finalmente fue superado en el año 2002 ya que se tomaron las acciones para evitarlos. Finalmente se observa que el mayor numero de fallas ocurren en la L-251 y en la L-252.

La estadística de fallas con desconexiones de líneas de transmisión se muestra el cuadro No. 4.2. y en la figura No. 4.2 se grafica la tendencia del índice del número de fallas por cada 100 Km. – año de 1999 al 2002.

Con el fin de apreciar el problema de las descargas se muestra el cuadro No. 4.3 de estadística de fallas con desconexión de línea debido a descargas atmosféricas desde 1999 al 2002 y en la figura No. 4.3 se presenta la tendencia del índice del número de fallas de aislamiento por cada 100 Km. – año.

Figura No. 4.2. Índice del Número de Fallas por cada 100 Km. – año 1,999-2002



Cuadro No. 4.1.

Estadística de Perturbaciones en el Sistema de Transmisión (1999, 2000, 2001, 2002)

Por Tipo de Falla

Causa	1999		2000		2001		2002	
	Cantidad	%	Cantidad	%	Cantidad	%	Cantidad	%
Sistema	8	29.63%	10	28.57%	3	15.00%	1	6.67%
Descargas Atmosféricas	9	33.33%	10	28.57%	10	50.00%	13	86.67%
Árboles	2	7.41%	7	20.00%	3	15.00%	0	0.00%
Error Humano	3	11.11%	6	17.14%	3	15.00%	0	0.00%
Desconocidas	5	18.52%	0	0.00%	0	0.00%	0	0.00%
Fallo de Equipo	0	0.00%	1	2.86%	1	5.00%	1	6.67%
Defecto de Construcción	0	0.00%	1	2.86%	0	0.00%	0	0.00%
TOTAL	27	100%	35	100%	20	100%	15	100%

Por Línea de Transmisión

Código de Línea	1999		2000		2001		2002	
	Cantidad	%	Cantidad	%	Cantidad	%	Cantidad	%
L-251 Aguaytía - Tingo Maria	20	74.07%	26	74.29%	11	55.00%	8	53.33%
L-252 Tingo Maria - Vizcarra	7	25.93%	8	22.86%	7	35.00%	7	46.67%
L-253 Vizcarra - Paramonga Nueva	0	0.00%	1	2.86%	2	10.00%	0	0.00%
TOTAL	27	100.00%	35	100.00%	20	100.00%	15	100.00%

Cuadro No. 4.2.

ESTADÍSTICA DE FALLAS (DESCONEXIONES) EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (1999, 2000, 2001, 2002)

Código	Nombre	Longitud Km.	1999							Total Fallas	N.F./ 100 Km.	2000							Total Fallas	N.F./ 100 Km.
			TIPO DE FALLA									TIPO DE FALLA								
			I	II	III	IV	V	VI	VII			I	II	III	IV	V	VI	VII		
L-251	Aguaytía - Tingo Maria	73.267	8	2	1	3	5	0	0	19	25.93	10	6	2	5	0	0	1	24	32.76
L-252	Tingo Maria - Vizcarra	173.476	0	0	1	0	0	0	0	1	0.58	0	0	5	1	0	0	0	6	3.46
L-253	Vizcarra - Paramonga Nueva	145.261	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	1	0	1	0.69
TOTAL LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 392.004			8	2	2	3	5	0	0	20	5.10	10	6	7	6	0	1	1	31	7.91
PORCENTAJE (%)			40%	10%	10%	15%	25%	0%	0%			32%	19%	23%	19%	0%	3%	3%		

Código	Nombre	Longitud Km.	2001							Total Fallas	N.F./ 100 Km.	2002							Total Fallas	N.F./ 100 Km.
			TIPO DE FALLA									TIPO DE FALLA								
			I	II	III	IV	V	VI	VII			I	II	III	IV	V	VI	VII		
L-251	Aguaytía - Tingo Maria	73.267	1	4	3	1	0	0	0	9	12.28	1	5	0	0	0	0	0	6	8.19
L-252	Tingo Maria - Vizcarra	173.476	0	3	0	2	0	1	0	6	3.46	0	5	0	0	0	1	0	6	3.46
L-253	Vizcarra - Paramonga Nueva	145.261	2	0	0	0	0	0	0	2	1.38	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00
TOTAL LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 392.004			3	7	3	3	0	1	0	17	4.34	1	10	0	0	0	1	0	12	3.06
PORCENTAJE (%)			18%	41%	18%	18%	0%	6%	0%			8%	83%	0%	0%	0%	8%	0%		

Tipo	Descripción
I	Sistema Sobretensiones, oscilaciones de potencia y frecuencia etc
II	Descargas Atmosféricas Descargas atmosféricas , rayos, relámpagos truenos, nevada
III	Árboles Acercamiento de árboles sobre la línea de transmisión (franja de servidumbre)
IV	Error Humano Error de Maniobra, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
V	Desconocidas No determinadas
VI	Fallo de Equipo Propias en la red: fallo en conductores, aislad., estruct.y equip.de maniobra y protección
VII	Defecto de Construcción Defectos en equipos instalados debido a observac.pendientes de levantar del proyecto

Cuadro No. 4.3.

**ESTADÍSTICA DE FALLAS (DESCONEXIONES) EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (1999, 2000, 2001, 2002)**

Código	Nombre	Longitud (Km.)	Numero de descargas atmosféricas que provocaron desconexión de línea				Porcentaje de fallas de aislamiento por descargas (numero de descargas con desconexión de línea cada /100 Km/año)			
			1999	2000	2001	2002	1999	2000	2001	2002
L-251	Aguaytía - Tingo Maria	73.267	2	6	4	5	2.73	8.19	5.46	6.82
L-252	Tingo Maria - Vizcarra	173.476	0	0	3	5	0.00	0.00	1.73	2.88
L-253	Vizcarra - Paramonga Nueva	145.261	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL		392.004	2	6	7	10	0.51	1.53	1.79	2.55

4.2 Terminología utilizada para ejecutar Maniobras

4.2.1 Relacionada al tipo de Maniobras

- **ABRIR / CERRAR** Cambio de estado de un equipo de maniobra como resultado de una orden.
- **ACTIVAR** Poner en servicio una protección o un automatismo.
- **AUTOMATISMOS** Conjunto de elementos asociados que llevan a cabo el control automático de un equipo o sistema según condiciones preestablecidas.
- **DESACTIVAR** Poner fuera de servicio una protección o un automatismo.
- **DISPARO DEFINITIVO** Estado final abierto de un equipo teniendo completadas las secuencias automáticas de disparo y/o recierre.
- **MANDO MANUAL** Mando de un equipo, efectuada por intervención humana (fuerza), en su misma ubicación en el patio.
- **MANDO LOCAL** Mando de un equipo desde su misma ubicación en el patio.
- **MANDO A DISTANCIA** Mando de un equipo desde el tablero de control de la subestación o control de bahía.
- **PUENTEAR** Establecer una nueva continuidad eléctrica paralela a una instalación o a un equipo (interruptor, seccionador) que se va a aislar.
- **RECIERRE** Cambio de estado de un equipo como resultado de la acción de un automatismo. Puede haber uno o dos recierres.
- **SINCRONIZAR** Unir eléctricamente dos redes aisladas que tengan fuentes de generación.
- **TELE PROTECCIÓN** Envío y recepción de una señal por medio de un enlace de comunicación, la misma que es originada por un sistema de protección (teleaceleración, teledisparo, telebloqueo, etc.).
- **TELEMANDO** Mando de un equipo desde el Centro de Control (SCADA)

4.2.2 Relativo al Estado de un Equipo o Instalación

- **AISLADO** Que se encuentra separado eléctricamente de todas las instalaciones con tensión y que dicha separación pueda ser verificada.
- **CON CARGA** Que está con tensión y existe un tránsito de energía
- **CONECTADO** Que está unido a otra instalación o equipo (pudiendo estar con o sin tensión)
- **DESENERGIZADO** Que no está unido a ninguna fuente de energía eléctrica.
- **DESCONECTADO** Que está separado de otra instalación o equipo (pudiendo estar con o sin tensión)
- **DISPONIBLE** Puede estar operando o no, en el último caso está en capacidad de entrar en servicio
- **ENERGIZADO** Que está unido a una fuente de energía eléctrica desde un nodo (subestación)
- **INDISPONIBLE** Que no está operando y no esta en capacidad de entrar en servicio.
- **PREPARADO** Cuando una instalación o un equipo está listo para efectuar la maniobra de energización en vacío o puesta con carga
- **EN VÁCIO** Que está con tensión y no existe un tránsito de energía

4.2.3 Relativo a la Coordinación de las Maniobras

Comprende las expresiones utilizadas durante las coordinaciones para ejecutar las maniobras para conectar y desconectar equipos. La orden de maniobra debe ser precisa y comprendida por quien la recibe, asegurando de esta manera su correcta ejecución. Se recomienda al personal que coordina y ejecuta maniobras utilizar la terminología indicada.

a) **Líneas de Transmisión**

ORDEN	MANIOBRAS
Preparar la celda de la línea L-xxx	Cerrar seccionadores de barra Cerrar seccionadores de línea.
Energizar en vacío la línea L-xxx	Cerrar el interruptor de un extremo de la línea, desde una subestación con tensión.
Compartir carga de la línea L-xxx	Cerrar el interruptor en el otro extremo opuesto de una línea energizada en vacío, tomando parte la carga de los circuitos paralelos.
Descargar la línea L-xxx	Abrir el interruptor en un extremo cuando opera con circuitos paralelo o transferir carga a una central generadora en líneas radiales de interconexión o abrir interruptores de alimentadores .
Desenergizar la línea L-xxx	Abrir interruptor en el otro extremo de la línea, dejándolo sin tensión.
Conectar la tierra franca de la línea L-xxx	Cerrar seccionador de tierra franca
Desconectar la tierra franca de la línea L-xxx	Abrir seccionador de tierra franca

b) **Transformadores de Potencia**

ORDEN	MANIOBRAS
Preparar celda de xxx kV del Transformador TN-xxx	Cerrar seccionadores de barra de xxxx kV
Energizar en vacío el transformador TN-xxx (en vacío)	Cerrar el interruptor IN-xxxx del lado de xxxx kV, desde una subestación con tensión.
Compartir carga del transformador TN-xxx	Cerrar el interruptor IN-xxx del lado de xxx kV, tomando parte de la carga de otro transformador paralelo.
Conectar carga al transformador TN-xxx	Cerrar interruptores de las líneas de distribución.
Descargar el transformador TN-xxx	Abrir interruptor de las líneas de distribución e interruptores de media y baja tensión.
Desenergizar el transformador TN-xxx	Abrir interruptor IN-xxx del lado de xxx kV, dejándolo sin tensión.

c) **Barras**

ORDEN	MANIOBRAS
Preparar la celda de acoplamiento de barras	Cerrar seccionadores de barras “A” y “B”.
Energizar la barra “_X_”	Cerrar el interruptor de acoplamiento IN-xxxx.
Desenergizar la barra “_X_”	Abrir el interruptor de acoplamiento IN-xxxx.
Aislar la barra “_X_”	Abrir todos los seccionadores de barra.

d) **Reactores**

ORDEN	MANIOBRAS
Preparar la celda del reactor	Cerrar seccionador de barra
Conectar el reactor	Cerrar el interruptor IN-xxxx del reactor.
Desconectar el reactor	Abrir el interruptor IN-xxxx del reactor.
Aislar el reactor	Abrir seccionador de barra

e) **Mando de Equipos y Subestación**

ORDEN	MANIOBRAS
Seleccionar el mando de un equipo en local	En el tablero del patio de llaves, predisponer el mando en posición local. Los mandos se ejecutan desde el patio de llaves.
Seleccionar el mando de un equipo en distancia	En el tablero del patio de llaves, predisponer el mando en posición distancia (remoto). Los mandos se ejecutan desde la sala de control.
Seleccionar el mando de la subestación en local	En la sala de control de la subestación, predisponer el mando en posición local.
Seleccionar el mando de la subestación en remoto	En la sala de control de la subestación, predisponer el mando en posición remoto, desde el Centro de Control.

4.3 Programa de Maniobras (Procedimientos de Operación)

El programa de maniobras contiene la secuencia paso a paso que el operador deberá seguir para conectar o desconectar un equipo determinado, de tal manera que, en lo posible, se eviten errores humanos. En el mismo se indica la Subestación y la maniobra a ejecutarse.

El formato del Programa de Maniobras es el que se muestra a continuación en el cuadro N.4.4.

Cuadro No. 4.4. Formato del Programa de Maniobras

PASO (Orden secuencial de las maniobras)	RESPONSABLE DE EJECUCIÓN DE LA ORDEN (Indica el lugar desde donde se ejecuta la maniobra)	DESCRIPCION DE LA MANIOBRA (Describe la maniobra a ejecutarse)	CODIGO EQUIPO (Indica el código del equipo a maniobrase)	<input type="checkbox"/> ✓ (Chek de la manio- bra)
01	CC-Responsable (Centro de control Responsable)	Comunicar al Coordinador que se va proceder a desconectar la línea L-xxx		<input type="checkbox"/>
02	SE-NNNN (Nombre reducido de la Subestación)	Descargar (si estuviera conectado a cargas) la línea L-xxx., hasta que en el punto de apertura de la línea, Indique una corriente de cero (O) amperios por la línea L-xxx.		<input type="checkbox"/>
03	SE-NNNN (Nombre reducido de la Subestación)	Abrir el interruptor de la línea L-xxx.	IN-xxxx (Código del Equipo)	<input type="checkbox"/>

4.3.1 Ejemplo de Programa de Maniobras de Equipos

A. Desconexión y Conexión de Línea L-XXX

➤ Desconexión de la Línea L-XXX

Condiciones Previas

Se indicará las condiciones operativas que requiere la línea para proceder a ejecutar el PROGRAMA DE MANIOBRAS. Dentro de estas condiciones se encuentran la forma como serán atendidas las cargas, la conexión con centrales de generación, con equipos de compensación, configuración de las subestaciones que están conectados a cada uno de los extremos de la línea, etc. También, su influencia de la desconexión sobre la estabilidad, seguridad y calidad del Sistema Interconectado del cual forma parte.

Se recomienda que el personal que ejecute las maniobras, analice las condiciones previas para cumplir con cada maniobra específica.

El diagrama unifilar de este ejemplo de desconexión y conexión de una Línea L-XXX, se muestra en la figura No. 4.3.

El Programa de Maniobras se muestra a continuación en el cuadro N.4.5.

Cuadro No. 4.5. Programa de Maniobras para la Desconexión de la L-XXX

PASO	RESPONSABLE DE EJECUCIÓN DE LA ORDEN	DESCRIPCION DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CCE	Comunicar al Coordinador que se va proceder a desconectar la línea L-XXX		<input type="checkbox"/>
02	CCE/ SE-X	Descargar (si alimenta a cargas) la línea L-XXX., hasta que en el punto de llegada o salida de la línea, indique una corriente de cero (0) amperios.		<input type="checkbox"/>
03	CCE	Abrir el interruptor de la línea en la subestación SE-X, verificando previamente que el amperímetro dé una medición igual a cero (0) Amper.	IN-XXX	<input type="checkbox"/>
04	CCE	Abrir el interruptor de la línea en la subestación SE-Y	IN-YYY	<input type="checkbox"/>
05	SE-X	Abrir los seccionadores de línea y barra.	SL-XXX SA-XXX	<input type="checkbox"/>
06	SE-Y	Abrir los seccionadores de línea y barra.	SL-YYY SA-YYY	<input type="checkbox"/>
07	SE-X	Cerrar el seccionador de tierra.	ST-XXX	<input type="checkbox"/>
09	SE-Y	Cerrar el seccionador de tierra.	ST-YYY	<input type="checkbox"/>

➤ **Conexión de la Línea L-XXX**

Condiciones Previas

- ✓ Verificar que todos los permisos para trabajar hayan sido CANCELADOS.
- ✓ Verificar que las tierras francas y temporarias hayan sido desconectadas y retiradas.
- ✓ Verificar que la posición de equipos de maniobra estén a DISTANCIA Y/O REMOTO.
- ✓ Verificar el estado abierto o cerrado de los seccionadores e interruptores.

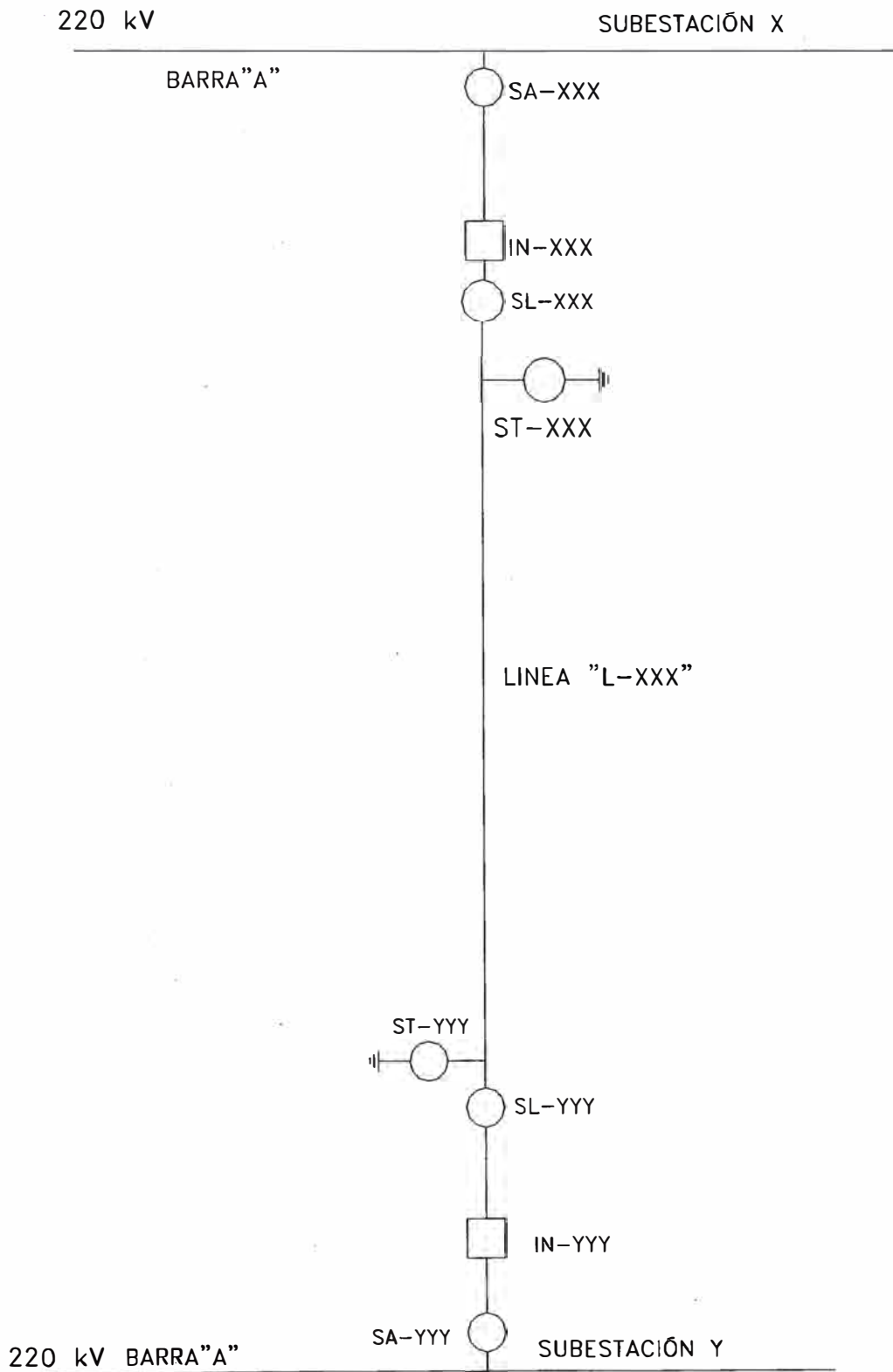
- ✓ Solicitar autorización al Centro de Control, para el inicio de la ejecución del programa de maniobras.
- ✓ Solicitar autorización al Coordinador del Sistema para el inicio de las maniobras .
- ✓ Después de dar mando de abrir o cerrar un interruptor o seccionador, se debe verificar físicamente que el equipo se encuentra en la posición correcta (abierto o cerrado).

El programa de maniobras se muestra a continuación en el cuadro N.4.6.

Cuadro No. 4.6. Programa de Maniobras para la Conexión de la L-XXX

PASO	RESPONSABLE DE EJECUCIÓN DE LA ORDEN	DESCRIPCION DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CCE	Comunicar al Coordinador que se procederá a conectar la línea L-XXX.		<input type="checkbox"/>
02	SE-X	Abrir el seccionador de tierra.	ST-XXX	<input type="checkbox"/>
03	SE-Y	Abrir el seccionador de tierra.	ST-YYY	<input type="checkbox"/>
04	SE-X	Cerrar los seccionadores de línea y barra.	SL-XXX SA-XXX	<input type="checkbox"/>
05	SE-Y	Cerrar los seccionadores de línea y barra.	SL-YYY SA-YYY	<input type="checkbox"/>
06	CCE	Cerrar el interruptor de la línea en la subestación SE-X.	IN-XXX	<input type="checkbox"/>
07	CCE	Cerrar el interruptor de la línea en la subestación SE-Y.	IN-YYY	<input type="checkbox"/>
		Cuando se trate de una línea que opere en paralelo con otra se debe compartir carga o realizar la sincronización en el caso que una dos áreas operativas o una central generadora.		

Figura No. 4.3. Diagrama Unifilar de Maniobras de la L-XXX



B. Desconexión y Conexión de un Transformador de Potencia

➤ Desconexión de un Transformador de Potencia

Condiciones Previas

Analizar las condiciones y características operativas del transformador para realizar las maniobras.

El diagrama unifilar de este ejemplo de desconexión y conexión de un Transformador de Potencia, se muestra en la figura No. 4.4.

El Programa de Maniobras se muestra a continuación en el cuadro N.4.7.

Cuadro No. 4.7. Programa de Maniobras para la Desconexión de un Transformador de Potencia

PASO	RESPONSABLE DE EJECUCIÓN DE LA ORDEN	DESCRIPCION DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CCE	Comunicar al Coordinador del Sistema el inicio de las maniobras de desconexión del transformador		<input type="checkbox"/>
02	SE-NNNN	Descargar el Transformador abriendo los interruptores(IN-C1 e IN-C2) de las cargas en el lado de baja tensión, verificando que el amperímetro y el vatímetro en dicha barra midan cero (0).	IN-C1 IN-C2	<input type="checkbox"/>
03	SE-NNNN	Descargar el Transformador abriendo los interruptores(IN-C3 e IN-C4) de las cargas en el lado de media tensión. Verificando que el amperímetro y el vatímetro en dicha barra midan cero (0).	IN-C3 IN-C4	<input type="checkbox"/>
04	CCE	Desenergizar el Transformador, abriendo el interruptor (IN-PP) en el lado de alta tensión, verificando que el voltímetro en dicha barra marque cero (0) voltios.	IN-PP	<input type="checkbox"/>
05	CCE	Abrir los interruptores (IN-SS e IN-TT) en el lado de media y baja tensión del Transformador respectivamente.	IN-TT IN-SS	<input type="checkbox"/>
06	SE-NNNN	Abrir el seccionador de barra del transformador (SE-PP) en el lado de alta tensión y el seccionador de barra del Transformador lado de media tensión SE-SS.	SE-PP SE-SS	<input type="checkbox"/>
07	SE-NNNN	Abrir los seccionadores de las cargas(SA-M1 y SA-M2) en el lado de media tensión y cerrar los seccionadores de tierra (ST-M1 y ST-M2) de las cargas (sí hubiera).	SA-SS SA-TT ST-M1 ST-M2	<input type="checkbox"/>

➤ **Conexión o Puesta en Servicio de un Transformador de Potencia**

Condiciones Previas

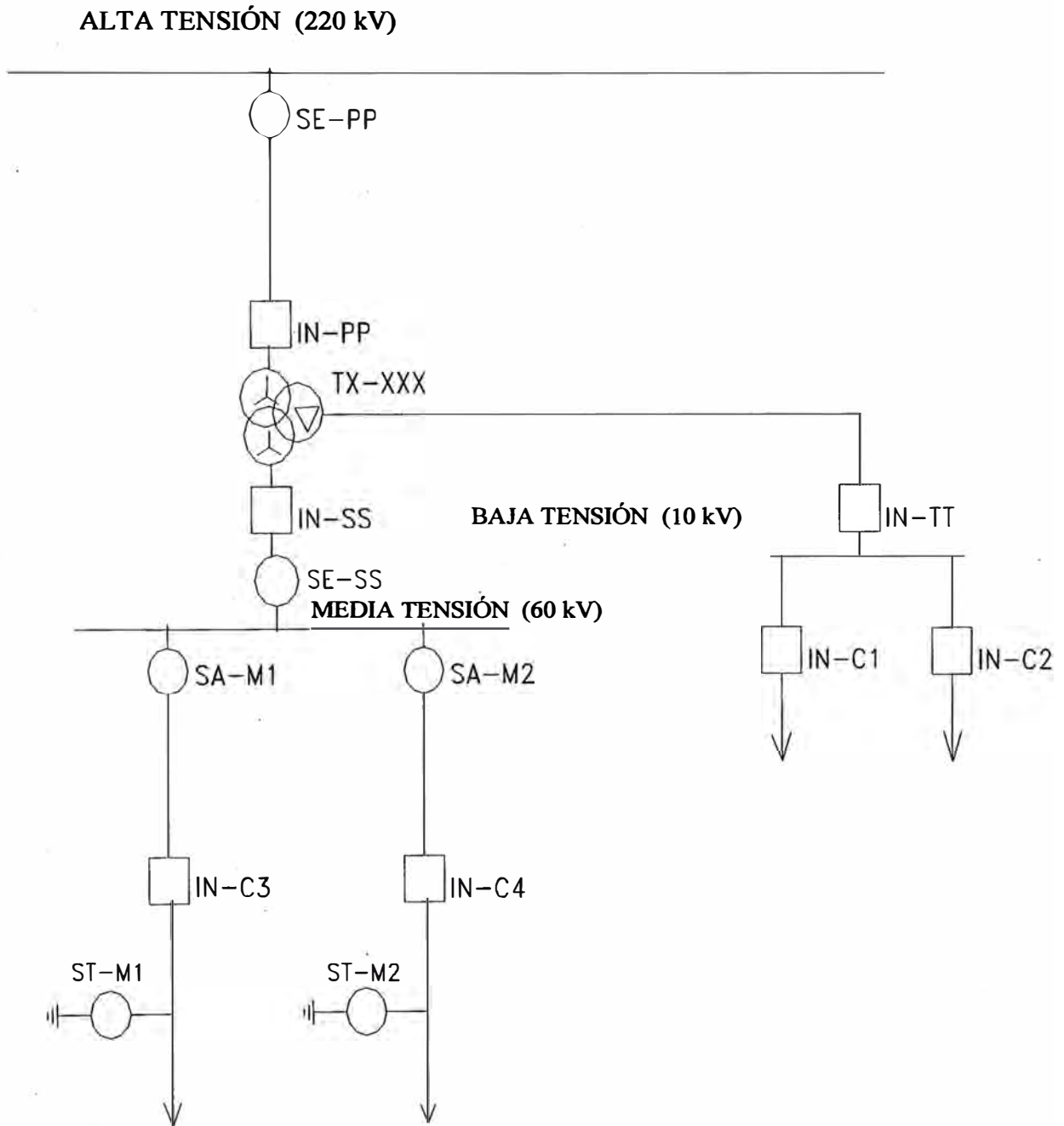
Analizar sus condiciones y/o características operativas que debe tener dicho transformador para realizar la maniobra.

