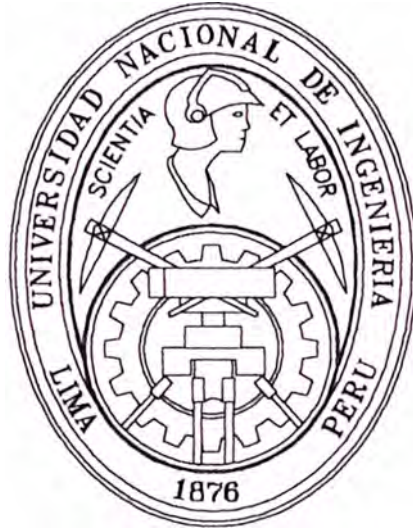


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN A CORTO PLAZO
DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETECEN

INFORME DE INGENIERÍA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

FREDDY AUGUSTO RENGIFO VELA

PROMOCIÓN 1995 - II

LIMA – PERÚ

2 001

A mi madre

*y a todas aquellas personas
que contribuyeron al logro
del presente objetivo*

**PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN A CORTO PLAZO DEL
SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETECEN**

SUMARIO

La operación de sistemas eléctricos de potencia en el mundo es una tarea dedicada a garantizar la prestación de un servicio que en nuestra sociedad se hizo imprescindible: la energía eléctrica.

La Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A., ETECEN, es propietaria del sistema de transmisión principal más importante y amplia del Sistema Interconectado Nacional, siendo responsable de su planificación, operación en tiempo real y evaluación del mismo.

En el presente informe de ingeniería se desarrollará, en primera instancia, el concepto de un sistema eléctrico de potencia, sus componentes y los criterios a tener en cuenta para una óptima operación del mismo. Luego, se describirá a ETECEN con las características técnicas de sus instalaciones y una breve descripción de su estructura administrativa. Asimismo, se describirá al Sistema SCADA del Centro de Control de ETECEN, en el ámbito de usuario con el perfil de operador; en él se mostrará lo útil y eficaz que resulta esta herramienta en el mejor desempeño de los operadores. Finalmente, se mostrará un resumen de los tres procedimientos de la Gerencia de Coordinación: Programación, operación en tiempo real y evaluación de la operación; las cuales marcarán las pautas para el cumplimiento de la misión de ETECEN, que es el garantizar un

servicio de transmisión eléctrica en condiciones satisfactorias de calidad, seguridad y economía.

INDICE

CAPITULO I

DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA Y SU ENTORNO	3
1.1. Estructura de un sistema eléctrico de potencia.	3
1.2. Descripción del Sistema Interconectado Nacional.	6
1.3. Breve descripción de ETECEN.	6
1.4. Misión y visión de ETECEN.	8
1.5. Organigrama de ETECEN.	8
1.6. Gerencia de Coordinación del Sistema.	8
1.6.1. Unidad de Operación y Despacho.	9
1.6.2. Unidad de Planificación y Análisis.	9

CAPITULO II

SUPERVISIÓN Y CONTROL DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	24
2.1 Introducción.	24
2.2 Criterios fundamentales para la operación de sistemas de potencia	24
2.3 Estados de operación de un sistema de potencia y estrategias de control.	25
2.4 Función del operador en un sistema de control.	28

CAPITULO III

SISTEMA SCADA DEL CENTRO DE CONTROL DE ETECEN S.A.	32
3.1. Antecedentes.	32
3.2 Especificaciones técnicas.	33
3.2.1 Hardware.	35
3.2.2 Software.	38
3.3 Sistema de telecomunicaciones.	39

3.3.1	Subsistema de microondas.	39
3.3.2	Subsistema de radiocomunicaciones.	39
3.3.3	Subsistema de onda portadora.	41
3.3.4	Subsistema de telefonía.	41
3.4	Funciones SCADA.	43
3.4.1	Adquisición automática de datos.	45
3.4.2	Conversión de datos.	46
3.4.3	Procesamiento de datos.	47
3.4.4	Supervisión y control del sistema eléctrico de potencia.	50
3.4.5	Interfaces con el usuario.	53
3.5	Administración del subsistema de alarmas.	53
3.6	Tarjetas o etiquetas de advertencia operativa.	59
3.6.1	Definición de la tarjeta.	61
3.6.2	Colocación de la tarjeta.	62
3.7	Tendencias.	64
3.8	Administración de la información histórica (HIM: historical information management).	64
3.9	Funciones EMS (energy management system: administración del sistema de energía).	70
3.9.1	Pronóstico de carga.	70
3.9.2	Estimador de estado en tiempo real (RTNET: real time state estimator).	73
3.9.3	Flujo de potencia.	77
3.9.4	Análisis de contingencias.	79
3.10	Simulador de entrenamiento para operadores (DTS: dispatcher training simulator).	80
3.10.1	Introducción.	80
3.10.2	Elementos del DTS.	81
3.10.3	Diferencias entre el DTS y la aplicaciones EMS de tiempo real.	83
CAPITULO 4		
PLANIFICACION DE LA OPERACIÓN A CORTO PLAZO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETECEN.		84

4.1	Programación de la operación.	85
4.1.1	Pronóstico de la demanda y despacho de la generación.	85
4.1.2	Programación de la indisponibilidad de los equipos principales de transmisión.	86
4.1.2.1	Programa anual de intervenciones.	86
4.1.2.2	Programa mensual de intervenciones.	87
4.1.2.3	Programa semanal de intervenciones.	88
4.1.2.4	Programa diario de intervención.	91
4.2	Operación en tiempo real.	93
4.2.1	Operación en estado normal.	94
4.2.2	Operación en estado de alerta.	95
4.2.3	Operación en estado de emergencia.	97
4.2.4	Operación en estado de recuperación.	98
4.3	Evaluación de la operación.	99
4.3.1	Informe diario de operación.	100
4.3.2	Informe operativo de los equipos principales de transmisión.	100
4.3.3	Informe de perturbaciones del Sistema Interconectado.	101
4.3.3.1	Informe preliminar de perturbaciones de las subestaciones.	101
4.3.3.2	Informe técnico de perturbaciones del Centro de Control.	103
4.3.3.3	Informe del Comité de Análisis de Perturbaciones.	103
4.3.3.4	Informe del Área de Ingeniería de Mantenimiento.	103
4.3.3.5	Informe a la Dirección General de Electricidad.	104
4.3.4	Contabilización de la energía transmitida.	105
4.3.5	Informe estadístico de la operación del sistema de transmisión.	108
4.3.6	Cálculo de los índices de gestión.	109
4.3.6.1	Número de fallas cada 100 km-año.	109
4.3.6.2	Indisponibilidad por mantenimiento.	109
4.3.6.3	Indisponibilidad por falla.	110
4.3.6.4	Disponibilidad.	110
4.3.6.5	Cálculo de la indisponibilidad de un conjunto de equipos.	111

CONCLUSIONES	113
ANEXOS	115
Anexo A: Formato CF-01 "Programa Anual de Intervenciones"	116
Anexo B: Formato CF-02 "Programa Mensual de Intervenciones"	118
Anexo C: Formato CF-03 "Programa Semanal de Intervenciones"	119
Anexo D: Formato CF-04 "Solicitud/Autorización de Intervención"	120
Anexo E: Formato CF-05 "Programa Diario de Intervenciones"	121
Anexo F: Formato CF-06 "Programa de Maniobras"	122
Anexo G: Formato CF-07 "Permiso para trabajar en Subestaciones"	123
Anexo H: Formato CF-08 "Permiso para trabajar en Líneas de Transmisión"	125
Anexo I: CONFIGURACION DEL SISTEMA: ZONAS GEOGRAFICAS DE LA RED	127
Anexo J: MANIOBRAS DE AUTORESTABLECIMIENTO PROCEDIMIENTOS DE RECUPERACION	129
Anexo K: Informes de la Perturbación ocurrida el 26 de Octubre del 2000, 14:36 horas	144
Anexo L: Índices de gestión de ETECEN	163
Anexo M: Diagrama unifilar del Sistema Interconectado Nacional	185
BIBLIOGRAFÍA	187

CAPITULO I

DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA Y SU ENTORNO

El propósito de este capítulo es introducirnos el concepto de un sistema eléctrico de potencia, comprender sus partes y funcionalidad; con la finalidad de describir en un modo sencillo nuestro sistema denominado Sistema Interconectado Nacional y el lugar que ocupa ETECEN en el mismo, con una misión y visión claramente definidas.

1.1. Estructura de un sistema eléctrico de potencia.

La función principal de un sistema eléctrico de potencia es convertir la energía de la naturaleza en forma de energía eléctrica y transportarla a los centros de consumo. La ventaja de la energía eléctrica es que puede ser transportada y controlada con relativa facilidad y con un alto grado de eficiencia y confiabilidad.

Los sistemas eléctricos de potencia, en el mundo, son de variados tamaños y complejidad. Sin embargo todos ellos están conformados por tres partes básicas que son: la generación, la transmisión y la distribución. Esta conformación se puede apreciar en la figura 1.1.

- La generación de la energía eléctrica es una 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 en energía eléctrica por medio generadores sincrónicos.

- El sistema de transmisión es la red que interconecta a las centrales de generación y a los centros de carga del sistema teniendo como función principal el transporte de energía eléctrica. Ello forma la columna vertebral de un sistema de potencia interconectado y opera en niveles de muy alta tensión (en nuestro caso mayor a 100 kV). Los niveles de tensión de la generación están el orden desde 2,3 kV hasta los 16 kV. Estos son elevados a niveles de tensión de la transmisión, y la energía es transmitida desde las centrales de generación a las subestaciones de potencia cercanas a la carga donde la tensión es bajada de los niveles de muy alta tensión (> 100 kV) a media tensión (≤ 33 kV). En estos niveles de tensión la energía es transportada en menor proporción desde las subestaciones de potencia a las subestaciones de distribución. Los grandes clientes industriales son comúnmente alimentados directamente desde las subestaciones de potencia.
- El sistema de distribución representa la etapa final de la transferencia de la energía eléctrica a los 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. La distribución secundaria alimenta a los clientes comerciales y residenciales en 380 y 220 Voltios.

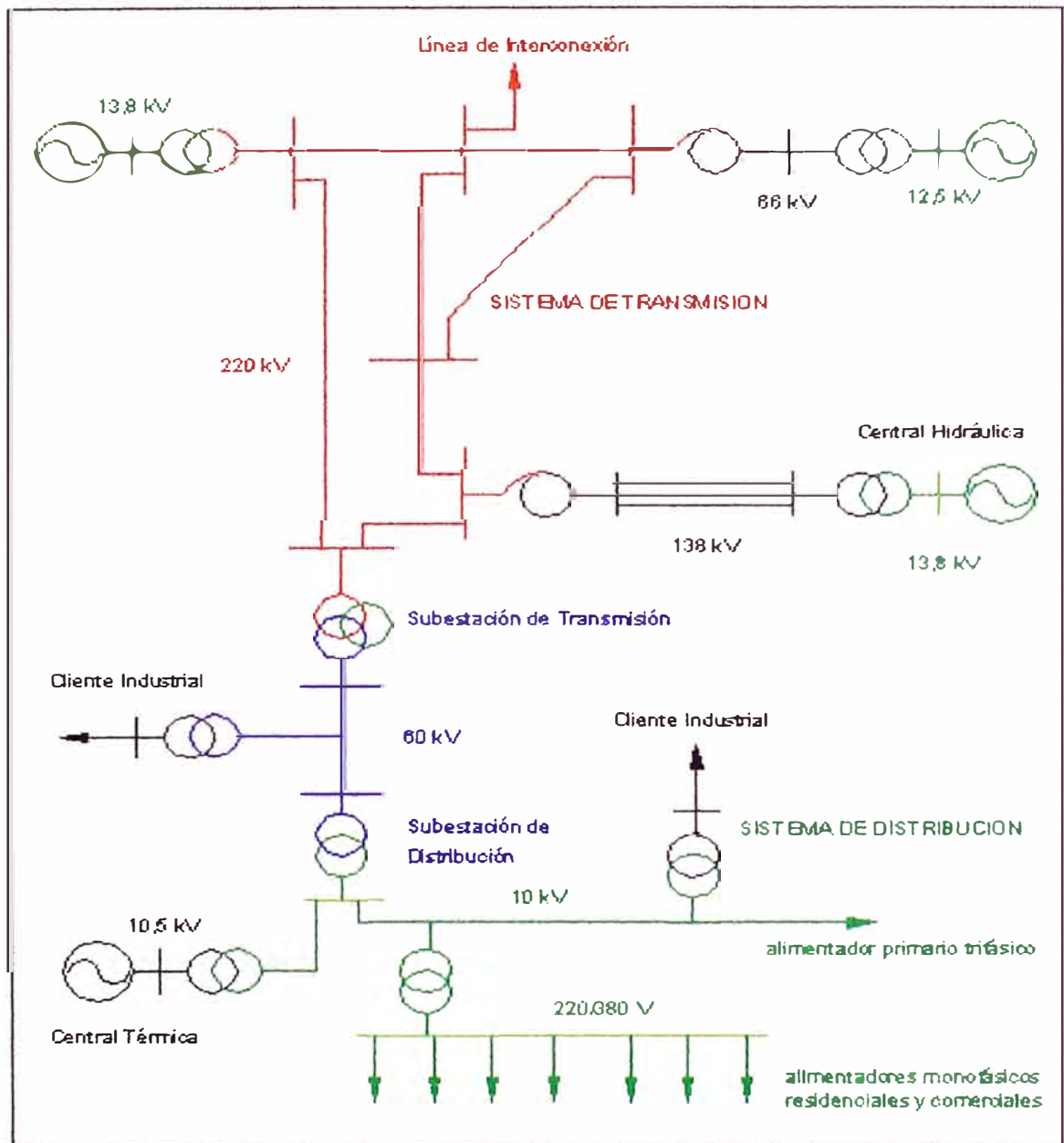


Fig. 1.1 Partes de un Sistema Eléctrico de Potencia

1.2. Descripción del Sistema Interconectado Nacional.

El Sistema Interconectado Nacional (SINAC) en el año 2000 contaba con una capacidad de generación instalada de 5113.86 MW, llegando a registrar una máxima demanda de 2 620 MW, con una energía anual consumida de 15 318 GWh.

En el Cuadro 1.1, Cuadro 1.2 y Cuadro 1.3, al final del capítulo, se detalla la información de los principales equipos de las empresas integrantes del COES-SICN en lo referente a centrales generadoras, líneas de transmisión y subestaciones:

En la figura 1.2, se muestra la disposición geográfica del Sistema Interconectado Nacional.

1.3. Breve descripción de ETECEN.

ETECEN S.A., es una empresa del sector público que presta el servicio de transmisión de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SINAC), propietaria de la red eléctrica de muy alta tensión más extensa del Perú, cuyo nivel de tensión es principalmente de 220 000 voltios. Esta red comprende una extensión de 4022.94 km de líneas de transmisión, a lo largo de diez departamentos del país: Ica, Lima, Ancash, La Libertad, Lambayeque, Piura, Tumbes, Junín, Pasco y Huánuco; y una capacidad de transformación de 1502.8 MVA. La Empresa garantiza así el transporte y la entrega de más del 77.5% de la energía que se genera en el país, en óptimas condiciones de calidad, seguridad y economía.

En Noviembre de 1992 se publicó el Decreto Ley N° 25844: Ley de Concesiones Eléctricas, estableciéndose un nuevo marco legal para las

actividades de generación, transmisión y comercialización de la energía eléctrica, y la conformación de empresas de acuerdo a su actividad. En virtud de ello, se forma la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A., empresa pública, a partir de los activos de ELECTROPERU y ELECTROLIMA mediante R.S. N° 165-93-PCM del 1° de Mayo de 1993, iniciando sus actividades independientemente el 1° de Mayo de 1994.

Dentro de este mismo marco legal, se crea el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), constituido por las entidades titulares de las centrales de generación y del Sistema Principal de Transmisión, con la misión de coordinar la operación a mínimo costo, garantizando la calidad y seguridad del abastecimiento de energía eléctrica.

Debido a la cobertura nacional de ETECEN, ésta se ha organizado, para efectos administrativos, en seis unidades de transmisión, las cuales son:

Unidad de Transmisión Norte

Unidad de Transmisión Norte Medio

Unidad de Transmisión Lima

Unidad de Transmisión Sur Medio

Unidad de Transmisión Sierra Centro y

Unidad de Transmisión Sierra Norte.

La Unidad de Transmisión Norte comprende los departamentos de Tumbes, Piura, Lambayeque y parte de Trujillo. La Unidad de Transmisión Norte Medio comprende los departamentos de Trujillo, Ancash y la parte norte del departamento de Lima. La Unidad de Transmisión Lima está

comprendida en el departamento de Lima. La Unidad de Transmisión Sur Medio comprende el departamento de Ica. La Unidad de Transmisión Sierra Centro comprende los departamentos de Junín y Huancavelica. La Unidad de Transmisión Sierra Norte comprende los departamentos de Cerro de Pasco y Huánuco.

1.4. Visión y misión de ETECEN

Visión. En el año 2010, ser la Empresa Líder de Transmisión de Energía en América del Sur, por brindar servicios de calidad que respondan a las expectativas de los clientes, en permanente innovación tecnológica, incrementando el valor de la empresa, el desarrollo de sus trabajadores y el bienestar de la sociedad.

Misión. Brindar servicios de transmisión de energía eléctrica y otros servicios relacionados, con calidad, confiabilidad y eficiencia; potenciando el desarrollo del personal, introduciendo nuevas tecnologías y buscando la rentabilidad en las operaciones e inversiones que nos permitan un desarrollo sostenible; facilitando así la competencia en el sector energético y el desarrollo del país.

1.5. Organigrama de ETECEN.

La organización de ETECEN se muestra en la figura 1.4, la cual es jerárquica.

1.6. Gerencia de Coordinación del Sistema.

Dentro de esta estructura jerárquica de la organización de ETECEN, se encuentra la Gerencia de Coordinación del Sistema cuyos objetivos se alinean naturalmente con los de la empresa, ya que tiene la responsabilidad

de coordinar acciones internas y externas para la prestación de servicios de transmisión eléctrica. Está formado por dos unidades de soporte que son: Unidad de Operación y Despacho y la Unidad de Planificación y Análisis.

1.6.1. Unidad de Operación y Despacho.

Tiene la función principal de supervisar y controlar la operatividad del sistema de transmisión de ETECEN, de acuerdo a las normas, procedimientos e instrucciones de operación establecidas en procura de brindar en excelente servicio de transmisión eléctrica. Es función, también, efectuar la coordinación de la Operación en tiempo real del Sistema Interconectado Nacional.

1.6.2. Unidad de Planificación y Análisis.

Sus funciones son planificar, programar, analizar y evaluar la operación del sistema de transmisión de ETECEN, de acuerdo a las normas, procedimientos e instrucciones de operación establecidos. Asimismo, se encarga de planificar, programar, analizar y evaluar la coordinación de la operación en tiempo real del sistema de potencia, de acuerdo a lo establecido en el marco legal vigente. Tiene bajo su responsabilidad el mantenimiento del software y hardware de la estación maestra del sistema SCADA del Centro de Control.

Figura 1.4 Organigrama de ETECEN

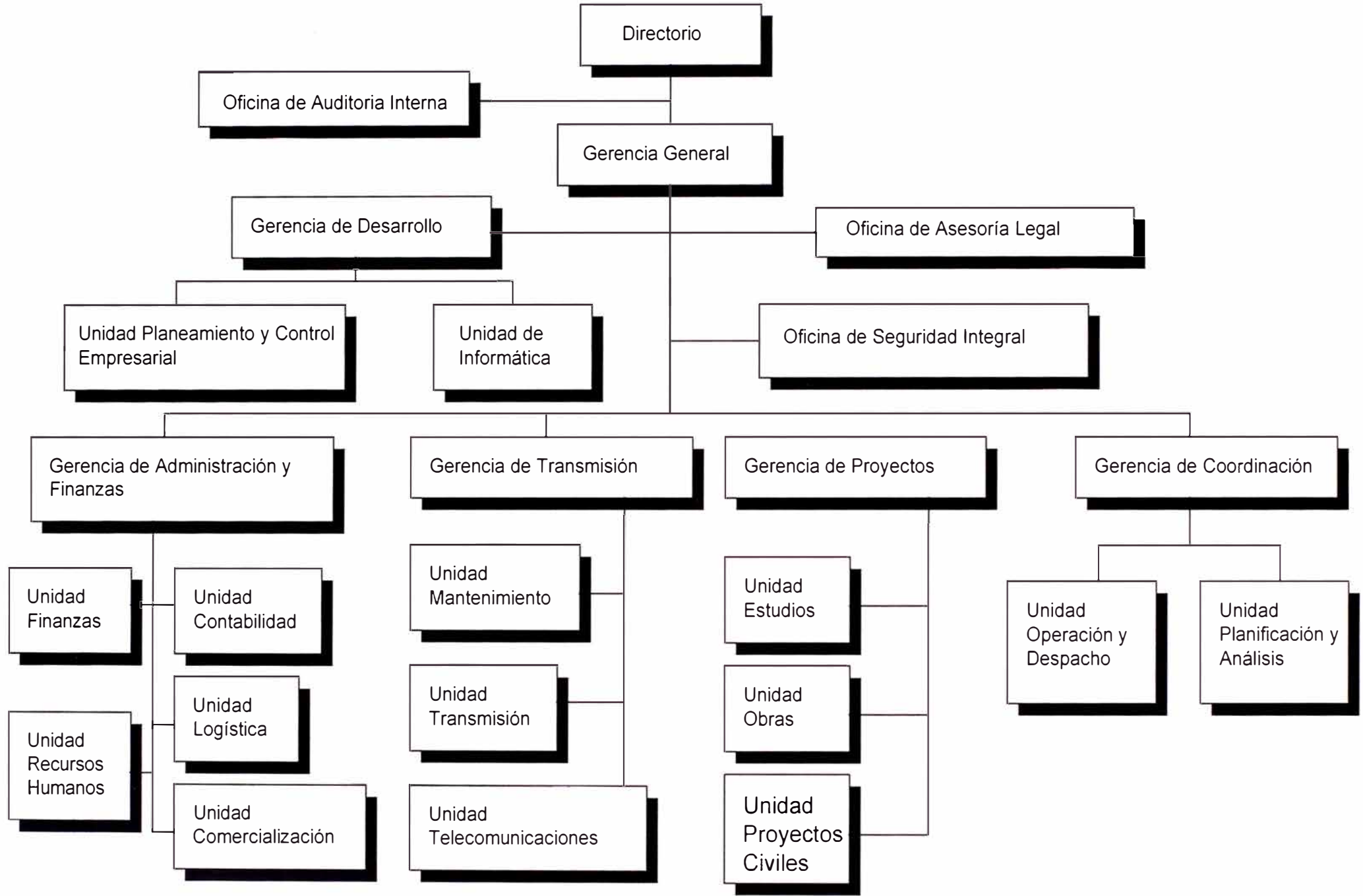
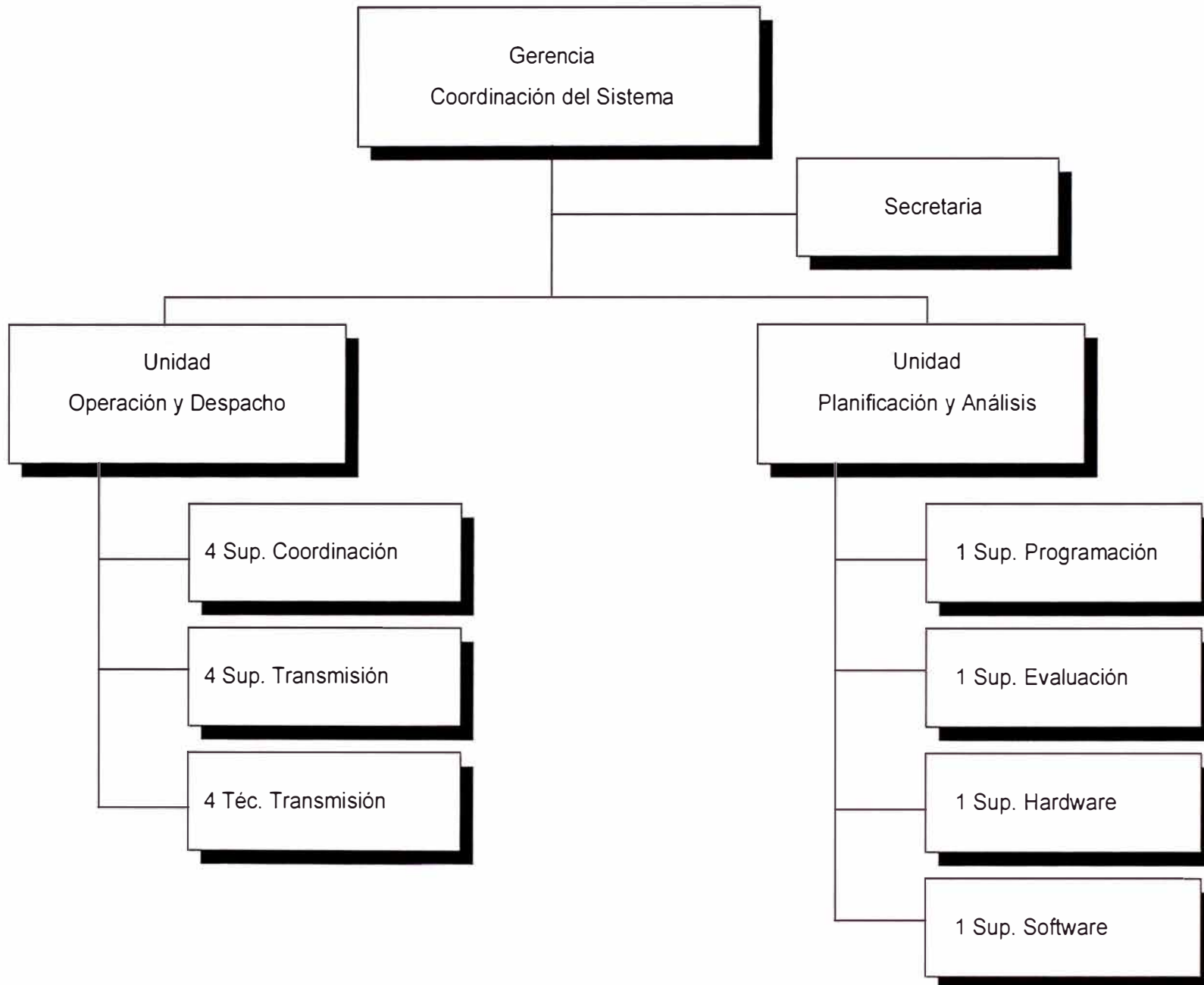


Figura N° 1.5 Organigrama de la Gerencia de Coordinación



Cuadro 1.1
EMPRESAS GENERADORAS INTEGRANTES DEL COES - SINAC

Centrales Hidroeléctricas

Central	Tensión (kV)	Pot. Instalada (MVA)	Pot. Efectiva (MW)	Pot. Reactiva (MVAR)	N° de Grupos	Empresa
Mantaro	13,80	840,00	631,800	216,000	7	ELECTROPERU
Restitución	13,80	247,50	209,700	130,400	3	ELECTROPERU
Cañón del Pato	13,80	246,58	256,550	66,000	6	EGENOR
Carhuaquero	10,00	96,80	95,000	36,000	3	EGENOR
Huinco	12,50	340,00	247,300	217,600	4	EDEGEL
Matucana	12,50	160,00	128,600	104,000	2	EDEGEL
Moyopampa	10,00	90,00	64,700	64,200	3	EDEGEL
Callahuanca - A	8,00	44,00	37,700	33,000	1	EDEGEL
Callahuanca - B	6,50	52,50	36,700	22,800	3	EDEGEL
Huampaní	10,00	44,80	30,200	19,600	2	EDEGEL
Cahua	10,00	55,00	43,100	38,000	2	CAHUA
Pariac	10,00	5,20	4,400	1,700	5	CAHUA
Gallito Ciego	10,50	40,00	38,100	21,100	2	CNP - Energía
Yaupi	13,80	120,00	104,900	52,500	5	EGECEN
Malpaso	6,90	68,00	48,000	43,500	4	EGECEN
Pachachaca	2,30	15,00	12,300	9,000	4	EGECEN
Oroya	2,30	11,30	8,700	6,800	3	EGECEN
Charcani I	5,25	1,76	1,600	1,000	2	EGASA
Charcani II	5,25	0,79	0,600	0,600	3	EGASA
Charcani III	5,25	4,56	3,910	6,000	2	EGASA
Charcani IV	5,25	15,47	14,790	6,600	3	EGASA
Charcani V	13,80	145,35	139,890	90,000	3	EGASA
Charcani VI	5,25	8,96	8,800	8,800	1	EGASA
Machupicchu	11,50	*	40,000	30,000	2	EGEMSA
Machupicchu	10,50	*	66,990	33,600	3	EGEMSA
Hercca	2,30	1,02	0,720	0,800	2	EGEMSA
Aricota I	10,50	23,80	22,500	14,740	2	EGESUR
Aricota II	10,50	11,90	12,400	7,370	1	EGESUR
San Gabán II	13,80	110,00	107,800	60,000	2	SAN GABAN