El programa de maniobras se muestra a continuación en el cuadro N.4.8.

Cuadro No. 4.8. Programa de Maniobras para la Conexión de un Transformador de Potencia

PASO	RESPONSABLE DE EJECUCIÓN DE LA ORDEN	DESCRIPCION DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CCE	Comunicar al Coordinador del Sistema el inicio de las maniobras de conexión del Transformador TX-XXX		<input type="checkbox"/>
02	SE-NNNN	Verificar que las tierras temporarias se encuentren desconectados y retirados		<input type="checkbox"/>
03	SE-NNNN	Abrir los seccionadores de tierra (ST-M1 Y ST-M2) de las cargas (sí hubiera), luego Cerrar Los seccionadores de las cargas (SA-M1 Y SA-M2) en el lado de Media Tensión.	ST-M1 ST-M2 SA-SS SA-TT	<input type="checkbox"/>
04	SE-NNNN	Cerrar el seccionador de Barra del Transformador en el lado de alta tensión y el seccionador de Barra del Transformador lado de media tensión	SE-PP SE-SS	<input type="checkbox"/>
05	CCE	Energizar el Transformador, cerrando el interruptor (IN-PP) de alta tensión.	IN-PP	<input type="checkbox"/>
06	CCE	Cerrar los interruptores (IN-SS y IN-TT) en el lado de media y baja tensión del Transformador respectivamente	IN-TT IN-SS	<input type="checkbox"/>
07	SE-NNNN	Conectar las cargas del Transformador cerrando los interruptores (IN-C3 e IN - C4) de las cargas del lado de media tensión.	IN-C3 IN-C4	<input type="checkbox"/>
08	SE-NNNN	Poner sin carga el Transformador cerrando los interruptores(IN-C1 e IN-C2) de las cargas en el lado de baja tensión.	IN-C1 IN-C2	<input type="checkbox"/>

Figura No. 4.4. Diagrama Unifilar de Maniobras de un Transformador de Potencia



CAPÍTULO V CRITERIOS DE LA OPERACIÓN, ALTERNATIVAS Y PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

Planificar la operación de un sistema de transmisión, implica brindar los servicios de transmisión eléctrica con calidad, confiabilidad y eficiencia. Para ello, se programan actividades de intervención en los equipos en forma predictiva, preventiva, correctiva u obras de ampliación, con el propósito de asegurar la continuidad del servicio, restaurar su funcionalidad o ampliar su capacidad.

Estos programas de intervención son coordinados conjuntamente con las empresas de generación y distribución para luego ser presentados, revisados y aprobados en el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

Como se mencionó antes, la transmisión en un sistema interconectado es el enlace entre las fuentes de generación y los consumidores, por lo que es de suma importancia que al ejecutarse los programas de intervención y la operación en tiempo real del sistema de transmisión, la indisponibilidad del mismo tenga el menor impacto en la calidad del servicio eléctrico.

5.1 Operación en Tiempo Real.

La operación en tiempo real de un SEP implica la supervisión y control sobre el mismo, este hecho se realiza sobre las centrales donde se genera la energía

de transformación en donde se transforma a los diferentes niveles de tensión para ser distribuidos a los clientes finales en condiciones de seguridad, economía y calidad, exigido en la NTCSE. Tal como se mencionó y se detalló en el capítulo 1, se consideran cuatro estados de operación en los Sistemas Interconectados:

- ✓ Estado normal
- ✓ Estado de alerta
- ✓ Estado de emergencia
- ✓ Estado de recuperación

5.1.1 Operación en Estado Normal.

En condiciones normales el Coordinador de la Operación del Sistema coordina, supervisa y ejecuta el Programa diario de operación, con el propósito de mantener las siguientes condiciones:

- ✓ Los niveles de tensión de operación deben estar en el rango +/- 5% del valor de la tensión nominal.
- ✓ La frecuencia del sistema eléctrico debe estar en 60 Hz, tolerándose variaciones sostenidas en un rango del +/- 0.6% de la frecuencia nominal; es decir, de 59.64 Hz a 60.36 Hz, en un intervalo de tiempo no mayor a 15 minutos, Se aceptan variaciones súbitas de +/- 1 Hz, es decir, de 59.0 Hz a 61.0 Hz, en un intervalo de tiempo no mayor a un minuto y; variaciones acumuladas de frecuencia de +/- 600 ciclos.
- ✓ La carga en líneas de transmisión, transformadores de potencias, compensadores sincrónicos y estáticos no debe exceder los datos técnicos declarados.

- ✓ El volumen de agua embalsado en reservorios y diques de la red hidroenergética estén dentro de los márgenes previstos en el programa diario de operación.
- ✓ La magnitud de la reserva rotante debe ser no menor a la prevista en el programa diario de operación.

5.1.2 Operación en Estado de Alerta.

Ante situaciones de alerta, el Coordinador de la Operación del Sistema, ejecuta una serie de acciones con el fin de restablecer el estado normal o ante casos de serias limitaciones, evitar que éstas se agraven y lleven al sistema eléctrico a un estado de emergencia. Las acciones a tomar en situaciones de alerta son las siguientes:

1. Niveles de tensión. Los niveles de tensión de la red eléctrica están en estado de alerta cuando es inferior a -5% y superior a $+5\%$ de la tensión normal de operación, sin excederse del $\pm 7.5\%$ del mismo. Las acciones a tomar para corregir dichas desviaciones son las siguientes:

- ✓ Regulación mediante los reguladores de tensión bajo carga de los transformadores y autotransformadores de potencia.
- ✓ Actuación automática de equipos de compensación: compensadores sincrónicos, compensadores estáticos (SVC), inserción / desconexión automática o manual de bancos de condensadores y de reactores.
- ✓ Regulación de la corriente de la excitatriz de los generadores sincrónicos.
- ✓ Conexión o desconexión de líneas de transmisión, redistribuyéndose el flujo de la energía eléctrica.

- ✓ Coordinar la sincronización de una central térmica como compensador sincrónico.

- ✓ Desconexión manual de suministros.

2. Niveles de frecuencia. La frecuencia del sistema eléctrico está fuera del rango normal cuando es inferior a 59.6 Hz o superior a 60.4 Hz. Las acciones a tomar para corregir dichas desviaciones son las siguientes:

- ✓ Disponer de la reserva rotante hidráulica.

- ✓ Disponer de la reserva rotante térmica.

- ✓ Disponer de la reserva fría hidráulica.

- ✓ Disponer de la reserva fría térmica.

- ✓ Disponer de la desconexión manual de suministros, en el caso de subfrecuencia; para el caso de sobrefrecuencia, disponer la desconexión de unidades de generación.

3. Sobrecarga. Las instalaciones pueden operar con sobrecarga en un porcentaje y tiempo declarados en su ficha técnica. Sin embargo, eventualmente pueden presentarse casos en que los requerimientos del sistema eléctrico pueden superar dichas tolerancias.

Estas sobrecargas suelen presentarse en líneas de transmisión o en transformadores de potencia, en ese caso los Centros de Control de las empresas en coordinación con el Coordinador de la Operación del Sistema, reprograman el despacho de las centrales de generación, el cambio de la configuración de la red eléctrica que modifique el flujo de carga y, en casos extremos, coordinan con las empresas de distribución o clientes libres la reducción y/o desconexión manual de suministros.

5.1.3 Operación en Estado de Emergencia.

En un estado de emergencia las variables eléctricas desbordan los rangos permisibles, se produce la actuación automática de sistemas de protección y de los reguladores de tensión y velocidad de las centrales de generación, desconexión de interconexiones con el propósito de estabilizar al sistema eléctrico de potencia en subsistemas aislados. Producido un estado de emergencia, se coordina las siguientes acciones:

- ✓ Verificar el estado final de la red eléctrica luego de ocurrida la perturbación; asimismo, averiguar la causa de la misma mediante el análisis de las señalizaciones de las protecciones.
- ✓ Tratar de seguir operando las interconexiones, en condiciones que la red eléctrica lo permita, manteniendo la frecuencia y la tensión lo más cerca posible a los valores de estado normal.
- ✓ Si la contingencia afectó la capacidad de generación de la red eléctrica viéndose comprometida la frecuencia y la tensión, se recurren a las siguientes medidas: disponer de la reserva rotante hidráulica, disponer de la reserva rotante térmica, disponer de la reserva fría hidráulica, disponer de la reserva fría térmica, disponer de equipos de compensación reactiva y, en caso extremo, disponer la desconexión de suministros (para el caso de sub frecuencia) o disponer la salida de unidades de generación (para el caso de sobre frecuencia).

5.1.4 Operación en Estado de Recuperación.

Luego de un estado de emergencia, una vez estabilizado el sistema, se procede a restablecer el sistema de transmisión con el propósito de interconectar las áreas que se hayan aislado, recuperar las centrales de generación y el

restablecimiento de los suministros afectados. Todo ello se realiza en forma coordinada con los centros de control de las demás empresas de acuerdo a procedimientos establecidos.

El estado de recuperación consta de dos fases: reconocimiento y restablecimiento.

1. Fase de reconocimiento. Luego de ocurrida una perturbación severa el Centro de Control de la empresa implicada inicia las acciones de reconocimiento e identificación de la causa de la perturbación, en base a la siguiente información:

- ✓ Configuración anterior y posterior a la perturbación.
- ✓ Causa probable de la perturbación, para ello es necesario recopilar y analizar la siguiente información: actuación de la protección e interruptores, señalizaciones y alarmas, condiciones atmosféricas, trabajos de mantenimiento de alto riesgo, indicaciones de los registradores y localizadores de falla.
- ✓ Consecuencias de la perturbación, en ella se señalan las instalaciones que se vieron afectadas y los suministros afectados.
- ✓ Evaluación de la perturbación, en ella se determina el tipo de falla (por ejemplo: transitoria, permanente, falla a tierra, etc.), el origen de la misma (contaminación ambiental, falla en las instalaciones, terceros, etc.) y, verificar la disponibilidad del equipo fallado para así tomar las acciones correctivas necesarias para garantizar la continuidad

Una vez reconocida la perturbación se procede a realizar la secuencia de maniobras de restablecimiento.

2. Fase de restablecimiento. Luego de haber reconocido plenamente la perturbación, se procederá a la fase de restablecimiento. Es importante hacer notar

que en la fase de restablecimiento de distinguen dos pasos a seguir, el primero, es el del autorestablecimiento de las áreas aisladas. El segundo paso, es interconectar estas áreas operativas a través de las líneas de transmisión, restableciéndose la red eléctrica en su totalidad.

5.2 Características Operativas del Sistema de Transmisión Aguaytía – Tingo María - Vizcarra – Paramonga Nueva.

Este sistema de transmisión es parte del subsistema del SEIN denominado Electroandes –Aguaytía y que a su vez es parte de la Zona Centro del SEIN. Este subsistema incluye las subestaciones de Oroya Nueva, Carhuamayo, Paragsha II, Paragsha I, Excelsior, Malpaso Huánuco, Tingo María, Vizcarra, Antamina, Aguaytía, Pucallpa, Aucayacu y Tocache.

El otro subsistema de la zona Centro del SEIN es el subsistema Lima-Mantaro que incluye las subestaciones de Paramonga Nueva, Huacho, Zapallal, Ventanilla, Chavarria, Santa Rosa Nueva, San Juan, Callahuanca, Pachachaca, Pomacocha, Campo Armiño, Huayucachi, Independencia, Huancavelica, Ica Y Marcona

5.2.1 Subsistema ElectroAndes

Con relación al subsistema de Aguaytía éste subsistema se caracteriza por:

- Antes de la puesta en servicio de las líneas en 220 kV L-2259/L-2258/L-2254 (Oroya Nueva – Carhuamayo – Paragsha II – Vizcarra) de ISA Perú, este subsistema conformaba un anillo limitado por la capacidad del transformador 220/138 kV de Tingo María (50 MVA), siendo vulnerable a la pérdida de algunos elementos críticos. La salida de servicio de la línea 220 kV L-224 (Pachachaca – Oroya Nueva) puede provocar la sobrecarga del transformador 220/138 kV de Tingo María. Con la

entrada en servicio de las líneas L-2259/L-2258/L-2254 de ISA Perú se ha reforzado significativamente el sistema de ElectroAndes-Aguaytía.

➤ Antes de la entrada en servicio de las líneas 220 kV de ISA Perú, el subsistema de ElectroAndes debía importar energía a través de la línea 220 kV L-224 (Pachachaca-Oroya Nueva) y del autotransformador 220/138 kV de Tingo María, estando limitado por la capacidad del transformador de Oroya Nueva (100 MVA) y del autotransformador de Tingo María (50 MVA). La entrada en servicio de las líneas de ISA Perú implica también la puesta en servicio del autotransformador 220/138 kV de Paragsha II con una capacidad nominal de 120MVA.

5.2.2 Subsistema de Aguaytía - Pucallpa y el Anillo de Tingo María

Se caracterizan por:

- La central de Aguaytía no puede quedarse en antena estando en servicio las líneas 220 kV L-251 y L-252 debido a problemas de sobretensiones.
- Cuando la línea L-252 esta fuera de servicio se dan dos situaciones:
 - La CT Aguaytía fuera de servicio, las líneas L-251 y L-1125 no pueden operar en antena alimentando a la carga de Pucallpa, debido a las sobretensiones que se presentan cuando la carga de Pucallpa es mínima, dichas sobretensiones podría ocasionar fenómenos de ferresonancia. En esta situación la CT Yarinacocha opera en isla alimentando la carga de Pucallpa con las líneas L-251 y L-1125 fuera de servicio.
 - La CT Aguaytía en servicio, las líneas L-251 y L-1125 quedan operando en antena alimentando la carga de Pucallpa.
- Antes de la entrada en servicio de las líneas de ISA Perú había disparo transferido (DTT) a las líneas L-252 y L-251 cuando salía fuera de servicio la línea

L-253. Este esquema de protección ha cambiado con las líneas de ISA Perú. Cuando la línea 220 kV L-2254 (Paragsha 2 – Vizcarra) está en servicio se anula el DTT; pero se vuelve al esquema de protección anterior al salir de servicio la línea L-2254. Asimismo, hay disparo transferido a la línea L-251 cuando sale fuera de servicio la línea L-252. La empresa ETESELVA está actualmente analizando los cambios requeridos en su sistema de protección para adecuarse a la entrada en servicio de las líneas de ISA Perú.

➤ En la SE Tingo María se cuenta con un disparo transferido (DTT) a las líneas L-252 y L-251 este disparo se activa cuando:

- Desconecta la línea L-253, estando L-2254 fuera de servicio
- Desconecta la línea L-2254, estando L-253 fuera de servicio

➤ En la SE Vizcarra existe un SVC que pertenece a la Compañía Minera Antamina con una capacidad de regulación de $-45/+90$ MVAR. Este SVC ha sido diseñado para controlar la tensión en la barra de carga de Antamina en 23 kV y en el diseño de este SVC se fijaron los siguientes criterios:

- Regular y controlar que la tensión en Antamina se encuentre en el rango de $\pm 5\%$ de la tensión nominal (23 kV) en estado permanente.
- En estado transitorio la tensión promedio de las tres fases no debe ser menor a 85% de la tensión nominal (23 kV) durante más de 5 ciclos.
- En estado transitorio la tensión de cualquier fase no debe ser menor a 82% de la tensión nominal (23 kV) durante más de 2 ciclos.
- En estado transitorio la tensión promedio de las tres fases no debe ser mayor a 110% de la tensión nominal por más de 30 segundos.

- En estado transitorio la tensión de cualquier fase no debe ser mayor de 115% de la tensión nominal durante más de 50 ms.
 - Las carga de Antamina de mayor consumo e importancia del país son 4 molinos (3 molinos de bola y un molino sag) que son alimentados mediante ciclo-convertidores (CCW), los cuales requieren una adecuada regulación y simetría en la tensión de suministro debiendo asegurarse la aplicación de los criterios arriba indicados.
 - La carga del molino sag varia de 10 a 18 MW con una carga promedio de 14 MW, los molinos de bolas 1, 2 y 3 mantienen una carga constante de 10 a 10.5 MW. Al salir de servicio el molino sag en operación normal, necesariamente salen de servicio los molinos de bola dentro de 1 hora. La toma de carga y descarga de los molinos sag y de bolas es 2 MW/min. Para operación del molino sag es necesario como mínimo un molino de bola.
- Existe en la SE Vizcarra una carga importante de la Compañía Minera Antamina que actualmente consume 88 MW y cuyo diseño de suministro ha sido elaborado para una carga máxima de 120 MW y con un factor de potencia de 0.95 ó superior. Esta carga requiere que este en servicio de manera permanente el SVC de Vizcarra (-45/+90 MVAR) así como los compensadores síncronos de Antamina. Como criterios de operación del SVC junto con la carga de Antamina pueden establecerse lo siguiente según el Estudio de Incorporación del SVC de Vizcarra:
- En configuración aislada de la central Aguaytía con la SE Vizcarra y la carga de Antamina existe una predisposición a una interacción torsional síncrona entre los generadores de Aguaytía, el SVC de Vizcarra y los ciclo-

convertidores de Antamina. Por lo tanto se recomienda que no se opere en dicha configuración aislada.

- Se recomienda regular en estado permanente **la tensión en la SE Vizcarra a 1.02 pu (224.2 kV)** a fin de incrementar la capacidad máxima de transmisión de las líneas L-252 (Tingo María – Vizcarra) y L-253 (Vizcarra – Paramonga Nueva), y lograr que la tensión en Antamina sea igual a 220 kV.
- Dicho estudio no incluye simulaciones de flujo de carga sin el SVC de la SE Vizcarra pero la experiencia actual junto con las simulaciones de carga sin las líneas de ISA Perú indica que:
 - Con la línea 220 kV L-253 (Vizcarra – Paramonga Nueva) fuera de servicio la carga de Antamina debe limitarse a 20 MW a fin de lograr una buena regulación de tensión.
 - Con la línea 220 kV L-252 (Tingo María – Vizcarra) fuera de servicio la carga de Antamina debe limitarse a 40 MW a fin de lograr una adecuada regulación de tensión.
 - Con la línea 220 kV L-2254 (Paragsha 2 – Vizcarra) en servicio junto con la las líneas L-253 y L-252 en servicio se puede alimentar a Antamina con una carga de 60 MW obteniéndose una satisfactoria regulación de tensión (218 kV en Vizcarra).
 - Los arriba indicados límites de carga en Antamina aseguran una operación satisfactoria en estado estacionario pero no garantizan un funcionamiento adecuado en estado transitorio ante fuertes perturbaciones para lo cual se requiere la presencia del SVC de Vizcarra.

- La desconexión de la línea 220 kV L-252 (Tingo María – Vizcarra) y/o L-251 (Tingo María – Aguaytía) por falla origina la desconexión de la CT Aguaytía, por lo que puede provocar rechazo de carga dependiendo de la condición de demanda y la generación de la CT Aguaytía.
- Actualmente existe disparo transferido (DTT) a la línea L-251 en caso de salir fuera de servicio por falla la línea L-252. Sin embargo esto provoca la salida de servicio de la central de Aguaytía que con sus dos unidades a plena carga representa una pérdida de generación del orden de 156 MW lo cual provoca una significativa caída de la frecuencia del SEIN (por debajo de 59 Hz) y el consiguiente rechazo de carga. Se encuentra en proceso de análisis por parte del COES la anulación de este disparo transferido a la línea L-251.
- Cuando las líneas L-251 y L-252 están sometidas a condiciones climatológicas adversas, se recomienda limitar la generación de la CT Aguaytía a 80 MW, para que su desconexión no origine rechazo de carga por mínima frecuencia.
- La central de Aguaytía no posee BLACK-START (arranque independiente), es decir necesitan energía de la red para su arranque por lo que primero tiene que conectarse la línea L-251 desde Tingo María, a fin de volver a poner en servicio la central de Aguaytía.
- Actualmente la central Aguaytía solo posee un equipo de arranque SFC (convertidor de frecuencia estático) por lo que no se puede arrancar las 2 unidades simultáneamente, primero tiene que ingresar en sincronismo una y luego recién dar orden de arranque a la segunda unidad, cada unidad toma unos 15 minutos en su proceso de arranque.

➤ La línea L-1125 de 138 kV (Aguaytía – Pucallpa) de propiedad de ISA-PERU, alimenta a la ciudad de Pucallpa. En el caso que desconecta esta línea por falla se arrancan las unidades de la CT Yarinacocha.

En general la puesta en servicio de la línea 220 kV Oroya -.Paragsha 2 – Vizcarra ha permitido fortalecer el área operativa de la carga de Antamina.

Mas adelante se establecen una serie de procedimientos de maniobras a fin de hacer frente a la recuperación de este sistema ante situaciones Normales de Operación y en casos de Emergencia provocadas por la desconexión de elementos críticos que ocasionen desconexiones en cascada.

En las figuras No. 5.1 y No. 5.2 se muestra los Diagrama Unifilares de los Sistemas de ElectroAndes y del Anillo de Tingo María.

Figura No. 5.1 Diagrama Unifilar del Sistema de ElectroAndes

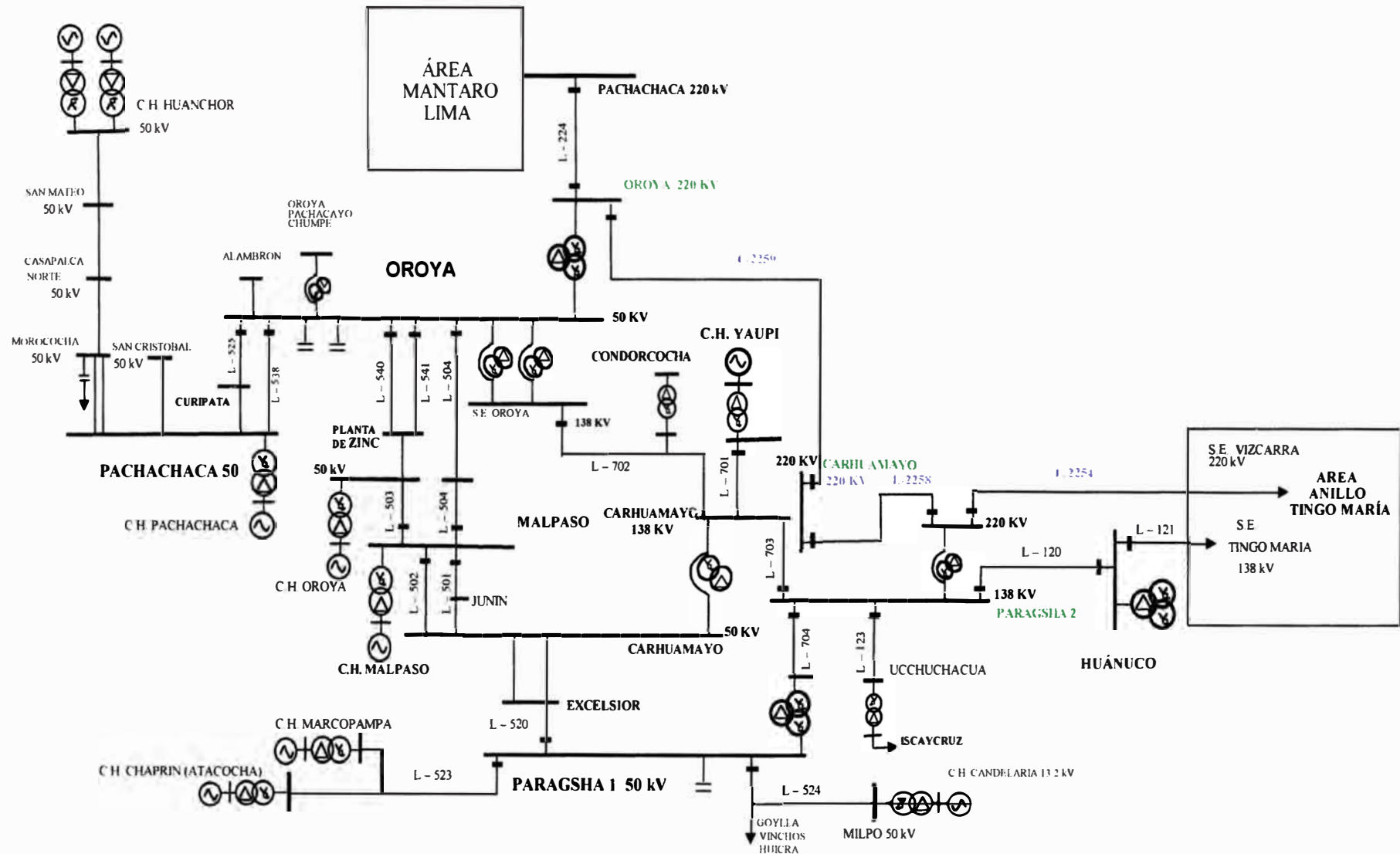
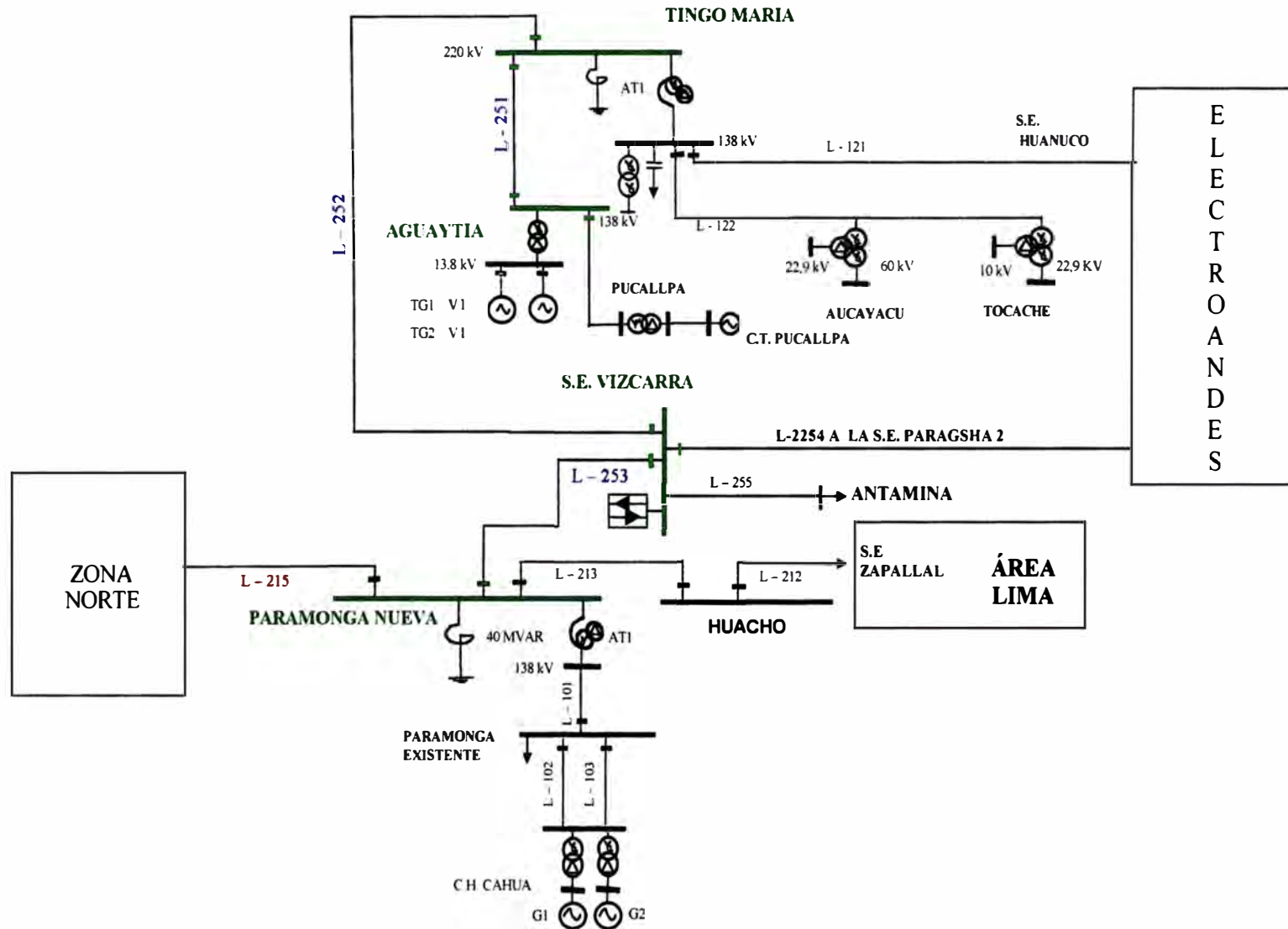


Figura No. 5.2 Diagrama Unifilar del Anillo de Tingo Maria



5.3 Procedimientos de Operación

Los procedimientos de operación contienen las secuencias paso a paso que el operador deberá seguir para conectar o desconectar un equipo determinado, de tal forma que, en lo posible, se eviten errores humanos. En el mismo se indican la subestación y la maniobra a ejecutarse.

Para el seguimiento de las maniobras se utilizan los diagramas unifilares de maniobras del sistema de ETESELVA que se muestran en el Anexo I.

En una primera instancia se describen los procedimientos de operación de casos generales de conexión, desconexión y contingencias menores, luego se trata de establecer procedimientos de operación para la recuperación de este sistema en casos de emergencia. La metodología empleada para este último caso ha sido la siguiente:

- Se describen los elementos críticos del sistema de Aguaytía cuya desconexión provoque la salida de servicio en cascada de otros elementos de ésta red llevando al colapso a éste sistema. Estos elementos críticos han sido determinados como consecuencia de la:

- ✓ Revisión de Informes de Falla.
- ✓ Experiencia de la Operación.
- ✓ Simulaciones de flujo de carga. Para estas simulaciones se ha utilizado el programa Winflu.

Para las situaciones de contingencias deben determinarse las maniobras a efectuar a fin de restablecer la red de eléctrica de este sistema al estado de operación normal.

Las secuencias de maniobras requeridas para hacer frente a una situación particular de desconexión o conexión en casos normales de operación.

mantenimientos o contingencias se han plasmado en los procedimientos operativos.

Estos procedimientos operativos contienen lo siguiente:

La descripción de la contingencia

Las condiciones previas al inicio de las maniobras

Una secuencia de maniobras que incluye:

- La descripción de la maniobra
- El código del equipo
- Los entes responsables de la maniobra

5.4 Procedimientos de Operación del Sistema de Transmisión: SEAG – SETM – SEVIZ – SEPANU , L-251, L-252, L-253.

5.4.1 Caso General: L-253, L-252 Y L-251 Fuera de Servicio

A. Conexión de la Línea L-253 (SEPANU-SEVIZ)

(Ver diagrama unifilar de maniobras del Sistema ETESELVA).

Condición Previa:

- Permisos para trabajar cerrados.
- Patio de maniobras libre de tierras portátiles, limpio y ordenado.
- Seccionadores de puesta a tierra de L-253 en SEPANU (ST-379) y SEVIZ (ST-414) abiertos.
- Los interruptores y seccionadores de la L-253 en SEVIZ y SEPANU abiertos.
- Reactor de 40 MVAR de SEPANU conectado.

PASO	RESPONSABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Solicitar autorización al CCO-SEIN para el inicio de maniobras para la conexión de la L-253	L-253	<input type="checkbox"/>
02	CCO-SEIN	Autorizar inicio de maniobras al CC-REP.		<input type="checkbox"/>
03	CC-REP	Coordinar con el operador de SEPANU y SEVIZ la conexión de L-253	L-253	<input type="checkbox"/>
04	SEPANU	Verificar posición abierto del seccionador de puesta a tierra de L-253.	ST-379	<input type="checkbox"/>
05	SEVIZ	Verificar posición abierto del seccionador de puesta a tierra de L-253	ST-414	<input type="checkbox"/>
06	SEPANU	Cerrar el seccionador de barra.	SA-2857	<input type="checkbox"/>
07	SEPANU	Cerrar el seccionador de línea.	SL-2859	<input type="checkbox"/>
08	SEVIZ	Cerrar el seccionador de línea.	SL-3007	<input type="checkbox"/>
09	CC-REP	Verificar que la tensión en barra 220kV de SEPANU sea menor o igual a 218kV, en caso contrario el CC-REP tomará acciones para obtener la tensión de consigna.		<input type="checkbox"/>

10	SEPANU	Energizar la L-253.	IN-2338	<input type="checkbox"/>
11	SEVIZ	Verificar la presencia de tensión en las tres fases		<input type="checkbox"/>

RESPONSABLES:

CENTRO DE CONTROL DE REP – CC-REP.

OPERADOR DE SE VIZCARRA – SEVIZ.

OPERADOR DE SE PARAMONGA NUEVA – SEPANU.

B. Conexión de la Línea L-252 (SEVIZ-SETM).

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras del Sistema de ETESELVA).

Condición Previa:

- Permisos para trabajar cerrados.
- Patio de maniobras libre de tierras portátiles, limpio y ordenado.
- Seccionadores de puesta a tierra de L-252 en SEVIZ (ST-413) y en SETM (ST-380) abiertos; también en SETM del reactor (ST-381) abierto.
- Los interruptores y seccionadores de la L-252 en SEVIZ y SETM abiertos.
- L-252 fuera de servicio.

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Solicitar autorización al CCO-SEIN para el inicio de maniobras para la conexión de la L-252	L-252	<input type="checkbox"/>
02	CCO-SEIN	Autorizar inicio de maniobras a CC-REP.		<input type="checkbox"/>
03	CC-REP	Coordinar con SEVIZ y SETM el inicio de las maniobras	L-252	<input type="checkbox"/>
04	CC-REP	En coordinación con el operador de la SETM ejecutar las siguientes maniobras, para conectar en serie la L-252 con el Reactor de 30 MVAR		<input type="checkbox"/>
05	SETM	Verificar posición abierto de los seccionadores de puesta a tierra	ST-380 ST-381	<input type="checkbox"/>
06	SEVIZ	Verificar posición abierto del seccionador de puesta a tierra	ST-413	<input type="checkbox"/>

07	SEVIZ	Cerrar seccionador de línea L-252	SL-3001	<input type="checkbox"/>
08	SEVIZ	Cerrar seccionadores adyacentes al IN-2400	SE-3003 SE-3005	<input type="checkbox"/>
09	SETM	Cerrar el seccionador del reactor de 30 MVAR.	SE-2865	<input type="checkbox"/>
10	SETM	Cerrar seccionador del circuito serie de L-252 con el reactor	SE-2863	<input type="checkbox"/>
11	SETM	Cerrar el interruptor del reactor de 30 MVAR.	IN-2340	<input type="checkbox"/>
12	SEVIZ	Energizar la L-252	IN-2400	<input type="checkbox"/>
13	SETM	Verificar la presencia de tensión en las tres fases		<input type="checkbox"/>
14	SETM	Cerrar los seccionadores adyacentes al interruptor IN-2346.	SE-2861 SE-2875	<input type="checkbox"/>
15	SETM	Energizar el autotransformador cerrando el IN-2346	IN-2346	<input type="checkbox"/>
16	SETM	Cerrar el seccionador de la barra de 138 kV. del autotransformador.	SA-4175	<input type="checkbox"/>
17	SETM	Verificar que la diferencia de tensión sea mínima para cerrar el anillo, utiliza los taps del autotransformador		<input type="checkbox"/>
18	SETM	Cerrar el interruptor del lado de 138 kV del autotransformador	IN-4078	<input type="checkbox"/>

RESPONSABLES:

CENTRO DE CONTROL DE REP – CC-REP.
 OPERADOR DE SE VIZCARRA – SEVIZ.
 OPERADOR DE SE TINGO MARIA – SETM.

C. Conexión de la Línea L-251 (SETM – SEAG)

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras del Sistema de ETESELVA).

Condiciones previas:

- Permisos para trabajar cerrados.
- Patio de maniobras libre de tierras portátiles, limpio y ordenado.
- Línea de 220 kV Tingo María – Aguaytía (L-251), fuera de servicio
- Línea de 138 kV Aguaytía – Pucallpa (L-1125), fuera de servicio

- Línea de 220 kV Vizcarra - Tingo María (L-252), en servicio

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Solicitar autorización al coordinador para el inicio de maniobras para la conexión de la línea L-251.	L-251	<input type="checkbox"/>
02	CCO-SINAC	Autorizar el inicio de las maniobras para la conexión de la línea L-251	L-251	<input type="checkbox"/>
03	SETM	Abrir seccionador de puesta a tierra de la línea L-251 en la SE. Tingo María	ST-382	<input type="checkbox"/>
04	SEAG	Abrir seccionador de puesta a tierra de la línea L-251 en la SE. Aguaytía.	ST-383	<input type="checkbox"/>
05	SETM	Cerrar los seccionadores de la celda del interruptor IN-2342 en la SE. Tingo María	SE-2867 SE-2869	<input type="checkbox"/>
06	SETM	Cerrar los seccionadores de la celda del interruptor IN-2344 en la SE. Tingo María	SE-2871 SE-2873	<input type="checkbox"/>
07	SEAG	Cerrar los seccionadores de la celda del interruptor IN-2350 en la SE. Aguaytía	SE-2891 SE-2877	<input type="checkbox"/>
08	SETM	Energizar la L-251, cerrando los interruptores en la SE. Tingo María.	IN-2342 IN-2344	<input type="checkbox"/>
09	SEAG	Coordinar con el operador de TERMOSELVA que se energizará el transformador del GRUPO2.		<input type="checkbox"/>
10	SEAG	Energizar el transformador del GRUPO N°2.	IN-2350	<input type="checkbox"/>
11	SEAG	Cerrar los seccionadores de la celda del interruptor IN-2352 en la SE Aguaytía	SE-2885 SE-2887	<input type="checkbox"/>
12	SEAG	Coordinar con el operador de TERMOSELVA que se energizará el transformador del GRUPO1.		<input type="checkbox"/>
13	SEAG	Energizar el transformador del GRUPO N° 1	IN-2352	<input type="checkbox"/>
14	CC-REP	Coordinar con el centro de control de ISA - PERU para que energice su autotransformador		
15	CSM-ISA	Energiza el autotransformador	IN-2480	<input type="checkbox"/>
16	SEAG	Cerrar los seccionadores de la celda del interruptor IN-2348 en la SE. Aguaytía	SE-2877 SE-2891	<input type="checkbox"/>
17	SEAG	Cerrar el anillo cerrando el IN-2348	IN-2348	<input type="checkbox"/>

RESPONSABLES:

CENTRO DE CONTROL DE REP – CC-REP.

OPERADOR DE SE AGUAYTIA – SEAG.

OPERADOR DE SE TINGO MARIA – SETM.

CENTRO DE SUPERVISION Y MANIOBRAS DE ISA – CSM-ISA.

5.4.2 Maniobras para Desconectar Equipos

Se considera que el sistema ANTAMINA-ETESSELVA-ISA PERÚ se encuentra en servicio con sus equipos de maniobra cerrados.

D. Desconexión de la Línea L-251 (SETM – SEAG)

Condiciones previas:

- Línea de 220 kV Tingo María – Aguaytía (L-251), en servicio.
- Línea de 138 kV Aguaytía – Pucallpa (L-1125), fuera de servicio.
- Interruptores IN-2480 e IN-2348 en posición abierto.

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Solicitar autorización al Coordinador para el inicio de las maniobras para la desconexión de la línea L-251.	L-251	<input type="checkbox"/>
02	CCO-SEIN	Autorizar el inicio de las maniobras para la desconexión de la línea L-251.	L-251	<input type="checkbox"/>
03	SEAG	Coordinar con TERMOSELVA la desenergización de los transformadores; por lo que deberán transferir sus servicios auxiliares al su grupo de emergencia.		
04	SETM	Abrir el interruptor de la línea L-251 en la SE Aguaytía.	IN-2350	<input type="checkbox"/>
05	SETM	Desenergizar la L-251, abriendo los interruptores en la SE Tingo María.	IN-2342 IN-2344	<input type="checkbox"/>
06	SETM	Abrir los seccionadores de la celda del interruptor IN-2342 en la SE Tingo María.	SE-2867 SE-2869	<input type="checkbox"/>
07	SETM	Abrir los seccionadores de la celda del interruptor IN-2344 en la SE Tingo María.	SE-2871 SE-2873	<input type="checkbox"/>
08	SEAG	Abrir los seccionadores de la celda del interruptor IN-2350 en la SE Aguaytía.	SE-2879 SE-2881	<input type="checkbox"/>
09	SETM	Cerrar seccionador de puesta a tierra de la celda de la línea L-251 en la SE Tingo María	ST-382	<input type="checkbox"/>
10	SEAG	Cerrar seccionador de puesta a tierra de la celda de la línea L-251 en la SE Aguaytía.	ST-383	<input type="checkbox"/>

RESPONSABLES:

CENTRO DE CONTROL DE REP – CC-REP.

OPERADOR DE SE AGUAYTIA – SEAG.
OPERADOR DE SE TINGO MARIA – SETM.

E. Desconexión de la Línea L-252 (SEVIZ-SETM)

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras del Sistema ETESELVA).

Condición Previa:

- Se considera que el sistema de ETESELVA se encuentra en servicio con sus equipos de maniobra cerrados.
- L-251 fuera de servicio.

PASO	RESPONSABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Solicitar autorización al CCO-SEIN para el inicio de la desconexión de la L-252	L-252	<input type="checkbox"/>
02	CCO-SEIN	Autorizar inicio de maniobras a CC-REP		<input type="checkbox"/>
03	CC-REP	Coordinar con operadores de SETM y SEVIZ que se iniciara desconexión de L-252		<input type="checkbox"/>
04	SETM	Abrir los interruptores de L-252	IN-2342 IN-2346	<input type="checkbox"/>
05	SEVIZ	Abrir los interruptores de L-252	IN-2400 IN-2406	<input type="checkbox"/>
06	SETM	Abrir el interruptor del reactor y los seccionadores del circuito serie de la línea L-252 y reactor	IN-2340 SE-2863 SE-2865	<input type="checkbox"/>
07	SETM	Abrir los seccionadores adyacentes a los interruptores IN-2342 e IN-2346	SE-2867 SE-2869 SE-2875 SE-2861	<input type="checkbox"/>
08	SEVIZ	Abrir el seccionador de la línea L-252	SL-3001	<input type="checkbox"/>
09	SEVIZ	Abrir los seccionadores de anillo adyacentes a los interruptores IN-2400 e IN-2406	SE-3003 SE-3005 SE-3021 SE-3023	<input type="checkbox"/>
10	SETM	Cerrar el seccionador de puesta a tierra	ST-380	<input type="checkbox"/>
11	SEVIZ	Cerrar el seccionador de tierra a tierra	ST-413	<input type="checkbox"/>

RESPONSABLES:

CENTRO DE CONTROL REP – CC-REP.

OPERADOR DE SE VIZCARRA – SEVIZ.
OPERADOR DE SE TINGO MARIA – SETM.

F. Desconexión de la Línea L-253 (SEPANU-SEVIZ).

(Ver Diagrama unifilar de maniobras del Sistema ANTAMINA-ETESSELVA-ISA PERÚ).

Condición Previa:

- La Subestación Vizcarra en servicio con sus equipos de maniobra cerrados.

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Solicitar autorización al CCO-SEIN para el inicio de las maniobras para la desconexión de la L-253.	L-253	<input type="checkbox"/>
02	CCO-SEIN	Autorizar inicio de maniobras a CC-REP		<input type="checkbox"/>
03	SEVIZ	Abrir los interruptores de la L-253	IN-2400 IN-2402	<input type="checkbox"/>
04	SEPANU	Abrir el interruptor de la L-253	IN-2338	<input type="checkbox"/>
05	SEVIZ	Abrir seccionador de línea de la L-253	SL-3007	<input type="checkbox"/>
06	SEVIZ	Abrir los seccionadores adyacentes a los interruptores IN-2400 e IN-2402	SE-3003 SE-3005 SE-3011 SE-3009	<input type="checkbox"/>
08	SEPANU	Abrir el seccionador de línea L-253	SL-2859	<input type="checkbox"/>
09	SEPANU	Abrir el seccionador de barra	SA-2857	<input type="checkbox"/>
10	SEPANU	Cerrar seccionador de puesta a tierra de la L-253	ST-379	<input type="checkbox"/>
11	SEVIZ	Cerrar seccionador de puesta a tierra de la L-253	ST-414	<input type="checkbox"/>

RESPONSABLES:

CENTRO DE CONTROL REP - CC-REP.
OPERADOR DE SE VIZCARRA – SEVIZ.
OPERADOR DE SE PARAMONGA – SEPANU.

5.4.3 Casos de Contingencias

G. Conexión de la Línea L-253 (SEPANU-SEVIZ) después de una desconexión por falla.

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras del Sistema ETESELVA)

Condición Previa:

- L-253 fuera de servicio después de una falla.
- Reactor de 40 MVAR de SEPANU conectado.

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Determinar del análisis de las señalizaciones de los relés el tipo de falla y en coordinación con el CCO-SEIN solicitar autorización para energizar L-253	L-253	<input type="checkbox"/>
02	CCO-SEIN	Autoriza energizar la L-253	L-253	<input type="checkbox"/>
03	CC-REP	Coordinar con el operador de SEPANU y SEVIZ la energización de la L-253	L-253	<input type="checkbox"/>
04	CC-REP	Verificar que la tensión en la barra de 220kV de SEPANU sea menor o igual a 218 kV, en caso contrario el CC-REP tomará las acciones para obtener la tensión de consigna		<input type="checkbox"/>
05	SEPANU	Energizar la L-253	IN-2338	<input type="checkbox"/>
06	SEVIZ	Verificar la presencia de tensión en las tres fases		<input type="checkbox"/>
07	SEVIZ	Cerrar los interruptores de la L-253	IN-2402 IN-2400	<input type="checkbox"/>

RESPONSABLES:

CENTRO DE CONTROL DE REP – CC-REP.

OPERADOR DE SE VIZCARRA – SEVIZ.

OPERADOR DE SE PARAMONGA NUEVA – SEPANU.

H. Conexión de la Línea L-252 (SEVIZ-SETM) después de una desconexión por falla.

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras del Sistema de ETESELVA)

Condición Previa:

- L-252 fuera de servicio por falla.

PASO	RESPONSABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Determinar del análisis de las señalizaciones de los relés el tipo de falla y en coordinación con el CCO-SEIN solicitar autorización para energizar la L-252	L-252	<input type="checkbox"/>
02	CCO-SEIN	Autorizar inicio de maniobras a CC – REP.		<input type="checkbox"/>
03	CC-REP	Coordinar con SEVIZ y SETM la energización de la línea L-252	L-252	<input type="checkbox"/>
04	SEVIZ	Energizar la L-252	IN-2400	<input type="checkbox"/>
05	SETM	Verificar la presencia de tensión en las tres fases		<input type="checkbox"/>
06	SETM	Verificar que la diferencia de tensión sea mínima para cerrar el anillo de Tingo María, se utilizaran los taps del autotransformador		<input type="checkbox"/>
07	SETM	Cerrar el interruptor de L-252, común con el autotransformador	IN-2346	<input type="checkbox"/>

RESPONSABLES:

CENTRO DE CONTROL DE REP – CC-REP.
 OPERADOR DE SE VIZCARRA – SEVIZ.
 OPERADOR DE SE TINGO MARIA – SETM.

I. Conexión de la Línea L-251 (SETM–SEAG) después de una falla con el Anillo de Tingo Maria cerrado.

Condiciones previas:

- Línea de 220 kV Tingo María – Aguaytía (L-251), fuera de servicio por falla.
- Línea de 138 kV Aguaytía – Pucallpa (L-1125), fuera de servicio.
- Línea de 220 kV Vizcarra - Tingo María (L-252), en servicio

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Determinar del análisis de las señalizaciones de los relés el tipo de falla y en coordinación con el CCO-SEIN solicitar autorización para energizar la L-251	L-251	<input type="checkbox"/>
02	CCO-SEIN	Autorizar la energización de la línea L-251	L-251	<input type="checkbox"/>
03	SETM	Energizar la L-251, cerrando el interruptor en la SE Tingo María	IN-2344	<input type="checkbox"/>
04	SETM	Cerrar el anillo	IN-2342	
05	SEAG	Verificar presencia de tensión en tres fases		
06	SEAG	Coordinar con el operador de TERMOSELVA que se energizarán los transformadores de los GRUPOS 1 y 2		<input type="checkbox"/>
07	SEAG	Energizar el transformador del grupo N° 2.	IN-2350	<input type="checkbox"/>
08	SEAG	Energizar el transformador del grupo N° 1	IN-2352	<input type="checkbox"/>
09	CC-REP	Coordinar con el Centro de Control de ISA-PERU para que energice su autotransformador		
10	CSM-ISA	Energiza el autotransformador	IN-2480	
11	SEAG	Cerrar el anillo cerrando el IN-2348	IN-2348	<input type="checkbox"/>

RESPONSABLES:

CENTRO DE CONTROL DE REP – CC-REP.

OPERADOR DE SE AGUAYTIA – SEAG.
 OPERADOR DE SE TINGO MARIA – SETM.
 CENTRO DE SUPERVISION Y MANIOBRAS DE ISA PERU – CSM-ISA.

J. Conexión de la Línea L-251 (SETM–SEAG) después de una falla en serie con la L-252.

Condiciones previas:

- Línea de 220 kV Tingo María – Aguaytía (L-251), fuera de servicio por falla.
- Línea de 138 kV Aguaytía – Pucallpa (L-1125), fuera de servicio.
- Línea de 220 kV Vizcarra-Tingo María (L-252), energizado desde Vizcarra.
- SVC de Vizcarra en servicio

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Determinar del análisis de las señalizaciones de los relés el tipo de falla y en coordinación con el CCO-SEIN solicitar autorización para energizar la L-251 en serie con la L-252	L-251	<input type="checkbox"/>
02	CCO-SEIN	Autorizar la energización de la línea L-251	L-251	<input type="checkbox"/>
03	SETM	Verificar que la tensión sea menor o igual a 225 kV en la L-252		
04	SETM	Energizar la L-251, cerrando el interruptor en la SE Tingo María.	IN-2342	<input type="checkbox"/>
05	SEAG	Verificar presencia de tensión en tres fases		
06	SEAG	Coordinar con el operador de TERMOSELVA que se energizarán los transformadores de los GRUPOS 1 y 2		<input type="checkbox"/>
07	SEAG	Energizar el transformador del grupo N° 2.	IN-2350	<input type="checkbox"/>
08	SEAG	Energizar el transformador del grupo N° 1	IN-2352	<input type="checkbox"/>
09	CC-REP	Coordinar con el Centro de Control de ISA-PERU para que energice su autotransformador.		

11	CSM-ISA	Energiza el autotransformador	IN-2480	
10	SEAG	Cerrar el anillo cerrando el IN-2348	IN-2348	<input type="checkbox"/>

RESPONSABLES:

CENTRO DE CONTROL DE REP – CC-REP.

OPERADOR DE SE AGUAYTIA – SEAG.

OPERADOR DE SE TINGO MARIA – SETM.

CENTRO DE SUPERVISION Y MANIOBRAS DE ISA PERU – CSM-ISA.

K. Conexión de la Línea L-251 (SETM–SEAG) después de una falla en serie con el autotransformador de 50 MVA.

Condiciones previas:

- Línea de 220 kV Tingo María – Aguaytía (L-251), fuera de servicio por falla.
- Línea de 138 kV Aguaytía – Pucallpa (L-1125), fuera de servicio.
- Línea de 220 kV Vizcarra - Tingo María (L-252), fuera de servicio.
- Autotransformador de 50 MVA de Tingo María energizado.

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Determinar del análisis de las señalizaciones de los relés el tipo de falla y en coordinación con el CCO-SEIN solicitar autorización para energizar la L-251 a través del autotransformador de 50 MVA.		<input type="checkbox"/>
02	CCO-SEIN	Autorizar la energización de la línea L-251	L-251	<input type="checkbox"/>
03	SETM	La posición del TAP del autotransformador de 50 MVA debe estar en 11; previamente bajar la tensión del lado de 138 kV, con el autotransformador de ISA PERU de Paragsha (Tap 2) y con Electroandes		
04	SETM	Energizar la L-251.	IN-2344	<input type="checkbox"/>
05	SEAG	Verificar presencia de tensión en tres fases		

06	SEAG	Coordinar con el operador de TERMOSELVA que se energizarán los transformadores de los GRUPOS 1 y 2		<input type="checkbox"/>
07	SEAG	Energizar el transformador del grupo N° 2.	IN-2350	<input type="checkbox"/>
08	SEAG	Energizar el transformador del grupo N° 1	IN-2352	<input type="checkbox"/>
09	CC-REP	Coordinar con Centro de Control de ISA-PERU para que energice su autotransformador.		
10	CSM-ISA	Energiza el autotransformador	IN-2480	
11	SEAG	Cerrar el anillo cerrando el IN-2348	IN-2348	<input type="checkbox"/>

RESPONSABLES:

CENTRO DE CONTROL DE REP – CC-REP.