(*) Indisponible desde el 27 Febrero de 1997

Centrales Térmicas

Central	Tensión (kV)	Pot. Instalada (MVA)	Pot. Efectiva (MW)	Pot. Reactiva (MVAR)	Tipo	Empresa
Ventanilla (TG-1)	13,80	120,00	109,021	45,000	TG	ETEVENSA
Ventanilla (TG-2)	13,80	120,00	112,218	45,000	TG	ETEVENSA
Ventanilla (TG-3)	16,00	192,00	163,605	90,000	TG	ETEVENSA
Ventanilla (TG-4)	16,00	192,00	164,472	90,000	TG	ETEVENSA
Malacas (G-1)	13,80	18,00	14,869	5,000	TG	EEPSA
Malacas (G-2)	13,80	18,00	15,169	5,000	TG	EEPSA
Malacas (G-3)	13,80	18,00	16,650	5,000	TG	EEPSA
Malacas (G-4)	13,80	119,20	97,267	64,000	TG	EEPSA
Verdún (Cooper 8)	13,20	1,80	1,353	0,600	TG	EEPSA
Verdún (Alco 9)	13,20	1,10	0,966	0,600	TG	EEPSA
Westinghouse (TG-7)	13,80	150,00	121,204	68,000	TG	EDEGEL
Santa Rosa (UTI-5)	13,80	70,10	52,731	25,000	TG	EDEGEL
Santa Rosa (UTI-6)	13,80	70,10	51,656	25,000	TG	EDEGEL
Santa Rosa (BBC-2)	10,00	18,40	10,214	5,600	TG	EDEGEL
Santa Rosa (BBC-3)	10,00	18,40	9,196	5,600	TG	EDEGEL
Santa Rosa (BBC-4)	10,00	28,50	16,954	11,600	TG	EDEGEL
San Nicolás (TV-1)	13,80	22,10	18,709	11,600	TG	SHOUGESA
San Nicolás (TV-2)	13,80	22,10	19,108	11,800	TV	SHOUGESA
San Nicolás (TV-3)	13,80	29,40	25,769	16,000	TV	SHOUGESA

Centrales Térmicas

Central	Tensión (kV)	Pot. Instalada (MVA)	Pot. Efectiva (MW)	Pot. Reactiva (MVAr)	Tipo	Empresa
Pacasmayo (Sulzer)	6,30	9,90	23,108	5,900	TG	CNP - Energia
Pacasmayo (MAN)	2,30	22,20	1,660	13,300	TG	CNP - Energia
Piura-CT (GMT-1)	10,00	6,30	4,314	3,800	DIESEL	EGENOR
Piura-CT (GMT-2)	10,00	6,30	4,214	3,800	DIESEL	EGENOR
Piura-CT (MIRRL-1)	4,80	1,70	1,110	0,900	DIESEL	EGENOR
Piura-CT (MIRRL-4)	4,80	2,90	1,724	1,300	DIESEL	EGENOR
Piura-CT (MIRRL-5)	4,80	3,00	1,730	1,400	DIESEL	EGENOR
Piura-CT (STO)	4,80	6,30	5,442	3,800	DIESEL	EGENOR
Piura-CT (MAN)	10,00	9,30	7,152	4,600	TG	EGENOR
Piura-CT (MS-5000)	10,00	24,30	21,431	13,700	DIESEL	EGENOR
Chiclayo Oeste (GMT-1)	10,00	5,10	4,319	3,100	DIESEL	EGENOR
Chiclayo Oeste (GMT-2)	10,00	5,10	4,459	3,100	DIESEL	EGENOR
Chiclayo Oeste (SUL-1)	10,00	7,10	5,697	3,100	DIESEL	EGENOR
Chiclayo Oeste (SUL-2)	10,00	7,10	5,892	3,100	DIESEL	EGENOR
Chiclayo Oeste (GMT-3)	10,50	5,00	4,484	3,000	DIESEL	EGENOR
Sullana (Alco-1)	4,20	3,10	2,200	1,700	DIESEL	EGENOR
Sullana (Alco-2)	4,20	3,10	2,321	1,700	DIESEL	EGENOR
Sullana (Alco-3)	4,20	3,10	2,181	1,700	DIESEL	EGENOR
Sullana (Alco-4)	4,20	3,10	2,125	1,700	DIESEL	EGENOR
Sullana (Alco-5)	4,20	3,10	2,233	1,700	DIESEL	EGENOR
Paita (Skoda-1)	4,20	1,40	0,893	0,700	DIESEL	EGENOR
Paita (Skoda-2)	4,20	1,40	0,898	0,700	DIESEL	EGENOR
Paita (Skoda-3)	4,20	1,40	0,892	0,700	DIESEL	EGENOR
Paita (EMD-1)	4,20	3,30	2,107	1,700	DIESEL	EGENOR
Paita (EMD-2)	4,20	3,30	2,137	1,700	DIESEL	EGENOR
Paita (EMD-3)	4,20	3,30	2,239	1,700	DIESEL	EGENOR
Chimbote (TG-1)	13,20	28,50	20,019	17,100	TG	EGENOR
Chimbote (TG-2)	13,20	28,50	20,649	17,100	TG	EGENOR
Chimbote (TG-3)	13,20	28,50	21,637	17,100	TG	EGENOR
Trujillo (TG-4)	10,00	28,50	21,180	17,100	TG	EGENOR
Aguaytia (TG-1)	13,80	119,20	78,130	77,500	TG	AGUAYTIA
Aguaytia (TG-2)	13,80	119,20	78,440	77,500	TG	AGUAYTIA
Trupal	4,20	16,00	12,869	8,400	TV	EGENOR
Chilina (Sulzer-1)	10,40	5,20	5,150	4,000	Diesel2,R500	EGASA
Chilina (Sulzer-2)	10,40	5,20	5,100	4,000	Diesel2,R500	EGASA
Chilina (TV-1)	5,25		4,000	3,500	Residual 500	EGASA
Chilina (TV-2)	5,25	12,00	6,050	6,000	Residual 500	EGASA
Chilina (TV-3)	10,50	10,00	10,370	7,500	Residual 500	EGASA
Chilina (CC)	13,80	21,00	19,970	18,000	DIESEL	EGASA
Mollendo (G1)	13,80	10,70	10,250	20,000	Diesel2,R500	EGASA
Mollendo (G2)	13,80	10,70	10,430	20,000	Diesel2,R500	EGASA
Mollendo (G3)	13,80	10,70	10,300	20,000	Diesel2,R500	EGASA
Mollendo (TG1)	13,80	45,00	37,400	27,500	DIESEL	EGASA
Mollendo (TG2)	13,80	45,00	37,400	27,500	DIESEL	EGASA
Dolorespata (Sulzer-1)	11,00	1,00	0,870	0,750	DIESEL	EGEMSA
Dolorespata (Sulzer-2)	11,00	2,12	1,820	1,590	DIESEL	EGEMSA
Dolorespata (Alco-1)	4,16	2,50	1,870	1,880	DIESEL	EGEMSA
Dolorespata (Alco-2)	4,16	2,50	1,820	1,880	DIESEL	EGEMSA
Dolorespata (GM-1)	4,16	2,50	1,820	1,880	DIESEL	EGEMSA
Dolorespata (GM-2)	4,16	2,50	1,950	1,880	DIESEL	EGEMSA
Dolorespata (GM-3)	4,16	2,50	1,820	1,880	DIESEL	EGEMSA
Bellavista (MAN-1)	10,00	7,85	1,740	1,725	DIESEL	EGEMSA
Bellavista (MAN-2)	10,00		1,760	1,725	DIESEL	EGEMSA
Bellavista (Alco)	2,40		1,800	1,875	DIESEL	EGEMSA
Bellavista (Deutz)	2,40		0,290	0,564	DIESEL	EGEMSA

Centrales Térmicas

Central	Tensión (kV)	Pot. Instalada (MVA)	Pot. Efectiva (MW)	Pot. Reactiva (MVAr)	Tipo	Empresa
Taparachi (Skoda-1)	2,40	7,80	0,360	0,828	DIESEL	EGEMSA
Taparachi (Skoda-2)	2,40		0,500	0,828	DIESEL	EGEMSA
Taparachi (MAN-1)	2,40		0,800	0,750	DIESEL	EGEMSA
Taparachi (MAN-2)	2,40		0,800	0,750	DIESEL	EGEMSA
Taparachi (MAN-3)	10,50		1,800	1,725	DIESEL	EGEMSA
Taparachi (MAN-4)	10,50		1,830	1,725	DIESEL	EGEMSA
Calana (G-1)	10,50	19,20	6,120	4,800	R600,Diesel2	EGESUR
Calana (G-2)	10,50		6,140	4,800	R600,Diesel2	EGESUR
Calana (G-3)	10,50		6,190	4,800	R600,Diesel2	EGESUR
Calana (G-4)	10,50	6,40	6,400	5,000	DIESEL	EGESUR
Moquegua	4,16	0,53	0,430	0,600	DIESEL	EGESUR
Moquegua	4,16	0,53	0,430	0,600	DIESEL	EGESUR
Para	10,50	2,50	2,440	1,880	DIESEL	EGESUR
ILO 1 (TV-1)	13,80	182,27	21,580	15,490	Vap.Rec-R500	ENERSUR
ILO 1 (TV-2)	13,80		21,850	15,490	Vap.Rec-R500	ENERSUR
ILO 1 (TV-3)	13,80		64,990	42,760	Residual 500	ENERSUR
ILO 1 (TV-4)	13,80		57,410	42,760	Residual 500	ENERSUR
ILO 1 (Catkato)	4,16		3,270	2,480	DIESEL	ENERSUR
ILO 1 (TGAS-1)	13,80	76,83	33,490	23,780	DIESEL	ENERSUR
ILO 1 (TGAS-2)	13,80		37,500	30,240	DIESEL	ENERSUR
ILO 2 (GC-1)	17,00	135,00	125,000	101,400	Carbón-Diesel	ENERSUR
Tintaya (MAN 1)	4,16	19,52	2,160	2,750	DIESEL	SAN GABAN
Tintaya (MAN 2)	4,16		2,100	2,750	DIESEL	SAN GABAN
Tintaya (MAN 3)	4,16		2,050	2,750	DIESEL	SAN GABAN
Tintaya (MAN 4)	4,16		1,890	2,750	DIESEL	SAN GABAN
Tintaya (MAN 5)	4,16		2,060	2,750	DIESEL	SAN GABAN
Tintaya (MAN 6)	4,16		2,140	2,750	DIESEL	SAN GABAN
Tintaya (MAN 7)	4,16		2,130	2,750	DIESEL	SAN GABAN
Tintaya (MAN 8)	4,16		1,730	2,750	DIESEL	SAN GABAN
San Rafael (Sulzer 1..5)	4,40		0,850	5,000	DIESEL	SAN GABAN
San Rafael (Sulzer 1..5)	4,40		0,850	5,000	DIESEL	SAN GABAN
San Rafael (Sulzer 1..5)	4,40		0,850	5,000	DIESEL	SAN GABAN
San Rafael (Sulzer 1..5)	4,40		1,280	5,000	DIESEL	SAN GABAN
San Rafael (Sulzer 1..5)	4,40		1,280	5,000	DIESEL	SAN GABAN
San Rafael (Sulzer 6-7)	4,40		1,280	5,000	DIESEL	SAN GABAN
San Rafael (Sulzer 6-7)	4,40		1,280	5,000	DIESEL	SAN GABAN
San Rafael (Sulzer 6-7)	4,40		1,280	5,000	DIESEL	SAN GABAN

Cuadro 1.2
LINEAS DE TRANSMISION DEL COES - SINAC

Barra de Envío	NOMBRE Barra de Recepción	Código	Tensión (kV)	Longitud (km)	Corriente Máxima (A)	N° de ternas	Empresa
Campo Armiño	Pomacocha	L-201/L-202	220,0	192,2	400,0	2	ETECEN
Campo Armiño	Independencia	L-203	220,0	247,3	400,0	1	ETECEN
Campo Armiño	Huancavelica	L-204	220,0	66,5	400,0	1	ETECEN
Campo Armiño	Pachachaca	L-218/L-219	220,0	194,8	400,0	2	ETECEN
Campo Armiño	Huayucachi	L-220	220,0	76,6	400,0	1	ETECEN
Huayucachi	Zapallal	L-221	220,0	244,1	400,0	1	ETECEN
Pachachaca_ETECEN	Callahuanca-ETECEN	L-222/L-223	220,0	72,6	400,0	2	ETECEN
Oroya Nueva	Pachachaca_ETECEN	L-224	220,0	21,6	400,0	1	ETECEN
Pomacocha	San Juan	L-205/L-206	220,0	112,2	400,0	2	ETECEN
Huancavelica	Independencia	L-231	220,0	180,8	400,0	1	ETECEN
Independencia	San Juan	L-207	220,0	214,8	400,0	1	ETECEN
Independencia	San Juan	L-208	220,0	216,3	400,0	1	ETECEN
San Juan	Santa Rosa	L-2010/L-2011	220,0	26,4	600,0	2	ETECEN
Santa Rosa	Chavarría	L-2003/L-2004	220,0	8,5	600,0	2	ETECEN
Ventanilla	Chavarría	L-244/L-245	220,0	10,6	600/800	2	ETECEN
Ventanilla	Chavarría	L-246	220,0	11,1	400,0	1	ETECEN
Zapallal	Ventanilla	L-242	220,0	18,0	600,0	1	ETECEN
Zapallal	Ventanilla	L-243	220,0	18,0	600,0	1	ETECEN
Huacho	Zapallal	L-212	220,0	108,5	400,0	1	ETECEN
Paramonga Nueva	Huacho	L-213	220,0	55,5	400,0	1	ETECEN
Chimbote 1	Paramonga Nueva	L-215	220,0	221,2	400,0	1	ETECEN
Chimbote 1	Trujillo Norte	L-232	220,0	133,8	400,0	1	ETECEN
Chimbote 1	Trujillo Norte	L-233	220,0	133,4	400,0	1	ETECEN
Guadalupe	Trujillo Norte	L-234	220,0	103,4	400,0	1	ETECEN
Chiclayo Oeste	Guadalupe	L-236	220,0	83,7	400,0	1	ETECEN
Piura Oeste	Chiclayo Oeste	L-238	220,0	211,2	398,9	1	ETECEN
Talara	Piura Oeste	L-248	220,0	103,8	400,0	1	ETECEN
Talara	Zorritos	L-249	220,0	135,0	400,0	1	ETECEN
Independencia	Ica	L-209	220,0	55,2	400,0	1	ETECEN
Ica	Marcona	L-211	220,0	155,0	400,0	1	ETECEN
Paragsha 2	Huánuco	L-120	138,0	86,2	188,3	1	ETECEN
Huánuco	Tingo María	L-121	138,0	88,2	188,3	1	ETECEN
Tingo María	Aucayacu	L-122	138,0	44,2	188,3	1	ETECEN
Aucayacu	Tocache	L-124	138,0	107,8	188,3	1	ETECEN
Marcona	San Nicolás	L-627	60,0	15,2	404,1	1	ETECEN
Marcona	San Nicolás	L-628	60,0	15,2	404,1	1	ETECEN
Huinco	Santa Rosa	L-2001/L-2002	220,0	62,0	900,0	2	EDEGEL
Matucana	Callahuanca	L-2007	220,0	22,5	600,0	1	EDEGEL
Yanango	Pachachaca_ETECEN	L-256	220,0	89,4		1	EDEGEL
Yanango	Chimay	L-257	220,0	40,0		1	EDEGEL
Callahuanca	Moyopampa	L-611	60,0	12,9	539,8	1	EDEGEL
Callahuanca	Huachipa	L-603	60,0	40,8	389,7	1	EDEGEL
Callahuanca	Chavarría	L-2008	220,0	55,4	892,3	1	EDEGEL
Callahuanca-ETC	Callahuanca	L-716	220,0	0,6	1000,0	1	EDEGEL
Callahuanca	Nva. Cóndor (Huampar)	L-718	60,0	38,9	539,0	1	EDEGEL
Huampaní	Callahuanca	L-604	60,0	23,5	384,9	1	EDEGEL
Moyopampa	Balnearios	L-606	60,0	46,4	450,3	1	EDEGEL
Moyopampa	Salamanca	L-605	60,0	42,0	450,3	1	EDEGEL
Moyopampa	Santa Rosa Vieja	L-601/L-602	60,0	39,8	270,4	1	EDEGEL
Huampaní	Ñaña	L-654	60,0	7,9		1	EDEGEL
Moyopampa	Chosica	L-673	60,0	0,6		1	EDEGEL
Cajamarquilla	Chavarría	L-2015	220,0	21,4	892,3	1	EDEGEL
Callahuanca	Cajamarquilla	L-2009	220,0	36,4	892,3	1	EDEGEL
Malpaso	Junín	L-501A	50,0	37,3	291,0	1	EGECEN
Junín	Carhuamayo	L-501 B	50,0	27,4	291,0	1	EGECEN
Malpaso	Carhuamayo	L-502	50,0	64,7	291,0	1	EGECEN
Malpaso	C.H. Oroya	L-503	50,0	18,6	457,0	1	EGECEN
Mayupampa	Oroya Nueva	L-504 A	50,0	3,4	457,0	1	EGECEN
Malpaso	Mayupampa	L-504 B	50,0	17,0	457,0	1	EGECEN

Barra de Envío	NOMBRE Barra de Recepción	Código	Tensión (kV)	Longitud (km)	Corriente Máxima (A)	N° de ternas	Empresa
C.H. Oroya	Fundición	L-509	50,0	2,4	515,0	1	EGECEN
Oroya Nueva	Alambrón	L-513	50,0	0,9	350,0	1	EGECEN
Carhuamayo	Huarón (Shelby)	L-514 A	50,0	22,9	291,0	1	EGECEN
Shelby	Buanavista	L-514 B	50,0		291,0	1	EGECEN
Carhuamayo	Shelby	L-515 A	50,0	22,9	291,0	1	EGECEN
Shelby	Buanavista	L-515 B	50,0	6,5	291,0	1	EGECEN
Huarón (Shelby)	Excelsior	L-516	50,0	18,1	291,0	1	EGECEN
Buanavista	Vista Alegre	L-517 A	50,0	7,1	291,0	1	EGECEN
Vista Alegre	Excelsior	L-517 B	50,0	4,6	291,0	1	EGECEN
Buanavista	Smelter	L-518	50,0	2,1	291,0	1	EGECEN
Vista Alegre	San Juan	L-519	50,0	2,7	291,0	1	EGECEN
Excelsior	Paragsha 1	L-520	50,0	1,2	515,0	1	EGECEN
Paragsha 1	Derivación Milpo	L-524 A	50,0	1,0	311,8	1	EGECEN
Derivación Milpo	Huicra	L-524 B	50,0	3,5	311,8	1	EGECEN
Huicra	Goyllar	L-524 C	50,0	24,6	311,8	1	EGECEN
Oroya Nueva	Curipata	L-525 A	50,0	9,8	439,9	1	EGECEN
Pachachaca	Curipata	L-525 B	50,0	8,9	291,0	1	EGECEN
Pachachaca	Marh Túnel	L-526	50,0	2,5	254,0	1	EGECEN
Marh Túnel	Carah. Conc.	L-527 A	50,0	7,9	219,4	1	EGECEN
Carah. Conc.	Carah. Mina	L-527 B	50,0	3,6	219,4	1	EGECEN
Carah. Mina	San Antonio	L-527 C	50,0	1,5	219,4	1	EGECEN
San Antonio	San Cristóbal	L-527 D	50,0	1,9	219,4	1	EGECEN
San Cristóbal	Andaychagua	L-527 E	50,0	7,1	219,4	1	EGECEN
Pachachaca	Yauli	L-528 A	50,0	7,9	254,0	1	EGECEN
Yauli	Dúvaz	L-528 B	50,0	2,8	254,0	1	EGECEN
Dúvaz	Morococha	L-528 C	50,0	1,3	254,0	1	EGECEN
Pachachaca	Morococha	L-529	50,0	13,5	254,0	1	EGECEN
Pachachaca	Morococha	L-530	50,0	13,6	254,0	1	EGECEN
Morococha	Casapalca Norte	L-532 A	50,0	13,0	291,0	1	EGECEN
Casapalca Norte	Casapalca	L-532 A	50,0	1,2	291,0	1	EGECEN
Casapalca	Antuquito	L-532 A	50,0	1,6	291,0	1	EGECEN
Morococha	Ticlio	L-533 A	50,0	6,5	291,0	1	EGECEN
Ticlio	Casapalca	L-533 B	50,0	7,7	291,0	1	EGECEN
Casapalca	Antuquito	L-533 C	50,0	1,6	291,0	1	EGECEN
Antuquito	Bellavista	L-535 A	50,0	3,9	311,8	1	EGECEN
Bellavista	San Mateo	L-535 B	50,0	7,0	311,8	1	EGECEN
Oroya Nueva	Pachachaca	L-538	50,0	18,2	350,0	1	EGECEN
Pachachaca	San Cristóbal	L-539	50,0	17,1	311,8	1	EGECEN
Oroya Nueva	Fundición	L-540	50,0	2,6	575,0	1	EGECEN
Oroya Nueva	Fundición	L-541	50,0	2,5	575,0	1	EGECEN
Yaupi	Yuncán	L-701 A	50,0	14,0	774,8	1	EGECEN
Yuncán	Carhuamayo	L-701 B	50,0	53,2	774,8	1	EGECEN
Oroya Nueva	Caripa	L-702 A	50,0	20,5	574,8	1	EGECEN
Caripa	Carhuamayo	L-702 B	50,0	53,5	574,8	1	EGECEN
Carhuamayo	Paragsha 2	L-703	50,0	39,6	574,8	1	EGECEN
Paragsha 1	Paragsha 2	L-704	50,0	1,6	574,8	1	EGECEN
Campo Armiño	Restitución	L-228/L-229/L-230	220,0	2,2	400,0	3	ELECTROPERU
Chimbote 1	Huallanca	L-103/L-104/L-105	138,0	81,0	250,0	3	EGENOR
Chiclayo Oeste	Carhuaquero	L-240	220,0	83,0	300,0	1	EGENOR
Chimbote 1	Chimbote 2	L-106	138,0	8,6	397,5	1	EGENOR
Chimbote 1	Chimbote 2	L-107	138,0	8,6	397,5	1	EGENOR
Piura Oeste	Textil Piura	L-651	60,0	30,0		1	EGENOR
Paita	Arenal	L-661	60,0	25,0		1	EGENOR
Cahua	Paramonga Existente	L-1/L-2	132,0	63,0	200,0	2	CAHUA
Paramonga Existente	Paramonga Nueva	L-101	132,0	9,4	354,0	1	CAHUA
Terna 1	Malacas	Talara	33,0	6,0	314,9	1	EEPSA
Terna 2	Malacas	Talara	33,0	6,0	314,9	1	EEPSA
Terna 3	Malacas	El Alto	33,0	35,7	314,9	1	EEPSA
Gallito Ciego	Guadalupe	L-656/L-646	60,0	32,0	400,0	2	CNP - Energia
Guadalupe	Cementos Pacasmayo	L-652	60,0	17,0	400,0	1	CNP - Energia
Oroya Nueva	Pachacayo	L-601 A	69,0	37,8	373,2	1	EGECEN
Pachacayo	Yauricocha	L-601 B	69,0	63,9	373,2	1	EGECEN
Aguaytia	Tingo Maria	L-251	220,0	73,3	499,9	1	AGUAYTIA

Barra de Envío	NOMBRE Barra de Recepción	Código	Tensión (kV)	Longitud (km)	Corriente Máxima (A)	N° de ternas	Empresa
Tingo Maria	Vizcarra	L-252	220,0		499,9	1	AGUAYTIA
Vizcarra	Paramonaga Nueva	L-253	220,0		499,9	1	AGUAYTIA
Campo Armiño	Cotaruse	L-2051/L-2052	220,0	305,5		2	TRANSMANTARO
Cotaruse	Socabaya	L-2053/L-2054	220,0	300,0		2	TRANSMANTARO
Machupicchu	Cachimayo (Incasa)	LT-1001/1	138,0	76,83	390	1	EGEMSA
Cachimayo (Incasa)	Cachimayo ELP	LT-1001/2	138,0	0,1	512,0	1	EGEMSA
Machupicchu	Cachimayo ELP	LT-1001/3	138,0	74,51	512	1	EGEMSA
Quencoro	Cachimayo ELP	LT-1001/4	138,0	20,9	512,0	1	EGEMSA
Machupicchu	Quencoro	LT-1001	138,0	96,23	512	1	EGEMSA
Quencoro	Quillabamba	LT-1002	60,0	96,2	512,0	1	ETESUR
Dolorespata	Cachimayo (Incasa)	LT-1003	138,0	13,5	390	1	EGEMSA
Quencoro	Dolorespata	LT-1004	138,0	8,3	512,0	1	EGEMSA
Quencoro	Combapata	LT-1005/1	138,0	87,524	512	1	ETESUR
Tintaya	Combapata	LT-1005/2	138,0	101,1	512,0	1	ETESUR
Tintaya	Quencoro	LT-1005	138,0	188,6	512	1	ETESUR
Tintaya	Ayaviri	LT-1006/1	138,0	82,5	512,0	1	ETESUR
Ayaviri	Azángaro	LT-1006/2	138,0	42,42	512	1	ETESUR
Tintaya	Azángaro	LT-1006	138,0	124,9	512,0	1	ETESUR
Azángaro	Juliaca	LT-1007	138,0	78,17	512	1	ETESUR
Tintaya	Callalli	LT-1008/1	138,0	90,0	445,0	1	ETESUR
Callalli	Santuario	LT-1008/2	138,0	89,6	445	1	ETESUR
Santuario	Tintaya	LT-1008	138,0	129,6	445,0	1	ETESUR
Azángaro	San Gabán II	LT-1009	138,0	159,3	385	1	SAN GABAN
Azángaro	San Gabán II	LT-1010	138,0	159,3	385,0	1	SAN GABAN
Santuario	Jesús	LT-1011/1	138,0	10,7	560	1	ETESUR
Jesús	Socabaya	LT-1011/2	138,0	10,0	560,0	1	ETESUR
Santuario	Socabaya	LT-1011	138,0	20,7	560	1	ETESUR
Santuario	Socabaya	LT-1012	138,0	20,7	560,0	1	ETESUR
Socabaya	Cerro Verde	LT-1013	138,0	11,0	560	1	ETESUR
Socabaya	Cerro Verde	LT-1014	138,0	11,0	560,0	1	ETESUR
Socabaya	Moquegua	LT-1015/1	138,0	107,0	314	1	ETESUR
Moquegua	Toquepala	LT-1015/2	138,0	38,7	314,0	1	ETESUR
Socabaya	Toquepala	LT-1015	138,0	145,7	314	1	ETESUR
Toquepala	Aricota 2	LT-1016	138,0	35,0	314,0	1	ETESUR
Toquepala(ETESUR)	Toquepala(SPCC)	LT-1017	138,0	0,3	251	1	ENERSUR
Cachimayo (Incasa)	Abancay	LT-1018	138,0	95,6	314,0	1	EGEMSA
Cerro Verde	Mollendo	LT-1019	138,0	85,0	389	1	ETESUR
Toquepala(SPCC)	Lixiviación	LT-1020	138,0	1,8	690,0	1	ENERSUR
PUSH BACK	Toquepala(SPCC)	LT-1021	138,0	5,0	251	1	ENERSUR
Botiflaca	PUSH BACK	LT-1022	138,0	27,5	251,0	1	ENERSUR
C.T. ILO 1	Moquegua	LT-1023	138,0	58,5	418	1	ENERSUR
QDA HONDA	Toquepala(SPCC)	LT-1024	138,0	28,2	251,0	1	ENERSUR
ILO Ciudad	QDA HONDA	LT-1025	138,0	63,2	251	1	ENERSUR
ILO 1	ILO Ciudad	LT-1026	138,0	14,3	251,0	1	ENERSUR
ILO 1	Refinería SPCC	LT-1027	138,0	9,5	251	1	ENERSUR
Moquegua	Botiflaca	LT-1028	138,0	30,8	820,0	1	ENERSUR
Moquegua	Botiflaca	LT-1029	138,0	32,5	418	1	ENERSUR
Moquegua	Toquepala(SPCC)	LT-1030	138,0	38,7	418,0	1	ENERSUR
Juliaca	Puno	LT-1101 (Proy)	138,0	45,0		1	ETESUR
Socabaya	Montalvo	LT-2016 (Proy)	220,0	107,0		1	ETESUR
Socabaya	Montalvo	LT-2017 (Proy)	220,0	107,0		1	REDESUR
Puno	Montalvo	LT-2018 (Proy)	220,0	192,7		1	REDESUR
Montalvo	Tacna	LT-2019 (Proy)	220,0	126,7		1	REDESUR
ILO 2	Montalvo	LT-2020	220,0	72,3	1050,0	1	ENERSUR
ILO 2	Montalvo	LT-2021	220,0	72,3	1050	1	ENERSUR
Aricota 1	Aricota 2	L-661	66,0	5,8	219,0	1	EGESUR
Aricota 2	Tomasisri	L-662	66,0	58,3	219	1	EGESUR
Tomasisri	Tacna	L-663	66,0	35,4	219,0	1	EGESUR
Tomasisri	Locumba	L-664	66,0	36,0	210	1	EGESUR
Tacna	Yarada	L-665	66,0	27,3	131,0	1	EGESUR
Aricota 1	Sarita	L-666	66,0	0,4	131	1	EGESUR
Pq. Ind. Tacna	Tacna	L-667	66,0	7,2	219,0	1	EGESUR
Calana	Pq. Ind. Tacna	L-668	66,0	3,9	219	1	EGESUR

Barra de Envío	NOMBRE Barra de Recepción	Código	Tensión (kV)	Longitud (km)	Corriente Máxima (A)	N° de ternas	Empresa
Azángaro	San Rafael	L-600	60,0	92,0	200,0	1	ETESUR
Juliaca	Puno	L-601	60,0	34,5	192	1	ETESUR
Santa María	Quillabamba	L-602	60,0	16,0		1	EGEMSA
Combapata	Sicuani	L-603	60,0	28,7	280	1	EGEMSA
Charcani 4	Chilina	L-302	33,0	13,2	262,0	2	EGASA
Charcani 1,2,3	Chilina	L-303	33,0	7,0	262	1	EGASA
Charcani 6	Chilina	L-304	33,0	11,1	262,0	2	EGASA
Chilina	Pq. Ind.(SEAL)	L-306	33,0	7,4	262	2	EGASA
Socabaya	Pq. Ind.(SEAL)	L-308	33,0	8,2	262,0	2	EGASA
Socabaya	Jesús	L-309	33,0	9,0	262	2	EGASA
Chilina	Jesús	L-310	33,0	9,7	262,0	2	EGASA
S.E. Sarita	Caserio	L-331	33,0			1	EGESUR
Caserio	Challahuaya	L-332	33,0	19,2		1	EGESUR
Cachimayo	Racchi	L-333	34,5	13,5		1	EGEMSA
Racchi	Huayllabamba	L-334	34,5	2,2		1	EGEMSA
Huayllabamba	Urubamba	L-335	34,5	5,7		1	EGEMSA
Huayllabamba	Calca	L-336	34,5	14,0		1	EGEMSA
Calca	Pisac	L-337	34,5	17,2		1	EGEMSA
Aricota 2	Aricota 1	L-221	10,5	5,6		1	EGESUR
Aricota 1	Planta Bombeo	L-211	10,5	6,1		1	EGESUR

Cuadro 1.3
TRANSFORMADORES DE POTENCIA DEL COES - SINAC

Transformadores	Unds.	Tensión Nominal (kV)			Potencia Nominal (MVA)			Empresa
		Primario	Secundario	Terciario	Primario	Secundario	Terciario	
Mantaro	7 B	13,8	230,0		120,0	120,0		ELECTROPERU
Restitución	3 B	13,8	231,0		82,5	82,5		ELECTROPERU
Cobriza 1	1 T	230,0	69,0	10,0	50,0	16,7	16,7	ELECTROPERU
Huayucachi	2 T	225,0	62,3	10,3	30,0	30,0	10,0	ETECEN
Huancavelica	1 T	225,0	62,3	10,3	30,0	30,0	10,0	ETECEN
San Juan	1 T	210,0	62,3	10,3	50,0	50,0	30,0	ETECEN
Independencia	2 T	210,0	62,3	10,3	50,0	50,0	30,0	ETECEN
Ica	1 T	210,0	62,3	10,3	50,0	50,0	30,0	ETECEN
Marcona	1 T	210,0	62,3	10,3	50,0	50,0	30,0	ETECEN
San Nicolás	3 T	13,8	60,0		37,5	37,5		ETECEN
Paramonga Nueva	1 T	220,0	132,0	66,0	65,0	50,0	15,0	ETECEN
Paramonga Nueva	1 T	220,0	66,0	10,0	30,0	30,0	10,0	ETECEN
Chimbote 1	1 T	220,0	138,0	13,8	120,0	120,0	36,0	ETECEN
Trujillo Norte	1 T	220,0	138,0	10,0	100,0	100,0	20,0	ETECEN
Trujillo Norte	1 T	138,0	10,7		33,3	33,3		ETECEN
Guadalupe	2 T	220,0	60,0	10,0	30,0	30,0	10,0	ETECEN
Chiclayo Oeste	2 T	220,0	60,0	0,4	50,0	50,0	0,3	ETECEN
Piura Oeste	2 T	220,0	60,0	10,0	50,0	50,0	30,0	ETECEN
Tingo María	1 T	138,0	10,5		16,7	16,7		ETECEN
Huánuco	1 T	138,0	24,0	10,5	23,8	8,3	21,7	ETECEN
Aucayacu	1 T	132,0	60,0	22,9	20,0	13,0	10,0	ETECEN
Tocache	1 T	132,0	60,0	22,9				ETECEN
Talara	1 T	13,2	220,0		75,0	75,0		EEPSA
Santa Rosa (UTI)	1 T	210,0	13,8	13,8	144,0	72,0	72,0	EDEGEL
Huínco	4 B	12,5	235,6	12,5	85,0	85,0		EDEGEL
Matucana	1 T	236,0	12,5	12,5	160,0	80,0	80,0	EDEGEL
Moyopampa	3 T	9,5	67,8		30,0	30,0		EDEGEL
Callahuanca-A	1 T	8,0	67,5		44,1	44,1		EDEGEL
Callahuanca-B	3 T	6,5	67,0		17,2	17,2		EDEGEL
Huampaní	1 T	10,0	64,5		22,4	22,4		EDEGEL
Huampaní	1 T	10,0	32,3		22,4	22,4		EDEGEL
Huampaní	1 T	10,0	64,5		25,0	25,0		EDEGEL
Callahuanca	1 B	210,0	62,5	10,0	85,0	85,0	28,3	EDEGEL
Talara	1 T	13,8	220,0		125,0	125,0		EEPSA
Ventanilla	1 T	13,8	220,0		120,0	120,0		ETEVENSA
Ventanilla	1 T	13,8	220,0		120,0	120,0		ETEVENSA
Ventanilla	1 T	13,8	210,0		215,0	215,0		ETEVENSA
Ventanilla	1 T	13,8	210,0		215,0	215,0		ETEVENSA
Paramonga	2 T	138,6	13,8		27,5	27,5		CAHUA
Cahua	2 T	10,0	138,0		27,6	27,6		CAHUA
Paniac	1 T	13,2	66,6		9,2	9,2		CAHUA
Cañón del Pato	6 B	13,8	138,0		30,0	30,0		EGENOR
Carhuaquero	3 T	10,0	220,0		27,8	27,8		EGENOR
Paita	1 T	4,2	10,0	60,0	8,0	8,0	8,0	EGENOR
Piura-CT	2 T	4,8	10,0		5,0	5,0		EGENOR
Sullana-CT	2 T	4,8	10,0		3,0	3,0		EGENOR
Sullana-CT	1 T	4,8	10,0		6,0	6,0		EGENOR
Trupal	1 T	13,8	138,0		25,0	25,0		EGENOR
Aguaytia	2 T	13,8	220,0		100,0	80,0	60,0	AGUAYTIA
Aguaytia	1 T	220,0	138,0		50,0	50,0		AGUAYTIA
Pacasmayo (Pueblo)	1 T	60,0	10,0					CNP-Energía
Gallito Ciego	1 T	60,0	10,5		40,0			CNP-Energía
Cmtos. Norte Pacasmayo	1 T	60,0	6,3		25,0			CNP-Energía
Oroya Nueva	1 T	220,0	50,0	13,8	100,0	100,0	33,3	ELECTROANDES
Pachachaca	4 T	2,3	50,0		15,0	15,0		ELECTROANDES
Oroya	3 T	2,4	48,0		3,0	3,0		ELECTROANDES
Malpaso	4 T	6,9	50,0		17,0	17,0		ELECTROANDES
Yaupi A	1 T	13,2	132,0		50,0	50,0		ELECTROANDES
Yaupi B	1 T	13,2	132,0		75,0	75,0		ELECTROANDES

Transformadores	Unds.	Tensión Nominal (kV)			Potencia Nominal (MVA)			Empresa
		Primario	Secundario	Terciario	Primario	Secundario	Terciario	
Oroya Nueva	2 T	115,0	48,0	11,0	18,0	18,0	3,5	ELECTROANDES
Carhuamayo	1 T	125,0	48,0	11,0	30,0	30,0	7,0	ELECTROANDES
Paragsha	1 T	120,0	48,0	12,6	35,0	30,0	25,0	ELECTROANDES
San Nicolás	3 T	13,8	60,0		90,0			SHOUGESA
Chimbote 2	2 T	13,8	138,0		45,0			SIDER PERU
ILO 1 TV1	1 T	138,0	13,8		33,0	33,0		ENERSUR
ILO 1 TV2	1 T	138,0	13,8		33,0	33,0		ENERSUR
ILO 1 TV3	1 T	138,0	13,8		70,0	70,0		ENERSUR
ILO 1 TV4	1 T	138,0	13,8		70,0	70,0		ENERSUR
ILO 1 TG1	1 T	138,0	13,8		48,0	48,0		ENERSUR
ILO 1 TG2	1 T	138,0	13,8		135,0	135,0		ENERSUR
ILO 2 GC-1	1 T	220,0	17,0		169,0	169,0		ENERSUR
ILO 2 GC-2	1 T	220,0	17,0		169,0	169,0		ENERSUR
Moquegua 10.2 AT-T2a	1 T	13,8	10,2		2,0			SPCC
Moquegua 10.2 AT-T2b	1 T	13,8	10,2		2,0			SPCC
Botiflaca TR-BT1	1 T	138,0	13,8	6,9	58,0	33,0	33,0	SPCC
Botiflaca TR-BT2	1 T	138,0	13,8	6,9	58,0	33,0	33,0	SPCC
Botiflaca TR-BT3	1 T	138,0	13,8	6,9	58,0	33,0	33,0	SPCC
Botiflaca TR-BT4	1 T	138,0	69,0		15,0			SPCC
Botiflaca TR-BT5	1 T	138,0	69,0		15,0			SPCC
Moquegua 10.2 TR-T1	1 T	10,2	4,2					SPCC
ILO Ciudad TR-TE1	1 T	138,0	10,5					SPCC
ILO Ciudad TR-TE2	1 T	138,0	10,5					SPCC
MillSite (Toqp) TR-TT1	1 T	138,0	13,8		33,0	33,0		SPCC
MillSite (Toqp) TR-TT2	1 T	138,0	13,8		33,0	33,0		SPCC
MillSite (Toqp) TR-TT3	1 T	13,8	11,0		3,8			SPCC
MillSite (Toqp) TR-TT4	1 T	13,8	11,0		3,8	3,8		SPCC
MillSite (Toqp) TR-TT5	1 T	13,8	11,0		2,0	2,0		SPCC
Qbda Honda TR-TT10	1 T	138,0	13,8		7,5	7,5		SPCC
Lixiviación TR-TT11	1 T	138,0	13,8		30,0	30,0		SPCC
Refinería ILO TR-TT13	1 T	132,0	10,5		15,0	15,0		SPCC
Refinería ILO TR-TT14	1 T	138,0	10,5		15,0	15,0		SPCC
Dolorespata (Alco1)	1 T	10,5	4,2		3,0	3,0		EGEMSA
Dolorespata (Alco2)	1 T	10,5	4,2		3,0	3,0		EGEMSA
Dolorespata (GM1)	1 T	10,4	4,2		3,0	3,0		EGEMSA
Dolorespata (GM2)	1 T	10,5	4,2		3,0	3,0		EGEMSA
Dolorespata (GM3)	1 T	10,5	4,2		3,0	3,0		EGEMSA
Dolorespata TR-DT2	3 T	138,0	11,5		36,6	36,6		EGEMSA
Cachimayo (Incasa) IT10A	1 T	138,0	10,5		20,0	20,0		EGEMSA
Cachimayo (Incasa) IT10B	1 T	138,0	6,9		20,0	20,0		EGEMSA
Machupicchu (MT1)	1 T	138,0	11,5					EGEMSA
Machupicchu (MT2)	1 T	138,0	10,5					EGEMSA
Machupicchu (MT3)	1 T	138,0	10,5					EGEMSA
Machupicchu (MT4)	1 T	138,0	10,5					EGEMSA
Machupicchu (MT5)	1 T							EGEMSA
Cachimayo ELP T30	1 T	138,0	34,5	10,5	6,0	3,0	3,0	EGEMSA
Hercca T35	1 T	10,5	2,3					EGEMSA
Charcani V (G-1)	1 T	142,0	13,8		57,0	57,0		EGASA
Charcani V (G-2)	1 T	142,0	13,8		57,0	57,0		EGASA
Charcani V (G-3)	1 T	142,0	13,8		57,0	57,0		EGASA
Charcani 123 (T1)	1 T	33,6	5,3		6,0	6,0		EGASA
Charcani 123 (T2)	1 T	33,0	5,3		6,0	6,0		EGASA
Chilina TR-T10(TV3)	1 T	33,5	10,5		12,5	12,5		EGASA
Chilina TR-T11(TG1)	1 T	33,0	13,8		28,0	28,0		EGASA
Chilina TR-T12(Sulzer1)	1 T	34,9	10,4		7,7	7,7		EGASA
Chilina TR-T13(Sulzer2)	1 T	33,9	10,4		7,7	7,7		EGASA
Chilina TR-T16 (Convertidor)	1 T	32,8	5,3		11,5	11,5		EGASA
Mollendo TR-T19	1 T	138,0	13,8		72,0	72,0		EGASA
Mollendo TR-T20(TG1)	1 T	138,0	13,8		50,0	50,0		EGASA
Mollendo TR-T20(TG2)	1 T	138,0	13,8		50,0	50,0		EGASA
Mollendo TR-T21	1 T	138,0	66,0	33,0	15,0	10,0	8,0	EGASA
Charcani IV (TR-T4)	1 T	33,0	5,3		6,0	6,0		EGASA

Transformadores	Unds.	Tensión Nominal (kV)			Potencia Nominal (MVA)			Empresa
		Primario	Secundario	Terciario	Primario	Secundario	Terciario	
Charcani VI (TR-T7)	1 T	33,0	5,3		11,2	11,2		EGASA
Aricota1(TR-AT1)	1 T	66,0	10,5		28,2			EGESUR
Aricota2(TR-AT2)	1 T	138,0	66,0	10,5	30,0	30,0	14,1	EGESUR
Aricota1(TR-AT8)	1 T	10,5	2,3		2,1			EGESUR
Calana (TR-CT1)	1 T	66,0	10,5		24,0			EGESUR
Calana (TR-CT2)	1 T	66,0	10,5		24,0			EGESUR
Tacna (TR-ET1)	1 T	66,0	10,5		6,0			EGESUR
Tacna (TR-ET2)	1 T	66,0	10,5		3,8			EGESUR
Tacna (TR-ET3)	1 T	66,0	10,5		6,0			EGESUR
Tacna (TR-ET4)	1 T	66,0	10,5		6,0			EGESUR
Tomasiri (TR-ET5)	1 T	66,0	10,0		3,0	3,0		EGESUR
Yarada (TR-ET6)	1 T	66,0	10,5					EGESUR
Yarada (TR-ET7)	1 T	66,0	10,5					EGESUR
Tintaya (TR-CT14)	3 T	10,0	4,2		12,0			SAN GABAN
Taparachi (TR-T31)	1 T	10,0	2,4		1,0	1,0		SAN GABAN
Taparachi (TR-T31b)	1 T	10,0	2,4		1,3			SAN GABAN
Bella (TR-T63-Alco)	1 T	4,2	10,0		0,0			SAN GABAN
Bella (TR-T63-Deutz)	1 T	10,0	4,2		0,0			SAN GABAN
San Gabán II (TR-T64A)	1 T	138,0	13,8		62,5	62,5		SAN GABAN
San Gabán II (TR-T64B)	1 T	138,0	13,8		62,5	62,5		SAN GABAN
San Rafael (TR-T65A)	1 T	10,0	0,5		3,0	3,0		SAN GABAN
San Rafael (TR-T65B)	1 T	10,0	0,5		3,0	3,0		SAN GABAN
Abancay (TR-MT93)	1 T	138,0	60,0	13,2	25,0	15,0	12,0	ETESUR
Quenqoro (TR-QT1)	1 T	60,0	10,5					ETESUR
Socabaya (TR-ST1)	1 T	138,0	35,5		60,0	60,0		ETESUR
Socabaya (TR-ST2)	1 T	138,0	35,5		60,0	60,0		ETESUR
Socabaya (TR-ST3)	1 T	33,0	10,0					ETESUR
Socabaya (TR-ST4)	1 T	33,0	10,0					ETESUR
Minsur (TR-T28)	1 T	60,0	10,0					ETESUR
Juliaca (TR-T32)	1 T	138,0	60,0	10,0	32,0	32,0	8,0	ETESUR
Combapata (TR-T36)	1 T	138,0	66,0	24,0	15,0	7,0	8,0	ETESUR
Quenqoro (TR-T37)	1 T	138,0	34,5	10,5	10,0	3,0	7,0	ETESUR
Ayaviri (TR-T38)	1 T	138,0	22,9	10,0	6,5	6,5	4,0	ETESUR
Azángaro (TR-T41)	1 T	138,0	60,0	22,9	12,0	12,0	5,0	ETESUR
Tintaya (TR-T50)	1 T	138,0	10,0		25,0	25,0		ETESUR
Tintaya (TR-T51)	1 T	138,0	10,5		20,0	20,0		ETESUR
Callalli (TR-T61)	1 T	138,0	66,0	24,0	25,0	25,0	7,0	ETESUR
Socabaya (AT-ST22b)	1 T	220,0	138,0		200,0	120,0	150,0	REDESUR
Tacna (TR-RT1)	1 T	220,0	66,0	10,5	50,0	50,0	12,0	REDESUR
Puno (TR-RT2)	1 T	220,0	138,0	60,0	65,0	50,0	15,0	REDESUR
Socabaya (AT-ST20)	1 T	220,0	138,0		90,0	120,0	150,0	TRANSMANTARO
Socabaya (AT-ST20a)	1 T	220,0	138,0		90,0	120,0	150,0	TRANSMANTARO

Cuadro 1.4
EQUIPOS DE COMPENSACION DEL COES - SINAC

Ubicación	Tensión (kV)	Comp. Sincrónico		S.V.C.		
		Inductivo	Capacitivo	Reactor	Capacitor	Inductivo
ETECEN S.A.						
Marcona	10,0			2 x 5		
Independencia	220,0			1 x 20		
Independencia	10,0	10	20			
San Juan	10,0				1 x 15	
San Juan	60,0				1 x 30	
Chimbote 1	13,8				1x15 + 1x20	
Guadalupe	220,0			1 x 20		
Paramonga Nueva	220,0			1 x 40		
Piura	220,0			1 x 20		
Chiclayo Oeste	60,0					30 30
Trujillo Norte	138,0					20 30
Huánuco	10,5				1 x 2	
Tingo María	10,5				1 x 2	
TRANSMANTARO						
Cotaruse	220,0			4 x 50	4 x 85.5	
ELECTROANDES S.A.						
Oroya Nueva	50,0				2 x 9,6	
Pachachaca	50,0				1 x 9,6	
Paragsha 1	50,0				1 x 12	
Casapalca	50,0				1 x 3,6	
Morococha	50,0				1 x 6	
Excelsior	2,4				1 x 4,8	
AGUAYTIA						
Tingo María	220,0			1 x 30		
EGEMSA						
Cachimayo	6,9				4 x 5	
Dolorespata	11,5				4 x 2.5	
Cachimayo	6,9			5		
Dolorespata	11,5			5		
EGESUR						
Tacna	10,5			5	2 x 1.5	
Yarada	10,0			5	1 x 1.2	
ENERSUR						
Montalvo	220,0			30		
ETESUR						
Juliaca	10,0			5	1x2.5+1x5	
Quenqoro	10,0			10		
Luz del Sur S.A.						
Balnearios	60,0					30 60
Varios (1)	10,0			5	45	
Edelnor S.A.						
Chavarría	60,0					20 40
Varios (1)	10,0				97,2	
ElectroNorte S.A.						
Chiclayo Norte	10,5				1 x 5	
Chiclayo oeste	10,5				1 x 5	

CAPITULO II SUPERVISIÓN Y CONTROL DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

El objetivo del presente capítulo es mostrar la importancia de garantizar la calidad del servicio eléctrico, para ello se deben observar criterios fundamentales a tomar en cuenta en la operación de un sistema eléctrico de potencia en los diferentes estados en que pueda encontrarse como son: normal, alerta, emergencia y recuperación; además, la función del operador humano en el mismo.

2.1. Introducción.

Es innegable el gran impacto que ha tenido en la calidad de nuestras vidas el desarrollo y aplicaciones de la energía eléctrica, tareas que antes requerían de un gran esfuerzo animal o humano, en nuestros días se ven logrados y superados ampliamente. Es por ello, la importancia que significa para nuestra sociedad contar con este servicio con la calidad, seguridad y economía requerida; siendo necesario el equipamiento, tecnología de vanguardia y el personal idóneo para cumplir con la misión de supervisar y controlar un sistema eléctrico de potencia.

2.2. Criterios fundamentales para la operación de sistemas eléctricos de potencia.

La tarea de operar adecuadamente un sistema eléctrico de potencia implica observar los siguientes criterios fundamentales:

- La operación del sistema debe ser capaz de adaptarse continuamente a los cambios en la demanda de energía activa y reactiva. En ese sentido, los diversos tipos de carga y sus continuas variaciones hacen imposible mantener al sistema en un solo punto de operación; es por ello que se dice que tiene un comportamiento dinámico. Por ello para mantener segura la operación del mismo se hace necesario disponer de una adecuada reserva de energía activa y reactiva llamada "rotante", con el propósito de mantener el mayor control de los mismos en todo momento.
- La calidad de la energía eléctrica está reflejada en los indicadores siguientes: Frecuencia, tensión en las subestaciones y niveles de confiabilidad.
- El sistema debe abastecer a la demanda a mínimo costo y con el menor impacto ecológico posible.

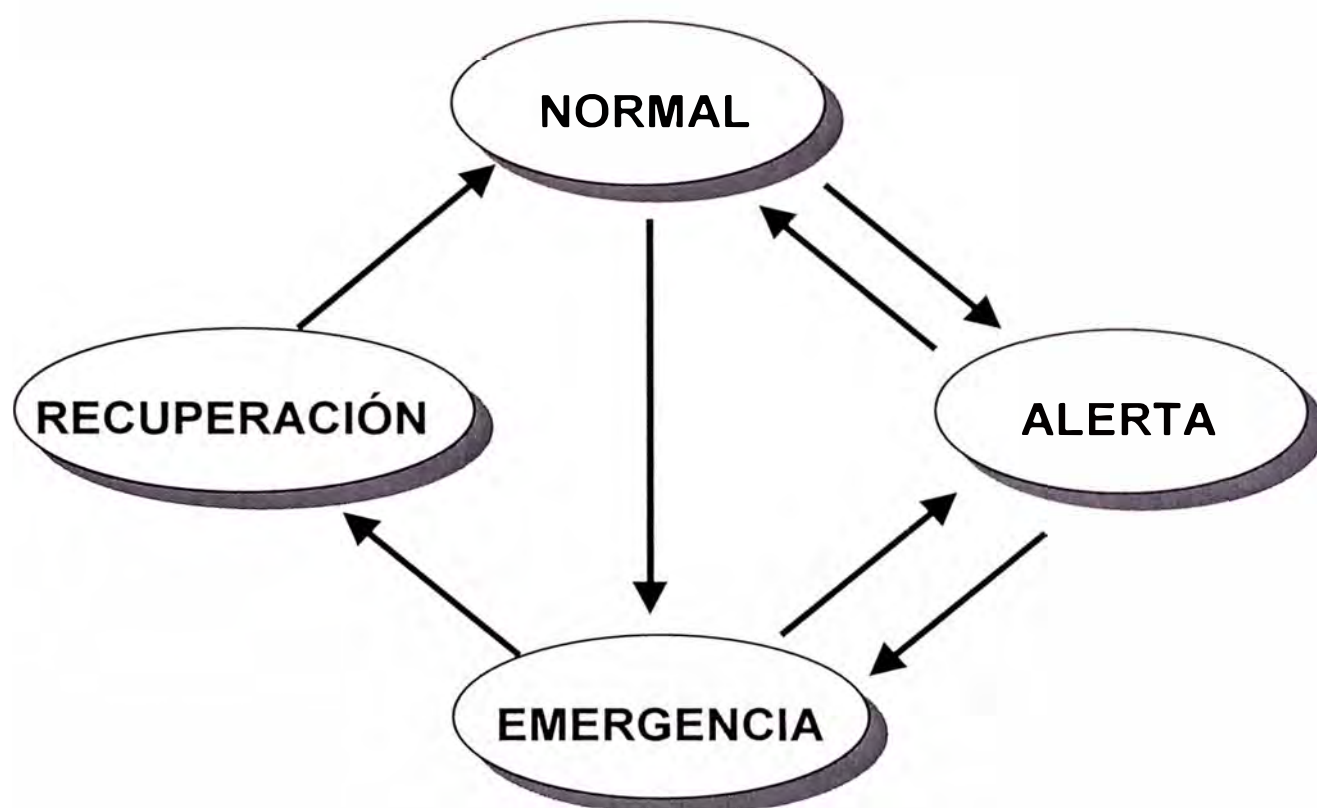
2.3. Estados de operación de un sistema de potencia y estrategias de control.

La operación de un sistema de potencia se puede establecer en cuatro estados: Normal, alerta, emergencia y recuperación.