OPERADOR DE SE AGUAYTIA – SEAG.

OPERADOR DE SE TINGO MARIA – SETM.

CENTRO DE SUPERVISION Y MANIOBRAS DE ISA PERU – CSM-ISA.

5.5 Elementos Críticos del Sistema de Transmisión

La experiencia en la operación de este sistema, así como los estudios efectuados, muestran que los elementos críticos de éste sistema son los indicados a continuación.

Cada desconexión de un elemento crítico puede producir un estado de EMERGENCIA al cual corresponde una cierta configuración topológica.

Los elementos críticos del sistema Aguaytía y anillo de Tingo María son:

5.5.1 La Línea de 220 kV L-253 (Paramonga Nueva - Vizcarra) con las líneas de 220 kV L-2259/L-2258/L-2254 de ISA Perú fuera de servicio.

Al desconectarse la línea L-253 y estando la línea L-2254 fuera de servicio, desconectan por lógica de protección (DTT) las líneas L-252 y L-251, y esto a su vez provoca la desconexión de la CT Aguaytía, produciéndose la restricción de suministro total de Antamina.

Esto da lugar a la siguiente configuración topológica:

➤ Configuración 1:

Se desconectan las líneas 220 kV L-251, L-252 y L-253 perdiéndose la generación de la central de Aguaytía. Asimismo, se desconecta la carga de Antamina, saliendo fuera de servicio la línea L-255.

- **Nota:** Al estar en servicio las líneas 220 kV L-2259/L-2258/L-2254 (OROYA NUEVA – CARHUAMAYO – PARAGSHA 2 – VIZCARRA) junto con el transformador 220/138 kV de 120 MVA de Paragsha 2, la línea L-253 deja de ser crítica, dado que con las líneas de ISA Perú en servicio la lógica de protección no desconecta las líneas L-252 y L-251.

5.5.2 Línea 220 kV L-252 (Tingo Maria -Vizcarra) con la entrada de la línea 220 kV de ISA Perú.

Al desconectarse la línea L-252 hay disparo transferido a la línea L-251 lo cual provoca la salida de la central térmica de Aguaytía. Esto daría lugar a la siguiente configuración topológica:

➤ **Configuración 2:**

Se desconectan las líneas 220 kV L-251 y L-252 así como la central de Aguaytía. La carga de Antamina permanece en servicio alimentada por las líneas 220 kV L-253 (Paramonga Nueva – Vizcarra) y L-2254 (Paragsha 2 – Vizcarra).

5.6 Configuraciones Topológicas

Las configuraciones topológicas en estado de emergencia del subsistema de Aguaytía - Pucallpa y el anillo de Tingo María son:

✓ **Configuración 1:**

Se desconectan las líneas 220 kV L-251, L-252 y L-253 perdiéndose la generación de la central de Aguaytía. Asimismo, se desconecta la carga de Antamina, saliendo fuera de servicio la línea L-255. Se asume que las líneas de ISA Perú L-2254, L-2258 y L-2259 están fuera de servicio.

✓ **Configuración 2:**

Se desconectan las líneas 220 kV L-251 y L-252 así como la central de Aguaytía. La carga de Antamina permanece en servicio alimentada por las líneas 220 kV L-253 (Paramonga Nueva – Vizcarra) y L-2254 (Paragsha 2 –Vizcarra). Se asume que las líneas de ISA Perú L-2254, L-2258 y L-2259 están en servicio.

5.7 Criterios para la Recuperación del Sistema

Los Criterios aplicables al subsistema de Aguaytía - Pucallpa y el anillo de Tingo María son:

- En el caso de que las líneas 220 kV de ISA Perú se encuentren fuera de servicio, al desconectarse las líneas L-251, L-252 y L-253 y salir de servicio la central de Aguaytía debe volver a ponerse en servicio la central de Aguaytía energizando las líneas previamente indicadas en el sentido Paramonga Nueva – Vizcarra – Tingo Maria – Aguaytía. En caso de que las líneas de ISA Perú estén en servicio, especialmente la línea L-2254 Paragsha 2 – Vizcarra, hay que volver a poner en servicio las líneas L-252 y L-251 en el sentido Vizcarra – Tingo María – Aguaytía.
- Después de energizarse la subestación VIZCARRA debe ponerse en servicio el SVC de esa subestación antes de proceder a energizar la línea 220 kV L-255 y reponer la carga de Antamina. **El SVC debe regular la tensión en la SE Vizcarra a una valor de operación de 224.2 kV.** Esto debe cumplirse tanto si las líneas 220 kV L-2259/L-2258/L-2254 de ISA Perú están en servicio como fuera de servicio.
- La línea 220 kV L-252 Vizcarra – Tingo Maria debe ponerse en servicio en serie con el reactor de 30 MVAR asociado a la subestación de Tingo María a fin de controlar la tensión en Tingo María 220 kV, estando la línea L-252 en vacío. Este control de sobretensión en Tingo María es necesario tanto si las líneas 220 kV L-2259/L-2258/L-2254 de ISA Perú están en servicio como fuera de servicio.

5.8 Procedimientos de Maniobra en el Estado de Emergencia

Luego de establecerse las topologías en estado de emergencia se presentan los procedimientos de maniobra a fin de que se retorne al estado normal de operación.

Las configuraciones topológicas en estado de emergencia de este sistema son:

- Configuración 1.
- Configuración 2.

Para cada una de estas configuraciones topológicas se presenta a continuación un procedimiento de Recuperación.

5.8.1 Procedimientos de Maniobra – Configuración 1

Líneas de ISA L-2254/2258/2259 fuera de servicio.

Causa

- Desconexión de la línea L-253.

Consecuencias

- Líneas L-253, L-252, L-251, L-255 fuera de servicio.
- CT Aguaytía fuera de servicio.
- Antamina sin suministro.

Procedimientos de Normalización

La normalización se realizará siguiendo la secuencia A, B, C, D y E.

- A) Conectar la línea L-253.
- B) Conectar la línea L-252.
- C) Conectar el SVC de Vizcarra.
- D) Conectar la línea L-255 e iniciar la toma de carga con Antamina.
- E) Conectar la línea L-251, Sincronizar la C.T. Aguaytía y Conectar la línea L-1125 e iniciar la toma de carga en Pucallpa.

A) Conexión de la Línea L-253 (Paramonga Nueva – Vizcarra)

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras del Sistema ETESELVA).

Condiciones previas:

- Líneas L-253, L-252, L-251, L-255, L-1125 fuera de servicio.
- SVC de Vizcarra fuera de servicio.
- CT Aguaytía fuera de servicio.
- Reactor de la SE Paramonga Nueva en servicio.

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Solicitar autorización al CCC-SEIN para el inicio de las maniobras para la conexión de la L-253	L-253	<input type="checkbox"/>
02	CCO-SEIN	Autorizar para el inicio de maniobras al CC-REP.		<input type="checkbox"/>
03	CC-REP	Coordinar con el operador de SEPANU y SEVIZ la conexión de L-253	L-253	<input type="checkbox"/>
04	CC-REP	Verificar con el operador, que la tensión en la barra de 220 kV de SEPANU sea menor o igual a 218 kV, en caso contrario se coordinara con el C.C. de REP para que tome las acciones para obtener la tensión de consigna		<input type="checkbox"/>
05	SEPANU	Cerrar el interruptor IN-2338 de la línea L-253 en la SE Paramonga Nueva	IN-2338	<input type="checkbox"/>
06	SEVIZ	Verificar la presencia de tensión en las tres fases		<input type="checkbox"/>

B) Conexión de la Línea L-252 (Vizcarra – Tingo Maria)

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras del Sistema ETESELVA).

Condiciones previas:

- Línea L-253 en servicio.
- Líneas L-252, L-251, L-255, L-1125 fuera de servicio.
- SVC de Vizcarra fuera de servicio.

- CT Aguaytía fuera de servicio.
- Reactor de la SE Paramonga en servicio.
- Autotrafo de Tingo Maria fuera de servicio. (Interruptor IN-4078 abierto).

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Solicitar autorización al CCO-SEIN para el inicio de las maniobras para la Conexión de la Línea L-252	L-252	<input type="checkbox"/>
02	CCO-SEIN	Autorizar para el inicio de maniobras a CC – REP.		<input type="checkbox"/>
03	CC-REP	Coordinar Con SEVIZ Y SETM el inicio de las maniobras	L-252	<input type="checkbox"/>
04	SEVIZ	Comunicar al CC-REP el inicio de las maniobras de Conexión de la Línea L-252	L-252	<input type="checkbox"/>
05	CC-REP	En coordinación con el operador de la SETM ejecutar las siguientes maniobras, para conectar en serie la Línea L-252 con el Reactor de 30 MVAR		<input type="checkbox"/>
06	SETM	Cerrar el interruptor del Reactor de 30 MVAR en la SE Tingo Maria.	IN-2340	<input type="checkbox"/>
07	SEVIZ	Cerrar el interruptor de la Línea L-252 en la SE Vizcarra.	IN-2400	<input type="checkbox"/>
08	SETM	Cerrar el interruptor de la L-252 en la SE Tingo Maria.	IN-2346	<input type="checkbox"/>
09	SETM	Sincronizar con el sistema de REP a través del Autotrafo de Tingo Maria, cerrando el interruptor IN-4078 en 138kV.	IN-4078	<input type="checkbox"/>

C) Conexión del SVC de Vizcarra

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras del Sistema ETESELVA).

Condiciones previas:

- Líneas L-253 y L-252 en servicio.
- Líneas L-251, L-255, L-1125 fuera de servicio.
- SVC de Vizcarra fuera de servicio.
- CT Aguaytía fuera de servicio.
- Reactor de la SE Paramonga en servicio.

PASO	RESPONSABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	SEVIZ	Comunicar al CCO-SEIN el inicio de las maniobras de conexión del SVC.		<input type="checkbox"/>
02	SEVIZ	Resetear las alarmas y desbloquear los relés del SVC.	SVC	<input type="checkbox"/>
03	SEVIZ	Verificar que los seccionadores estén en posición cerrado y los seccionadores de puesta a tierra del transformador del SVC en posición abierta.		<input type="checkbox"/>
04	SEVIZ	Energizar el Transformador de potencia de 70 MVA del SVC, cerrando el interruptor IN-2406.	IN-2406	<input type="checkbox"/>
05	SEVIZ	Realizar la transferencia automática del grupo auxiliar a la línea principal	PANEL TRANSFERENCIA	<input type="checkbox"/>
06	SEVIZ	Alimentar los servicios auxiliares del SVC y SEVIZ.		<input type="checkbox"/>
07	SEVIZ	Seleccionar el modo automático de control del SVC.		<input type="checkbox"/>
08	SEVIZ	Orden de arranque del SVC, verificando la ejecución automática de la siguiente secuencia: <ul style="list-style-type: none"> ◆ Verifica el correcto funcionamiento del sistema de enfriamiento. ◆ Cierra el interruptor del TCR. ◆ Desbloquea los pulsos de disparo de los Tiristores. ◆ La salida del SVC deberá ser “Cero” MVAR. para lo cual el TCR es controlado a 51 MVAR contra el filtro de 5ta armónica. ◆ Cierra el interruptor de los filtros de 7ma y 11ra armónica. ◆ La salida del SVC es llevada nuevamente a “cero” MVAR, para lo cual el TCR es controlado para 90 MVAR. ◆ el regulador de tensión es liberado luego de unos segundos, para que controle la tensión de consigna 224.4 kV. 	IN-1330 IN-1332	<input type="checkbox"/>
09	SEVIZ	Verificar cierre de interruptores	IN-1330 IN-1332	<input type="checkbox"/>
10	SEVIZ	Verificar que la tensión en la SE Vizcarra esté en 224.4 kV.		<input type="checkbox"/>
11	SEVIZ	Comunicar al CCO-SEIN, el resultado de la secuencia de arranque del SVC.		<input type="checkbox"/>

D) Conexión de la Línea L-255 (Vizcarra – Antamina)

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras del Sistema ETESELVA).

Condiciones previas:

- Líneas L-253 y L-252 en servicio.
- SVC de Vizcarra en servicio.
- Líneas L-251, L-255 y L-1125 fuera de servicio.
- CT Aguaytía fuera de servicio.
- Reactor de la SE Paramonga Nueva en servicio.

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	SEVIZ	Comunicar al CCO-SEIN el inicio de las maniobras de conexión de la línea L-255		<input type="checkbox"/>
02	SEANT SEVIZ	Verificar que los seccionadores de línea y de barra estén en posición cerrado y los seccionadores de puesta a tierra de L-255 en posición abierta.		<input type="checkbox"/>
03	SEVIZ	verificar que la tensión en el anillo sea menor o igual a 224.4 kV.		<input type="checkbox"/>
04	SEVIZ	Energizar la línea L-255 cerrando el interruptor del anillo.	IN-2404	<input type="checkbox"/>
05	SEANT	Verificar la presencia de tensión en las tres fases y que la tensión este en el rango de 220kV+/-5%		<input type="checkbox"/>
06	SEANT	Cerrar el interruptor de la línea L-255 en la SE. Antamina.	IN-2408	<input type="checkbox"/>
07	SEANT	Continuar con las maniobras para energizar los transformadores y coordinar la toma de carga con el CCO-SEIN.		<input type="checkbox"/>

SEANT : OPERADOR DE SE. ANTAMINA

E) Conexión de la Línea L-251 (Vizcarra – Antamina), Sincronización de la C.T. Aguaytía y conexión de la Línea L-1125 (Aguaytía - Pucallpa).

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras Tingo Maria – Aguaytía – Pucallpa).

Condiciones previas:

- L-253, L-252, L-255 y SVC en servicio.
- L-251 y L-1125 fuera de servicio.
- CT AGUAYTIA fuera de servicio.
- Reactor de la SE Paramonga Nueva en servicio.

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Comunicar al CCO-SEIN el inicio de las maniobras de conexión de la L-251	L-251	<input type="checkbox"/>
02	SETM	Energizar la L-251 cerrando los interruptores en la SE Tingo Maria.	IN-2342 IN-2344	<input type="checkbox"/>
03	SEAG	Cerrar el interruptor de L-251 en la SE Aguaytía. Y energizar el trafo de la TG12.	IN-2350	<input type="checkbox"/>
04	CC-TER	Arrancar la TG12 de la CT Aguaytía.	TG-2	<input type="checkbox"/>
05	SEAG	Energizar el trafo de la TG11, cerrando el interruptor IN-2352 en la SE Aguaytía.	IN-2352	<input type="checkbox"/>
06	CC-TER	Arrancar la TG11 de la CT Aguaytía.	TG-1	<input type="checkbox"/>
07	CSM-ISA	Conectar el Autotrafo T38-211 de 220/138 kV en SE Aguaytía.	IN-2480 IN-2348	<input type="checkbox"/>
08	CSM-ISA	Cerrar el interruptor de la línea de 22.9KV L-1051 en la SE Aguaytía	IN-1336	<input type="checkbox"/>
09	CSM-ISA	Cerrar el interruptor de la línea de 138KV L-1125 en la SE Aguaytía.	IN-4094	<input type="checkbox"/>
10	CSM-ISA	Cerrar el interruptor de la L-1125 en la SE Pucallpa e iniciar la recuperación de suministros en Pucallpa.	IN-4096	<input type="checkbox"/>

CSM-ISA : CENTRO DE SUPERVISIÓN Y MANIOBRAS DE ISA

CC-TER : CENTRO DE CONTROL DE TERMOSELVA

5.8.2 Procedimientos de Maniobra – Configuración 2

Líneas de ISA L-2254/2258/2259 en servicio.

Causa

- Desconexión de la línea L-252.

Consecuencias

- Líneas L-252 y L-251 fuera de servicio.
- CT Aguaytia fuera de servicio.

Procedimientos de Normalización

La normalización se realizará siguiendo la secuencia A, B, C, y D.

- A) Conectar la línea L-252.
- B) Conectar la línea L-251.
- C) Sincronizar la CT Aguaytia.
- D) Conectar la línea L-1125 e iniciar la toma de carga en Pucallpa.

SECUENCIAS:

A) Conexión de la Línea L-252 (Vizcarra – Tingo Maria)

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras del Sistema ETESELVA).

Condiciones previas:

- Línea L-253 en servicio.
- Líneas L-252, L-251, L-1125 fuera de servicio.
- SVC de Vizcarra en servicio.
- CT Aguaytia fuera de servicio.
- Reactor de la SE Paramonga en servicio.
- Autotrafo de Tingo Maria fuera de servicio. (Interruptor IN-4078 abierto).

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	Solicitar autorización al CCO-SEIN para el inicio de las maniobras para la conexión de la línea L-252	L-252	<input type="checkbox"/>
02	CCO-SEIN	Autorizar para el inicio de maniobras a CC – REP.		<input type="checkbox"/>
03	CC-REP	Coordinar con SEVIZ y SETM el inicio de las maniobras	L-252	<input type="checkbox"/>
04	SEVIZ	Comunicar al CC-REP el inicio de las maniobras de conexión de la línea L-252	L-252	<input type="checkbox"/>
05	CC-REP SEVIZ	En coordinación con el operador de la SETM ejecutar las siguientes maniobras, para conectar en serie la línea L-252 con el Reactor de 30 MVAR		<input type="checkbox"/>
06	SETM	Cerrar el interruptor del reactor de 30 MVAR en la SE Tingo Maria.	IN-2340	<input type="checkbox"/>
07	SEVIZ	Cerrar los interruptores de la línea L-252 en la SE Vizcarra.	IN-2400 IN-2406	<input type="checkbox"/>
08	SETM	Cerrar el interruptor de la L-252 en la SE Tingo Maria.	IN-2346	<input type="checkbox"/>
09	SETM	sincronizar con el sistema de REP a través del Autotrafo de Tingo Maria, cerrando el interruptor IN-4078 en 138 kV.	IN-4078	<input type="checkbox"/>

B) Conexión de la Línea L-251 (Vizcarra – Antamina).

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras del Sistema ETESELVA).

Condiciones previas:

- L-253, L-252, L-255 y SVC en servicio y L-251 y L-1125 fuera de servicio.
- CT AGUAYTIA fuera de servicio y Reactor de SE Paramonga en servicio.

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-REP	comunicar al CCO-SEIN el inicio de las maniobras de conexión de la L-251	L-251	
02	SETM	Energizar la L-251 cerrando los interruptores en la SE Tingo Maria.	IN-2342 IN-2344	
03	SEAG	Verificar la presencia de tensión en las tres fases en SE Vizcarra		

C) Sincronización de la C.T. Aguaytía.

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras del Sistema ETESELVA).

Condiciones previas:

- L-253, L-252, L-251, L-255 y SVC en servicio.
- L-1125 fuera de servicio.
- CT AGUAYTIA fuera de servicio.

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CC-TER	Comunicar al CCO-SEIN el inicio de las maniobras para la puesta en servicio de la central Aguaytía.		<input type="checkbox"/>
03	SEAG	Energizar el trafo de la TG12 cerrando el interruptor IN-2350 en la SE Aguaytía.	IN-2350	<input type="checkbox"/>
04	CC-TER	Arrancar la TG12 de la C.T. Aguaytía.	TG-2	<input type="checkbox"/>
05	SEAG	Energizar el trafo de la TG11, cerrando el interruptor IN-2352 en la SE Aguaytía.	IN-2352	<input type="checkbox"/>
06	CC-TER	Arrancar la TG11 de la C.T. Aguaytía.	TG-1	<input type="checkbox"/>

D) Conexión de la Línea L-1125 (Aguaytía - Pucallpa).

(Ver Diagrama Unifilar de Maniobras del Sistema ETESELVA).

Condiciones previas:

- L-253, L-252, L-251, L-255 y SVC en servicio.
- L-1125 fuera de servicio.
- CT AGUAYTIA en servicio.

PASO	RESPON-SABLE	DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	<input type="checkbox"/> ✓
01	CSM-ISA	Comunicar al CCO-SEIN el inicio de las maniobras de conexión de la L-1125	L-1125	<input type="checkbox"/>
02	CSM-ISA	Conectar el Autotrafo T38-211 de 220/138 KV en SE Aguaytía.	IN-2480 IN-2348	<input type="checkbox"/>

03	CSM-ISA	Cerrar el interruptor de la línea de 22.9KV L-1051 en la SE Aguaytía.	IN-1336	11
04	CSM-ISA	Cerrar el interruptor de la línea de 138KV L-1125 en la SE Aguaytía.	IN-4094	11
05	CSM-ISA	Cerrar el interruptor de la L-1125 en la SE Pucallpa e iniciar la recuperación de suministros en Pucallpa.	IN-4096	11

5.9 Flujos de Potencia de las Alternativas de Operación

Se efectúa la simulación de la operación para diferentes condiciones operativas del sistema considerando: máxima, media y mínima demanda, periodo hidrológico de avenida y estiaje, y en condiciones de contingencias

Para el análisis de flujo de potencia se ha utilizado el programa computacional WINFLU. éste análisis, toma en cuenta las restricciones operativas de las centrales y el ingreso de éstas, de acuerdo al criterio de minimización del costo total de operación semanal utilizado por el COES.

En el Anexo J se muestran esquemas de flujo de potencia analizados con alternativas de operación para el caso de Avenida y para máxima (punta), y mínima demanda (base) del SEIN.

CONCLUSIONES

1. La operación de este sistema opera en estado normal dentro de los límites establecidos con todas sus líneas y subestaciones en servicio y actualmente es lo suficientemente fuerte como para amortiguar cualquier perturbación
2. Es decir la incorporación al sistema del proyecto ISA-Perú ha logrado mantener un control más efectivo de las sobretensiones especialmente durante diversos eventos de rechazo de carga de la mina Antamina. Las sobretensiones resultantes no superarían el 1.114 p.u 245 kV (ISA) cuando se opere con la condición normal, es decir, en servicio las fuentes de Paramonga, Vizcarra y Tingo María.
3. Se ha determinado los elementos críticos de este sistema, (estado de emergencia) y presenta sólo dos condiciones críticas que normalmente podrían ocurrir si una de las fuentes fuertes Paramonga o Paragsha II se encuentran fuera servicio y cuya desconexión puede provocar colapsos totales.

4. Así mismo con la entrada en servicio de las líneas de ISA Perú es mucho menos probable que ocurra colapsos en el área ElectroAndes-Aguaytia.
5. Con respecto al incremento del número de fallas por descargas atmosféricas, cabe mencionar que éstas se deben a que no se implementaron las recomendaciones de los estudios del proyecto de ésta Línea (Aguaytia - Tingo María – Paramonga) que recomendaba la instalación de 02 cables de guarda, especialmente en el tramo Aguaytia - Tingo María L-251.

ANEXO A

UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN 220 kV AGUAYTIA - TINGO MARIA – VIZCARRA – PARAMONGA NUEVA

ANEXO B

CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA

CUADRO BI : RELACION DE TRANSFORMACION DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TENSION

SUBESTACION	UBICACION	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE							
		CODIGO DE EQUIPO	FASES	TIPO	TENSION (KV)	CLASE MED.	CLASE PROT.	PRIMARIO (A)	SECUNDARIO (A)
AGUAYTIA	Anillo L-251	TC - 398	R, S, T	IMBD245A4	245	2x50VA 0.5 y 2x50VA	5P20 / 5P20	500 -1000	1-1-1-1
	Anillo - Interconexión	TC - 400	R, S, T	IMBD245A4	245	2x50VA 0.5 y 2x50VA	5P20 / 5P20	500 -1000	1-1-1-1
	Anillo L-251	TC - 402	R, S, T	IMBD245A4	245	2x50VA 0.5 y 2x50VA	5P20 / 5P20	500 -1000	1-1-1-1
TINGO MARIA	Anillo L-252	TC - 393	R, S, T	IMBD245A4	245	2x50VA 0.5 y 2x50VA	5P20 / 5P20	500 -1000	1-1-1-1
	Reactor		R, S, T	inc. bushing	220		15 VA SP20	150	1
	Reactor -neutro	TC - 394	R, S, T	inc. bushing	220		15 VA SP20	150	1
	Reactor -Imag Termica		R, S, T	inc. bushing	220		3	130	2.5
	Anillo L-251	TC - 395	R, S, T	IMBD245A4	245	2x50VA 0.5 y 2x50VA	5P20 / 5P20	500 -1000	1-1-1-1
	Anillo L-251	TC - 396	R, S, T	IMBD245A4	245	2x50VA 0.5 y 2x50VA	5P20 / 5P20	500 -1000	1-1-1-1
	Autotransf 220 kV		R, S, T	inc. bushing	220		30 VA SP20	300-150	1
	Autotransf 220 kV		R, S, T	inc. bushing	220	0.5	30 VA SP20	500-250	1
	Autotransf 220 kV Imag Termica	TC - 397	S	inc. bushing	220	3	25VA SP20	230	2.5
	Autotransf 138 kV Comp Cada de Linea		S	inc. bushing	138	1	15 VA SP20	210	5
Autotransf -Neutro		Neutro	inc. bushing		1	30VA SP20	300-150	1	
Autotransf 138 kV	TC 4074	R, S, T	IMBD145A4	145	1x50VA 0.2 / 3x50	5P20 / 5P20	150 - 300	1-1-1-1	
VIZCARRA	Anillo L-252 (IN-2400)	TC - 460	R, S, T	inc. bushing	245	0.3 B2 (50VA)	C800	600 -1200	5
	Anillo L-253 (IN-2400)	TC - 461	R, S, T	inc. bushing	245	0.3 B2 (50VA)	C800	600 -1200	5
PARAMONGA NUEVA	Celda L. - 253	TC-392	R, S, T	IMBD245A4	245	1x50VA 0.2 / 3x50VA	5P20	500 -1000	5-5-5-5

SUBESTACION	UBICACION	TRANSFORMADOR DE TENSION							
		CODIGO DE EQUIPO	FASES	TIPO	TENSION (KV)	CLASE MED.	CLASE PROT.	PRIMARIO (kV)	SECUNDARIO (V)
AGUAYTIA	Celda L-251	TT - 324	R, S, T	CPA 245	245			220/SQRT (3)	100 / SQRT (3)
	Anillo Interconexión	TT - 326	S	CPA 245	245			220/SQRT (3)	100 / SQRT (3)
	Anillo Barra	TT - 325	S	CPA 245	245			220/SQRT (3)	100 / SQRT (3)
TINGO MARIA	Celda L-252	TT - 321	R, S, T	CPA 245	245			220/SQRT (3)	100 / SQRT (3)
	Celda L-251	TT - 322	R, S, T	CPA 245	245			220/SQRT (3)	100 / SQRT (3)
	Anillo Barra 220 kV	TT - 323	S	CPA 245	245			220/SQRT (3)	100 / SQRT (3)
	Autotransf 138 KV	TT - 417	R, S, T	CPA145	145	1x50VA-0.2/1x50VA	3P20	138/SQRT (3)	100 / SQRT (3)
VIZCARRA	Celda L-252	TT - 365	R, S, T	TEMF 230HH	242			1 (200 VA, C1 0.3Z)	115 - 69 V
	Celda L-253	TT - 367	R, S, T	TEMF 230HH	242			1 (200 VA, C1 0.3Z)	115 - 69 V
	Anillo 220 kV	TT - 368	S	TEMF 230HH	242			1 (200 VA, C1 0.3Z)	115 - 69 V
PARAMONGA NUEVA	Celda L. - 253	TT- 320	R, S, T	CPA245	245	1x50VA-0.2/1x50VA	3P20	220/SQRT (3)	110 / SQRT (3)

ANEXO C

CARACTERISTICAS DE LOS RELÉS DE PROTECCION DE LAS SUBESTACIONES

CUADRO C1 : RELACIÓN DE RELES POR SUBESTACIÓN

SUBESTACIÓN	DATOS DEL RELE				
	MARCA	TIPO	DENOMINACIÓN LITERAL	FASES	CÓDIGO
SUBESTACIÓN AGUAYTIA	ABB L-251	REL 521	PROTECCIÓN PRINCIPAL Funciones: Distancia Principal Direccional Falla a Tierra Overvoltage Power Swing Blocking SwitchOnToFault (SOTF) Fuse Failure Direct Transfer Trip (DTT) Disturbance recorder Fault Locator	RST RST RST RST RST RST RST RST	21P 67N 59
	ABB L-251	REL 316	PROTECCIÓN DE RESPALDO Distancia - Respaldo Direccional Falla a Tierra Voltage-DT (overvoltage) Current Inv Current - DT Direct Transfer Trip (DTT) Disturbance Recorder + Oscilograma Fault Locator	RST RST RST RST RST RST RST RTS	21 R 67N 59 50/51 50/51N
	ABB L-251	REB 551 2	BREAKER FAIL. Undervoltage Breaker Fail Retrip Pole Discordance Synchrocheck Auto Recloser	RST RST RST RST RST 1PH	27 50BF 25 79
	ABB BUS I/BUS II	RET 316 2	PROTECCIÓN DE BARRA-TRAFO POTENCIA DEL GENERADOR Differential Protection Current Inv Disturbance Recorder + Oscilograma		87 50/51

SUBESTACIÓN	DATOS DEL RELE				
	MARCA	TIPO	DENOMINACIÓN LITERAL	FASES	CÓDIGO
SUBESTACIÓN TINGO MARIA	ABB L-251	REL 521	PROTECCIÓN PRINCIPAL Distancia Principal Direccional Falla a Tierra Power Swing Blocking SwitchOnToFault (SOTF) Fuse Failure Direct Transfer Trip (DTT) Disturbance recorder Fault Locator	RST RST RST RST RST RST RST RST	21P 67N
	ABB L-251	REL 316	PROTECCIÓN DE RESPALDO Distancia - Respaldo Direccional Falla a Tierra Direct Transfer Trip (DTT) Disturbance Recorder + Oscilograma Fault Locator	RST RST RST RST RTS	21 R 67N
	ABB L-251	REB 551 CB 52-1 y CB 52-3	BREAKER FAIL Undervoltage Breaker Fail Retrip Pole Discordance Synchrocheck Auto Recloser	RST RST RST RST RST 1PH	27 50BF 25 79
	ABB L-252	REL 521	PROTECCIÓN PRINCIPAL Distancia Principal Direccional Falla a Tierra Power Swing Blocking SwitchOnToFault (SOTF) Fuse Failure Direct Transfer Trip (DTT) Disturbance recorder Fault Locator	RST RST RST RST RST RST RST RST	21P 67N
	ABB L-252	REL 316	PROTECCIÓN DE RESPALDO Distancia - Respaldo Direccional Falla a Tierra Direct Transfer Trip (DTT) Disturbance Recorder + Oscilograma Fault Locator	RST RST RST RST RTS	21 R 67N
	ABB L-252	REB 551 CB 52-2 y CB 52-3	BREAKER FAIL Undervoltage Breaker Fail Retrip Pole Discordance Synchrocheck Auto Recloser	RST RST RST RST RST 1PH	27 50BF 25 79

SUBESTACIÓN	DATOS DEL RELE				
	MARCA	TIPO	DENOMINACIÓN LITERAL	FASES	CÓDIGO
SUBESTACION TINGO MARIA	ABB	RET 316	PROTECCION DE AUTOTRANSFORMADOR 220/138/10KV - 40 MVA Differential Transformer Current Instant Current Inv General Trip (sumated alarms) Disturbance Recorder + Oscilograma	RST RST RST RST RST	87 50/51 51N
	ABB	RALK	OVEREXCITATION	RST	24
	ABB	UKT913	OVERVOLTAGE	RST	59
	ABB	SPAU130C ETECEN	OVERVOLTAGE BUS BAR 138 kV	RST	59
	ABB REACTOR	RET 316	PROTECCION REACTOR Differential protection Current Inv, o seg Current Instant, 0.10 s General Trip (sumated alarms) Disturbance record + Oscilograma	RST RST RST RST RST	87 50/51 51N
	ABB	IKT 941	OVERCURRENT	RST	51N
	ABB	SPAU	SYNCHROCHECK	RST	25
	ABB REACTOR	REB 551 CB 52-4	BREAKER FAIL Breaker Fail Retrip Disturbance Record	RST RST RST	50BF

SUBESTACIÓN	DATOS DEL RELE				
	MARCA	TIPO	DENOMINACIÓN LITERAL	FASES	CÓDIGO
SUBESTACION VIZCARRA	ABB L-252/L-253	REL 521 2	PROTECCION PRINCIPAL Funciones: Distancia Principal Direccional Falla a Tierra Power Swing Blocking SwitchOnToFault (SOTF) Fuse Failure Direct Transfer Trip (DTT) Disturbance Recorder + Oscilograma Fault Locator	RST RST RST RST RST RST RST	21P 67N
	ABB L-252/L-253	REL 316 2	PROTECCION DE RESPALDO Distancia - Respaldo Direccional Falla a Tierra PSB Direct Transfer Trip (DTT) Disturbance Recorder + Oscilograma Fault Locator	RST RST RST RST RST RTS	21 R 67N
	ABB L-252/L-253	REB 551 2	BREAKER FAIL. Breaker Fail Retrip Pole Discordance Synchrocheck Auto Recloser	RST RST RST RST IPH	50BF 25 79

SUBESTACIÓN	DATOS DEL RELE				
	MARCA	TIPO	DENOMINACIÓN LITERAL	FASES	CÓDIGO
SUBESTACION PARAMONGA NUEVA	ABB L-253	REL 521	PROTECCION PRINCIPAL Funciones: Distancia Principal Direccional Falla a Tierra Power Swing Blocking SwitchOnToFault (SOTF) Fuse Failure Direct Transfer Trip (DTT) Disturbance recorder Fault Locator	RST RST RST RST RST RST RST	21P 67N
	ABB L-253	REL 316	PROTECCION DE RESPALDO Distancia - Respaldo Direccional Falla a Tierra Current Inv Current - DT VT-Supervision Direct Transfer Trip (DTT) Disturbance Recorder + Oscilograma Fault Locator	RST RST RST RST RST RST RST RTS	21 R 67N 50/51 50/51N
	ABB L-253	REB 551	BREAKER FAIL. Undervoltage Breaker Fail Retrip Pole Discordance Synchrocheck Auto Recloser	RST RST RST RST RST RST IPH	27 50BF 25 79
	ABB	IN5X	DIFFERENTIAL BUS BAR L-253, L-213, L-215, Autotrafo 1; Trafo 2	RST	87

ANEXO D

DESCRIPCIÓN DE LAS SEÑALES DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

**CUADRO D1 : DESCRIPCIÓN DE SEÑALES DEL RELE DE PROTECCIÓN
REL 521**

FUNCIÓN	SEÑAL	DESCRIPCIÓN
EF	EF-CREF	Función direccional de tierra recepción de onda portadora.
	EF-CSEF	Función direccional de tierra envío de onda portadora.
	EF-STEF	Arranque de la función falla a tierra. (E/F pick up)
	EF-TRC	Función direccional de tierra disparo por comparación direccional de otra línea.
	EF-TREF	Disparo función direccional de tierra.
HII	HII-TROC	Operación de la protección de sobre corriente instantánea.
	HII-TROCL1	Operación de la protección de sobre corriente instantánea en la fase R
	HII-TROCL2	Operación de la protección de sobre corriente instantánea en la fase S
	HII-TROCL3	Operación de la protección de sobre corriente instantánea en la fase T
IMP	IMP-CRZ	Señal de recepción por onda portadora.
	IMP-CSZ	Señal de envío por onda portadora.
	IMP-PSB	Operación del elemento de detección de oscilación de potencia
	IMP-PSL1	Operación direccional de fase para selección-fase R
	IMP-PSL2	Operación direccional de fase para selección-fase S
	IMP-PSL3	Operación direccional de fase para selección-fase T
	IMP-PSN	Operación direccional de fase para lazo selección-tierra-falla.
	IMP-TRC	Función distancia disparo por aceleración de onda portadora.
	IMP-TRSOTF	Disparo en la condición cierre con falla en la línea (Switch-onto-Fault)
	IMP-TRZ1	Disparo causado por la protección de distancia en zona 1 (controlado por la operación del temporizador T1).
	IMP-TRZ2	Disparo causado por la protección de distancia en zona 2 (controlado por la operación del temporizador T2)
IMP-TRZ3	Disparo causado por la protección de distancia en zona 3 (controlado por la operación del timer T3)	
IMP-TRZ4	Disparo causado por la protección de distancia en zona 4 (controlado por la operación del timer T4).	
SSUP	SSUP-TRBC	Señal de salida de la función supervisión de conductor roto.
	SSUP-TRLV	Señal de salida de la función supervisión de pérdida de tensión
	SSUP-TROL	Señal de salida de la función supervisión de sobrecarga.
STUB	STUB-TRSTUB	Disparo por protección de sobrecorriente instantánea. (Stub Protection)
TRIP	TRIP-GTRIP	Disparo general, causado por una de las señales de entrada a la función disparo.
	TRIP-SPTRIP	Un comando de disparo monofásico ha sido realizado por la función disparo.
	TRIP-TPTRIP	Un Comando de disparo trifásico que ha sido realizado por la función de disparo.
	TRIP-TRIPL1	Comando de disparo en la fase R
	TRIP-TRIPL2	Comando de disparo en la fase S
	TRIP-TRIPL3	Comando de disparo en la fase T

LEYENDA:

EF - Protección direccional de sobrecorriente a tierra

HII - Protección sobrecorriente

IMP - Protección de impedancia o distancia

SSUP - Supervisión de las señales primarias conectadas al relé

STUB - Protección sobrecorriente instantánea

TRIP - Lógica de disparo

**CUADRO D2 : DESCRIPCIÓN DE SEÑALES DEL RELE DE PROTECCIÓN
REB 551**

FUNCION	SEÑAL	DESCRIPCION
AR	AR-CLOSECB	COMANDO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR PARA AUTOCIERRE.
	AR-INHIBIT	AUTOCIERRE INHIBIDO POR DTT, SOTF O PROTECCION ZONA 2,3,4 Ó 5.
	AR-READY	INTERRUPTOR LISTO PARA AUTOCIERRE.
	AR-UNSUC	AUTOCIERRE NO IXITOSO
BFP	BFP-BUTRIP	DISPARO DE RESPALDO-ABRE TODO LOS INTERRUPTORES ADYACENTES.
	BFP-RETRIPL1	REDISPARO FASE "R"
	BFP-RETRIPL2	REDISPARO FASE "S"
	BFP-RETRIPL3	REDISPARO FASE "T"
FUSE	FUSE-VTSU	BLOQUEO DE TODA FUNCION DEPENDIENTE DE TENSION EXCEPTO DISTANCIA.
PDP	PDP-TRPD	DISPARO POR DISCORDANCIA DE POLOS DESPUES DE 2 SEGUNDOS
SSUP	SSUP-TRLV	DISPARO POR PERDIDA DE TENSION POR MAS DE 7 SEGUNDOS.
	SSUP-TROL	DISPARO POR SOBRECARGA EN EL INTERRUPTOR.
SYNC	SYNC-BLOCK	SINCRONISMO BLOQUEADO
	SYNC-CHECKOK	CHEQUEO DE SINCRONISMO CORRECTO
	SYNC-VSU4	SELECCION DE TENSION PARA SINCRONISMO DE LA BARRA 1
	SYNC-VSU5	SELECCION DE TENSION PARA SINCRONISMO DE LA BARRA 2
TRIP	TRIP-EXL2	DISPARO EXTERNO FASE "S" (PROVIENE DEL REL 521 O REL 316)
	TRIP-EXL2	DISPARO EXTERNO FASE "T" (PROVIENE DEL REL 521 O REL 316)
	TRIP-EXL1	DISPARO EXTERNO FASE "R" (PROVIENE DEL REL 521 O REL 316)
	TRIP-GTRIP	DISPARO GENERAL
	TRIP-TRIPL1	DISPARO FASE "R"
	TRIP-TRIPL2	DISPARO FASE "S"
	TRIP-TRIPL3	DISPARO FASE "T"

LEYENDA:

AR - Función de recierre

BFP - Protección de falla del interruptor

FUSE - Supervisión de tensión

PDP - Protección de discordancia de polos

SSUP - Supervisión de las señales primarias conectadas al relé

SYNC - Función de sincronismo

TRIP - Lógica de disparo

**CUADRO D3 : DESCRIPCIÓN DE SEÑALES DEL RELE DE PROTECCIÓN
REL 316**

FUNCION	SEÑAL	DESCRIPCION
Distance	Com Send Delay 2 Delay 3 Delay 4 Delay Def Dist Blocked Meas Oreach Power Swing Start I0 Start OC Start U0 Start UZ Start R+S+T Start R Start S Start T Trip CB Trip CB R Trip CB S Trip CB T Trip Com Trip O/C Trip SOFT VTSup Delay	Transmision de señal por PLC Canal "C" Falla en Zona 2 Falla en Zona 3 Falla en Zona 4 Falla en Zona 5 Bloqueo de proteccion de distancia por falta o desbalance de tension (PT) Elemento de medicion a detectado una falla en zona de sobrealcanze. Bloqueo de proteccion de distancia por oscilacion de potencia Arranque por corriente a neutro Arranque por sobre corriente Arranque por tension a neutro Arranque por baja impedancia Arranque general de la proteccion de distancia Arranque fase R Arranque fase S Arranque fase T Disparo general del interruptor Disparo del interruptor fase R Disparo del interruptor fase S Disparo del interruptor fase T Disparo por recepcion de señal permisivo Disparo por sobre corriente (respaldo) Disparo por cierre de interruptor con falla permanente. Arranque del temporizado de supervision de tension (12 segundos).
EarthFltGnd2	MeasBwd MeasFwd Send Start Trip	Elemento de medicion a detectado una falla en direccion hacia atras Elemento de medicion a detectado una falla en direccion adelante Transmision de señal por PLC Canal "C" Arranque de la proteccion de sobrecorriente a neutro Disparo trifasico por sobrecorriente a neutro - Esta señal se genera por falla de alta impedancia (arboles)
Voltage-DT	Start Trip	Arranque por sobretension cuando tension es mayor de 120 % Señalización de disparo cuando tension es mayor de 120% por mas de 2 segundos. Disparo no esta abilitado.

FUNCION	SEÑAL	DESCRIPCION
Logic	VT-MCB Trip DTT-Tingo Maria DTT-Aguaytia 3-Ph Trip	Señalización de disparo del mini interruptor del PT. Disparo transferido directo PLC Canal "D" por disparo tripolar de la protección de distancia o sobre corriente a neutro Disparo transferido directo PLC Canal "D" por disparo tripolar de la protección de distancia o sobre corriente a neutro Señalización de disparo tripolar por protección de distancia, E/F o Zona 2, 3, 4, 5
Current-Inv	Start Trip	Arranque por sobrecorriente temporizado inverso Disparo por sobrecorriente temporizado inverso
Current-DT	Start Trip	Arranque por sobrecorriente temporizado cuando corriente es mayor de 350% Disparo por sobrecorriente temporizado cuando corriente es mayor de 350% por mas de 700 ms.
DisturbanceRec	BinOutput MemFullSign	Accionamiento del registrador de fallas Aviso que memoria esta 3/4 llena. Normalmente, queda memoria para un evento mas. Una vez que la memoria esta 100% llena, el rele chanca la informacion mas antigua.
Binary Inputs	3-Pole Trip VT-MCB Blocking Manual Close Com Receive 21R External Reset Block Dir EF Com Receive Dir EF Communication Fail	Señal para preparar un disparo tripolar. Esta señal es transmitida por el REB 551 Bloqueo de protección de distancia por disparo del mini interruptor del PT Señal de cierre del interruptor Recepcion de señal de distancia por PLC Canal "C" Reseteo externo por medio del SCU Bloqueo de la protección de sobrecorriente a neutro durante un auto recierre Recepcion de señal de sobrecorriente a neutro por PLC Canal "C" Falla de comunicacion del PLC

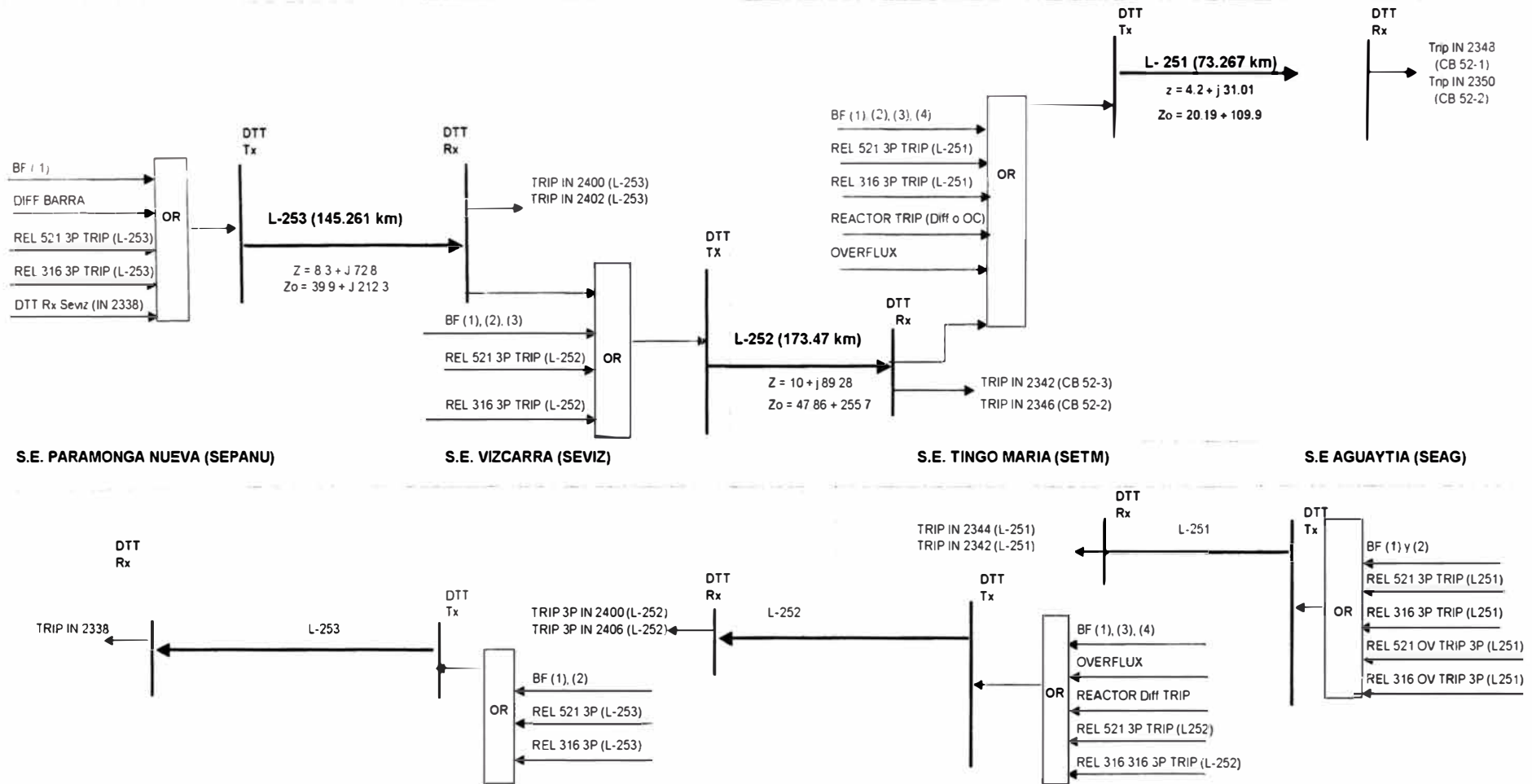
**CUADRO D4 : DESCRIPCIÓN DE SEÑALES DEL RELE DE PROTECCIÓN
RET 316**

FUNCION	SEÑAL	DESCRIPCION
Diff - Transf	Trip	Disparo general del interruptor por proteccion diferencial
	Trip-R	Disparo del interruptor fase R por proteccion diferencial
	Trip-S	Disparo del interruptor fase S por proteccion diferencial
	Trip-T	Disparo del interruptor fase T por proteccion diferencial
Current-Inv	Start	Arranque por sobrecorriente temporizado inverso
	Trip	Disparo por sobrecorriente temporizado inverso
Current-Inst	Start	Arranque por sobrecorriente instantanea
	Trip	Disparo por sobrecorriente instantanea
DisturbanceRec	BinOutput	Accionamiento del registrador de fallas
	MemFullSign	Aviso que memoria esta 3/4 llena. Normalmente, queda memoria para un evento mas.
Binary Inputs	Buchhholtz Alarm	Operación del dispositivo Buchholtz
	Oil/Winding Thermal Alarm	Temperatura de aceite > 85° C o devanado > 105° C
	Pressure Relief Valve	Disparo de los dispositivos de sobrepresion
	Oil Level Alarm	Nivel de aceite bajo o alto del autotrafo o reactor
	External Reset	Reseteo externo por medio del SCU
	OLTC Fault	Nivel de aceite alto o bajo del comutador
	Fan Fault	Falla de ventiladores

ANEXO E

ESQUEMA GRÁFICO DE DISPARO TRANSFERIDO (DTT)

FIGURA E1 : ESQUEMA GRAFICO DE DISPARO TRANSFERIDO (DTT) DE LINEAS DE ETESELVA SIN CONSIDERAR LINEAS DE ISA PERU

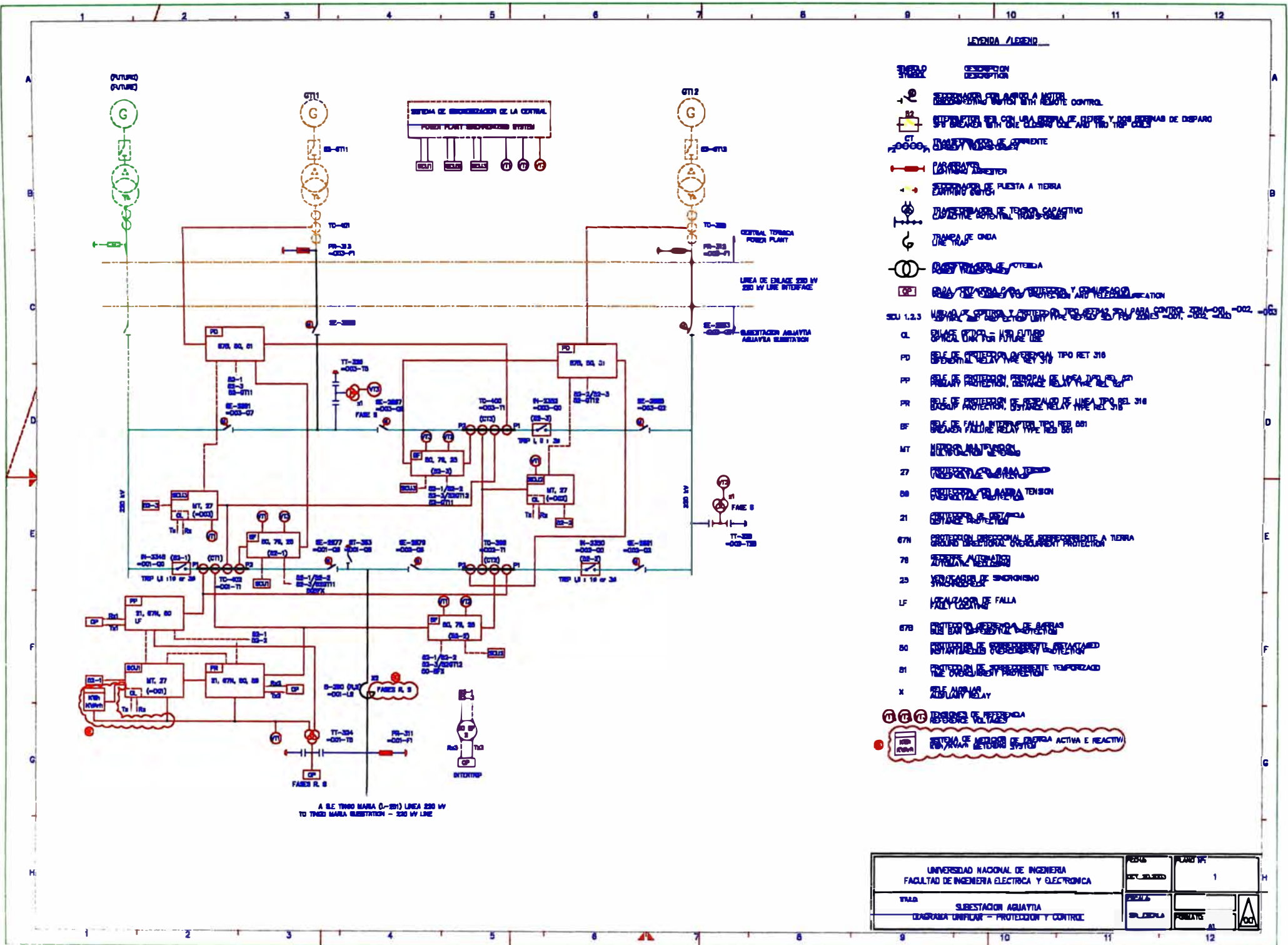


NOTA : ESTE ESQUEMA DE PROTECCION HA CAMBIADO CON LAS LINEAS DE ISA PERU SOLO EN LO SIGUIENTE:

ACTUALMENTE CUANDO SALE FUERA DE SERVICIO LA L-253 Y ESTA EN SERVICIO LA L-2254 (PARAGSHA 2 - VIZCARRA) SE ANULA EL DTT HACIA LAS LINEAS L-252 Y L-251 PERO VUELVE AL ESQUEMA ANTERIOR AL SALIR DE SERVICIO LA L-2254