- **Estado normal.-** Es aquella condición de operación estacionaria del sistema en la que existe el balance de las potencias activas y reactivas. En este escenario, los equipos de la red eléctrica no presentan sobrecargas; y el sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y tensión. Las estrategias de control en este estado pueden ser: mantener la frecuencia en 60 Hz,

mantener el despacho de las centrales y el flujo por las interconexiones de acuerdo al programa de operación y suplir la demanda a costo mínimo.

Figura 2.1. Estados de Operación de un Sistema Eléctrico de Potencia



- **Estado de alerta.-** En esta condición el sistema opera aún en estado estacionario, se mantiene el balance de la potencia activa y reactiva. Sin embargo las condiciones son tales que, de no tomarse acciones correctivas en breve plazo o ante una contingencia, las instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control saldrán de las tolerancias permitidas. Es por ello, que para retornar la operación al

estado normal y darle mayor seguridad al sistema, es necesario tomar acciones correctivas inmediatas de acuerdo al caso, como podrían ser las siguientes:

- Mantener la frecuencia a un valor cercano a 60 Hz, con el empleo de reserva primaria y secundaria.
- Recuperar la tensión de las barras críticas del sistema eléctrico para evitar un colapso, mediante el empleo de la reserva reactiva dinámica (generadores, compensadores sincrónicos y SVC's), reserva reactiva estática (reactores y bancos capacitores) y la operación de grupos térmicos por tensión.
- Controlar la sobrecarga de los transformadores y líneas de transmisión, variando el flujo de potencia mediante un redespacho de generación o variando la configuración de la red eléctrica.

Estado de emergencia.- Se llega a este estado de operación cuando encontrándose en estado de alerta, ocurre una contingencia severa, que lleva al sistema a una situación de emergencia. De acuerdo a la figura 2.1, se aprecia que puede darse el caso de un traslado del estado normal al estado de emergencia, siendo ello posible cuando la contingencia es muy severa o cuando ocurre una perturbación en un sistema de configuración radial. En esta situación la operación económica es sacrificada, la frecuencia y los niveles de tensiones se alejan de los valores normales de operación, por la sobrecarga los equipos exceden sus rangos permisibles de capacidad térmica, y la estabilidad del sistema se ve seriamente comprometida.

En este estado se dan acciones de emergencia como son: aislar el elemento fallado mediante la actuación automática del sistema de protección, accionamiento automático de los reguladores de tensión y velocidad de las centrales de generación, rechazo automático de carga, desconexión de fuentes de generación, desconexiones en la red de transmisión produciéndose islas. Dependiendo de la severidad de la contingencia, basta con algunas acciones de emergencia, el sistema pasa al estado de alerta y posteriormente a la operación normal. La severidad de la contingencia puede ser de tal magnitud, que el sistema en eventos sucesivos queda fragmentado en porciones y una parte significativa del mismo colapsa.

Estado de recuperación.- Luego de concluido el estado de emergencia, el sistema queda en estado estacionario pero con restricciones significativas de suministro. Entonces se procede a realizar coordinaciones con el propósito de restablecer las fuentes de generación, interconectar subsistemas y recuperar los suministros afectados. En el Anexo A, se detallan las áreas operativas y los pasos a seguir para restaurar el estado normal, luego de una contingencia en el Sistema Interconectado Nacional.

2.4. Función del operador en un sistema de control.

El rápido desarrollo de la tecnología en estos últimos años ha sido significativo, todo ello con el propósito de incrementar la eficiencia y la calidad del producto y servicios a entregar a la sociedad, esto también

significó reducir los requerimientos de personal. Sin embargo, hasta ahora, la tecnología no logró siquiera aproximarse a la alta adaptabilidad del operador humano, en cuanto al aprendizaje y a reaccionar 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 tecnificado y dedicado a funciones de análisis y decisión; por ello los centros de control del mundo cuentan con la más alta tecnología del momento, pero controlada y supervisada por "operadores".

Hoy en día, el almacenamiento y procesamiento de elevado volúmenes de datos son ejecutados por computadoras digitales. Todo este gran avance tecnológico posee ETECEN en su Centro de Control, en el que 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, como se aprecia en el figura 2.2. El sistema diseñado para que llegue la información más relevante, y poder actuar sobre los elementos de control del sistema de transmisión, realizar simulaciones de operación y generar reportes de los mismos.

Como se mencionó en el numeral 2.3, en el estado normal el operador estará usualmente ocupado en la supervisión de las variables eléctricas que estén dentro de las tolerancias establecidas, en el seguimiento de las intervenciones en los equipos por mantenimiento u obras, el despacho de las centrales, la programación del mismo en las próximas horas y otras tareas

similares. Sin embargo, sus 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 tomar 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 interface 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, es decir toma de decisiones en el breve plazo.



Fig. 2.2 Centro de Control de ETECEN

CAPITULO III

SISTEMA SCADA DEL CENTRO DE CONTROL DE ETECEN S.A.

3.1 Antecedentes.

Ante las exigencias del nuevo marco legal, así como también por el continuo crecimiento del sector eléctrico del país, ETECEN ha ampliado la capacidad de transformación y compensación reactiva de las subestaciones, incorporó nuevas líneas de transmisión y subestaciones, asimismo las empresas generadoras están ampliando su capacidad instalada y conectándose a la red de ETECEN.

Es por ello, que la operación del sistema de transmisión se hace cada vez más compleja, a fin de atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica con los estándares de calidad que fija la ley.

La operación del sistema de transmisión se realizaba a través de operadores en cada subestación, quienes comunicaban telefónicamente al Centro de Control el estado de la red y también para efectuar las coordinaciones de las maniobras en condiciones normales y de emergencia. Este modo de operar presentaba limitaciones, como por ejemplo, tiempos largos de respuesta en las coordinaciones y una supervisión poco fiable de las variables eléctricas de la red.

Es así, que el 15 de julio de 1995, se inició el "Estudio para la modernización, equipamiento y ampliación del Centro de Control de

ETECEN (CCE)", siendo concluido el 31 de enero de 1996. Este estudio se desarrolló con la asesoría de la empresa norteamericana Macro Corporation, para obtener las especificaciones técnicas del Sistema del CCE y la revisión del proyecto de Telecomunicaciones. Las empresas CEGELEC y ABB, se adjudicaron la Buena Pro de las licitaciones públicas internacionales, de los Proyectos del Centro de Control (Sistema del CCE y adecuación de subestaciones) y de Telecomunicaciones, respectivamente, iniciando sus actividades en Mayo y Setiembre de 1997, en ese mismo orden.

3.2 Especificaciones técnicas.

El Centro de Control de ETECEN, para cumplir con sus funciones de supervisión y control del sistema eléctrico, adquirió un sistema SCADA que le permite automatizar sus labores.

El término SCADA, proviene de las siglas formada de las palabras en inglés (Supervisory Control And Data Acquisition), que significan Supervisión, Control y Adquisición de Datos.

Esta definición ha sido adoptada para el control de procesos industriales hace varios años. Es un conjunto de computadoras digitales que procesan la información proveniente de los elementos a controlar a través de una red de comunicaciones, sensores y demás dispositivos que en conjunto cumplen la función de supervisar y controlar sistemas y procesos.

A continuación se detallan las especificaciones del SCADA del Centro de Control de ETECEN, que comprende: hardware, software y el sistema de comunicaciones.



Fig. 3.1 Ingreso principal de ETECEN



Fig. 3.2 Edificio del Centro de Control de ETECEN

3.2.1 Hardware.

La principal característica del hardware del SCADA del Centro de Control de ETECEN, es su arquitectura distribuida y abierta.

Arquitectura distribuida significa que las funciones del sistema SCADA están repartidas en varios procesadores y servidores, conectadas a través de una red de acceso local (Local Area Network), que permite lo siguiente:

- Utilizar procesadores de menor tamaño y utilizar respaldo para las funciones críticas.
- Mayor confiabilidad e independencia entre los componentes. La falla de un servidor no afecta al resto del Sistema SCADA.
- Un crecimiento gradual. Para un incremento de funciones se agrega un nuevo servidor.

La arquitectura abierta da la capacidad al Sistema SCADA de interactuar con otros sistemas SCADA, independientemente del hardware, esta característica ofrece la facilidad de:

- Comunicación con otros Sistemas SCADA mediante la utilización de protocolos estándares de comunicaciones.
- Agregar aplicaciones procedentes de varios proveedores, a través del API (Application Programming Interface), que permite a varios programas de aplicación comunicarse entre ellos.

El hardware del SCADA de ETECEN consta de lo siguiente:

- Dos Servidores de Datos (SCADA/EMS)
ALPHA AXP, 1000A 5 / 4000, 521 MB de RAM
4 discos duros SCSI de 4 GB

- 1 disco duro SCSI de 2 GB, CDROM 600 MB, TAPE de 8 GB
- Tres Servidores de Interfaz hombre-máquina (MMI/ consola del operador).
ALPHA STATION 255 / 233 96 MB de RAM
2 Pantallas color 21", teclado alfanumérico y ratón.
- Dos Servidores de Protocolos de Comunicación de Intercambio de Datos Inter Centros de Control (ICCP)
ALPHA STATION 255 / 233 96 MB de RAM
1 disco duro de 2 GB, CDROM 600 MB.
- Un Servidor de Administración de la Información Histórica (HIM)
ALPHA AXP, 1000A 5 / 4000, 128 MB de RAM
4 discos duros SCSI de 4 GB cada uno
1 disco duro SCSI de 2 GB, CDROM 600 MB, TAPE de 8 GB.
- Dos Servidores de Comunicaciones Front-End (CFE)
VME RACK PT – VME - 151
- Una Consola de Desarrollo / DTS (Simulador)
ALPHA STATION 255 / 233, 256 MB de RAM
1 disco duro de 4 GB y de 2 GB, CDROM 600 MB
Pantalla de color 21", teclado alfanumérico y ratón
- Un Servidor de aplicaciones Windows
PC Pentium 166 MHz, 32 MB de RAM, 26 GB disco duro
Pantalla color 17", CDROM.
- LAN, WAN y periféricos incluyendo cuatro impresoras láser

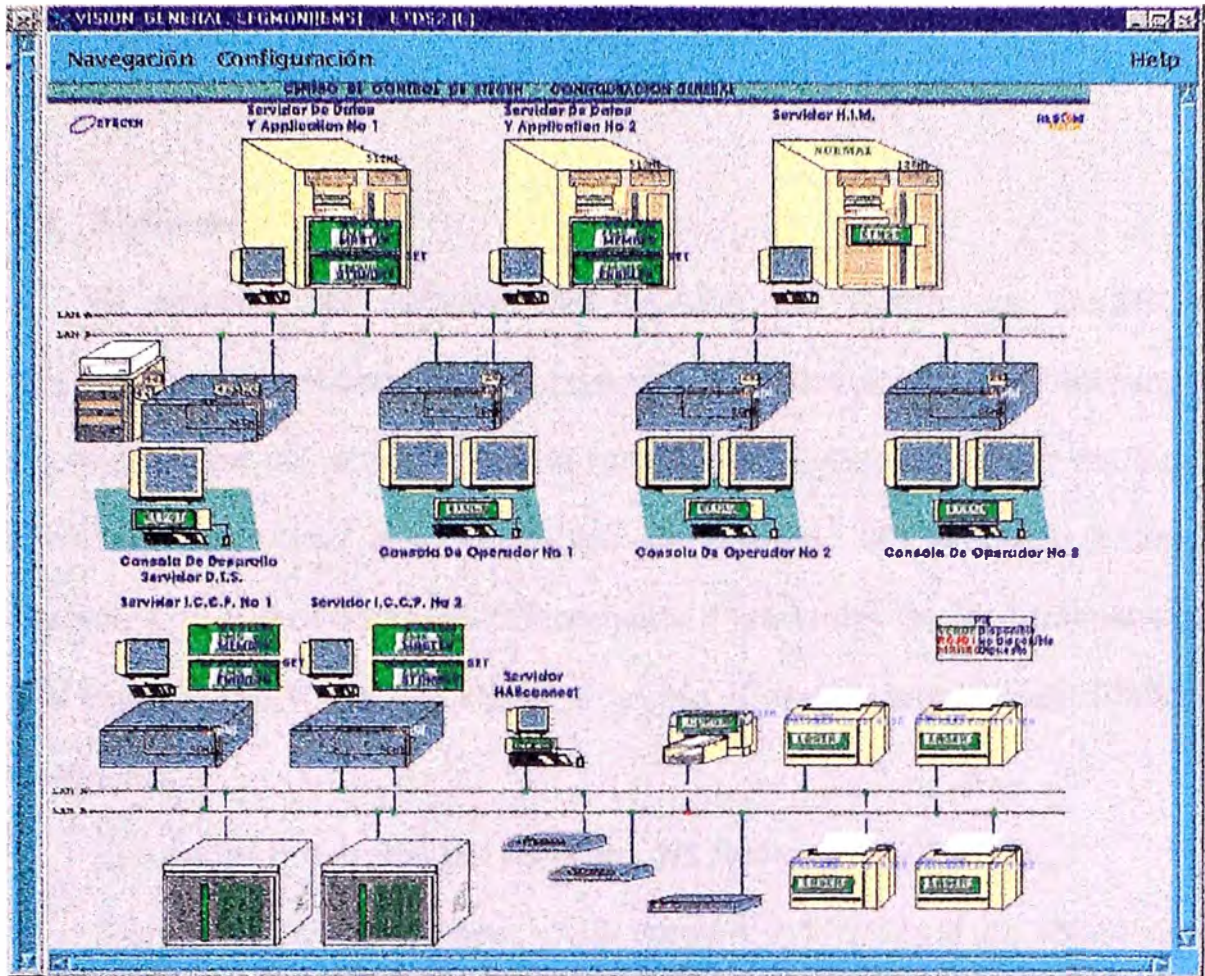


Fig. 3.3 Visión panorámica de la configuración del hardware

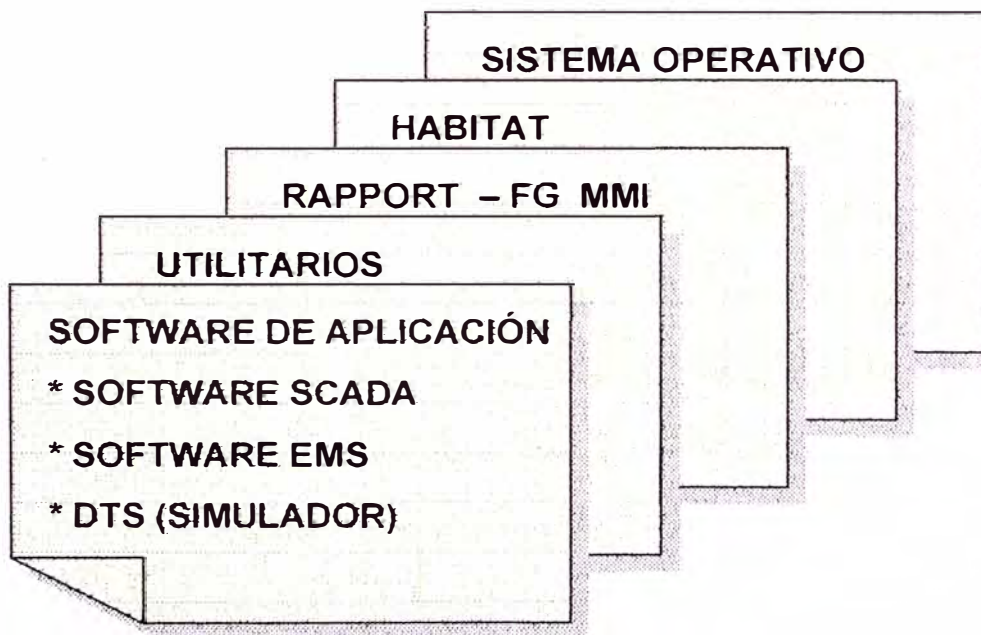


Fig. 3.4 Capas del software del SCADA

3.2.2 Software.

El sistema del software del SCADA del Centro de Control de ETECEN, está constituido por un paquete de aplicaciones que representan la configuración de la red eléctrica mostrando el estado de los equipos e información inherente a la operación del mismo. El producto estándar instalado por el proveedor es denominado Plataforma de la Administración de la Energía (EMP) de sus siglas en inglés, Energy Management Platform, versión 1.5.2.

Las capas o estratos del software del Sistema SCADA son:

- Sistema Operativo Open VMS versión 7.1, el cual es multitarea y multiusuario.
- HABITAT, utilizado para la gestión de la base de datos y de las interfaces hombre – máquina, así como para el desarrollo y pruebas de programas de aplicación.
- Las interfaces del usuario en modo gráfico en su totalidad (RAPPORT – FG, X-Windows/Motif, full graphics windowing).
- HIM sampler, aplicación de tiempo real, que transfiere la información del sistema SCADA a una base de datos ORACLE, en donde es almacenada, disponiendo de esta manera de información histórica. A partir de estos datos, se realizan consultas y reportes a través de la herramienta Developer 2000.
- Servicios y utilitarios del Sistema.
- Programas de aplicación, este acápite será tratado en los puntos 3.3 hasta el punto 3.10, que son funciones del SCADA y funciones del

Sistema de Administración de Energía (EMS) de sus siglas en inglés: Energy Management System, respectivamente.

3.3 Sistema de telecomunicaciones.

El sistema de telecomunicaciones de ETECEN está conformada por una red de radioenlaces de microondas digital a lo largo de la región costera del Perú, una red de radioenlaces VHF por la zona por la zona costera y la región central del país, una red de enlaces de onda portadora que abarca todo el sistema eléctrico de ETECEN, un sistema de telefonía privada y dispone de sistema de comunicación alterna de emergencia con radios HF.

Los principales subsistemas de comunicaciones son el subsistema de microondas, radiocomunicaciones, el subsistema de onda portadora y el subsistema de telefonía.

3.3.1 Subsistema de microondas.

El subsistema de microondas es una red que opera en la banda de 2.5 GHz. La capacidad de la red troncal es de 4 x 2 Mbps, es decir, con una capacidad máxima de 120 canales de 64 Kbps. Es utilizada para voz, datos y teleprotección. La red troncal cuenta con 20 repetidoras, entre Piura y Marcona, con una longitud de 1400 km y con torres de las antenas que varían entre 15 y 80 metros de altura; siendo así la segunda red de microondas más larga del Perú.

3.3.2 Subsistema de radiocomunicaciones.

Este subsistema comprende los radioenlaces UHF, VHF y HF y sirve a ETECEN para reforzar su subsistema de onda portadora que disponía con anterioridad.

Subsistema UHF. Este subsistema comprende 32 radioenlaces digitales en la banda UHF y abarca toda la zona costera desde la subestación de Piura Oeste en el departamento de Piura hasta la subestación San Nicolás en el departamento de Ica. Este subsistema sirve principalmente para la transmisión de datos de SCADA del Centro de Control de ETECEN y para el sistema Telefónico privado de ETECEN, adicionalmente se usa como vía de respaldo de la teleprotección del sistema eléctrico, para realizar una comunicación desde una radio móvil a un abonado telefónico y la comunicación compartida entre operadores. La frecuencia utilizada es de 420 MHz.

Subsistema VHF. Adicionalmente, a lo existente, se han puesto en operación 15 estaciones repetidoras y 17 estaciones bases ubicadas en las subestaciones de ETECEN. Este sistema utiliza una frecuencia de 150 MHz. También se tiene en operación el subsistema VHF que abarca la región central del país las cuales están divididas en 4 zonas principales:

Zona Costera 1. Abarca toda la zona costera del Perú desde la subestación Piura Oeste, en el departamento de Piura, hasta la subestación San Nicolás en el departamento de Ica; uniendo las Unidades de Transmisión del Norte, Norte Medio, Lima y Sur Medio.

Zona Costera 2. A la zona Norte se agregan los enlaces VHF realizado con el proyecto de las líneas de 220 kV Piura Oeste – Talara (L-248) y Talara – Zorritos (L-249).

Zona Sierra Centro Norte. Abarcan localmente las inmediaciones de las subestaciones de 138 kV Paragsha 2, Huánuco y Tingo María.

Zona Sierra Centro. Abarcan localmente las subestaciones de 220 kV Pomacocha, Pachachaca, Huayucachi y Huancavelica.

Subsistema HF. Este subsistema está instalado en cada una de las subestaciones de la red eléctrica de ETECEN y su uso está limitado para extremas condiciones de emergencia como también para el uso de Defensa Civil. Este subsistema opera en las frecuencias de 4267 MHz (canal 1), 7365 MHz (canal 2) y 4234 MHz (Defensa Civil) y están instaladas en todas las subestaciones eléctricas de la empresa.

3.3.3 Subsistema de onda portadora.

Este subsistema usa a las líneas de transmisión de energía eléctrica como vía de transporte de señales de voz y datos, éstos son transferidos a una velocidad de 1200 baudios. Actualmente este subsistema consta de 73 enlaces bicanales y monocanales en todo el sistema eléctrico de ETECEN. La configuración del subsistema de onda portadora es del tipo estrella, donde todas las rutas convergen en la subestación de San Juan (Lima). Este subsistema se usa principalmente para los servicios de telefonía, teleprotección y como vía de respaldo para el sistema SCADA del Centro de Control de ETECEN.

3.3.3 Subsistema de telefonía.

Este subsistema es usado principalmente para el servicio telefónico privado, lectura de medidores, envío – recepción de facsímil y la

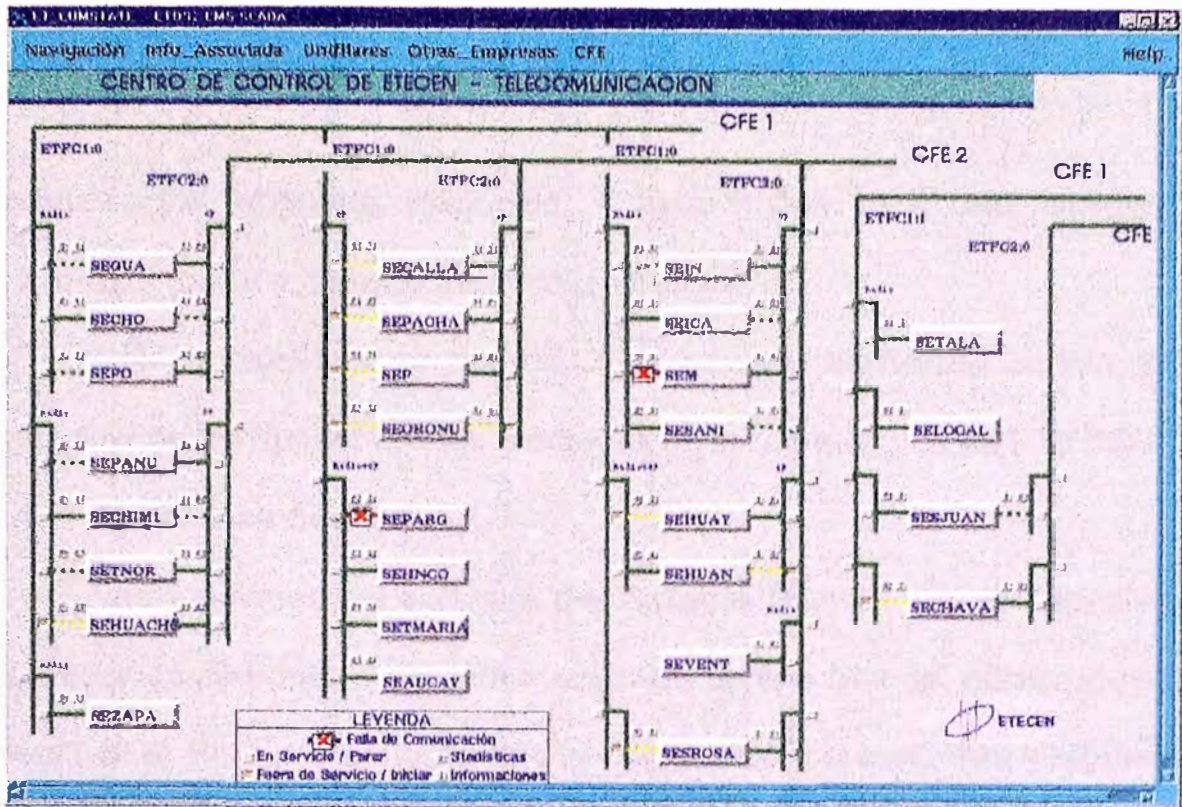


Fig. 3.5 Despliegue del Sistema de Telecomunicaciones del SCADA

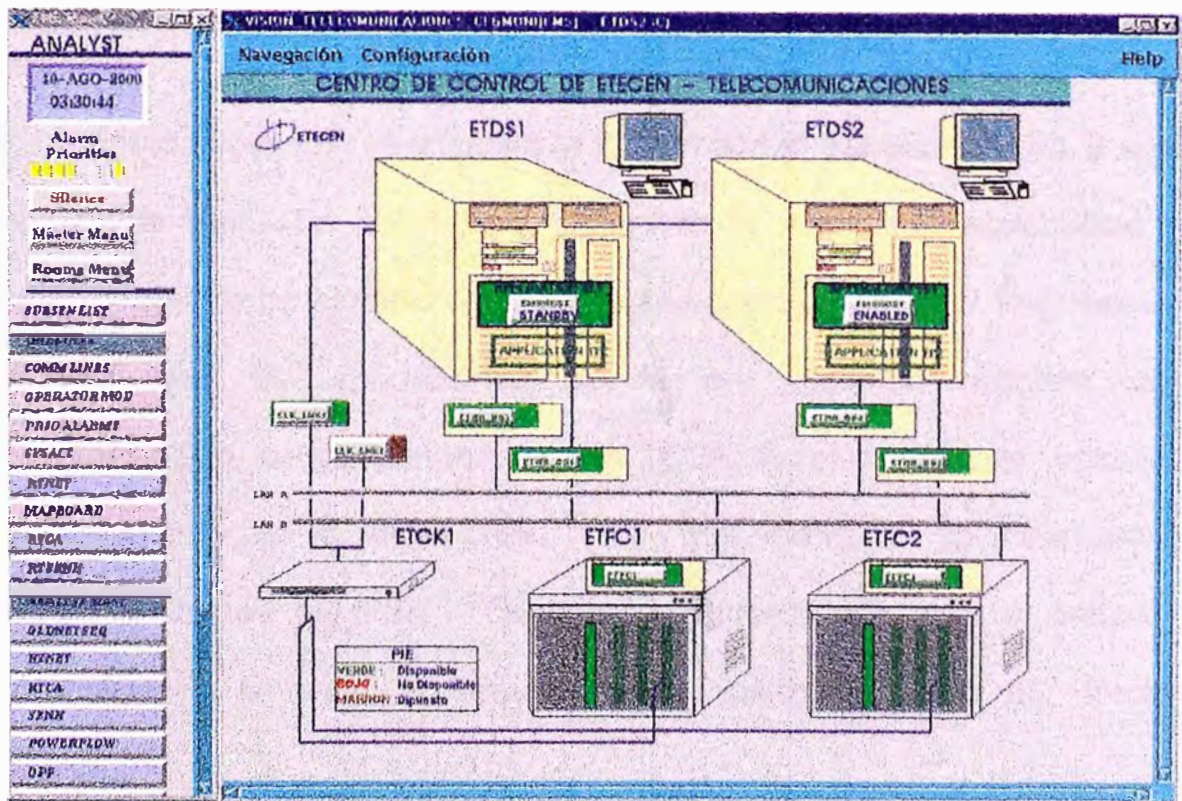


Fig. 3.6 Servidores de Datos y de Comunicaciones del SCADA

comunicación abonado telefónico – radio móvil VHF, vía canales de microonda digital y canales de onda portadora.

Este subsistema consta de 25 centrales telefónicas instaladas en cada una de las subestaciones eléctricas de la red eléctrica de ETECEN.

3.4 Funciones SCADA.

Las funciones del software del Sistema SCADA dan la capacidad al operador de disponer de la información en tiempo real del estado de la red eléctrica, el ejercer el control sobre el mismo, realizar consultas y reportes de registros históricos, previsiones periódicos sobre el estado de la red basados en modelos definidos por los analistas y, el de proporcionar soluciones óptimas sobre seguridad y economía de la operación del sistema eléctrico de potencia.