ANEXO F

DIAGRAMAS UNIFILARES DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE LAS SUBESTACIONES DE AGUAYTÍA, TINGO MARÍA, Y PARAMONGA NUEVA



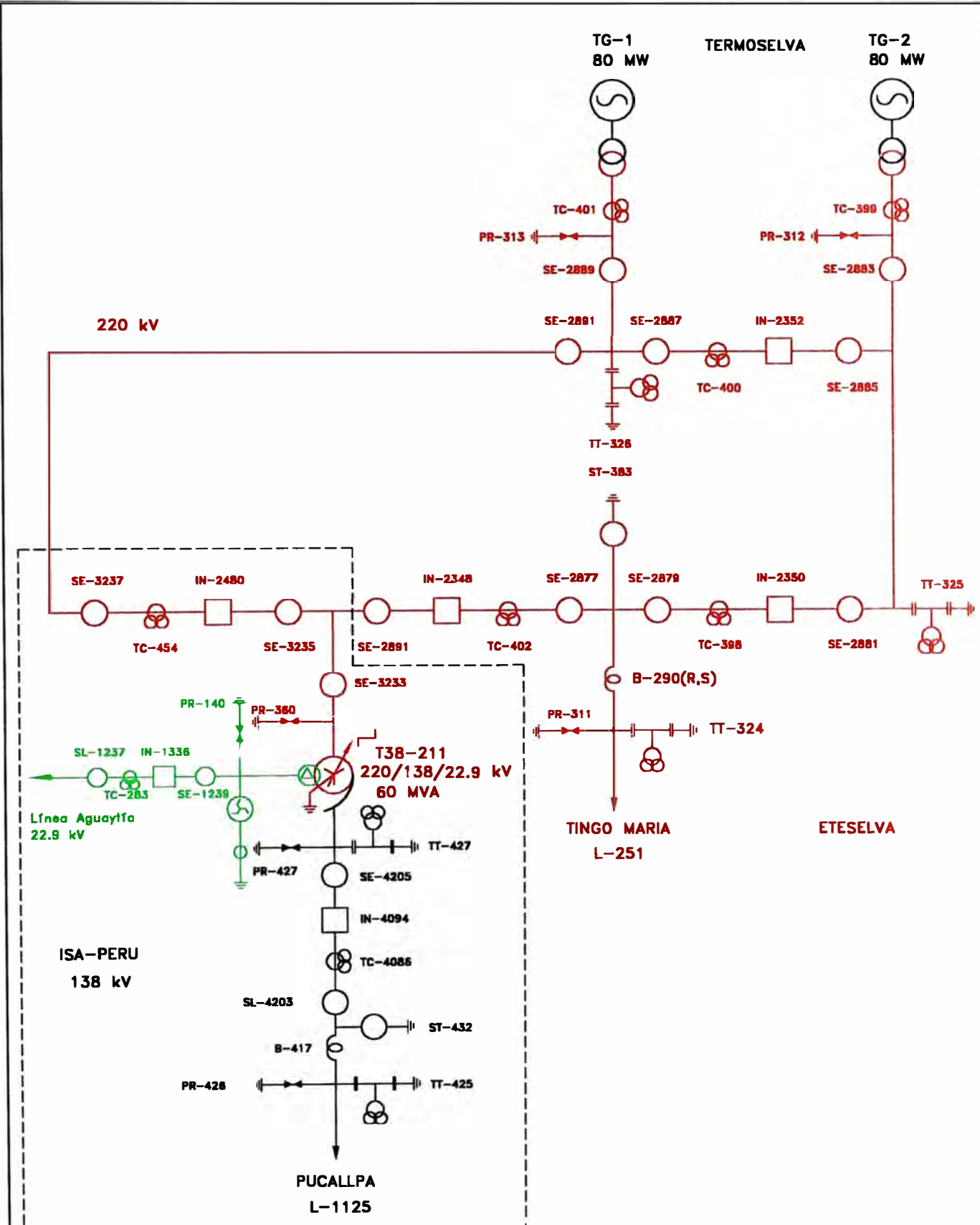
LEYENDA / LEGEND

- | SIMBOLO / SYMBOL | DESCRIPCION / DESCRIPTION |
|------------------|--|
| | PROTECCION PARA MOTOR CON CONTROL REMOTO
MOTOR PROTECTION WITH REMOTE CONTROL |
| | INTERRUPTOR CON UNA SERIE DE RESERVA Y DOS SERIAS DE DESPACHO
CIRCUIT BREAKER WITH ONE RESERVE AND TWO TRIP COILS |
| | RELE PARA CORRIENTE
CURRENT RELAY |
| | PROTECCION DIFERENCIAL
DIFFERENTIAL PROTECTION |
| | PROTECCION DE FUENTA A TIERRA
EARTH FAULT PROTECTION |
| | PROTECCION DE TENSION CAPACITIVO
CAPACITIVE POTENTIAL TRANSFORMER |
| | TRAMPA DE ONDA
WAVE TRAP |
| | RELE PARA POTENCIA
POWER RELAY |
| | RELE PARA POTENCIA Y COMPENSACION
POWER AND COMPENSATION RELAY |
| SCU 1, 2, 3 | UNIDAD DE CONTROL Y PROTECCION PARA CONTROL ZONA 001-002-003
CONTROL AND PROTECTION UNIT FOR ZONES -001, -002, -003 |
| CL | ENLACE PARA LINEA
LINK FOR LINE |
| PD | RELE DE PROTECCION DIRECCIONAL TIPO RET 316
DIRECTIONAL RELAY TYPE RET 316 |
| PF | RELE DE PROTECCION PROTECCION DE LINEA TIPO REL 317
LINE PROTECTION PROTECTION RELAY TYPE REL 317 |
| PR | RELE DE PROTECCION DE FASE TIPO REL 318
PHASE PROTECTION RELAY TYPE REL 318 |
| RF | RELE DE FALLA INTERRUPTOR TIPO REL 001
FAULT INTERRUPTOR RELAY TYPE REL 001 |
| MT | RELE PARA MOTOR
MOTOR RELAY |
| 27 | PROTECCION PARA TENSION
TENSION PROTECTION |
| 08 | PROTECCION PARA TENSION
TENSION PROTECTION |
| 21 | PROTECCION DE FUENTE A TIERRA
EARTH FAULT PROTECTION |
| 67N | PROTECCION DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE A TIERRA
GROUND DIRECTIONAL OVERCURRENT PROTECTION |
| 78 | RELE DE AUTOMATICO
AUTOMATIC RELAY |
| 23 | VERIFICACION DE SINCRONISMO
SYNCHRONISM CHECK |
| LF | RELE PARA FALLA
FAULT RELAY |
| 67B | RELE DE SOBRECORRIENTE DE BARRAS
BUS OVERCURRENT PROTECTION |
| 80 | RELE DE SOBRECORRIENTE RETARDADO
DELAYED OVERCURRENT PROTECTION |
| 81 | PROTECCION DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO
TIME OVERCURRENT PROTECTION |
| X | RELE AUXILIAR
AUXILIARY RELAY |
| | RELE DE TENSION
TENSION RELAY |
| | RELE DE TENSION
TENSION RELAY |
| | SISTEMA DE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA E REACTIVA
ACTIVE AND REACTIVE POWER MEASUREMENT SYSTEM |

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		FECHA / DATE	HOJA Nº / SHEET NO
TÍTULO / TITLE SUBESTACION AGUAYATA DIAGRAMA UNIFILAR - PROTECCION Y CONTROL		1	
		PROFESOR / PROFESSOR	ALUMNO / STUDENT

ANEXO G

DIAGRAMAS UNIFILARES DE LAS SUBESTACIONES



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DIAGRAMA UNIFILAR
 AGUAYTIA
 220/138/22.9KV

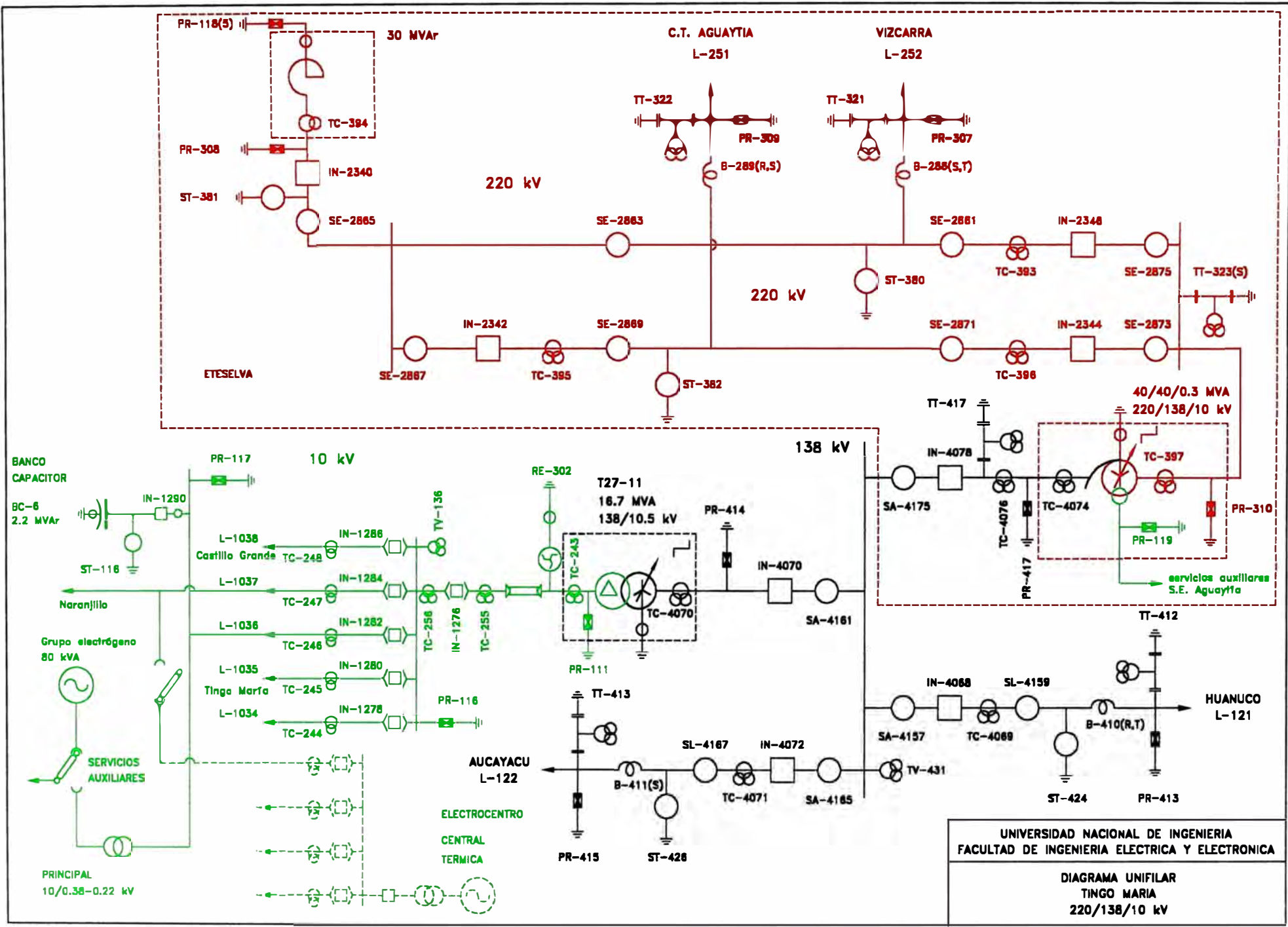
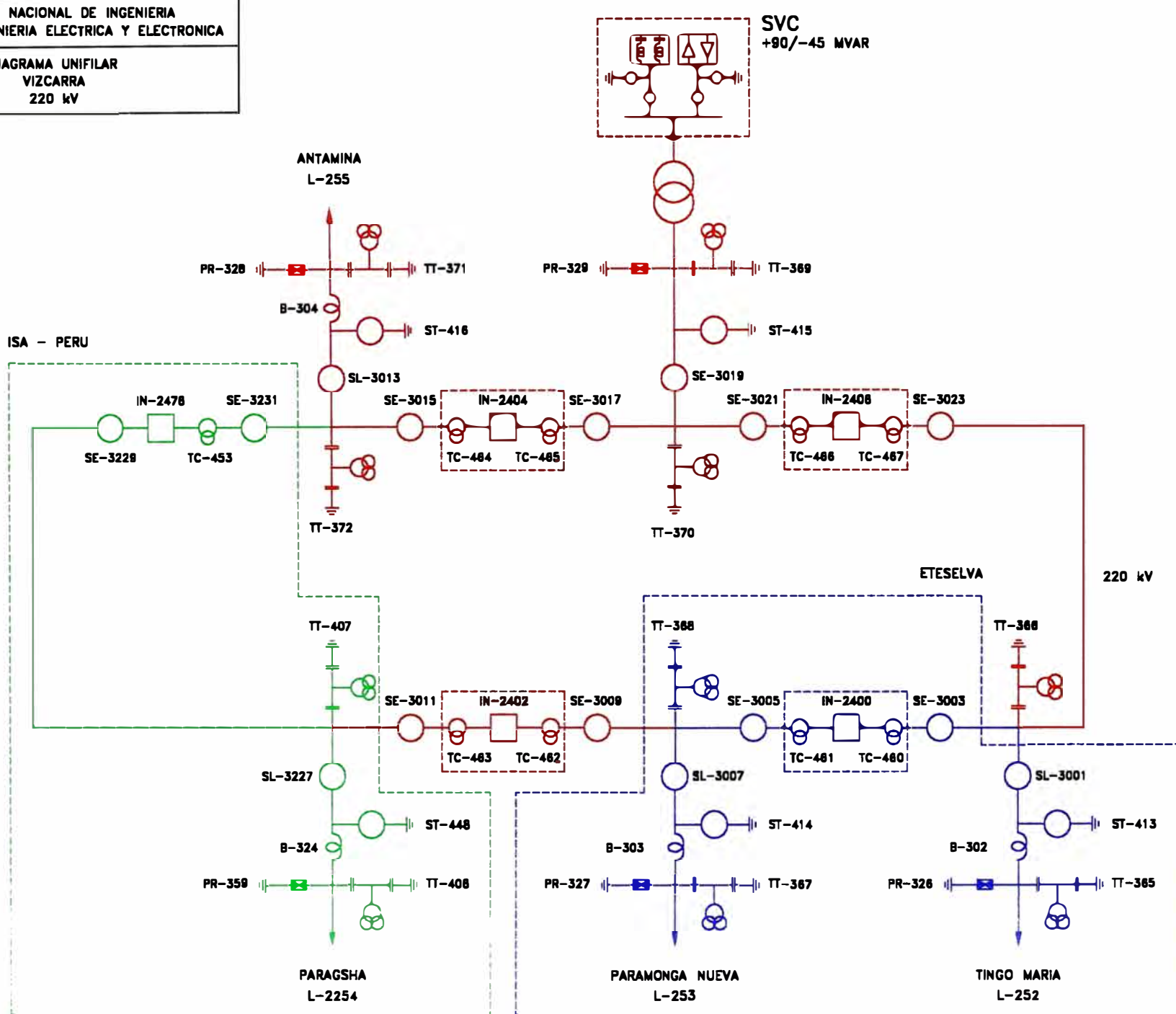
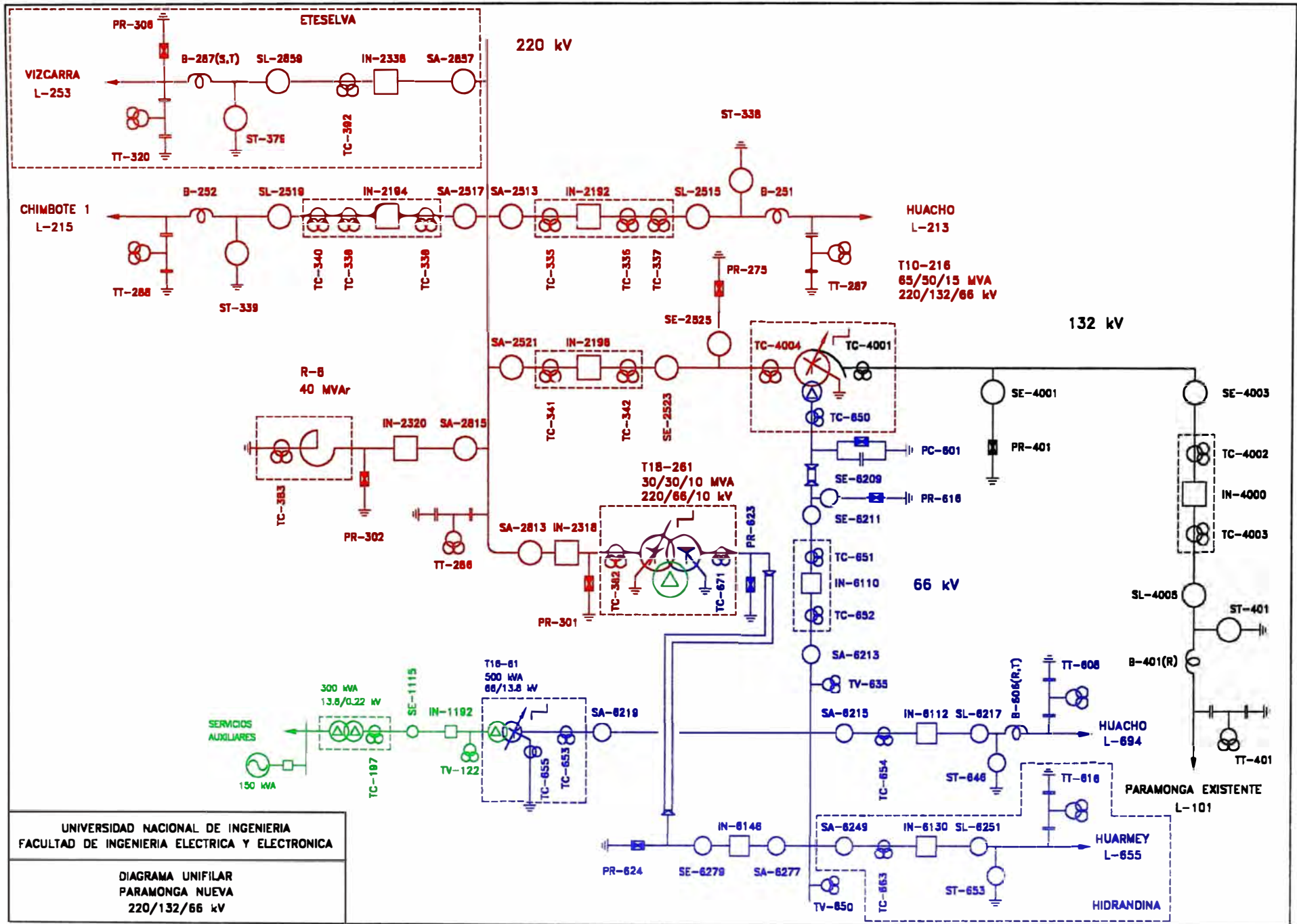


DIAGRAMA UNIFILAR
 VIZCARRA
 220 kV





UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DIAGRAMA UNIFILAR
 PARAMONGA NUEVA
 220/132/66 kV

ANEXO H

REGISTRO DE PERTURBACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA 1999-2002

CUADRO H1 : REGISTRO DE PERTURBACIONES EN SISTEMA DE TRANSMISION DE ETESELVA AÑO 1999

# Evento	Fecha	Hora Inicio	Fecha	Hora Fin	Duracion (horas)	Linea Afectada	Detalle del Evento	Causa
1	01-Ene-99	7:42:00	01-Ene-99	7:46:00	0:04:00	L251/L252	XFMR overexcitation protection sent DTT to CB 52-1 (SEPANU)	Sistema (Sobretensión)
2	30-Ene-99	0:05:00	30-Ene-99	0:05:00	0:00:00	L251	Successful phase "R" AR CB 52-1.2 (SEAG) and CB 52-1, 3 (SETM)	Descarga Atmosferica (L251)
3	17-Feb-99	4:14:00	17-Feb-99	17:50:00	13:36:00	L252	Dir. EF protection tripped CB 52-1 (SEPANU)and sent DTT to SETM and SEAG	Arbol (L252)
4	26-Feb-99	11:04:00	26-Feb-99	11:22:00	0:18:00	L251/L252	Overfrequency due to power swings in the northern system	Sistema (Sobrefrecuencia)
5	19-Mar-99	18:50:00	19-Mar-99	21:49:00	2:59:00	L251/L252	Underfrequency due to collapse in the northern system	Sistema (Minima frecuencia)
6	11-Abr-99	5:32:00	11-Abr-99	5:34:00	0:02:00	L251	CB52-1 (SETM) mistakenly opened by Operator while removing L-252	Error Humano
7	19-Abr-99	8:44:00	19-Abr-99	8:59:00	0:15:00	L251/L252	XFMR overexcitation protection sent DTT to CB 52-1 (SEPANU)	Sistema (Sobretensión)
8	23-Abr-99	15:01:00	23-Abr-99	17:10:00	2:09:00	L251/L252	XFMR and Reactor protection sent DTT to CB 52-1 (SEPANU) and SEAG	Sistema (Sobretensión)
9	21-Jun-99	7:56:00	21-Jun-99	8:54:00	0:58:00	L251/L252	XFMR and Reactor protection sent DTT to CB 52-1 (SEPANU) and SEAG	Sistema (Sobretensión)
10	11-Jul-99	6:43:00	11-Jul-99	10:18:00	3:35:00	L251	SETM over-voltage protection (ETECEN) tripped CB-52-5 deenergizing L-251	Sistema (Sobretensión)
11	14-Jul-99	14:58:00	16-Jul-99	11:36:00	44:38:00	L251	Dir. EF protection tripped CB 52-1, 3 (SETM) and CB 52-1,2 (SEAG)	Arbol (L251)
12	31-Jul-99	6:18:00	31-Jul-99	6:38:00	0:20:00	L251	Fault on L122 tripped L121(Huanuco-Tingo Maria) that was connected to L251	Sistema (falla)
13	14-Ago-99	10:48:00	14-Ago-99	11:15:00	0:27:00	L251	Autotransformer and reactor protection. Over-voltage due to improper switching	Error Humano
14	27-Ago-99	7:03:00	27-Ago-99	7:08:00	0:05:00	Ninguna	Overvoltage while disconnecting 138KV line Huanuco-Paragsha II (L-120)	Sistema (Sobretensión)
15	31-Ago-99	14:48:00	31-Ago-99	14:48:00	0:00:00	L252	Successful phase "T" AR CB 52-2, 3 (SETM) and CB 52-1 (SEPANU)	Descarga Atmosferica (L252)
16	29-Sep-99	14:42:00	29-Sep-99	14:42:00	0:00:00	L252	Successful phase "T" AR CB 52-2, 3 (SETM) and CB 52-1 (SEPANU)	Descarga Atmosferica (L252)
17	01-Oct-99	5:18:00	01-Oct-99	5:18:00	0:00:00	L252	Successful phase "R" AR CB 52-2, 3 (SETM) and CB 52-1 (SEPANU)	Descarga Atmosferica (L252)
18	03-Oct-99	15:12:00	03-Oct-99	15:20:00	0:08:00	L251	Overvoltage due to possible resonance while connecting GT 11 Step Transformer	Desconocida
19	04-Oct-99	13:52:00	04-Oct-99	14:09:00	0:17:00	L251	Overvoltage due to possible resonance while connecting GT 11 Step Transformer	Desconocida
20	18-Oct-99	13:10:00	18-Oct-99	14:07:00	0:57:00	L251/L252	Unsuccessful phase "R" AR CB 52-1 (SEPANU) resulted in overvoltage. Reactor protection sent DTT to SEAG and SEPANU	Desconocida
21	03-Nov-99	21:36:00	03-Nov-99	21:38:00	0:02:00	L251	1) Successful phase "S" AR CB 52-2 (SEAG) and CB 52-1,3 (SETM) 2) Three pole trip during unsuccessful phase "S" AR CB 52-1 (SEAG). Lost GT 11 on flame off.	1) Descarga Atmosferica (L251) 2) Desconocida
22	19-Nov-99	18:36:00	19-Nov-99	18:36:00	0:00:00	L252	Successful phase "S" AR CB 52-2, 3 (SETM) and CB 52-1 (SEPANU)	Descarga Atmosferica (L252)
23	29-Nov-99	4:23:00	29-Nov-99	4:54:00	0:31:00	L251	1) Successful phase "S" AR CB 52-1, 3 (SETM). 2) Unsuccessful phase "S" AR CB 52-1, 2 (SEAG).	1) Descarga Atmosferica (L252) 2) Desconocida
24	29-Nov-99	15:57:00	30-Nov-99	11:01:00	19:04:00	L251/L252	Three pole trip on the entire line caused by phase to phase to ground fault. L251 was restored at 17:41	Desconocida
25	02-Dic-99	14:05:00	02-Dic-99	14:05:00	0:00:00	L252	Successful phase "R" AR CB 52-2, 3 (SETM) and CB 52-1 (SEPANU)	Descarga Atmosferica (L252)
26	02-Dic-99	14:26:00	02-Dic-99	14:26:00	0:00:00	L252	Successful phase "T" AR CB 52-2, 3 (SETM) and CB 52-1 (SEPANU)	Descarga Atmosferica (L252)
27	08-Dic-99	11:10:00	08-Dic-99	11:50:00	0:40:00	L251	Dir. EF protection tripped CB 52-1, 3 (SETM) and CB 52-1,2 (SEAG). Tree fell on	Error Humano
28	11-Dic-99	18:52:00	11-Dic-99	20:20:00	1:28:00	L251/L252	Unsuccessful phase "R" AR CB 52-1 (SEPANU) resulted in line overvoltage tripping 138 KV breaker in SETM. Lost GT11 on loss of power	Desconocida

CUADRO H2 : REGISTRO DE PERTURBACIONES EN SISTEMA DE TRANSMISION DE ETESELVA AÑO 2,000

# Evento	Fecha	Hora Inicio	Fecha	Hora Fin	Duracion (horas)	Linea Afectada	Detalle del Evento	Causa
1	05-Ene-00	14:38:00	05-Ene-00	14:46:00	0:08:00	L251	Due to a bad coordination at SEVIZ a DTT was sent to CB 52-1 (SEAG)	Error Humano
2	10-Ene-00	1:42:00	10-Ene-00	2:09:00	0:27:00	L251	Successful phase "R" AR CB 52-2 but CB 52-1 opened (SEAG) and CB 52-1.3 opened (SETM)	Descarga Atmosferica (L251)
3	16-Ene-00	17:46:00	16-Ene-00	18:16:00	0:30:00	Ninguna	Overvoltage on Paragsha-Huanuco line due to lightning trips CB 52-5 (SETM)	Descarga Atmosferica (L120)
4	18-Ene-00	21:11:00	18-Ene-00	21:31:00	0:20:00	L251	Three-pole trip at both ends caused by phase-to-phase-to-earth fault (S and T phases)	Descarga Atmosferica (L251)
5	23-Ene-00	4:37:00	24-Ene-00	11:30:00	30:53:00	L252	Dir EF protection tripped CB 52-2.3 (SETM) and CB 52-2.3.4 (SEVIZ) A DTT tripped CB 52-1.2 (SEAG)	Arbol (L252)
6	24-Ene-00	14:17:00	24-Ene-00	21:04:00	6:47:00	L252	Dir EF protection tripped CB 52-1.2.3 (SETM) and CB 52-2.3.4 (SEVIZ) A DTT tripped CB 52-1.2 (SEAG)	Arbol (L252)
7	26-Ene-00	18:14:00	26-Ene-00	19:39:00	1:25:00	L252	Dir EF protection tripped CB 52-1.2.3 (SETM) and CB 52-2.3.4 (SEVIZ) A DTT tripped CB 52-1.2 (SEAG)	Arbol (L252)
8	13-Feb-00	11:31:00	13-Feb-00	12:01:00	0:30:00	L251	ABB people decreased oil level on reactor and the Buchholz relay sent a DTT to CB 52-2 (SEAG)	Error Humano
9	13-Feb-00	12:00:00	13-Feb-00	12:01:00	0:01:00	L251	SETM over-voltage protection (ETECEN) tripped CB-52-5 and the energy through L-251 was interrupted	Sistema (Sobretension)
10	31-Mar-00	11:45:00	31-Mar-00	12:45:00	1:00:00	L252	Dir EF protection tripped CB 52-2.3 (SETM) and CB 52-3.4 (SEVIZ) A DTT tripped CB 52-1.2 (SEAG)	Arbol (L252)
11	11-Abr-00	16:06:00	11-Abr-00	17:01:00	0:55:00	L251/L252	Dir FF protection tripped CB 52-2.3 (SETM) and CB 52-1.2 (SEAG). Dir EF tripped CB 52-2.3 (SEVIZ)	Arbol (L252)
12	19-Abr-00	8:33:00	19-Abr-00	8:57:00	0:24:00	L251	Overexcit. Relay tripped CB 52-2 (SEAG) and SPAU 130C tripped CB 52-5 (SETM) after an overvoltage that appeared when L-252 was disconnected at SETM	Sistema (Sobretension)
13	24-Abr-00	11:55:00	24-Abr-00	12:41:00	0:46:00	Ninguna	Overvoltage appeared and SPAU 130C relay tripped CB 52-5 (SETM)	Sistema (Sobretension)
14	13-May-00	2:25:00	13-May-00	2:41:00	0:16:00	L251	IMP protection tripped CB 52-1.3 (SETM). A DTT tripped CB 52-2 (SEAG) Overcurrent on 3 phases	Descarga Atmosferica (L251)
15	20-May-00	17:35:00	20-May-00	17:50:00	0:15:00	Ninguna	Overvoltage appeared and SPAU 130C relay tripped CB 52-5 (SETM)	Sistema (Sobretension)
16	04-Jun-00	3:44:00	04-Jun-00	4:20:00	0:36:00	L251	Dir EF protection tripped CB 52-2.3 (SETM) and CB 52-1.2 (SEAG). BF tripped CB 52-3 (SETM)	Arbol (L251)
17	15-Jun-00	9:48:00	15-Jun-00	10:27:00	0:39:00	L251/L252	Overexcitation protection and reactor sent DTT to CB 52-1.2 (SEAG) and CB 52-2 (SEVIZ)	Sistema (Sobretension)
18	19-Jun-00	10:11:00	19-Jun-00	10:35:00	0:24:00	L251	Overvoltage appeared and SPAU 130C relay tripped CB 52-5 (SETM). overvolt Funct Tripped CB 52-2 (SEAG)	Sistema (Sobretension)
19	22-Jun-00	9:15:00	22-Jun-00	10:06:00	0:51:00	L251/L252/L253	Overvolt Funct. Tripped CB 52-1.2 (SEAG). SPAU tripped CB 52-5 (SETM). REL521 tripped CB 52-2	Defecto de Construccion
20	26-Jun-00	12:21:00	26-Jun-00	12:37:00	0:16:00	L251	Overvoltage function tripped CB 52-1 (SEAG) (Later SPAU tripped CB 52-5 (SETM))	Sistema (Sobretension)
21	01-Jul-00	7:23:00	01-Jul-00	8:33:00	1:10:00	L251	Overvoltage function tripped CB 52-1 (SEAG). SPAU tripped CB 52-5 (SETM)	Sistema (Sobretension)
22	02-Jul-00	11:57:00	02-Jul-00	12:38:00	0:41:00	L251/L252	Overvolt Funct Tripped CB 52-2 (SEAG) Overexcit. Tripped CB 52-1.2.3 and 5 (SETM) and sent DTT to SEAG Overcurrent function Tripped CB 52-4 (SETM) and sent DTT to SEVIZ and SEAG	Sistema (Sobretension)
23	04-Jul-00	10:54:00	04-Jul-00	12:24:00	1:30:00	L251/L252/L253	Human error at Chavarría Substation (Lima) caused lines disconnection, overvoltage and frequency variations Overvolt Funct Tripped CB 52-1.2 (SEAG). Overexcit Tripped CB 52-1.2.3 and 5 (SETM) and sent DTT to SEAG Overcurrent function Tripped CB 52-4 (SETM) and sent DTT to SEVIZ and SEAG SEAG Overcurrent function tripped CB 52-4 SETM and sent DTT to SEAG and SEVIZ	Error Humano
24	04-Jul-00	15:34:00	04-Jul-00	19:41:00	4:07:00	L253	T phase surge arrester failed and IMP protection tripped CB 52-1 (SEPANU) and CB 52-1.2 (SEVIZ) Overvoltage function tripped CB 52-5 (SETM) and CB 52-2 (SEAG)	Equipo
25	16-Jul-00	6:52:00	16-Jul-00	7:05:00	0:13:00	L251/L252	CC ETECEN ordered to disconnect TG11 and when this one is put out of service appeared an overvoltage Overvoltage function tripped CB-52.1.2 (SEAG) and CB 52-5 (SETM)	Error Humano
	16-Jul-00	7:07:00	16-Jul-00	7:40:00	0:33:00	L252	Overexcit function tripped CB 52-2.5 (SETM) and sent a DTT to SEAG Overcurrent function tripped CB 52-4 (SETM) and sent a DTT to SEAG and SEVIZ	
26	30-Jul-00	7:01:42	30-Jul-00	12:25:00	5:23:18	L251	Overvoltage function tripped CB 52-1.2 (SEAG)	Sistema (Sobretension)
27	18-Ago-00	17:16:00	18-Ago-00	17:34:00	0:18:00	L251	Dir EF protection tripped CB 52-1.3 (SETM), successful phase "T" AR CB 52-1.2 (SEAG) Finally Dir EF protection sent a trip to CB 52-1.2 (SEAG) but they did not open	Arbol (L251)
28	19-Sep-00	11:10:00	19-Sep-00	11:21:00	0:11:00	IN-4078	SPAU relay tripped CB 52-5 (SETM), but after TG11 tripped by fault of two electronics cards	Sistema (Sobretension)
29	06-Oct-00	12:15:00	06-Oct-00	12:46:00	0:31:00	L251	Distance function tripped 52-1.3 (SETM) and 52-1.2 (SEAG) by a atmospheric discharge TG11 stayed in service generating 0 MW	Descarga Atmosferica (L251)
30	12-Oct-00	14:54:00	12-Oct-00	14:54:00	0:00:00	L253	Successful phase "S" AR CB 52-1.2 (SEVIZ) and CB 52-1 (SEPANU) Also phase T opened and closed at SEVIZ	Descarga Atmosferica (L253)
31	17-Oct-00	19:33:00	17-Oct-00	20:52:00	1:19:00	L251, IN-4078	Overvolt function tripped CB 52-1.2 (SEAG) and CB-5 (SETM) ETECEN Line disconnected and caused overvolt	Sistema (Sobretension)
32	21-Oct-00	1:30:00	21-Oct-00	1:42:00	0:12:00	L251	Overvolt Function tripped CB 52-1.2 (SEAG) Generating Units disconnection from C H Cañon del Pato caused L-215 overload and then L-215 disconnected	Sistema (Sobretension)
33	12-Nov-00	22:34:00	12-Nov-00	22:34:00	0:00:00	L251	Successful T phase AR CB 52-1 (SEAG) and CB 52-1.3 (SETM) Due to atmospheric discharge	Descarga Atmosferica (L251)
34	29-Nov-00	2:17:00	29-Nov-00	3:26:00	1:09:00	L251	IMP protection tripped CB 52-1.3 (SETM) and 52-1 (SEAG) because of S and T phases failed	Descarga Atmosferica (L251)
35	23-Dic-00	1:35:00	23-Dic-00	2:02:00	0:27:00	L252	DTT sent from SEPANU tripped CB 52-2 (SETM) and CB 52-3.4	Error Humano
36	26-Dic-00	17:11:00	26-Dic-00	17:11:00	0:00:00	L252	Successful S phase AR CB 52-2.3 (SETM) and CB 52-2 (SEVIZ) However CB52-3.4 opened at SEVIZ	Descarga Atmosferica (L252)
37	26-Dic-00	22:55:00	26-Dic-00	23:37:00	0:42:00	L251, IN-4078	(SPAU 130 C) Overvoltage function tripped CB 52-5 (SETM) and CB 52-1 (SEAG)	Descarga Atmosferica (L251)
38	27-Dic-00	1:20:00	27-Dic-00	1:20:00	0:00:00	L252	Successful T phase AR CB 52-2.3 (SETM) and CB 52-2 (SEVIZ) However CB52-3.4 opened at SEVIZ	Descarga Atmosferica (L252)
39	31-Dic-00	8:08:00	31-Dic-00	12:23:00	4:15:00	L251/L252/L253	Transmission line suddenly stayed without energy	Error Humano

CUADRO H3 : REGISTRO DE PERTURBACIONES EN SISTEMA DE TRANSMISION DE ETESELVA AÑO 2,001

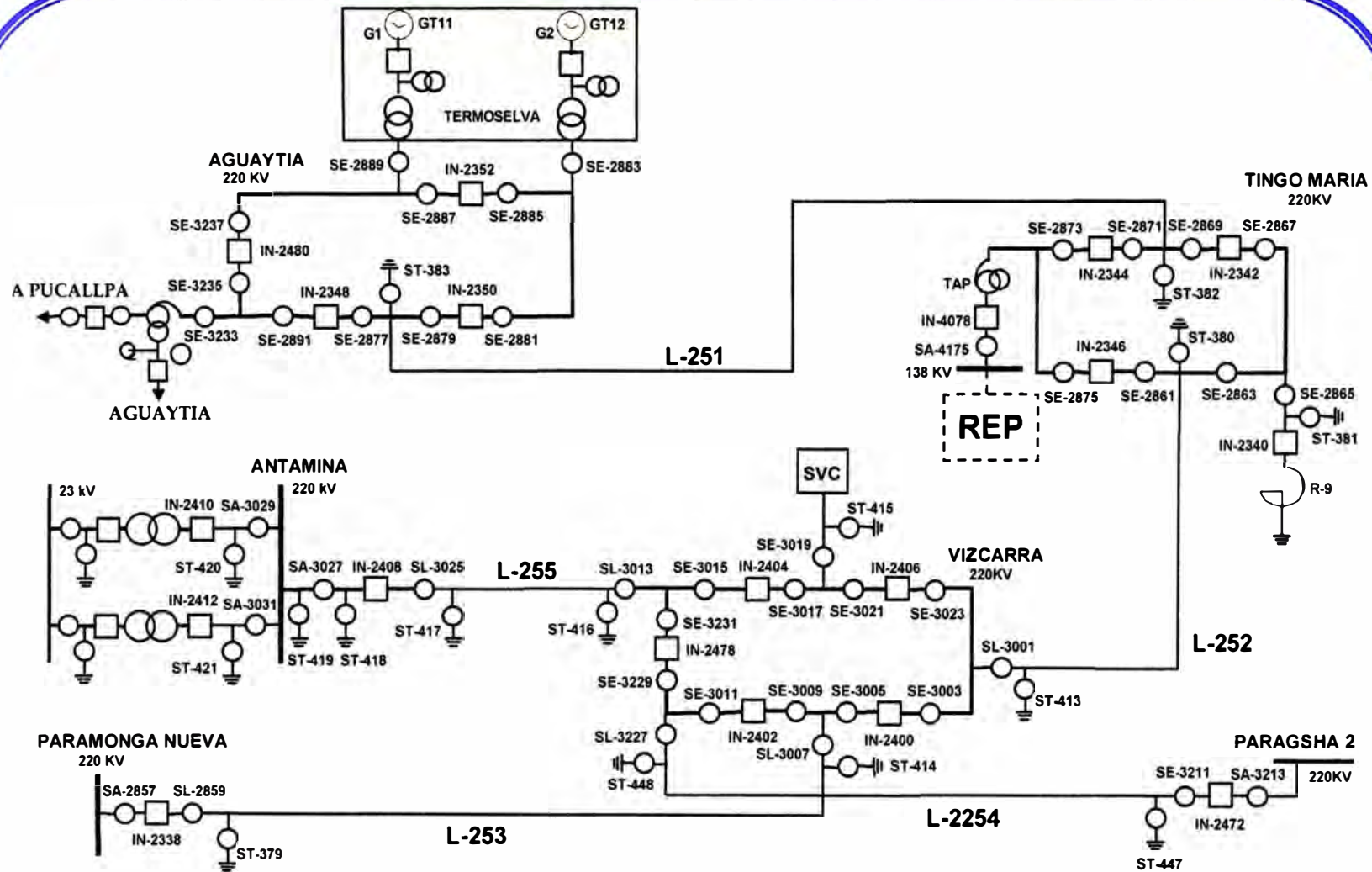
# Evento	Fecha	Hora Inicio	Fecha	Hora Fin	Duracion (horas)	Linea Afectada	Detalle del Evento	Causa
1	21-Ene-01	7:42:00	21-Ene-01	8:05:00	0:23:00	IN-4078 (SETM)	Because of maneuver at ELECTRANDES Overvoltage appeared and SPAU I30C relay tripped CB 52-5 (SETM)	Sistema (Sobretensión)
2	14-Feb-01	12:35:00	14-Feb-01	13:03:00	0:28:00	L251	Dir EF protection tripped CB 52-2, 3 (SETM) and CB 52-2 (SEAG),	Arbol (L251)
3	06-Mar-01	19:53:00	06-Mar-01	19:53:00	0:00:00	L252	Successful phase "R" AR CB 52-2, 3 (SEVIZ) and CB 52-1.3 (SETM).	Descarga Atmosferica (L252)
4	02-Abr-01	12:23:00	02-Abr-01	12:41:00	0:18:00	L251	Dir EF protection tripped CB 52-1, 3 (SETM) and CB 52-1 (SEAG),	Arbol (L251)
5	04-Abr-01	4:03:00	04-Abr-01	11:30:00		L253/252/251	IMP protection tripped CB52-1 (SEPANU). DTT was sent to open CB52-1,2 (SEVIZ); CB52-1,2,3,5 (SETM); CB52-1,2 (SEAG)	Sistema (Sobretensión)
6	05-Abr-01	18:17:00	05-Abr-01	18:17:00	0:00:00	L251	Successful phase "T" AR CB 52-1, 3 (SETM) and CB 52-1,2 (SEAG).	Descarga Atmosferica (L251)
7	09-Abr-01	18:21:00	09-Abr-01	18:28:00	0:07:00	IN-2340 (SETM)	Differential function tripped CB 52-4 (SETM) and DTT tripped CB 52-1 .2 (SEAG)	Error Humano
8	16-Abr-01	11:52:00	16-Abr-01	12:07:00	0:15:00	L251	Dir EF protection tripped CB 52-2, 3 (SETM) and CB 52-2 (SEAG)	Arbol (L251)
9	24-Abr-01	19:53:00	24-Abr-01	20:23:00	0:30:00	L251	Unsuccessful AR at L-251, SOTF tripped CB 52-2,3,1 (SETM) and CB 52-2(SEAG)	Descarga Atmosferica (L251)
10	24-Abr-01	21:03:00	24-Abr-01	21:03:00	0:00:00	L251	Successful phase "T" AR CB 52-1, 3 (SETM) and CB 52-2 (SEAG).	Descarga Atmosferica (L251)
11	15-Jun-01	4:45:00	15-Jun-01	6:45:00	2:00:00	L251	Overvolt Funt. Tripped CB 52-1,2 (SEAG) then DTT tripped CB 52-1, DSP CB 52-3 and Overvolt relay tripped CB 52-5 (SETM)	Sistema (Sobretensión)
12	11-Jul-01	1:22:00	11-Jul-01	01:37	0:15:00	L251	L-251 Trip IN-2342 and IN-2344 by DTT from SEAG-Unsuccessful AR "S" (Lightning)	Descarga Atmosferica (L251)
13	29-Ago-01	5:09:00	29-Ago-01	7:49:00	2:40:00	L253/252/251	The three segment stayed without energy and their breakers stayed closed except IN-2348 from SEAG	Sistema
14	27-Sep-01	21:04:00	27-Sep-01	21:31:00	0:27:00	L252/251	L-252: IMP protection tripped CB 52-2, 3 (SEVIZ) and CB 52-2, 3 (SETM). DTT from SETM to SEAG opened breakers at SEAG, additionally DTT from SEVIZ to SETM opened CB 52-1, 5.	Descarga Atmosferica (L252)
15	27-Sep-01	22:05:00	27-Sep-01	22:58:00	0:53:00	L252/251	L-252: Main protection tripped CB 52-2, 3 (SEVIZ) and DTT from SEVIZ opened breakers at SETM (except CB 52-4), additionally DTT from SETM to SEAG opened CB 52-1, 2.	Descarga Atmosferica (L252)
16	01-Oct-01	11:24:00	01-Oct-01	12:26:00	1:02:00	L252/251	SVC internal protection tripped CB 52-2,3 (SEVIZ). Overcurr. Tripped CB 52-4, then RALK tripped CB 52-1,2,3 and 5 (SETM) also there was DTT from SEVIZ to SETM; Overvolt. Tripped CB 52-1,2 (SEAG), also there was DTT from SETM to SEAG	Error de operacion de SVC en SEVIZ
17	14-Oct-01	1:57:00	14-Oct-01	2:03:00	0:06:00	IN-4078 (SETM)	Overvolt.(SPAU I30C) Tripped CB 52-5 (SETM)	desconexion de L-224
18	20-Oct-01	12:00:00	20-Oct-01	12:23:00	0:23:00	L251	DTT from SEAG tripped CB 52-1,3 (SETM)	Descarga Atmosferica (L251)
19	22-Oct-01	9:15:00	22-Oct-01	9:23:00	0:08:00	L251	Accidentally DTT from SEAG tripped CB 52-1,3 (SETM)	Error Humano
20	07-Nov-01	7:43:00	07-Nov-01	8:04:00	0:21:00	L251	Main & Backup prot. Tripped CB 52-1,3 (SETM) and also tripped CB-1,2 (SEAG). Also DTT from SEAG to SETM	Descarga Atmosferica (L251)
21	05-Dic-01	3:44:00	05-Dic-01	4:25:00	0:41:00	L252	Autorecloser process on T phase was interrupted when distance protection tripped breakers at SEVIZ. Then a DTT from SEVIZ opened breakers at SETM	Descarga Atmosferica (L252)
22	23-Dic-01	8:16:00	23-Dic-01	8:42:00	0:26:00	L252	While testing protection at SEPANU a DTT was sent to SEVIZ opening breakers and also at SETM	Error Humano
23	23-Dic-01	9:04:00	23-Dic-01	17:47:00	8:43:00	L252	When SVC was put in service at SEVIZ an overvoltage appeared disconnecting L-252 at SETM	Error Humano

CUADRO H4 : REGISTRO DE PERTURBACIONES EN SISTEMA DE TRANSMISION DE ETESELVA AÑO 2,002

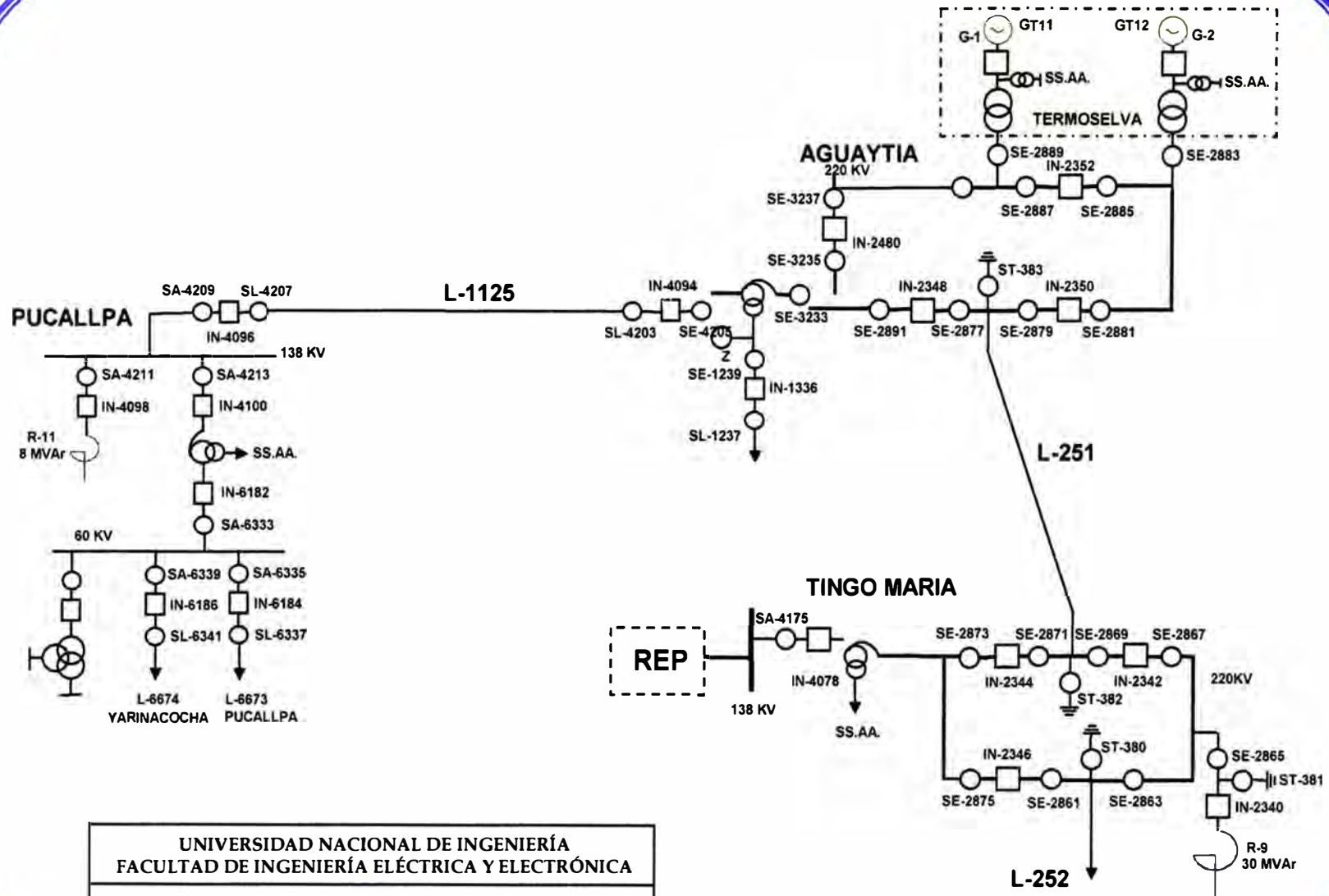
# Evento	Fecha	Hora Inicio	Fecha	Hora Fin	Duracion (horas)	Linea Afectada	Detalle del Evento	Causa
1	06-Ene-02	3:18:00	06-Ene-02	3:42:00	0:24:00	L251	Successful T phase AR CB 52-1.2 (SEAG) and IMP function tripped cb 52-1,2 (SETM)	Descarga Atmosferica (L251)
2	16-Ene-02	23:48:00	17-Ene-02	0:06:00	0:18:00	L252/251	Unsuccessful R phase AR on L-252 (SETM) because of DTT from SEVIZ opened CB 52-1.2.3.5 (SETM). IMP function tripped CB 52-2.3 (SEVIZ) and DTT tripped CB 52-1.2 (SEAG)	Descarga Atmosferica (L252)
3	27-Feb-02	15:36:44	27-Feb-02	15:36:44	0:00:00	L252	Successful T phase AR CB 52-2,3 (SETM) and CB 52-2, 3 (SEVIZ)	Descarga Atmosferica (L252)
4	05-Mar-02	16:16:00	05-Mar-02	16:25:00	0:09:00	CB 52-1.2.3 ,5 (SETM)	Decreasing SF6 gas pressure at IN-4078 sent trip to CB 52-1.2.3.5	Fallo de Equipo
5	06-Abr-02	16:35:00	06-Abr-02	17:15:00	0:40:00	L252/251	Due to two phases fault IMP function tripped CB 52-1.3 (SETM) and CB 52-2,3 (SEVIZ), then a DTT was sent to SEAG opening CB 52-1,2 (SEGA).	Descarga Atmosferica (L252)
6	07-Abr-02	18:39:00	07-Abr-02	18:48:00	0:09:00	L251	Unsuccessful T phase AR on L-251 (SETM) because of DTT from SEAG opening CB 52-1,3 (SETM). At SEAG was completed T phase AR but SOTF function tripped CB 52-1,2 (SEAG).	Descarga Atmosferica (L251)
7	08-Abr-02	20:58:00	08-Abr-02	21:05:00	0:07:00	L251	At SEAG successful T phase AR on L-251. At SETM it was initiated T phase AR on L-251 but a sudden DTT from SEAG opened CB 52-1.3 (SETM) then L-251 became out of service.	Descarga Atmosferica (L251)
8	26-Abr-02	3:59:00	26-Abr-02	3:59:00	0:00:00	L251	Successful S phase AR CB 52-1,2 (SEAG) and CB 52-1,3 (SETM).	Descarga Atmosferica (L251)
9	03-May-02	15:47:00	03-May-02	17:26:00	1:39:00	L-252/L-251	Lightning stroke over R and S phase on L-252. Imp. Function opened CB 52-2.3 (SETM) and CB 52-2.3 (SEVIZ), a DTT was sent to SEAG opening CB 52-1.2	Descarga Atmosferica (L252)
10	14-May-02	7:59:00	14-May-02	8:20:00	0:21:00	L-252/L-251	Lightning stroke over S and T phase on L-252. Imp. Function opened CB 52-2,3 (SETM) and CB 52-2,3 (SEVIZ), a DTT was sent to SEAG opening CB 52-1,2	Descarga Atmosferica (L252)
11	25-Jul-02	18:11	25-Jul-02	18:30	0:19:00	CB 52-1,2 (SEVIZ)	Power swing at SINAC originated that SEVIZ L-253 main and backup protection tripped CB 52- 1,2 . But L-251 and L-252 stayed without energy.	Sistema
12	18-Ago-02	15:44	18-Ago-02	17:18	1:34:00	L251	Lightning stroke over R and S phase on L-251 activated main and backup protection tripping CB 52-1,3 (SETM) and CB 52-1,2 (SEAG).	Descarga Atmosferica (L251)
13	13-Sep-02	3:30:00	13-Sep-02	3:30:00	0:00:00	L252	Descarga atmosférica sobre fase S origina la actuación de la protección principal originándose un recierre automático exitoso	Descarga Atmosferica (L252)
14	23-Sep-02	14:36:00	23-Sep-02	14:52:00	0:16:00	L252/L251	Descarga atmosférica sobre fase T hace actuar a la protección principal y de respaldo en ambos extremos de L-252. produciéndose un recierre exitosos en SEVIZ; pero en SETM se recibe un DTT (desde SEVIZ) ocasionando la apertura de los interruptores IN-1,2,3 y 5. Debido al DTT también abrieron los interruptores de L-251 en SEAG.	Descarga Atmosferica (L252)
15	23-Dic-02	19:32:00	23-Dic-02	19:52:00	0:20:00	L251	Descarga atmosférica sobre fases T y S hace actuar a la protección de la línea desconectando a esta	Descarga Atmosferica (L251)