En la figura 3.7, se muestra la funcionalidad del SCADA, en la cual se muestra la dirección del flujo de información, siendo la supervisión y el control del sistema eléctrico de potencia la principal función. Asimismo, se observa que las aplicaciones de la red eléctrica requiere de la teleinformación proporcionada por el SCADA para realizar cálculos y procesamiento de la información, como por ejemplo, la estimación de estado de la red eléctrica. También se aprecia que para el cálculo del pronóstico de la carga se requiere de la alimentación de los datos del SCADA.

El subsistema de administración histórica es la encargada de guardar en una base de datos todas las alarmas y eventos, las medidas analógicas, el estado de los equipos y todo hecho relevante ocurrido en el sistema

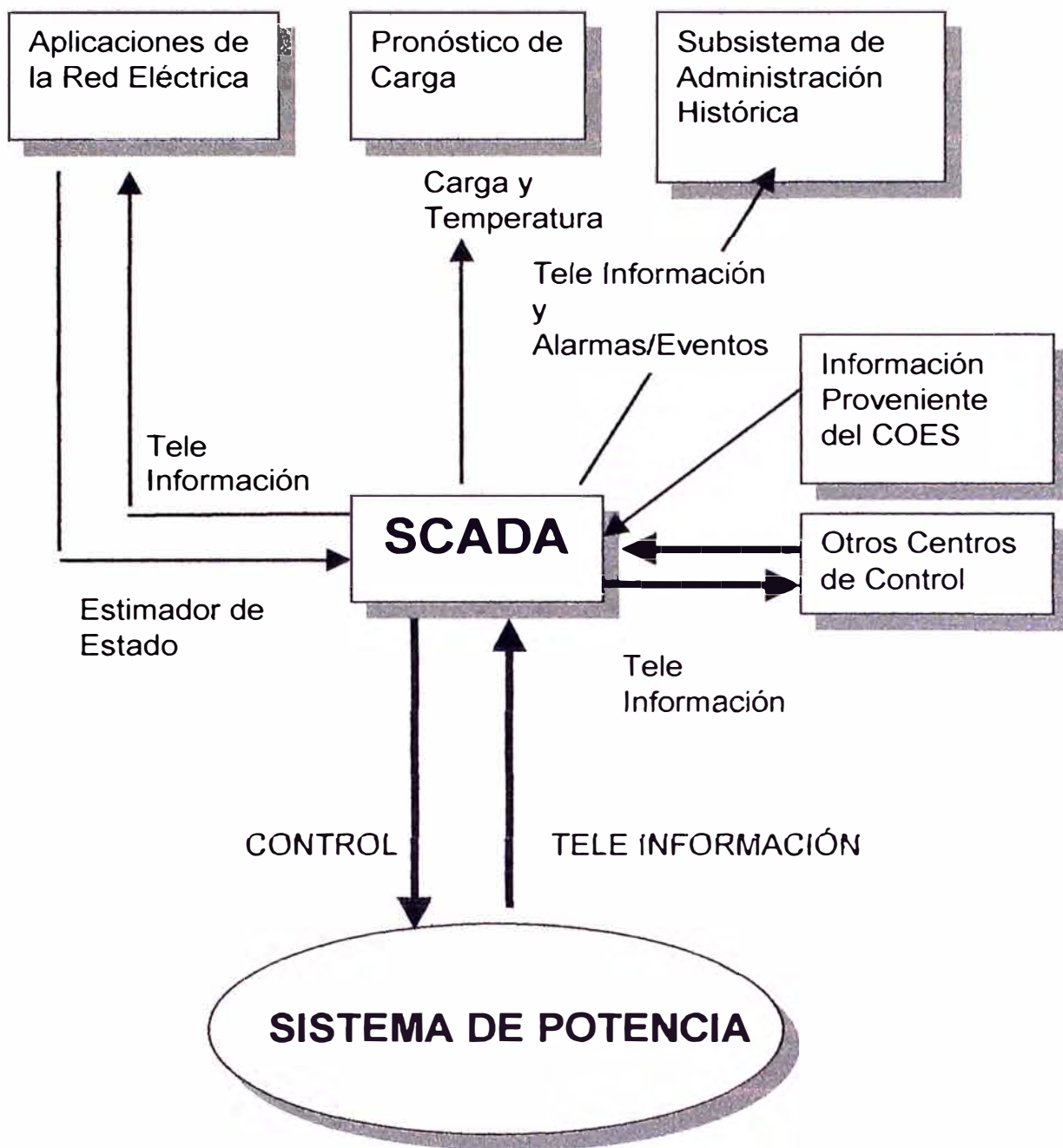


Figura 3.7 Diagrama de funcionalidad del Sistema SCADA

SCADA para una posterior consulta, análisis y realización de reportes. En el mismo, también se aprecia, que el COES proporciona información al SCADA, que no es más que el despacho económico de las centrales de producción de energía eléctrica, ésta información es utilizada por el SCADA como seudomedidas debido a que por el momento no se cuenta con la información en tiempo real de dichas centrales. Ello será posible en un mediano plazo gracias a la característica del hardware del SCADA del Centro de Control de ETECEN de ser de una arquitectura abierta, capaz de interactuar con otros centros de control a través de protocolos de comunicación estándares.

A continuación se explican las principales funciones de la aplicación SCADA, las cuales son: adquisición automática de datos, conversión de datos, procesamiento de datos, supervisión y control del sistema eléctrico de potencia, e interfaces con el usuario.

3.4.1 Adquisición automática de datos.

Es el proceso de recepción de los datos telemetrados desde los equipos de campo por intermedio de las unidades terminales remotas (RTU: Remote Terminal Unit). Puede haber más de una ruta de comunicaciones desde la computadora maestra del SCADA a los dispositivos de campo para el acceso de datos, para el caso de ETECEN se cuenta con dos rutas: microondas y por onda portadora (sistema que usan las líneas de transmisión de energía eléctrica como medio de desplazamiento de los datos y señales). Asimismo, la computadora maestra es la responsable de la recepción y envío de la configuración de la información para mantener el

acceso de cada ruta de comunicación que actualmente está siendo usada para acceder a un dato específico. También es el responsable de guardar la comunicación al Telemetry Front End (TFE), que es una aplicación EMP situado entre el computador maestro y los controladores de las unidades terminales remotas (CFE: Communications Front End); habilita el acceso de datos desde una variedad de diferentes equipos de campo tan eficientemente como sea posible. El CFE es una aplicación que reside entre el TFE y las unidades terminales remotas (RTUs), su función principal es realizar todas las comunicaciones específicas protocolares con las RTUs en ambas direcciones, apoya en la detección y reporte de errores al TFE y guarda temporalmente información de ingreso y salida para mejorar el rendimiento del mismo. Periódicamente, las comunicaciones son recibidas desde el TFE detallando el número de intentos y fallas de comunicación.

3.4.2 Conversión de datos.

Es el proceso de conversión de los datos telemetrados recibidos desde el TFE en un formato estándar. Esto es, convertir datos analógicos telemetrados en unidades de ingeniería (MW, MVAR, Amperios, etc.), convertir estados de puntos a estados conocidos que reflejen el estado actual de los equipos (abierto, cerrado, local, remoto, etc.). La información de la secuencia de eventos (SOE: Sequence Of Events) es también formateado a una forma legible para ser mostrado al operador. Cualquier posible información acerca de los errores en el acceso de datos es guardada para ser analizado la calidad de los mismos.

3.4.3 Procesamiento de datos.

Significa analizar los datos convertidos para ser reportados al operador, como por ejemplo, transgresiones a los límites de valores analógicos; o para el procesamiento, el cual depende del estado de los datos. Mientras que la adquisición y conversión de datos sólo son realizadas en datos telemetrados; el procesamiento de datos es ejecutado sobre todos los datos que van cambiando en el tiempo, incluyendo los datos telemetrados, centros remotos, datos calculados, datos ingresados manualmente, datos de salida del estimador de estado y datos de otros procesos externos.

El procesamiento de datos permite, también, analizar el origen de los datos y la calidad de los mismos; estas características se detallan a continuación:

- **Origen de los datos:** Los datos presentados en los diagramas unifilares o en los tabulares, usualmente reflejan datos en tiempo real de la red eléctrica los cuales son adquiridos de las unidades de transmisión remota (RTUs). Adicionalmente existen otras posibles causas normales originarias de los datos como son:

Causa normal de la unidad de transmisión remota (RTU).

Fuente normal del sitio remoto.

Normalmente el valor es ingresado manualmente.

Normalmente valores calculados.

Normalmente estimado por la aplicación Estimador de Estado.

Normalmente de procesos externos.

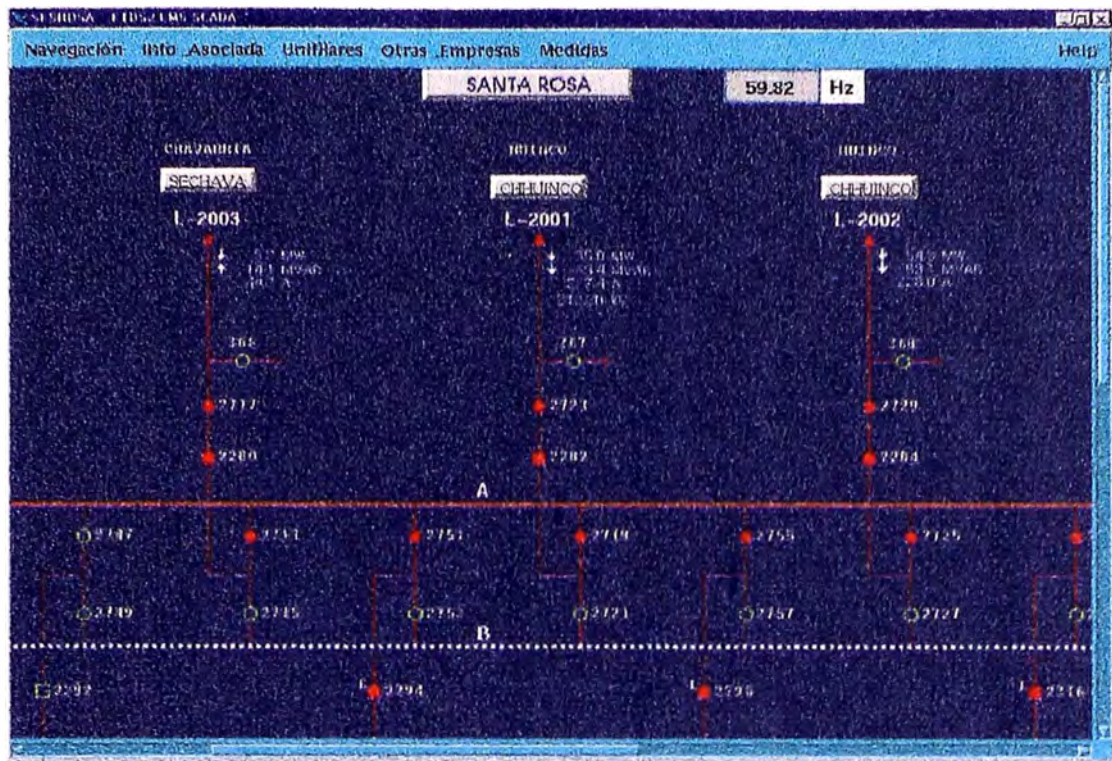


Fig. 3.8 Despliegue unifilar con el estado de los equipos, código de identificación y medidas analógicas

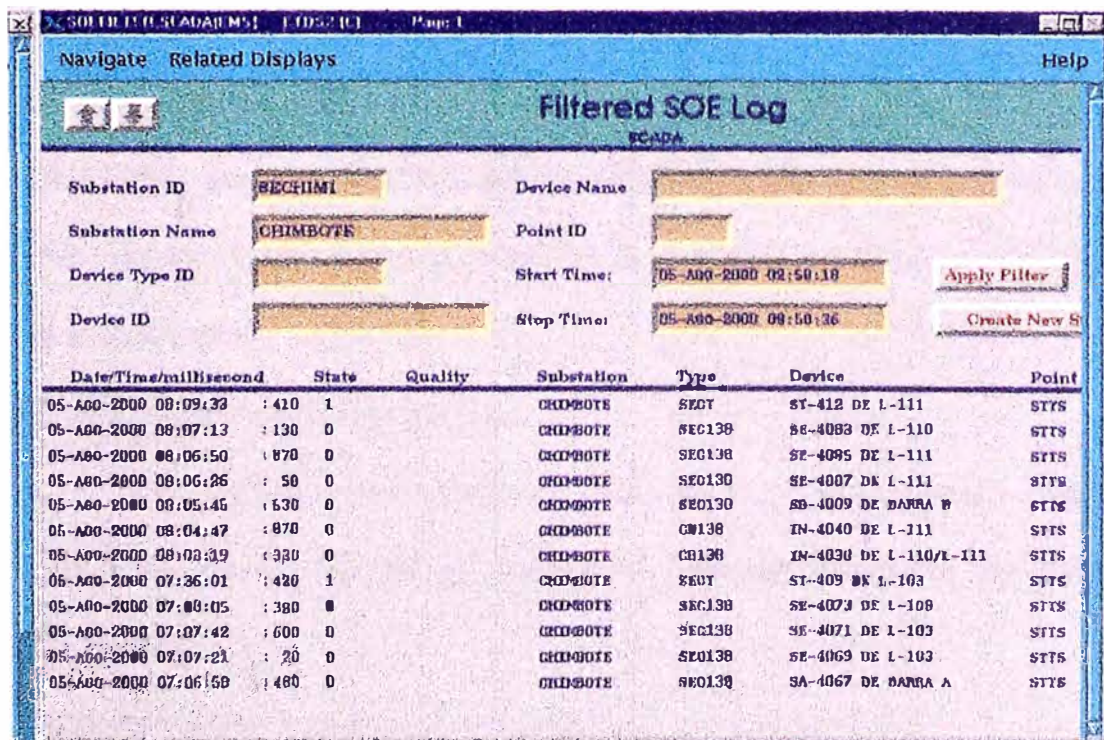


Fig. 3.9 Despliegue del SOE (Sequence Of Events)

El operador tiene también la posibilidad de poner en servicio el origen normal y reemplazar el valor por un valor de entrada manual, por un análogo o por un valor calculado por el estimador de estado.

➤ **Calidad de los datos:** La información referente a la calidad permite validar los datos presentados por el sistema SCADA, basados en la obtención de fuentes diferentes. La calidad de los datos básicos de las señales es como sigue:

- **UNINIT:** Valor inutilizado, nada ha sido almacenado en él.
- **OLD:** Valor antiguo, datos de fuentes han sido procesados, pero una actualización del valor fue prevenida.
- **OVER:** El valor de la RTU excede al rango de validez.
- **NIS:** No en servicio.
- **UNREAS:** Irrazonable, el dato proveniente de la fuente normal no fue una representación congruente con la realidad y fue prevenida desde la actualización del valor.
- **TFAIL:** Falla en la telemetría.

La calidad de señales de datos compuestos, basados anteriormente en la calidad básica de señales descritas, también es presentada:

- **GOOD:** Valor recuperado sin problema y es actualizado.
- **SUSPECT:** Ocurren problemas mientras se están recuperando datos de la fuente o el valor no es actual.
- **REPLACED:** El valor aparece de la fuente más que del recurso normal.

GARBAGE: El valor presentado no tiene significado.

3.4.4. Supervisión y control del sistema eléctrico de potencia.

El sistema SCADA permite el control de la red eléctrica, siendo para ello necesaria ciertas condiciones y reglas que a continuación se mencionan:

- La unidad de transmisión remota en la subestación debe de estar en modo REMOTO.
- La calidad del recurso en mención debe ser **GOOD**.
- El control no debe de estar detenido por ninguna tarjeta (TAG)
- La secuencia de control debe ser completada dentro del período de tiempo establecido.

Este procedimiento puede ser ejecutado desde una presentación unifilar o desde una presentación tabular del SCADA.

En las figuras 3.10 al 3.13, se muestran la secuencia lógica de control de un recurso desde un diagrama unifilar, en este caso se procederá a conectar un reactor de 5 MVAR en la barra de 10 kV de la subestación de Marcona.

En la figura 3.10, se muestra que al hacer un “clic” en el interruptor IN-1182 del reactor “R-3”, aparece un despliegue con la información del equipo seleccionado como son: subestación a la que pertenece, tipo de equipo, código de identificación, estado o posición (en este caso ABIERTO), entre otros. Como siguiente paso se hace clic en el botón [**Mando...**] y aparecerá un despliegue como se muestra en la figura 3.11, en la que se indicará el control disponible a ejercer, en este caso como el interruptor esta OPEN (ABIERTO) el botón disponible es CLOSE.

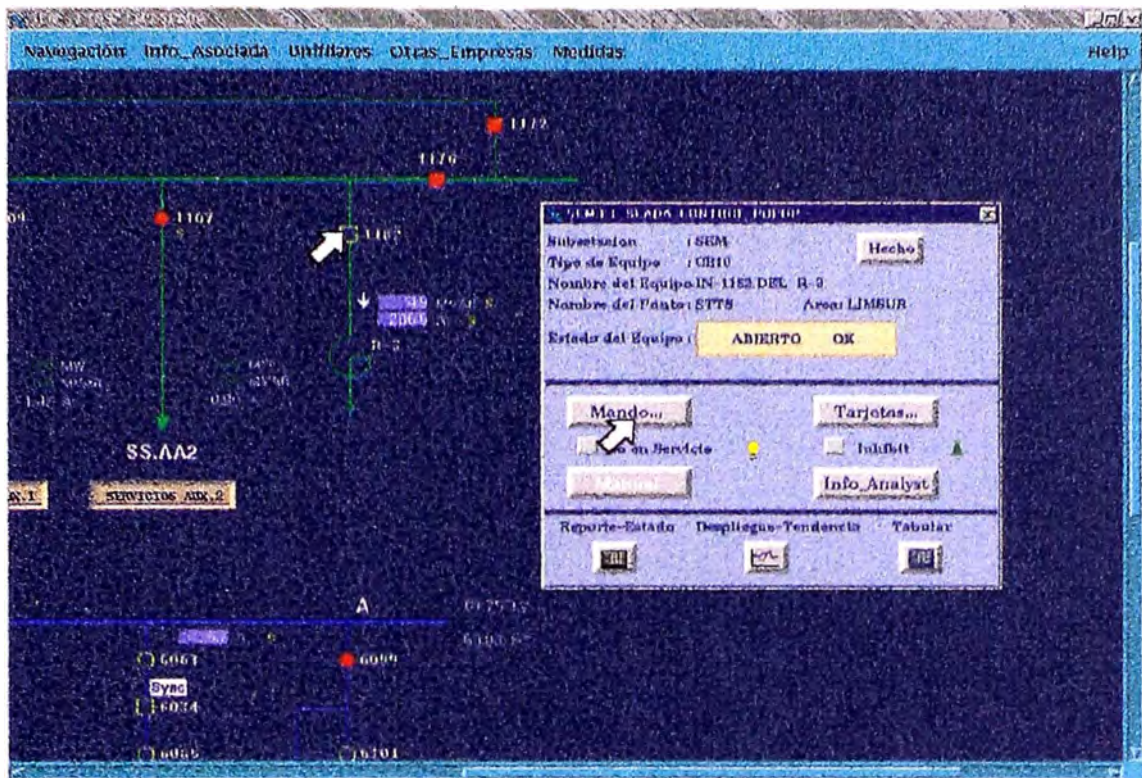


Fig. 3.10 Se hace click sobre el dispositivo a controlar

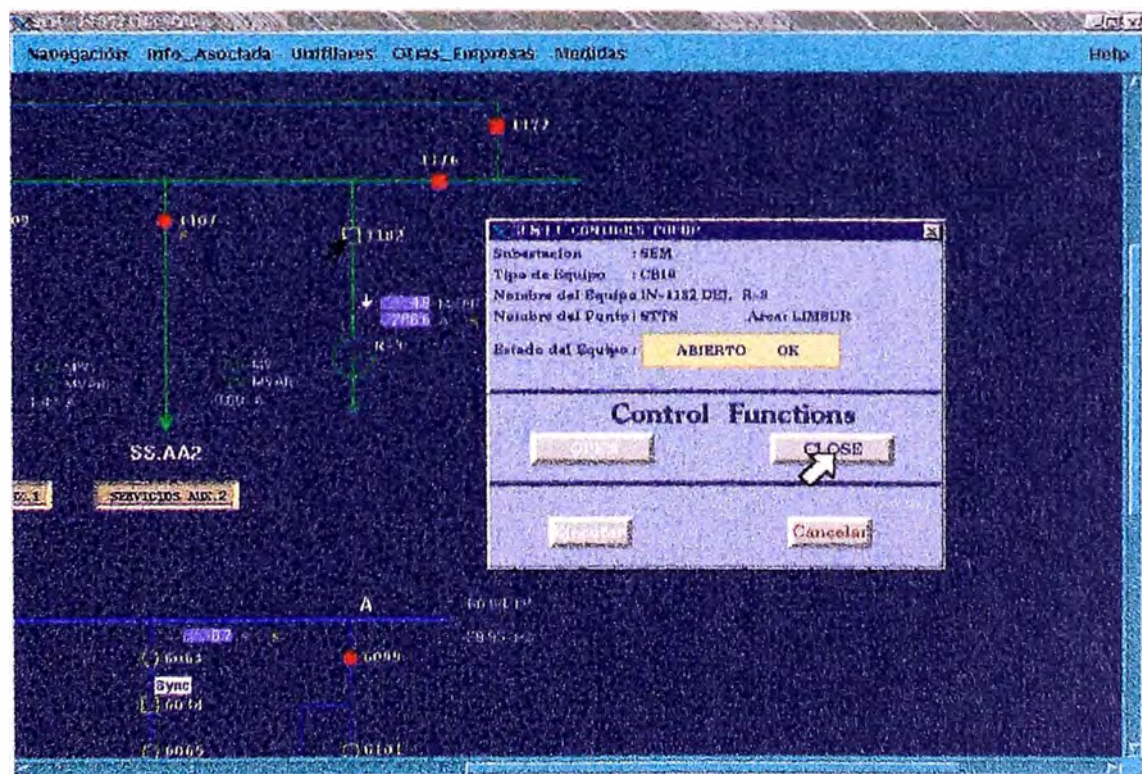


Fig. 3.11 Aparece una ventana con la opción de "CLOSE" habilitado

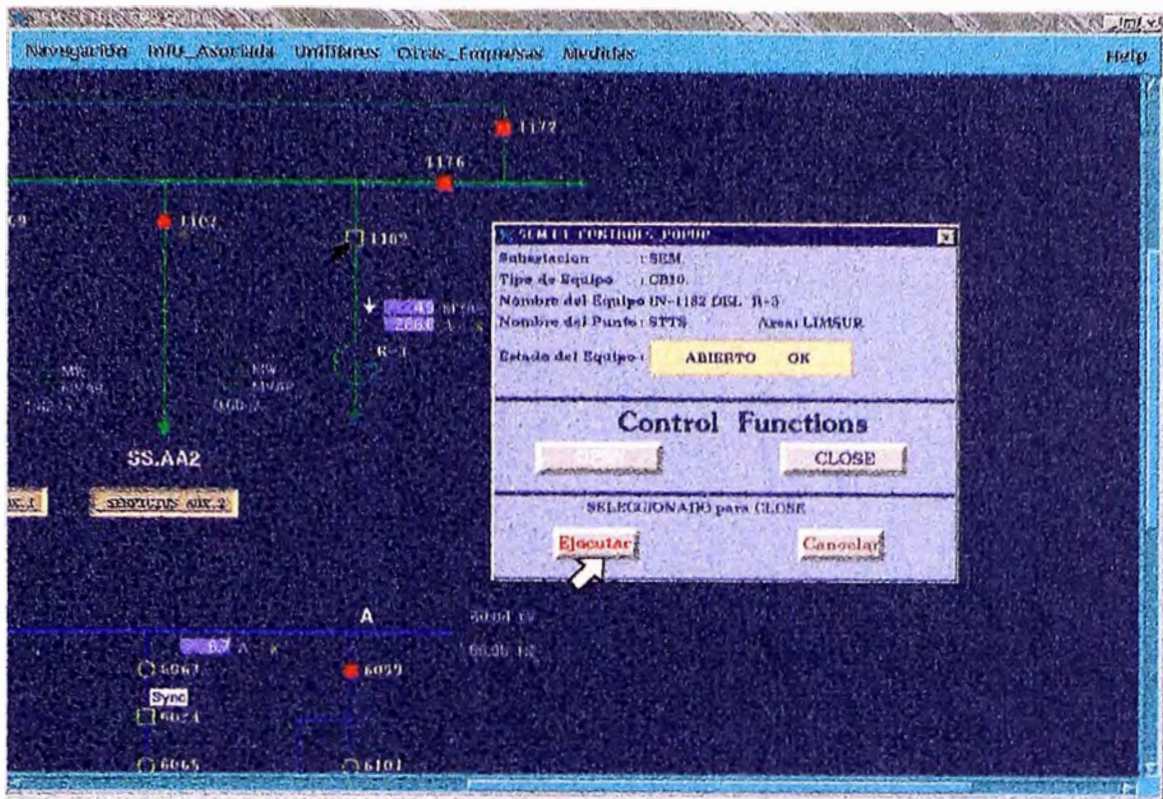


Fig. 3.12 Se hace click sobre el botón "Ejecutar"

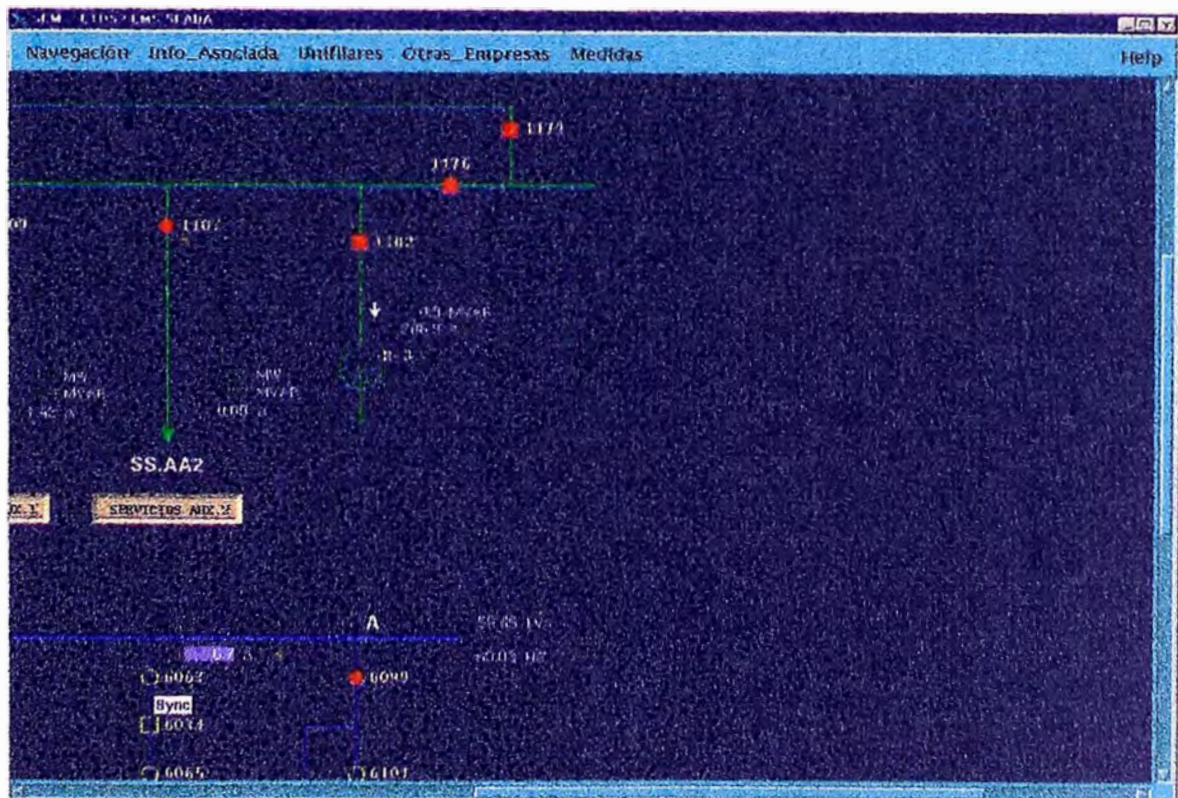


Fig. 3.13 El Reactor está conectado a la barra

Como se puede apreciar en las figuras anteriores, la influencia en la barra de 60 kV de la subestación de Marcona al conectar el reactor en mención; antes de realizar la maniobra, la tensión en dicha barra era de 61.75 kV, luego de conectarlo la tensión descendió a 59.46 kV

3.4.5. Interfaces con el usuario.

Esta funcionalidad provee al operador muchas maneras de controlar y cambiar el modo en que los datos son procesados, cómo es conseguido, cómo es presentado, asimismo para responder e interactuar con las alarmas. Se cuenta con una variedad de despliegues, algunos de ellos son mostrados en las figuras 3.14 y 3.15, en donde se muestra el menú principal del SCADA y diagramas unifilares con una distribución geográfica del sistema de transmisión de ETECEN.