ANEXO I

DIAGRAMAS UNIFILARES DE MANIOBRAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
 DIAGRAMA UNIFILAR DE MANIOBRAS DEL SISTEMA
 ANTAMINA - ETESELVA - ISA PERU



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
 FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DIAGRAMA UNIFILAR DE MANIOBRAS
 TINGO MARIA - AGUAYTIA - PUCALLPA

ANEXO J

ESQUEMAS DE FLUJO DE POTENCIA DE ALTERNATIVAS DE OPERACION

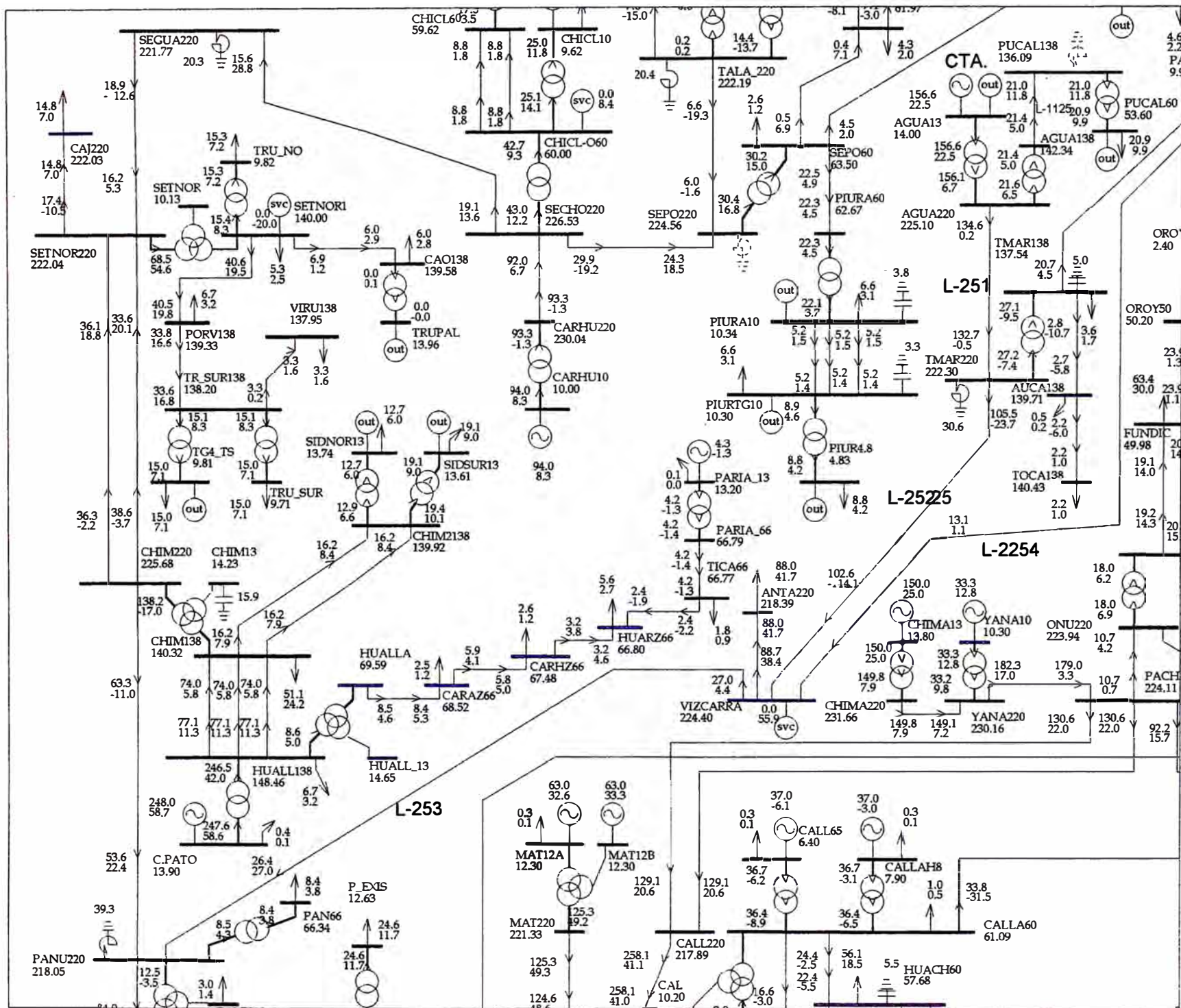


Fig. J1:
 Normal
 Avenida
 Semana 07
 del 15 al 21 de
 febrero
 Máxima Demanda
 (Punta).

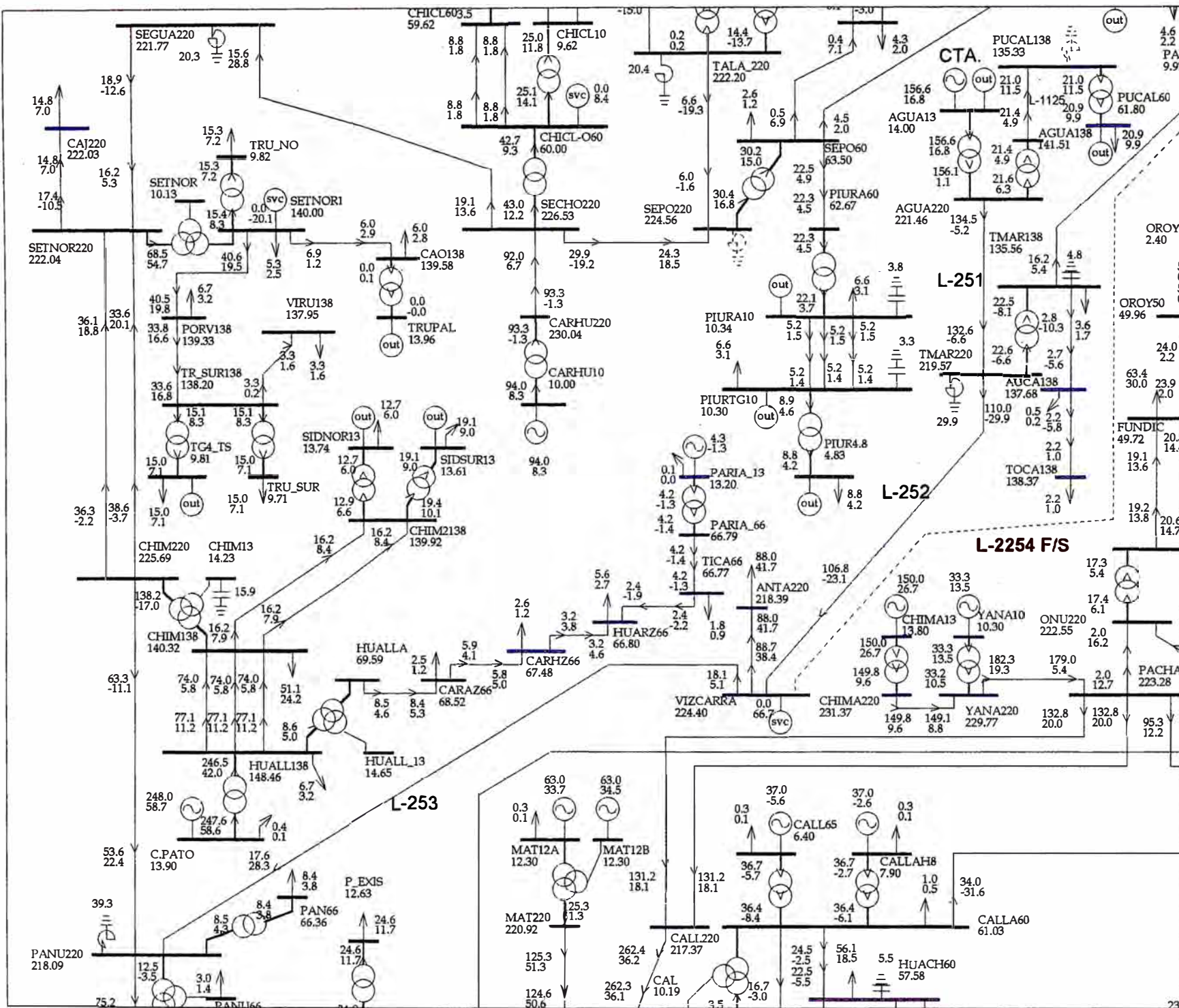
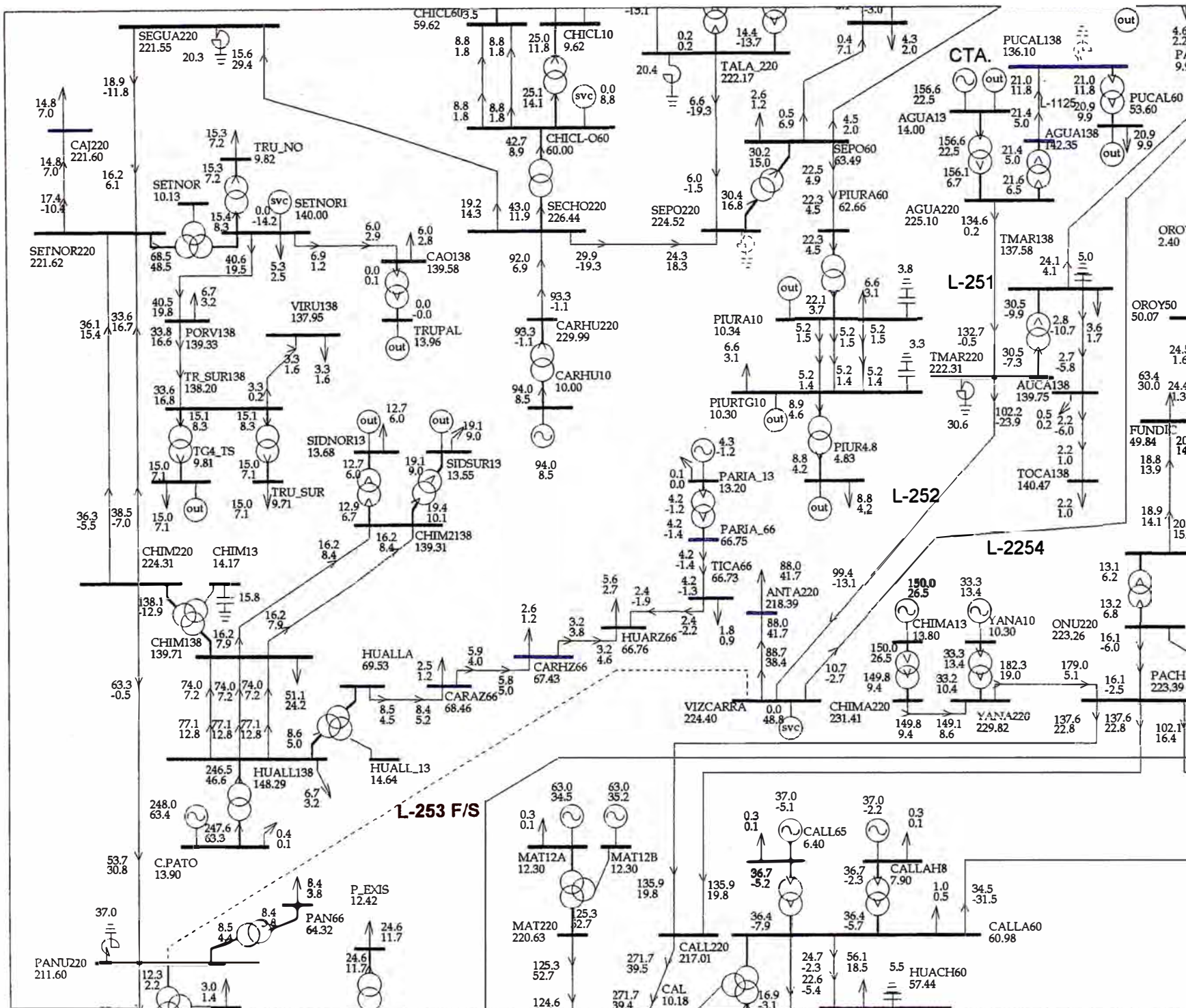
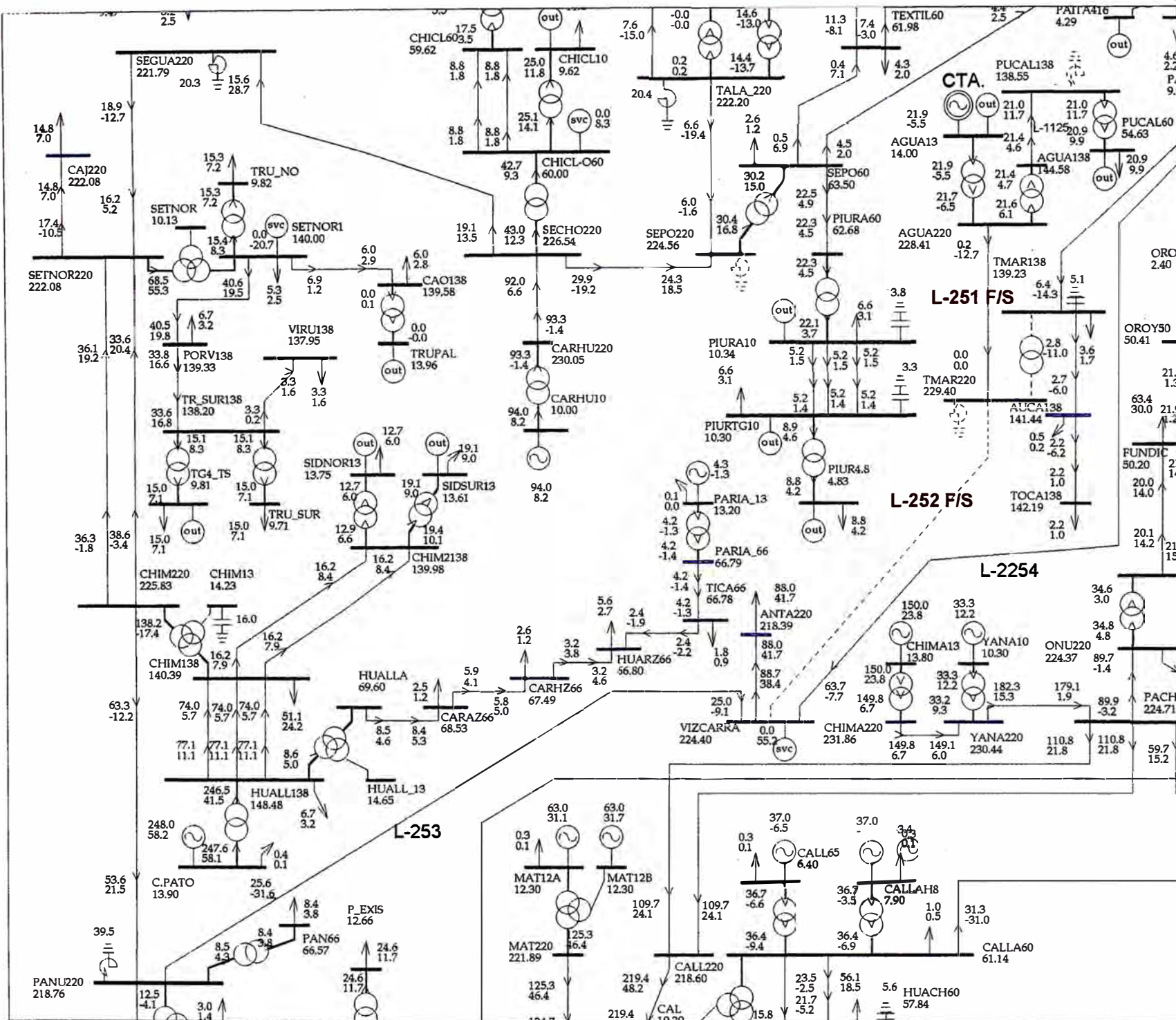


Fig J2:
L-2254 F/S

Avenida
Semana 07
del 15 al 21 de
febrero
Máxima Demanda
(Punta).

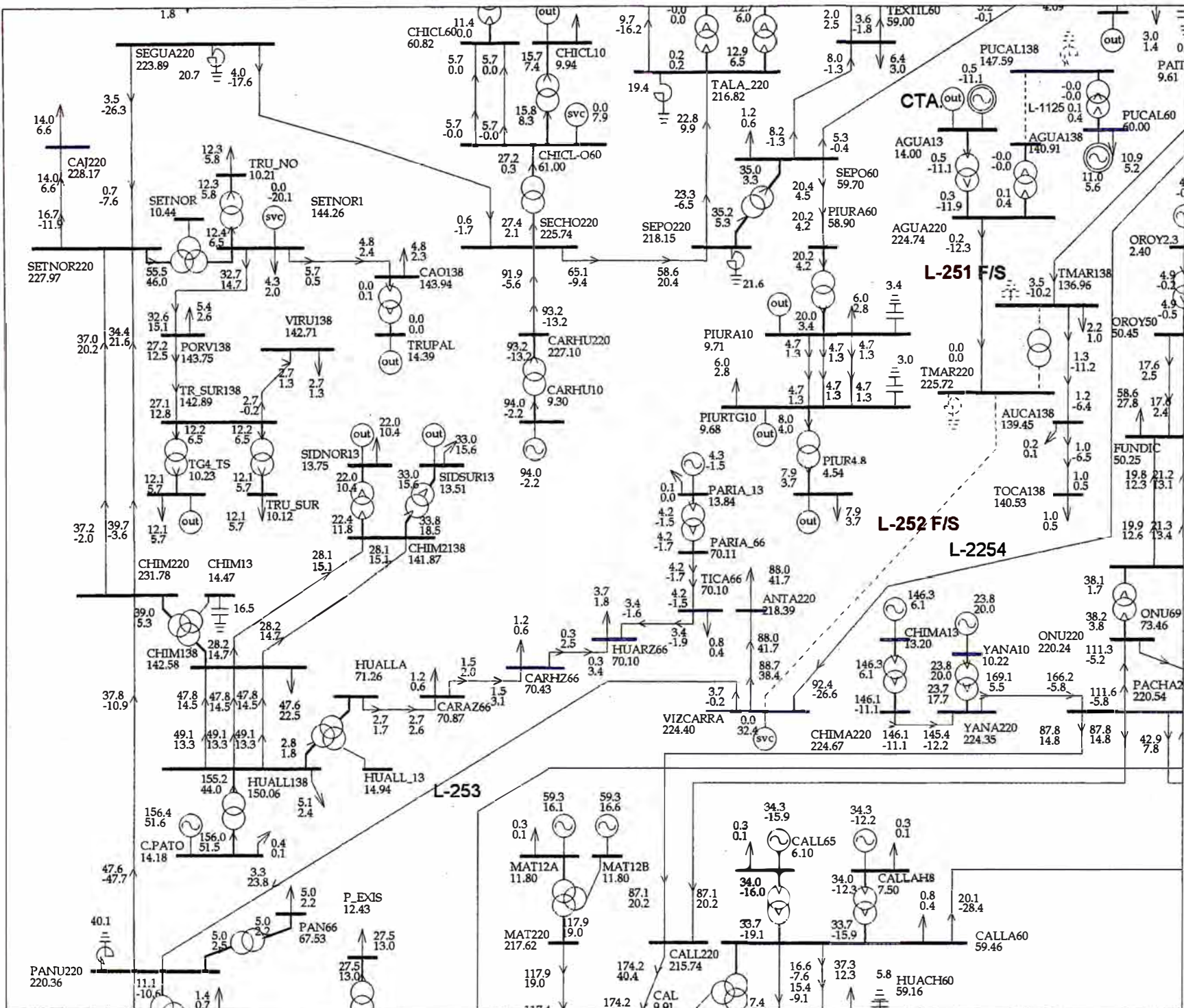


L-253 F/S
 Avenida
 Semana 07
 del 15 al 21 de
 febrero
 Máxima Demanda
 (Punta).



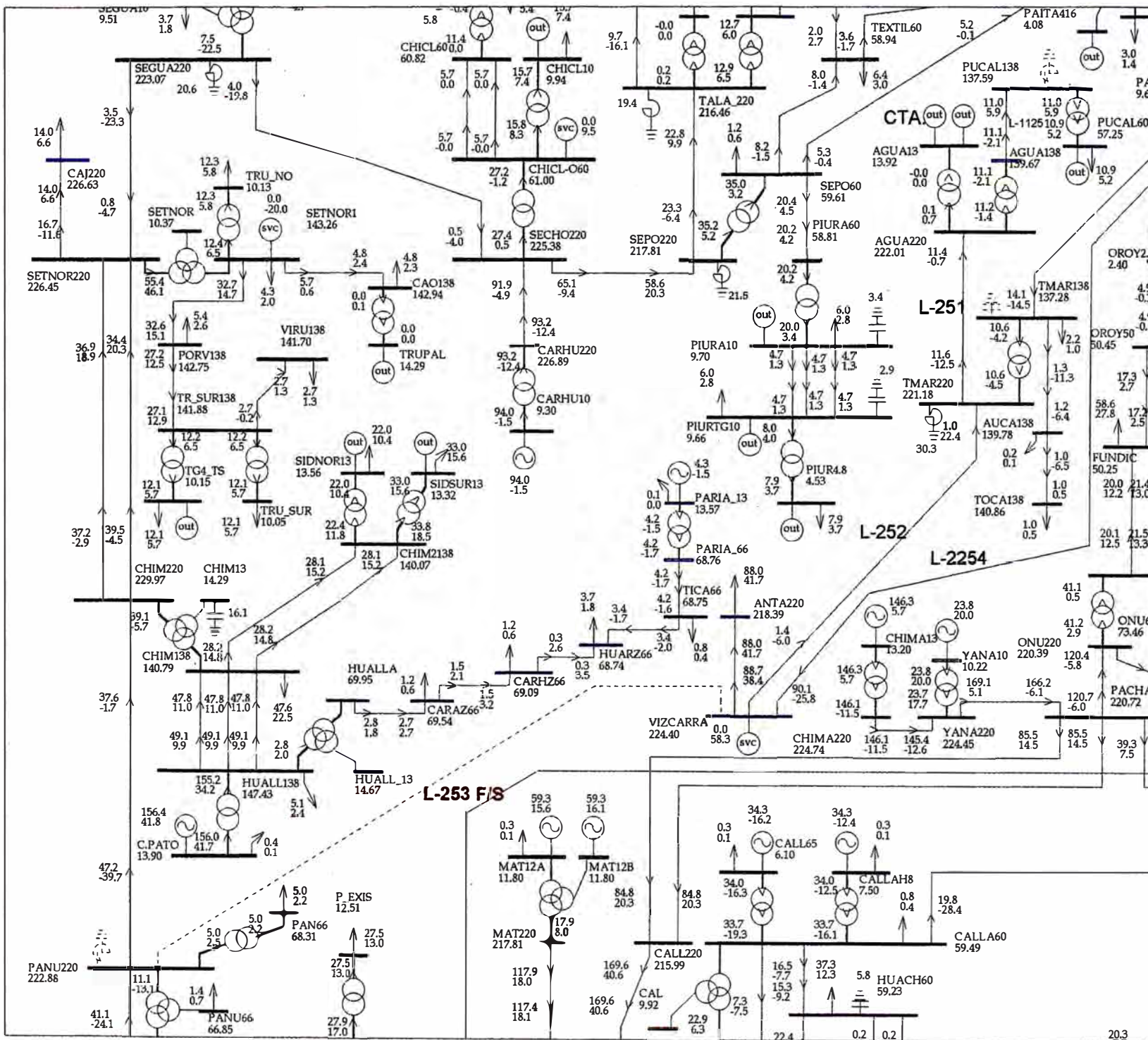
L-252/251 F/S

Avenida
Semana 07
del 15 al 21 de
febrero
Máxima Demanda
(Punta).



L-252/251 F/S

Avenida
Semana 07
del 15 al 21 de
febrero
Mínima demanda
(Base).



L-253 F/S

Avenida
Semana 07
del 15 al 21 de febrero
Mínima demanda
(Base).

BIBLIOGRAFIA

1. Gerencia T-Line - Duke Engineering & Services, "Manual de Operación de Subestaciones Aguaytía, Tingo María y Paramonga". Lima Octubre 1997.
2. CESI, "Electrical protection coordination study and transmission DTI Scheme Review Of The ETESELVA transmission system"- Revision No. 0.
3. Compañía Minera Antamina S.A. & GyM, "Manual de operación de la Subestación Vizcarra"- Revisión No. 0. Proyecto Antamina Sistema de Transmisión 220 kV. Agosto 2000.
4. G. y M., Compañía Minera Antamina S.A. "Proyecto Antamina Sistema de Transmisión 220 kV. Incorporación del SVC en la Subestación Vizcarra".
5. ISA, "Estudios Técnicos de las líneas de ISA PERÚ Oroya – Carhuamayo – Paragsha 2 – Vizcarra a 220 kV y Aguaytía – Pucallpa a 138 kV". Dirección desarrollo del STE Doc.STE - 2110 - 468 REV. 02, Medellín , Abril 2002
6. ABB Automation Products AB 2001 Substation Automation Division: "Operator's Manual REL 521, REB 551, REL-316 , RET-316 y SCU".
7. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos del Perú (NTCSE).
8. Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (1999-12-05)
9. Edmund Handschin, Real-Time Control of Electric Power Systems.
10. Robert H. Miller y James H. Malionowski "Power System Operation".