3.5 Administración del subsistema de alarmas.

El subsistema de Alarmas es de gran ayuda al operador, como es comprensible, éste no puede estar en forma permanente con su atención atrapada en los datos en tiempo real, sino que puede estar realizando otras tareas afines como la consulta de registros históricos o evaluando y analizando posibles escenarios de la operación del sistema eléctrico de potencia. Las principales tareas del subsistema de alarmas son las siguientes:

- Notifica al operador de un inesperado cambio en el sistema de potencia.

Notifica al operador de las condiciones irregulares del sistema de potencia.

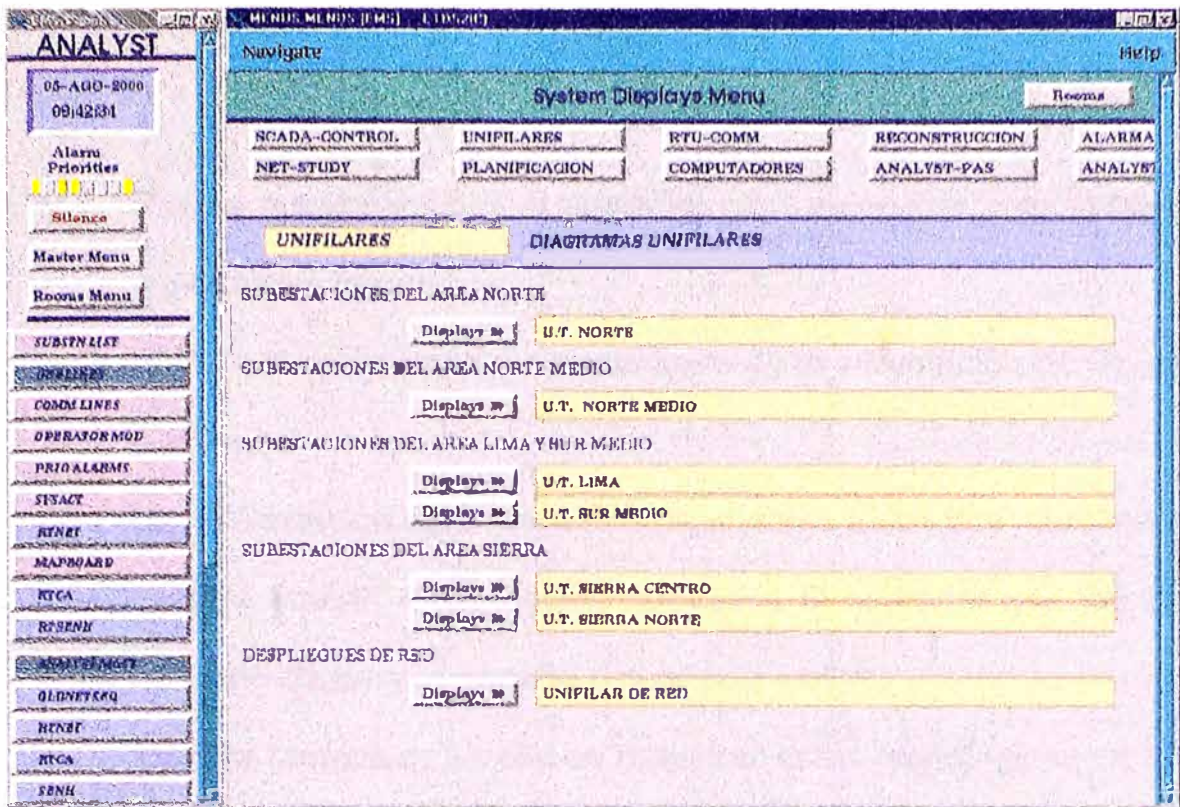


Fig. 3.14 Despliegue del menú principal

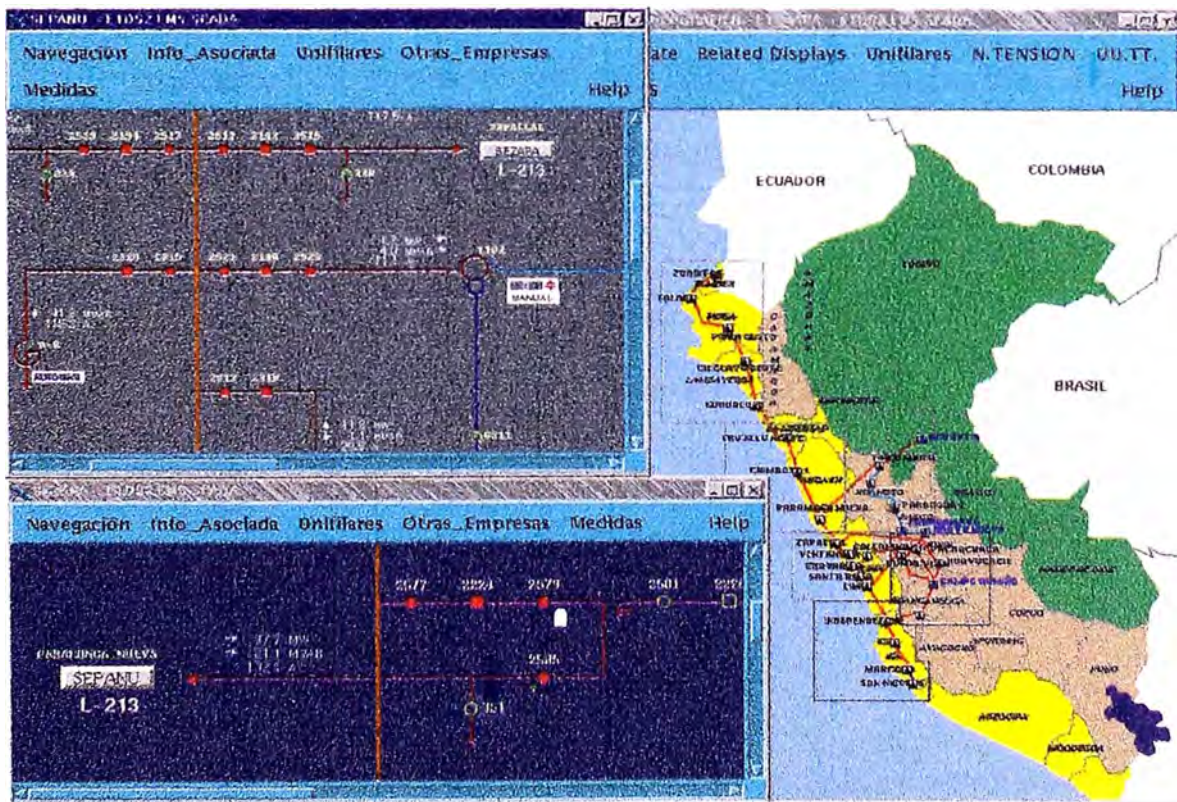


Fig. 3.15 Despliegues de diagramas unifilares y la distribución geográfica del sistema de transmisión de ETECEN

Provee presentaciones al operador para reconocer y responder a las condiciones dadas.

Facilita al operador el mantenimiento de la información de los eventos y alarmas.

La presentación del subsistema de alarmas es de dos maneras:

Estado actual: dicho estado comunica al operador que las alarmas han sido dadas y le permite actuar sobre ellas.

Estado histórico: en ella se muestran listas cronológicas de alarmas y eventos.

Las alarmas son clasificadas de la manera siguiente:

Alarmas: son aquellos cambios inesperados en el sistema de potencia. El operador es informado y son requeridas acciones de parte de él. Las principales alarmas emitidas por el subsistema SCADA son:

Analógicas de violación de límites de operación.

De cambio de estado de un punto telemetrado.

De control de tiempo muerto.

Del punto de colocación de tiempo muerto.

De telemetría.

Del canal del SCADA.

De comunicación del recorrido de las unidades de transmisión remota.

- **Eventos:** Son aquellas acciones realizadas por el operador, no es requerida ninguna notificación ni acción por parte de él.

Las alarmas cuentan con las siguientes características: categoría, prioridad, ubicación y área de responsabilidad.

- **Categoría:** Vienen a ser grupos de alarmas, las cuales pertenecen a un principio común, como son niveles de tensión, topología, comunicaciones u otros recursos asociados con aplicaciones del SCADA.
- **Prioridad:** Esta característica indica el orden de prioridad o importancia de las alarmas, en el presente caso se cuenta con prioridades numeradas del 1 al 8, donde la número uno es la de más alta prioridad y la número ocho de mínima importancia. Cada prioridad tiene asociada algunas categorías relacionadas con temas específicos como:
 - **Prioridad 1:** Cambios de estados de equipos de maniobra (interruptor y seccionadores), cambio de estado de local/remoto de las subestaciones, notificaciones de alarmas de protecciones.
 - **Prioridad 2:** Notificación de violaciones de límites de valores analógicos.
 - **Prioridad 3:** Avisa las violaciones de sobrelímites de valores analógicos, notificadas en la prioridad 2, han retornado a los rangos normales de operación.
 - **Prioridad 4:** Aplicaciones del software del sistema de potencia.
 - **Prioridad 5:** Comunicación con las unidades de transmisión remota.
 - **Prioridad 6:** Notificaciones del hardware del SCADA.
 - **Prioridad 7:** Notificaciones del hardware del SCADA.

- **Prioridad 8:** Alarmas diversas inferiores acerca del comportamiento mínimo del conjunto de prioridades.

En el caso que las alarmas no hayan sido reconocidas por el operador, la más antigua y aquellas con más bajas prioridades son automáticamente borradas del sistema, las cuales están disponibles en la base de datos ORACLE de datos históricos.

➤ **Ubicación:** Esta característica indica lo siguiente, para el caso de la red eléctrica indica la subestación de donde procede; y en otros casos el nombre de la aplicación del software del SCADA, como por ejemplo del estimador de estado.

➤ **Area de responsabilidad:** Le permite agrupar a las alarmas de acuerdo a permisos designados con anterioridad, por ejemplo: área de generación, área de transmisión, área del sistema, etc.

Las alarmas son notificadas al operador de las siguientes formas:

➤ Mediante tonos audibles; se dispone de tonos diferentes las cuales están asociadas a las prioridades de las alarmas.

➤ A través de despliegues; en donde se indica la prioridad y categoría (presentada en la vista BINLIST), condiciones irregulares aparecen en las presentaciones de excepción y en un listado histórico de alarmas presentado en el despliegue System Activity Log

El mantenimiento del subsistema de alarmas se lleva a cabo del modo siguiente:

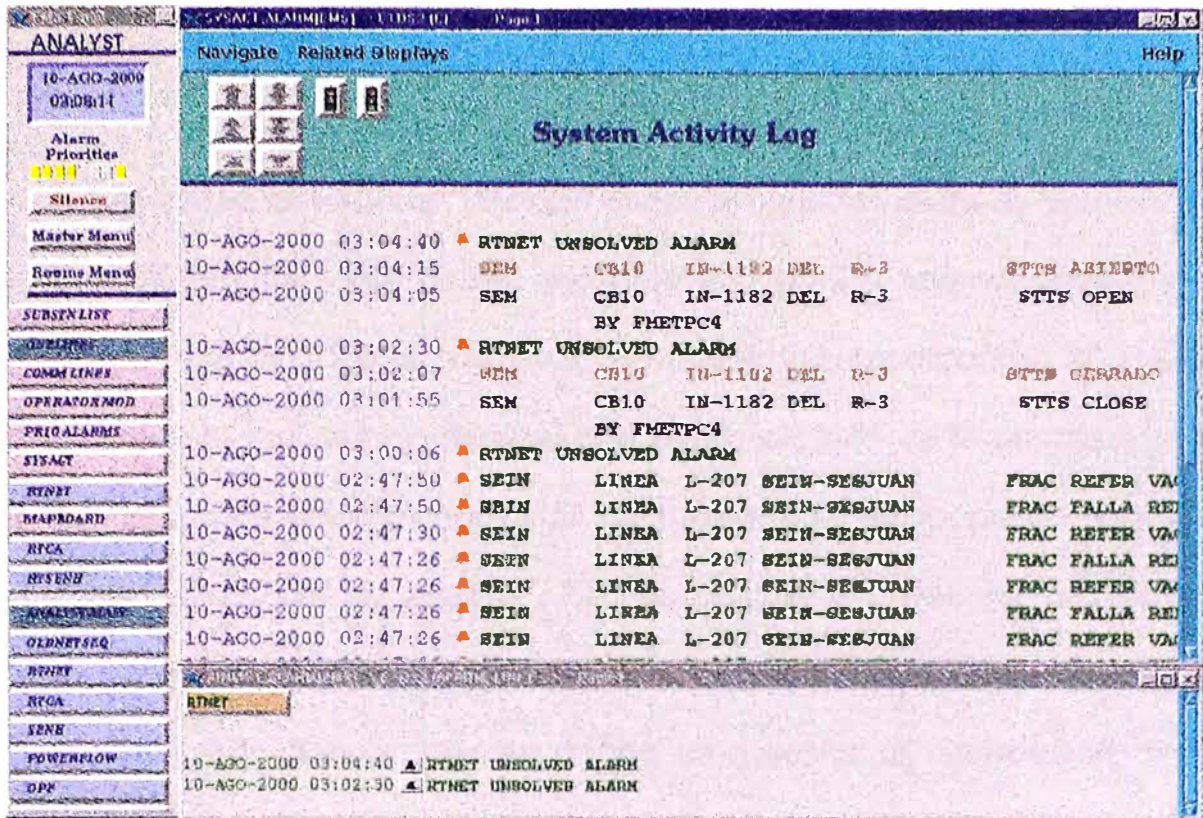


Fig. 3.16 Despliegue del System Activity Log

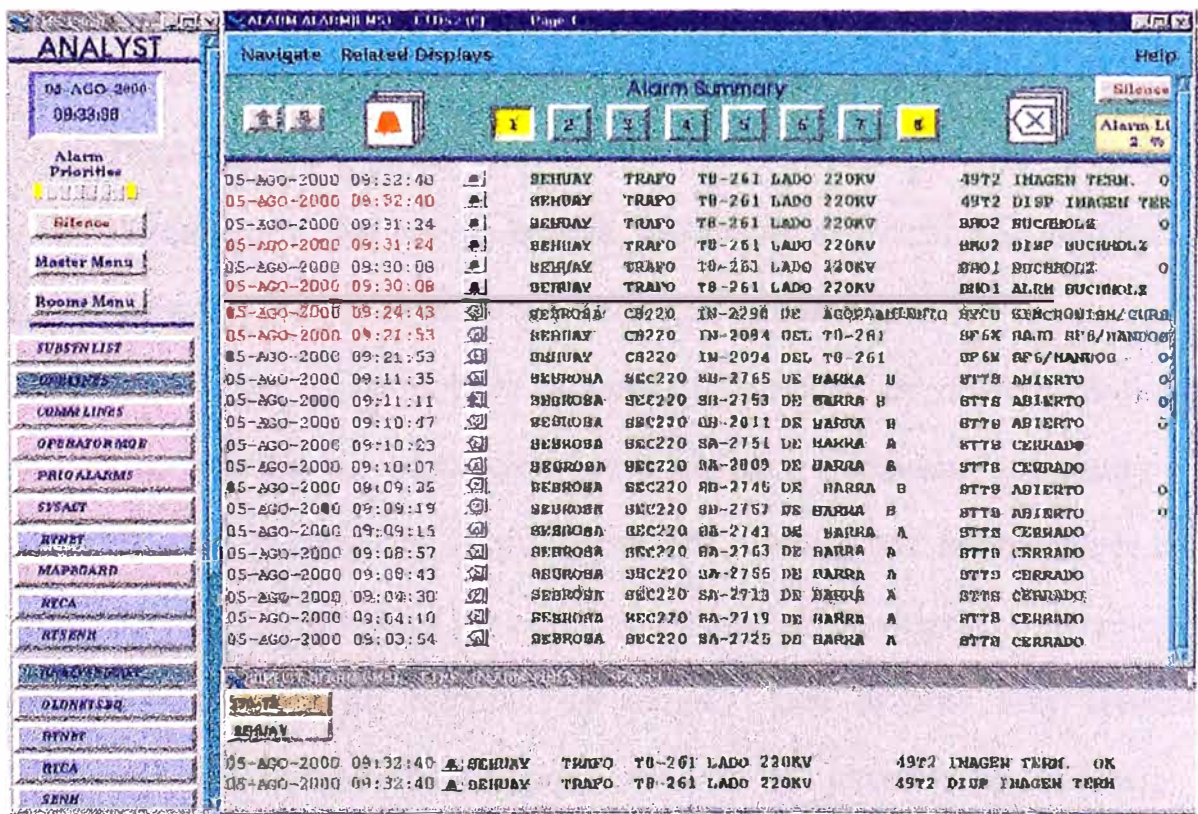


Fig. 3.17 Despliegue Alarmas por prioridades

- **Alarmas detenidas:** Se dan casos en que las alarmas son emitidas intermitentemente desde uno o varios puntos telemetrados, ya sea por una avería o por trabajos de mantenimiento, entonces el operador tiene la facultad de detener una futura emisión de la alarma y, luego de la reparación o conclusión del trabajo preventivo, puede normalizar el servicio de la alarma. Ello es posible a través de la propiedad "INHIBIT" de la base de datos del SCADA, accesible por el operador a través de despliegues en donde se muestra la información de una subestación en forma tabular o desde el diagrama unifilar del mismo.
- **Emisión de reportes:** El operador puede solicitar la impresión directa de cualquiera de las presentaciones mostradas en las consolas. Asimismo a partir de los datos guardados en las tablas ORACLE será posible emitir reportes haciendo uso de criterios de filtrado como: rangos de fechas, ubicación, dispositivo específico, etc.

3.6 Tarjetas o etiquetas de advertencia operativa.

La función de etiquetado proveerá la facilidad de colocar, remover y desplegar tarjetas de protección en equipos modelados del sistema de potencia en el sistema SCADA, como por ejemplo los interruptores. Las tarjetas podrán inhabilitar a los equipos para el cierre, disparo o participación en una secuencia de rechazo de carga. Las tarjetas son colocadas normalmente en los equipos para advertir o informar al operador de condiciones especiales en el sistema de potencia y usualmente prohibirán o restringirán la operación de un dispositivo. Sin embargo, las tarjetas también podrán ser colocadas en las subestaciones para propósito de información.

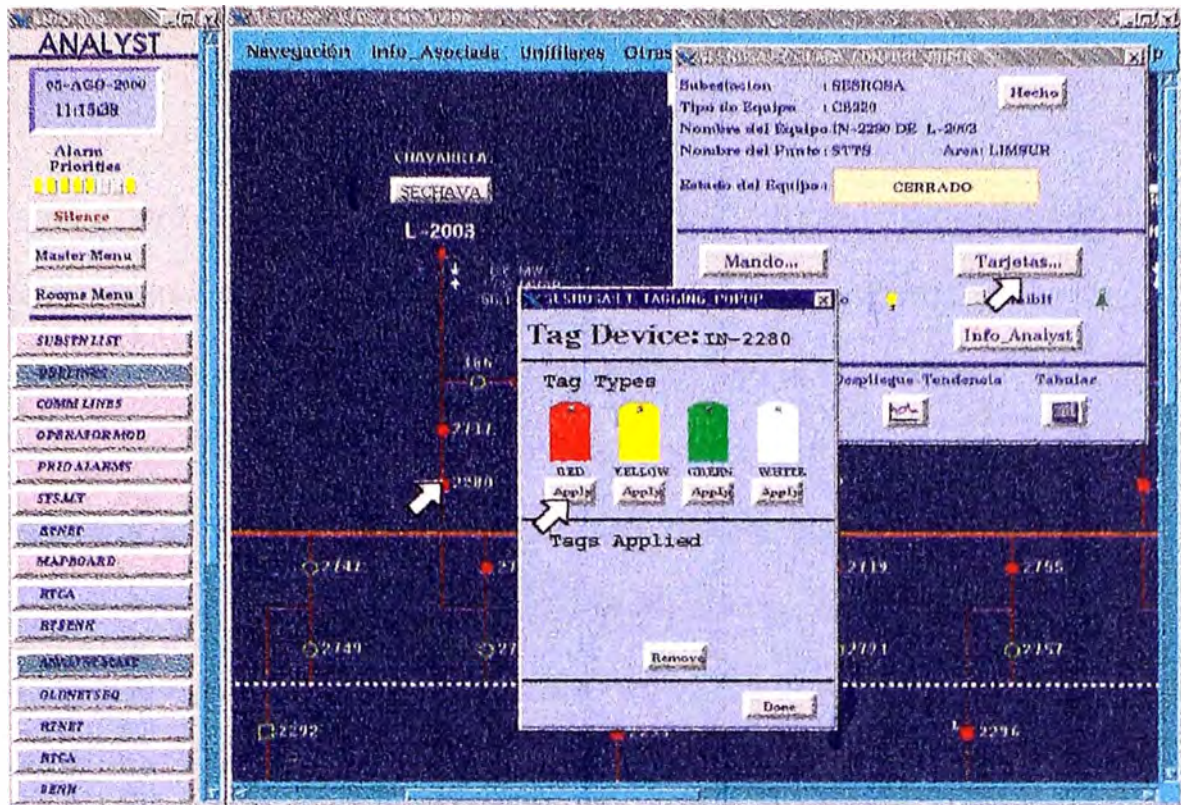


Fig. 3.18 Colocación de una Tarjeta a un interruptor

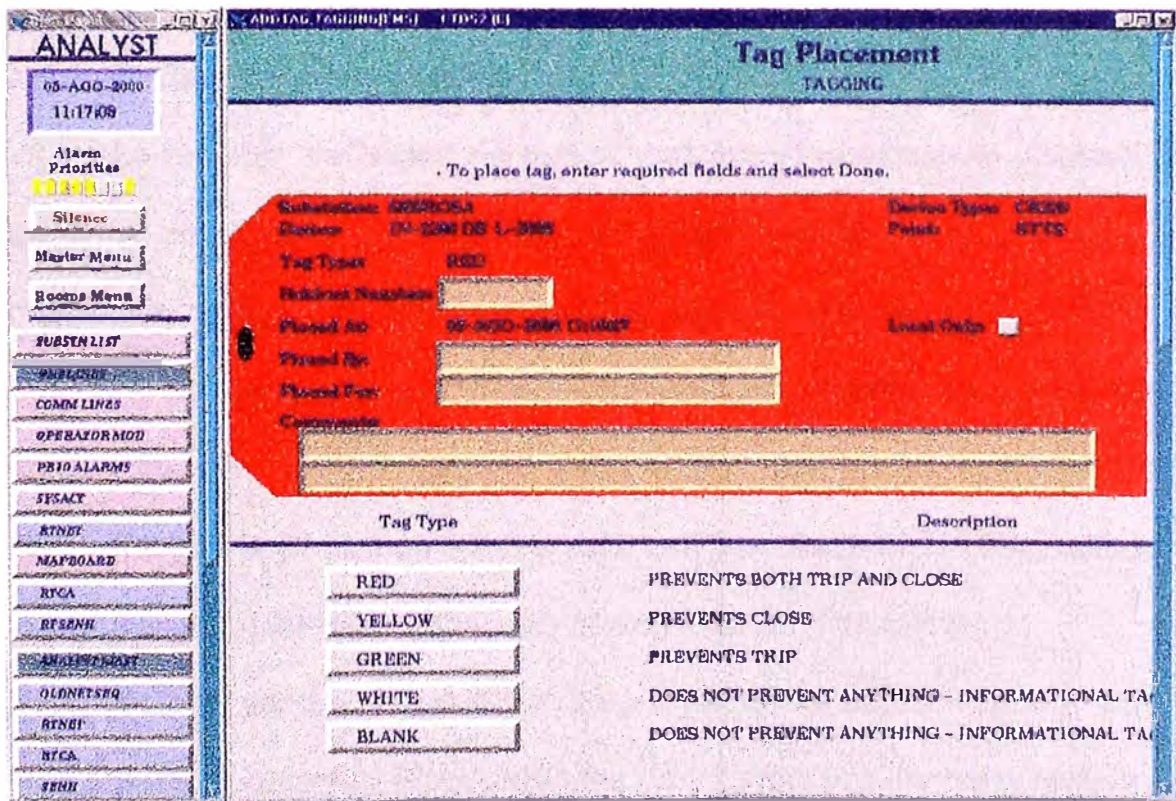


Fig. 3.19 Ingreso de información a la Tarjeta

Para realizar las funciones anteriores, la función de etiquetado actuará recíprocamente con las funciones de SCADA en el sistema.

Cuando un operador coloca una tarjeta en un equipo, la función de etiquetado determina las restricciones causadas al equipo por la nueva tarjeta y cualquier tarjeta previa. Del mismo modo, cuando un operador remueve una tarjeta de un equipo, se determina las restricciones afectadas al equipo que serán removidas. Asimismo, la base de datos del SCADA es actualizada con las restricciones a que son afectados los equipos, tanto cuando éstas son aplicadas o removidas.

La aplicación de etiquetado se compone de dos principales funciones: definición de la tarjeta y colocación de la tarjeta.

3.6.1 Definición de la tarjeta.

La función "definición de tarjeta" permite al analista del sistema definir los tipos de tarjeta. Un tipo de tarjeta define el efecto que éstas tendrán cuando son colocadas sobre un equipo. Para el caso del sistema SCADA de ETECEN se tienen cuatro tipos de tarjetas, las cuales son: roja, amarilla, verde y blanca.

- **Tarjeta roja:** Inhabilita a la apertura y al cierre de un dispositivo.
- **Tarjeta amarilla:** Inhabilita al cierre de un dispositivo.
- **Tarjeta verde:** Inhabilita a la apertura de un dispositivo.
- **Tarjeta blanca:** Para propósito de información, no tiene restricciones.

3.6.1 Colocación de la tarjeta.

La aplicación de etiquetado está disponible para colocar tarjetas en los dispositivos modelados para las subestaciones, también conocido como los dispositivos no modelados, en los despliegues unifilares del SCADA. Conocidas, generalmente, como subestaciones no modeladas, tarjetas con fines de información pueden ser colocadas desde el despliegue del menú principal de etiquetado. Adicionalmente, la información sobre las tarjetas aplicadas a los dispositivos están disponibles en el despliegue de listado de tarjetas. Los operadores pueden colocar una tarjeta a los equipos modelados para prevenirlo de un cierre, apertura o para informar de cualquier condición especial; también pueden usar los despliegues de listado de tarjetas para editar los datos de los campos contenidos en los mismos.

Otras funciones complementarias son las siguientes:

- **Remoción de tarjetas:** La aplicación de etiquetado también permite a los operadores remover tarjetas de los dispositivos modelados, equipos no modelados o subestaciones no modeladas. Ambas, simples y múltiples tarjetas removidas son soportadas.
- **Listado de tarjetas:** La aplicación de etiquetado soporta el listado de todas las tarjetas existente.

Estas listas incluyen lo siguiente:

- Ambas, tarjetas de dispositivos modelados y no modelados ordenados alfabéticamente.
- Todas las tarjetas son ordenadas de acuerdo al tipo de las mismas.

Substation	Device Type	Device	Point	Tag Type
SEQUA	CB220	IN-2172 DE R-8	STTS	WHITE
SEQUA	CB220	IN-2172 DE R-8	STTS	WHITE
SEHUAN	CB10	IN-1280 DE L-1023	STTS	WHITE
SEHUAN	TRAF0	T8-261 LADO 220KV	TRB	WHITE
SEIN	SECT	NT-248 DE L-291	STTS	RED
SELOCAL	CB10	IN-1308 DE T160	STTS	WHITE
SRLOCAL	SE010	SE-1128 DE T160	STTS	WHITE
SELOCAL	SE010	SR-1181 DE CEK19	STTS	WHITE
SELOCAL	SE010	SE-1103 DE T160	STTS	WHITE
SEPO	CB220	IN-2238 DE T15-208	STTS	WHITE
SEPO	CB00	IN-0170 DE L-088	STTS	WHITE
SEPO	TRAF0	T13-263 LADO 220KV	TAM	WHITE
SETMARIA	CB10	IN-1288 DE L-1039	STTS	RED
SETNDR	CB220	IN-2182 DE L-289	STTS	WHITE
SETNOR	CB220	IN-2184 DE ACOPLAMIENTO	STTS	WHITE
SETNOR	CB220	IN-2374 DE L-234	STTS	RED

Fig. 3.20 Listado de tarjetas aplicadas

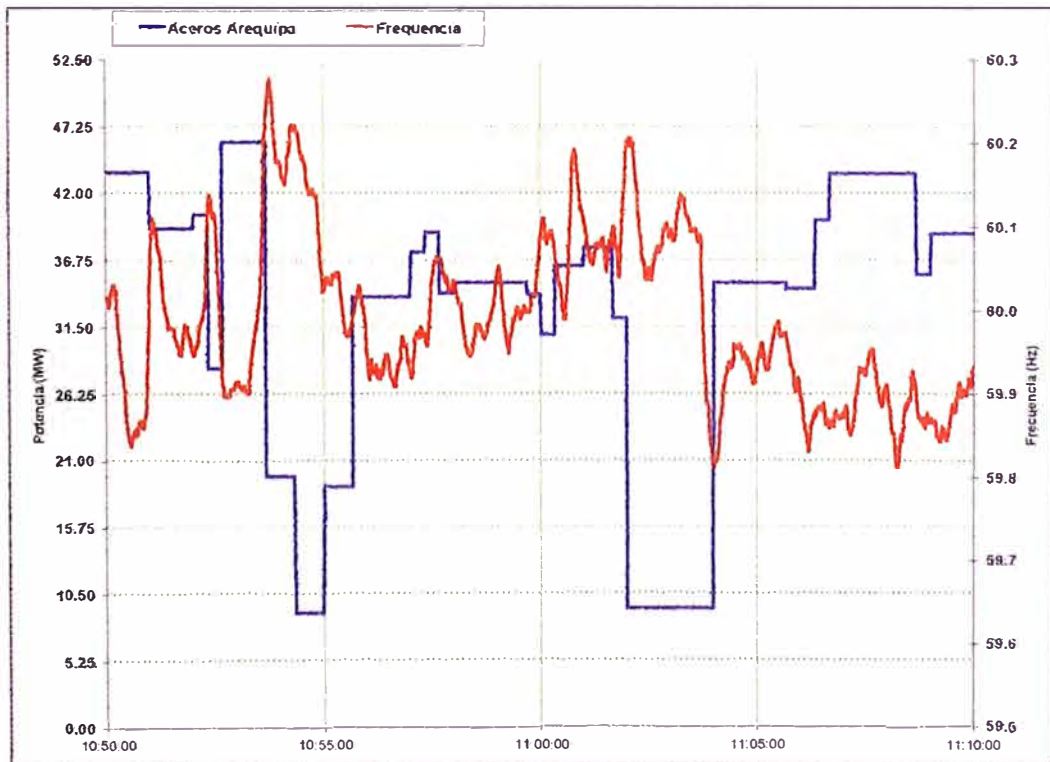


Fig. 3.21 Gráfico de tendencias

Las tarjetas de las subestaciones no modeladas son ordenadas alfabéticamente.

3.7 Tendencias.

Es una aplicación EMS (Sistema de Administración de Energía) del SCADA, que permite plotear cualquier valor con registro histórico (excepto campos de caracteres de textos) de la base de datos HABITAT del SCADA. El operador visualiza la tendencia del dato en forma gráfica, definiendo un porcentaje de muestra y una escala de valores. En la figura N° 3.21 se muestra el diagrama de carga de la carga industrial de Aceros Arequipa S.A. y la frecuencia del sistema eléctrico de potencia en un rango de 20 minutos.

3.8 Administración de la información histórica (HIM: historical information management).

Las funciones antes descritas, como se pudo notar, son básicamente en tiempo real; el proceso de realizar consultas y reportes de la información almacenada son realizados en tiempo diferido. El sistema SCADA guarda los datos de la red eléctrica en dos formatos: Registro de Datos Históricos (HDR) del inglés Historical Data Record y en una base de datos ORACLE.

El formato HDR permite la reconstrucción de la historia de los datos analógicos y el estado de la red eléctrica en un intervalo de tiempo definido por el operador y presentados en tabulares o gráficamente en diagramas unifilares, como los presentados en las consolas del operador en tiempo real, estos diagramas son animados y se van actualizando secuencialmente en pasos de tiempo normales o también se puede acelerar el proceso, por ejemplo, indicando que cada cinco segundos registrado en el evento

histórico transcurran en un segundo en el modo de reconstrucción histórica de datos. Esta facilidad permite la revisión y análisis posterior o en un tiempo especificado, de cómo se han ido comportando las variables eléctricas en los diferentes estados de operación del sistema eléctrico de potencia, como por ejemplo, analizar la redistribución de los flujos y el cambio de los perfiles de tensión cuando se desconecta una línea de transmisión. Esta información también puede ser utilizada por aplicaciones EMS del SCADA o usada para inicializar al simulador (DTS: Dispatcher Training Simulator).

En la base de datos ORACLE, como se mencionó con anterioridad, se guardan los datos de red eléctrica con el propósito de visualizar, realizar consultas e informes en forma de listas cronológicas. Al igual que en el formato HDR, permite la revisión y el análisis a posteriori de los datos.

La forma de acceder a la información histórica es a través del despliegue que se muestra en la figura 3.22, en ella se muestra opciones que permiten visualizar los datos requeridos.

Las opciones más utilizadas son la primera y la tercera opción, al presionar el primer botón se obtiene el siguiente despliegue, mostrado en la figura 3.23.

También se muestran las áreas de retención y de reconstrucción. El área de retención está conformada por la información de los últimos siete días en curso, cada tabla contiene los datos de un día; a medida que van transcurriendo los días la última información es guardada en cintas magnéticas de respaldo. La necesidad del área de reconstrucción se ve

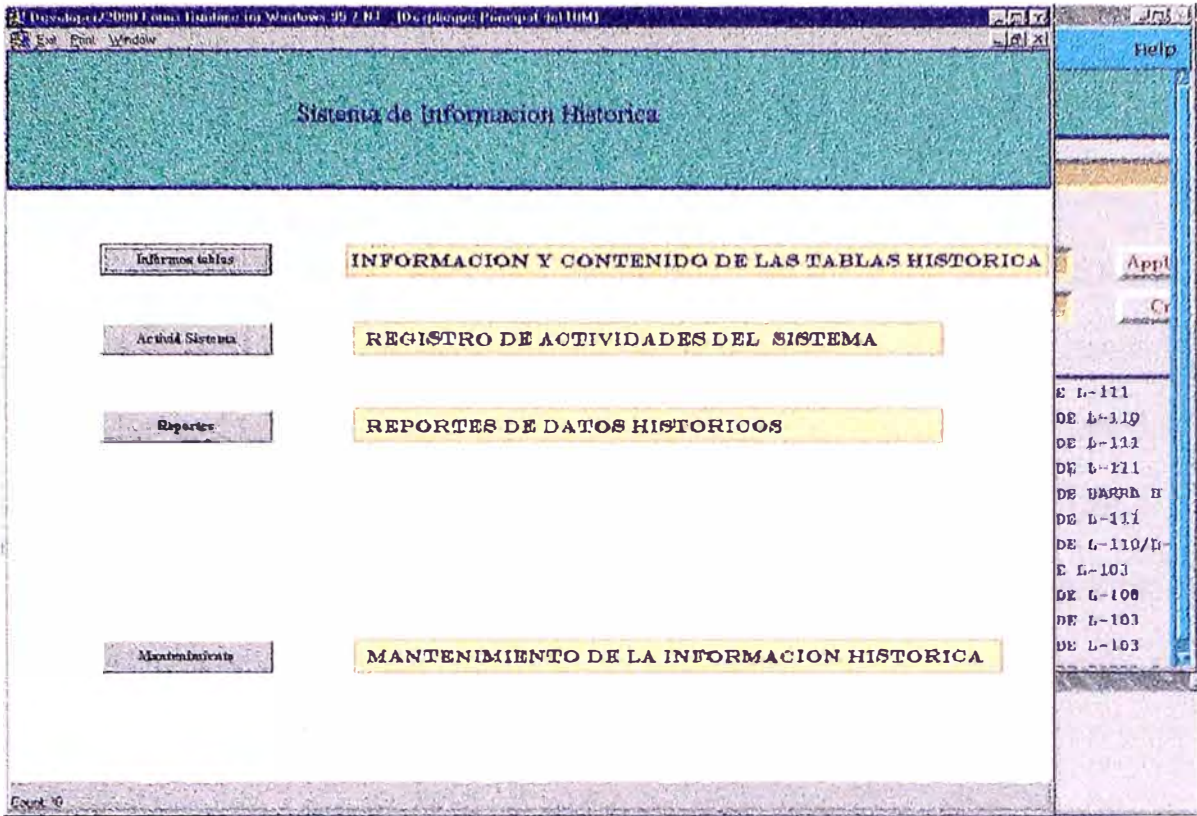


Fig. 3.22 Despliegue principal del HIM

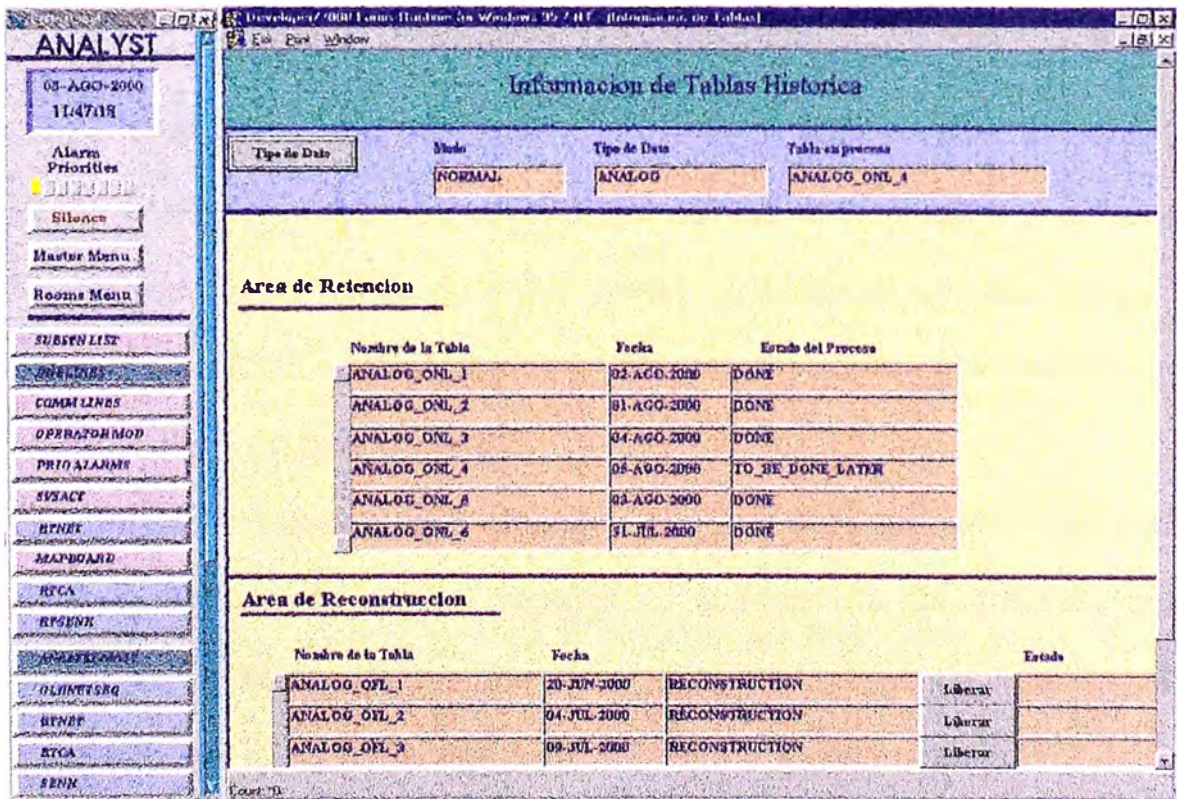


Fig. 3.23 Area de Retención y Area de reconstrucción

manifiesta por la limitación del área de retención, es decir, se desea visualizar los datos de días anteriores que por su antigüedad no figuran en el área de retención, se tienen que recuperar a partir de las cintas magnéticas y son depositadas en el área de reconstrucción. Esta particularidad es aplicable a la información de datos analógicos (MW, MVAr, Amperios, kV, Hz); mientras que para el caso de las alarmas, la información está disponible hasta en un horizonte de un año, sin ser necesario la recuperación desde cintas magnéticas.

Para visualizar los datos analógicos de un día y horario en particular basta con seleccionar la tabla haciendo doble clic en ella, mostrando el despliegue de la figura 3.24.

En el despliegue mencionado en el párrafo anterior, se puede notar la fecha y hora a que corresponden los datos, la subestación, el equipo, la medida analógica mostrados, el valor y la calidad de las mismas. En cuanto a la calidad de los datos, hay que poner un especial interés, ya que las conclusiones de los análisis dependen en gran medida de que la información sea suficiente y de buena calidad.

La tercera opción del despliegue principal del sistema de información histórica nos permite realizar reportes a solicitud del usuario, los cuales pueden ser presentados en una vista preliminar, como se muestra en la figura 3.26, ser destinados a archivos de texto o a una impresora.

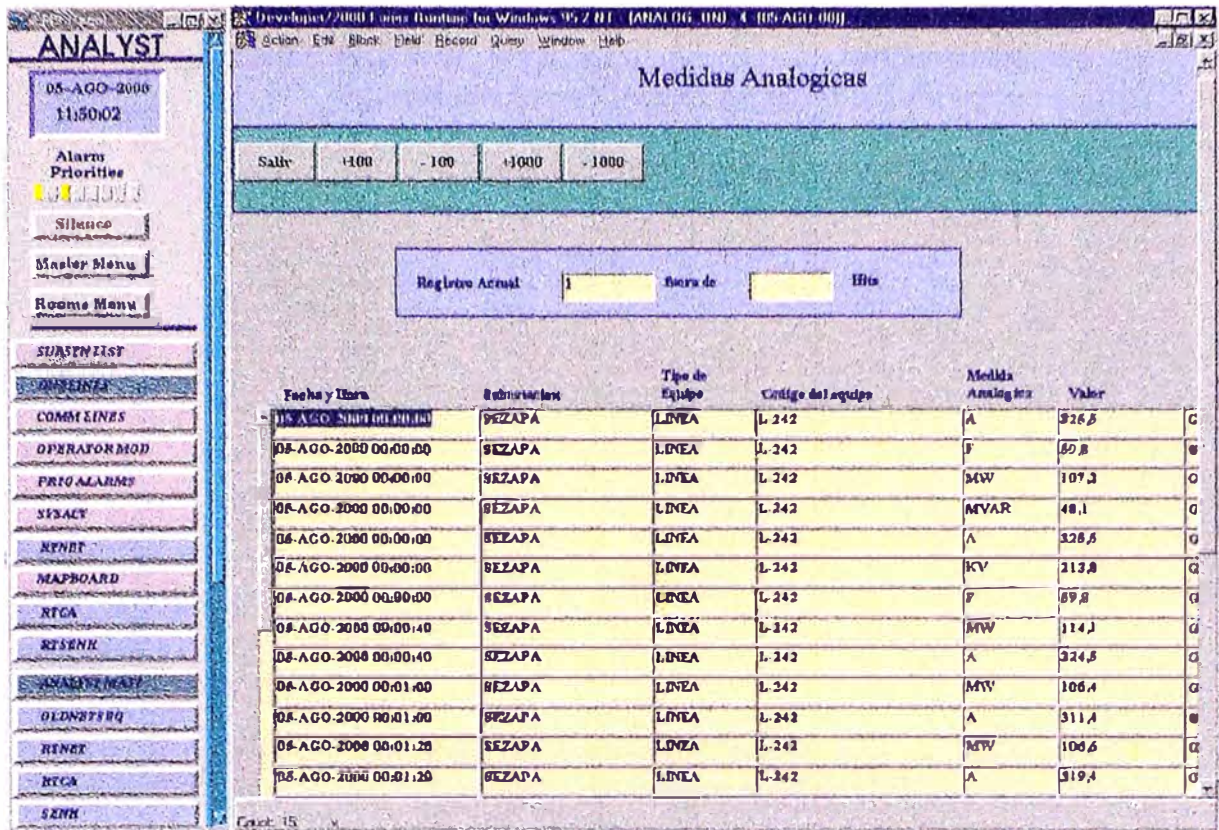


Fig. 3.24 Despliegue de Medidas Analógicas

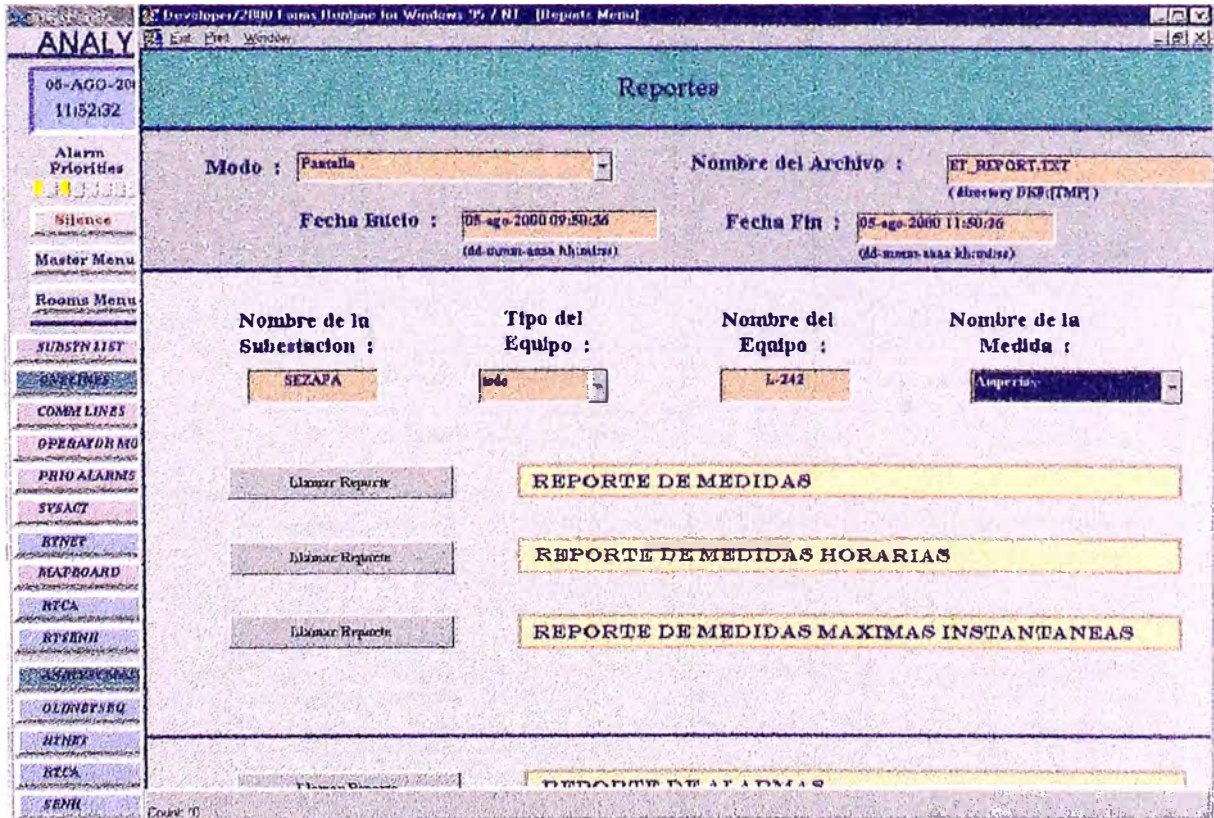


Fig. 3.25 Despliegue principal de Reportes

ANALY 05-AGO-2000 11:34:48

Reporte de Medidas Fecha: 05-ago-2000

Fecha y hora	Nombre Subestacion	Tipo del Equipo	Nombre del Equipo	Nombre de Medida Analógica	Valor de la Medida	Calidad Medida
05-AGO-2000 09:50:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	423.957	GOOD
05-AGO-2000 09:52:00	SEZAPA	LINEA	L-242	A	412.233	GOOD
05-AGO-2000 09:52:20	SEZAPA	LINEA	L-242	A	423.957	GOOD
05-AGO-2000 09:52:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	410.826	GOOD
05-AGO-2000 09:53:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	395.818	GOOD
05-AGO-2000 09:54:00	SEZAPA	LINEA	L-242	A	409.888	GOOD
05-AGO-2000 09:54:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	399.570	GOOD
05-AGO-2000 09:55:00	SEZAPA	LINEA	L-242	A	413.913	GOOD
05-AGO-2000 09:55:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	413.791	GOOD
05-AGO-2000 09:55:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	412.539	GOOD
05-AGO-2000 09:56:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	423.486	GOOD
05-AGO-2000 09:58:20	SEZAPA	LINEA	L-242	A	412.233	GOOD
05-AGO-2000 09:58:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	423.919	GOOD
05-AGO-2000 09:59:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	413.171	GOOD
05-AGO-2000 10:01:00	SEZAPA	LINEA	L-242	A	416.451	GOOD
05-AGO-2000 10:05:00	SEZAPA	LINEA	L-242	A	414.108	GOOD
05-AGO-2000 10:05:20	SEZAPA	LINEA	L-242	A	423.957	GOOD
05-AGO-2000 10:08:20	SEZAPA	LINEA	L-242	A	412.702	GOOD
05-AGO-2000 10:09:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	402.853	GOOD
05-AGO-2000 10:10:00	SEZAPA	LINEA	L-242	A	417.577	GOOD
05-AGO-2000 10:10:20	SEZAPA	LINEA	L-242	A	424.426	GOOD
05-AGO-2000 10:11:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	414.108	GOOD
05-AGO-2000 10:13:00	SEZAPA	LINEA	L-242	A	410.826	GOOD
05-AGO-2000 10:14:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	421.612	GOOD
05-AGO-2000 10:15:00	SEZAPA	LINEA	L-242	A	411.764	GOOD

Fig. 3.26 Vista preliminar de un Reporte

Registro de Actividades del Sistema

05-08-2000 11:34

SALIR LIMPIAR ENCONTRAR ANTERIOR PRIMERO SIGUIENTE ULTIMO IMPRIMIR

No. Registros: 26

UPPER CASE LISTA COMPLETA % CERRADOS

Fecha y hora Inicio: 05-08-2000 05:30:00
 Fecha y hora Fin: 05-08-2000 11:23:30

05-08-2000 10:51:05	SECHIM1 CB138 IN-4000 DE T30-211/L-RE2 SITTS STATUS REMOVED BY STATION1 CURRENT STAT
05-08-2000 10:51:05	SECHIM1 CB138 IN-4000 DE T30-211/L-RE2 SITTS STATUS MANUAL ENTRY BY STATION1 WAS CERR
05-08-2000 10:51:05	SECHIM1 CB138 IN-4000 DE T30-211/L-RE2 SITTS ABIERTO OK
05-08-2000 10:50:57	SECHIM1 CB138 IN-4006 DE T30-211 SITTS STATUS MANUAL ENTRY BY STATION1 WAS CERRADO I
05-08-2000 10:50:57	SECHIM1 CB138 IN-4006 DE T30-211 SITTS ABIERTO OK
05-08-2000 10:50:55	SECHIM1 CB138 IN-4006 DE T30-211 SITTS STATUS REMOVED BY STATION1 CURRENT STATUS CERR
05-08-2000 10:50:09	SECHIM1 CB220 IN-2378 DE L-216/T30 SITTS STATUS MANUAL ENTRY BY STATION1 WAS CERRADO
05-08-2000 10:50:09	SECHIM1 CB220 IN-2378 DE L-216/T30 SITTS ABIERTO OK
05-08-2000 10:50:07	SECHIM1 CB220 IN-2378 DE L-216/T30 SITTS STATUS REMOVED BY STATION1 CURRENT STATUS C
05-08-2000 10:49:55	SECHIM1 CB220 IN-2380 DE T30-211 SITTS STATUS REMOVED BY STATION1 CURRENT STATUS CERR
05-08-2000 10:49:55	SECHIM1 CB220 IN-2380 DE T30-211 SITTS STATUS MANUAL ENTRY BY STATION1 WAS CERRADO I
05-08-2000 10:49:55	SECHIM1 CB220 IN-2380 DE T30-211 SITTS ABIERTO OK
05-08-2000 10:49:35	SECHIM1 CB220 IN-2368 DE T11-211 SITTS STATUS MANUAL ENTRY BY STATION1 WAS CERRADO I

Fig. 3.27 Registro histórico de Alarmas

3.9 Funciones EMS (energy management system: administración del sistema de energía).

Las funciones EMS, proporcionan valiosas herramientas que hacen posible el mejor desempeño del operador del sistema de potencia, ya que utilizando información histórica o datos en tiempo real se analizan escenarios futuros, asimismo se evalúa condiciones óptimas de operación, se determina la seguridad del sistema de potencia y proponen acciones correctivas para reforzar la seguridad del mismo.

3.9.1 Pronóstico de carga.

La aplicación de pronóstico de carga, predice la demanda de carga del sistema de potencia para el horizonte de una semana. Esta aplicación se basa en datos reales de carga y de condiciones climáticas pasadas. La aplicación de pronóstico de carga proporciona datos de entrada para otras aplicaciones que lo requieren, incluyendo los estudios de la Red en Tiempo Real (RTNET: Real Time Network) y Flujo de Potencia.

El modelo de predicción de carga se construye alrededor de dos tipos de áreas: áreas de predicción modelada y áreas de predicción externa. Las áreas de predicción modelada son aquellas para las cuales están disponibles los datos del clima y carga real; para cada área de predicción modelada se definen los dispositivos de medición de carga real que contribuyan la carga. Las áreas de predicción externa, por el contrario, son aquellas para las cuales no están disponibles los datos de carga y clima real; éstas se definen como combinaciones de las áreas modeladas y las

predicciones para las áreas externas son calculadas a partir de las predicciones de las áreas modeladas.

Las predicciones de carga se basan en datos que pueden encontrarse dentro de tres períodos de tiempo:

- Período de predicción: desde el día presente hasta una semana en el futuro.
- Historia reciente: desde el día anterior hasta las últimas dos semanas.
- Historia extendida: Desde hace dos semanas hasta el inicio de la base de datos (alrededor de un año).

Para las áreas de predicción modelada, los datos de carga y clima son guardados en la base de datos histórica, no siendo así para el caso de las áreas externas.

Las funciones de predicción de carga son automáticas y manuales. Las funciones automáticas proporcionan a su sistema toda la información que necesita para ejecutarse en tiempo real. Las funciones manuales le dan mayor flexibilidad y control sobre los datos de carga y clima.

Esta aplicación fue diseñada para ejecutarse en tiempo real, sin embargo debe revisarse periódicamente para asegurarse que está trabajando adecuadamente. Por ejemplo, puede fallar la telemetría, luego, aquellos datos erróneos o perdidos influyen adversamente en la exactitud de las predicciones de carga y requeridas para otras aplicaciones.

Una vez cada hora, la aplicación recupera automáticamente, las mediciones de carga desde el SCADA para cada fuente de carga real. La carga para cada área de datos de recuperación de predicción modelada es

computarizada como la suma de las cargas recuperadas desde las fuentes de carga real, de acuerdo con la definición de área modelada. Las cargas de áreas modeladas son utilizadas para computar las predicciones de las áreas externas. Análogamente sucede con los datos de clima, para el caso de ETECEN, no se tiene implementado para que las mediciones del clima sean supervisadas y almacenadas por el SCADA, sin embargo, estos datos son ingresados manualmente.

Cada noche, después de la medianoche y después de que se haya recibido todos los datos de carga real y clima, la aplicación realiza automáticamente algunas funciones:

- Los modelos de carga son actualizados con datos reales de manera que puedan ser adaptados a las condiciones cambiantes.

Se actualizan las estadísticas de modelamiento, que comparan la carga pronosticada con la carga real para monitorear la exactitud del modelo.

Todos los datos en las bases de datos históricas de la aplicación se desplazan un día. Los datos pasados son movidos hacia atrás y el período de predicción se mueve un día hacia delante.

Las predicciones de carga para la siguiente semana se computan utilizando el nuevo modelo actualizado.

Se establece una predicción de base para su comparación con las últimas predicciones en el día siguiente. Si la predicción subsecuente se desvía demasiado de la línea base, se le notificará con un mensaje de advertencia.

Las funciones manuales más comunes de la predicción de carga son el escalonamiento de clima, predicción de carga, escalonamiento de predicción de carga, predicción de carga refinada y configuración de predicciones de línea base para su comparación con las últimas predicciones de área externa.

Otras funciones de la predicción de carga son más especializadas y utilizadas de manera más frecuente. Estas funciones incluyen cronogramas de cambio de carga, definiciones de fecha anormal (feriados) y almacenamiento de datos.

3.9.2. Estimador de estado en tiempo real (RTNET: real time state estimator)

El propósito del Estimador de Estado de la Red en Tiempo Real (RTNET) es estimar la topología y estado actual de la red eléctrica. La solución topológica describe la conectividad de todos los equipos modelados del sistema de potencia. La estimación de estado determina la tensión en cada barra y el flujo de carga en todos los equipos que componen la red eléctrica. Estas soluciones son presentadas a los operadores que supervisan la red, y también proveen los casos base para otras aplicaciones de análisis de la red eléctrica.

A continuación se proporciona una apreciación global de las funciones realizadas dentro de la aplicación de RTNET.

- **Ejecución del proceso RTNET.** El proceso RTNET puede activarse a través de varios medios. Cuando una condición válida es activada,

se realiza lo siguiente: procesamiento de la topología, estimación del estado de la red y la salida de la solución de dichos cálculos.

- **La recuperación de datos en tiempo real.** La función de recuperación de los datos en tiempo real es la encargada de obtener el estado de la red y los datos analógicos desde el SCADA. El estado de la red se recupera antes de realizar el procesamiento de la topología y, los datos analógicos se obtienen antes de proceder con la estimación de estado.
- **Procesamiento de la topología de la red.** La función del procesamiento de la topología determina la conectividad de la red eléctrica y el estado de energización de los componentes del mismo. RTNET determina la topología de entrada, es decir, el estado de los dispositivos desde el SCADA, los horarios de tiempo en el cual pueden cambiar las condiciones del dispositivo en el modelo de la red y las entradas manuales. La utilidad de la topología de la red, es que realiza el procesamiento de estas entradas para determinar la topología de la red eléctrica actual. RTNET presenta despliegues de resumen en donde se muestran componentes desconectados, islas operativas, etc. Las alarmas son emitidas cuando una nueva entrada se hace a estos despliegues. La lista de cambios hecha a la topología de la red se mantiene.
- **Estimación de estado.** La función de estimación de estado determina en tiempo real el estado eléctrico de la red. Se estiman magnitudes de tensión y ángulo de la fase para cada barra de la red.

También pueden estimarse las posiciones de los conmutadores bajo carga de los transformadores de potencia (Tap's). De estos valores, pueden calcularse los flujos en varios componentes. La topología de la red producida por la función de procesamiento de la topología proporciona la entrada a la estimación de estado. La entrada de los datos de estado a esta función incluye los valores analógicos del SCADA, modelos de horario de tiempo para la carga y regulación, y entradas manuales. La estimación de estado produce una solución de estado basada en los datos de la topología de entrada. La solución produce un estado basado en muchas fuentes de información de entrada, con prioridad dada a los datos más fiables. El procesamiento del error se usa para determinar la certeza relativa de los datos de entrada. El estado estimado está disponible para la revisión del operador a través de la red por medio de los despliegues tabular y unifilares. Asimismo, se advierten las mediciones analógicas anómalas.

Salida de la solución de estado. La función de salida de la solución de estado produce los resultados de la topología resuelta y la estimación de estado. Las violaciones a los límites de operación son detectados y reportados. Una nueva violación detectada en una de las categorías supervisadas (ramales o bifurcaciones, tensión, interfaces o pares de nodos) resulta en una alarma a ser atendida. También, son reportadas aquellas unidades de potencia reactiva (VAR) que se encuentran fuera de sus límites definidos, estas

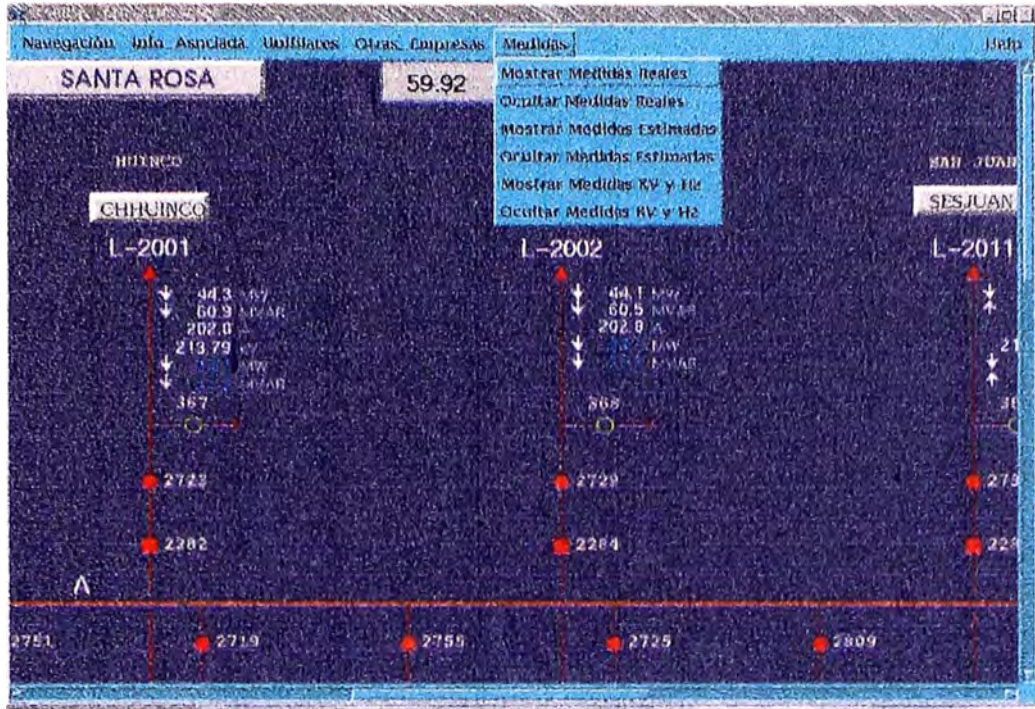


Fig. 3.28 Datos reales y estimados

violaciones también pueden producir el problema de una alarma. Discrepancias entre las mediciones de los modelos y el estimador de estado son reportadas. El estimador de estado tiene doble objetivo: apoyar con la evaluación de calidad de los datos en las soluciones de estimación de estado futuras, y proveer al personal del mantenimiento del sistema de las mediciones de la red eléctrica las posibles fallas de los equipos de medición y de mantener una base de datos coherentes de las mediciones de la red eléctrica. Los modelos de diagramas de carga dependiente del tiempo y el programa de desconexión de equipos son actualizados. Estos modelos proporcionan la información a operadores y el apoyo a otras aplicaciones como los estudios de la red. Se computan modelos de distribución de pérdida, incluso la sensibilidad de pérdidas a los cambios en generación o las transacciones de potencia reales entre las áreas operativas representadas en el modelo de la red, para el uso en el despacho económico. Las previsiones de porciones seleccionadas del diagrama de carga y la desconexiones de equipos son proporcionados.

3.9.3. Flujo de potencia.

La aplicación de flujo de potencia proporciona un ambiente interactivo que analiza el estado estacionario en el que opera el sistema de potencia. Se usa para preparar y evaluar cambios en las condiciones de la red, permitiendo comparación entre las diferentes condiciones de operación del

mismo, como son: configuraciones diferentes de la topología de la red, diferente despacho de generación y diferentes condiciones de carga.

Los datos de entrada a la aplicación de flujo de potencia son el modelo de la red eléctrica y los datos manuales que se pueden cambiar desde los despliegues tabulares. El modelo de la red eléctrica contiene el topología de la red, características de los equipos, modelo de carga y definición de los límites de operación segura de la red eléctrica.

Una solución satisfactoria incluye:

- **La estructura de la red:** La conectividad de todos los componentes en la red está plenamente determinada, es decir, está determinado el estado (conectado, desconectado o fuera de servicio) de todas las subestaciones y equipos que lo componen .
- **El estado de la red:** El estado de la red es una descripción completa de la red, e incluye:
 - La magnitud y ángulo de la tensión de la barra.
 - Unidades de MW y MVAR de salida.
 - Valores de Carga de salida en MW y MVAR.
 - El flujo en las líneas de transmisión en MW y MVAR.
 - La potencia reactiva en MVAR de condensadores y reactores.
 - El intercambio de MW y MVAR entre área operativas.
 - El flujo de MW y MVAR en enlaces de corriente continua, de existir.
- **Las violaciones en elementos supervisados:** La notificación se da si la red excede sus límites definidos de funcionamiento seguro.

Pérdida de sensibilidad: El usuario puede escoger tener, la aplicación de flujo de potencia, determinar la pérdida de sensibilidad a los cambios en unidades de MW de salida, intercambio de MW y carga en MW.

La solución será inválida si por lo menos una tensión o ángulo de alguna barra está fuera del rango determinado por el usuario.

La aplicación de flujo de potencia tiene cuatro principales funciones: ingreso de datos de inicialización, procesamiento de la topología, solución del caso y el proceso de solución de salida.

3.9.4 Análisis de contingencias.

La aplicación del análisis de contingencia, estudia los cambios posibles de componentes en el sistema de potencia. El conjunto de cambios que pueden ser analizados incluye líneas de transmisión, transformadores de potencia, subestaciones, interruptores, pérdida de carga y generación. El análisis de contingencia informa al usuario de la aplicación que podría causar condiciones en las cuales se viola los límites de operación. Estos límites incluyen sobrecargas, tensiones anormales, y diferencias del ángulo de tensión en partes específicas de la red eléctrica. La aplicación provoca islas operativas o la pérdida inesperada de carga o generación los cuales son identificadas. Muestra mensajes de advertencia y alarmas que son reportadas al usuario.

Análisis de Contingencia opera en tiempo real o en ambiente de estudio. En el ambiente de tiempo real, pueden analizarse las contingencias para los efectos dañinos en la red eléctrica en su estado actual. La

aplicación también puede usarse en un ambiente de estudio para analizar los efectos de las contingencias que podrían suceder en el sistema de potencia en tiempo real, la configuración del sistema guardado del ambiente en tiempo real condiciona a los estados de operación hipotéticos. En el ambiente de estudio, análisis de contingencia, puede existir como una función independiente, o como parte de otras aplicaciones de estudio de la red eléctrica. En cualquier caso, las interfaces del usuario son idénticas, con las excepciones de activar mandos y recepción de alarmas en tiempo real.

3.10 Simulador de entrenamiento para operadores (DTS: dispatcher training simulator)

3.10.1 Introducción

La aplicación DTS es un entorno fuera de línea, que emula un Centro de Control de Energía y simula físicamente un sistema de potencia real. El uso principal es el entrenamiento de operadores para escenarios de rutina y de emergencia de una manera controlada y fuera de línea. Otros usos incluyen, como por ejemplo, para ser usado como una herramienta de ingeniería para la planificación operacional construyendo modelos de dispositivos del sistema de potencia y estudiando el comportamiento del mismo a largo plazo con el dispositivo planeado agregado. Son usadas las mismas interfaces y, de hecho, está compuesto de mucho del mismo software del Sistema de Manejo de Energía (EMS) en tiempo real.

3.10.2 Elementos del DTS

Los elementos del DTS son tres: El Sistema de Manejo de Energía (EMS), el sistema de simulación dinámica del sistema de potencia y el instructor.

- **El sistema de manejo de energía (EMS).** Está compuesto por las aplicaciones EMS que permite supervisar y controlar el sistema de potencia simulado.

El sistema de simulación dinámica del sistema de potencia.

Representa a los componentes de sistema de potencia y la topología, el estado de la red, el comportamiento de la dinámica de las máquinas primarias y de los convertidores, asimismo la dinámica a largo plazo del sistema, e interactúa con las acciones de mando del operador.

Sistema del instructor. El sistema del instructor permite configurar los escenarios de entrenamiento y el control de la simulación. Son funciones del instructor:

Carga, valida e inicializa la base de datos del DTS en el entorno del DTS.

Guarda, recupera y remueve los casos base DTS.

Arranca, para o da una pausa a la simulación.

Configura o reconfigura el tiempo de simulación.

Define y modifica escenarios de eventos.

- Las aplicaciones EMS utilizadas en el DTS, como se muestra en la figura 3.29 son:

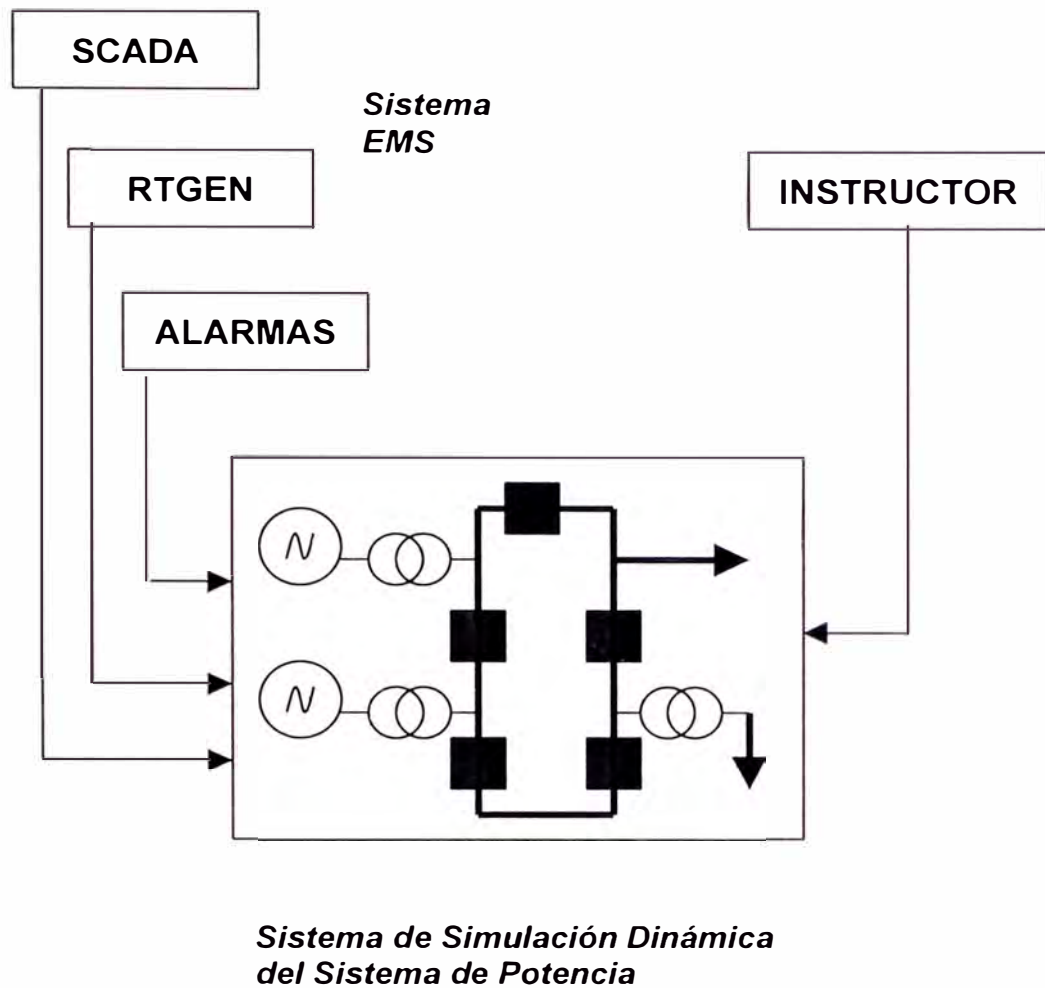


Figura 3.29 Elementos del DTS

- **SCADA.** Colecta los datos del sistema de potencia supervisado, permite el control del mismo y el ingreso manual de datos analógicos.
- **RTGEN.** (De las siglas en inglés Real Time Generation). Permite el control de la generación, esto es, programa de despacho, uso de combustible; automáticamente reprograma el despacho de mientras observa las restricciones del sistema, calcula y supervisa las reservas para cada de las áreas operativas.

- **Alarmas.** Notifica al operador de situaciones anormales en el sistema de potencia y permite mantener despliegues resúmenes de alarmas y reportes de los mismos.

3.10.3 Diferencias entre el DTS y las aplicaciones EMS de tiempo real.

SCADA en Tiempo Real	SCADA DTS
SCADA supervisa físicamente a las RTUs.	SCADA supervisa la red eléctrica modelada y resuelta por la aplicación de Flujo de Potencia.
Los comandos de control son recibidos por las RTUs.	Los comandos de control son recibidos por el intérprete de control del DTS.
SCADA monitorea a intervalos predefinidos.	SCADA muestra el disparo del interruptor como complemento de la solución de la simulación.
Los problemas de comunicaciones y fallas son detectados por el SCADA.	Los problemas de comunicaciones son simulados.
El Control Automático de Generación se ejecuta para el área de control.	El Control Automático de generación se ejecuta para todas las áreas operativas.
Las transacciones están basadas de acuerdo a los requerimientos de la demanda en tiempo real.	El instructor puede configurar todas las transacciones entre las áreas externas operativas.

No existen diferencias entre las alarmas en tiempo real y las alarmas del DTS.

CAPÍTULO IV PLANIFICACION DE LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETECEN.

Planificar la operación del sistema de transmisión de ETECEN, implica asegurar el cumplimiento de la misión de la empresa, que resumidamente es brindar 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.

Estas actividades se planifican en diferentes horizontes que son: anual, mensual, semanal y diario. 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. Es allí donde los esfuerzos de ETECEN están

alineados a conseguir este objetivo, los cuales se ven reflejados en los indicadores de gestión presentados en el Anexo L, en donde se aprecia la tendencia a la mejora continua del servicio prestado a la sociedad.

4.1. Programación de la operación.

La programación de la operación del Sistema Interconectado Nacional se realiza para atender la demanda de energía eléctrica de la sociedad en óptimas condiciones de calidad, seguridad y economía

4.1.1. Pronóstico de la demanda y despacho de la generación.

El pronóstico de la demanda se realiza sobre la base de información histórica, en la que a los datos más recientes se les otorgan mayor ponderación y que son determinantes en los resultados obtenidos.

Luego, se procede al despacho de las centrales hidroeléctricas en función de su disponibilidad hidráulica y restricciones operativas. Posteriormente, se dispone el despacho de las centrales térmicas en función de sus costos y restricciones operativas de tal manera de asegurar una operación económica. La programación del despacho de las fuentes de generación está sujeta, también, a la disponibilidad del sistema de transmisión, en la que se tiene que tomar en cuenta la capacidad del mismo y los sistemas aislados que podrían formarse por indisponibilidad de líneas de interconexión.

El programa de despacho se confecciona en intervalos de cada media hora para toda un día y, en un horizonte de hasta una semana.

4.1.2. Programación de la indisponibilidad de los equipos principales de transmisión.

4.1.2.1. Programa anual de intervenciones.

El programa anual de intervenciones se inicia con la presentación en los primeros quince días del mes de Septiembre de cada año, por parte de las Unidades de las Gerencias de Transmisión y de Proyectos a la Unidad de Planificación y Análisis de la Gerencia de Coordinación, de sus respectivos programas de intervención tanto de mantenimiento como de obras de ampliación en las instalaciones previstas para el próximo año, conteniendo el cronograma respectivo, en las cuales están indicadas las fechas y las horas en las que se realizarán las actividades en mención.

Las instalaciones sujetas a intervenciones son las líneas de transmisión y sus respectivas celdas, los transformadores de potencia, equipos de compensación, los sistemas de telecomunicaciones, sistema de protección, sistema de control, sistema de medición y los servicios auxiliares de las subestaciones.

Luego, el programa anual de intervenciones es coordinado por la Unidad de Planificación y Análisis con las demás empresas integrantes del COES, con el propósito de optimizar la indisponibilidad de las instalaciones, preservando así la seguridad y calidad del servicio eléctrico evitando o minimizando perjuicios a los usuarios contemplados en la Norma técnica de la calidad de los Servicios Eléctricos.

En el ámbito del COES, en los primeros quince días del mes de Octubre, con la participación de la Unidad de Planificación y Análisis, en

representación de ETECEN, se consolida en formato C-F-01: "Programa Anual de Intervenciones", mostrado en el Anexo A; este programa consolidado será difundido por la Gerencia de Coordinación del Sistema en la primera semana de Diciembre a las demás instancias de ETECEN.

4.1.2.2. Programa mensual de intervenciones.

El procedimiento se inicia cuando en el tercer viernes de cada mes las Gerencias de Transmisión y de Proyectos presentan a la Unidad de Planificación y Análisis de la Gerencia de Coordinación, sus respectivos programas de intervenciones de mantenimiento y obras en las instalaciones previstas para el mes siguiente. Teóricamente, el Programa Mensual de Intervenciones es consecuencia del Programa Anual de Intervenciones, sin embargo, debido a condiciones especiales de operación o situaciones de emergencia se requiere modificar el cronograma de actividades o la inclusión de actividades no previstas en el Programa Anual de Intervenciones.

Todas las actividades que debido a su importancia en las implicancias de seguridad y calidad de la prestación del servicio de transmisión eléctrica, deben haber sido previamente revisadas y aprobadas por la Unidad de Ingeniería de Mantenimiento, unidad que cuenta con especialistas en sistemas de protección y medición y, del funcionamiento electromecánico de las instalaciones.

Igualmente, al Programa Anual de Intervenciones, el Programa Mensual de Intervenciones, la Unidad de Planificación y Análisis en representación de ETECEN coordina con las demás empresas en el ámbito

del COES teniendo como resultado en el formato C-F-02: “Programa Mensual de Intervenciones”, Anexo B.

Posteriormente, este programa consolidado es distribuido a las demás instancias de ETECEN a más tardar en el penúltimo día de cada mes. En el formato C-F-02: “Programa Mensual de Intervenciones”, se detallan todas las actividades a realizar en el mes siguiente. Es responsabilidad de la Gerencia de Coordinación del Sistema el cursar las comunicaciones a las empresas que tienen clientes conectados a las barras de ETECEN que involucren restricciones o interrupción de suministros. Este programa consolidado es susceptible a modificaciones en las reuniones semanales de coordinación en el COES, siempre por las razones de condiciones especiales de operación o de emergencia, indicadas anteriormente.

4.1.2.3. Programa semanal de intervenciones.

Todos los Lunes de cada semana, las Unidades de las Gerencias de Transmisión y de Proyectos, alcanzan a la Unidad de Planificación y Análisis de la Gerencia de Coordinación del Sistema sus respectivos programas de intervención tanto de mantenimiento como de obras para la semana siguiente, comprendida desde el sábado hasta el viernes. Sin embargo, éste sólo puede apartarse del Programa Mensual de Intervenciones en casos de condiciones especiales de operación o de emergencia. Estas consideraciones son coordinadas por la Unidad de Operación y Despacho de la Gerencia de Coordinación del Sistema con las demás empresas del sector, obteniéndose finalmente como resultado en Programa Semanal de Intervenciones transcrito en el formato C-F-03 y aprobado en el COES.

Todos los días Jueves de cada semana la Unidad de Operación y Despacho de la Gerencia de Coordinación del Sistema, distribuye a las Unidades de las Gerencias de Transmisión y de Proyectos el formato C-F-03: "Programa Semanal de Intervenciones" (Anexo C); detallando las actividades de mantenimiento u obras en las instalaciones de la semana siguiente.

Este programa es el punto de partida para que el personal del Centro de ETECEN realice la supervisión y control de todas las desconexiones de las instalaciones por mantenimiento programado; mientras que las Unidades de las Gerencias de Transmisión y de Proyectos realicen la distribución de personal, logística y la emisión de las solicitudes de intervención.

El Programa Semanal de Intervenciones sólo podrá ser alterado por el personal del Centro de Control de ETECEN en caso de condiciones especiales de operación o de emergencia.

Como se mencionó anteriormente, una vez obtenido el formato C-F-03, Programa Semanal de Intervenciones, las Unidades de Transmisión y de Proyectos emiten el documento C-F-04, "**Solicitud / Autorización de Intervención**" (Anexo D). Con una anticipación mínima de tres días, este formato se aplica para solicitar su intervención a las instalaciones para mantenimiento u obras contempladas en el Programa de Mantenimiento Semanal; en dicho documento se detalla el equipo a ser intervenido, la actividad a ser realizada, el horario que durará la misma en forma precisa, según la complejidad de la actividad se adjunta un cronograma de actividades y la documentación técnica de sustento. La solicitud de

intervención es emitida por los Supervisores Autorizados y refrendada por los Supervisores Responsables, los cuales son designados por las Gerencias de Transmisión y de Proyectos y comunicados por escrito a la Gerencia de Coordinación del Sistema, este personal debe tener pleno conocimiento de los procedimientos y de las medidas de seguridad de ETECEN para intervención en las instalaciones. También, en el formato C-F-04, se indica al Supervisor Encargado, persona que tiene la responsabilidad de recibir y entregar las instalaciones a ser intervenidas en el campo.

El Supervisor de turno del Centro de Control de ETECEN, es el responsable de revisar, autorizar o desautorizar la Solicitud de Intervención; para ello deberá verificar que esté contenido en el Programa Semanal de Intervenciones, realizar un análisis detallado de la misma, verificando la influencia en la calidad, seguridad y economía de la prestación del servicio de transmisión eléctrica. El Supervisor de Turno del Centro de Control de ETECEN, tiene la facultad de modificar el horario de ejecución de la actividad, proponer alternativas de solución en coordinación con el solicitante.

Una vez emitida la **Autorización de Intervención** por el Supervisor del Centro de Control de ETECEN, éste procederá a programar la desconexión del equipo solicitado en el horario acordado en el documento C-F-05, "**Programa Diario de Intervención**", Anexo E.

Con la **autorización del intervención**, en el área solicitante el Supervisor Responsable emite el documento T-F-06, "Orden de Trabajo",

para cada Supervisor Encargado, detallando las actividades a realizarse, personal, recursos necesarios, procedimientos a seguir, esquemas eléctricos, herramientas y materiales necesarios.

4.1.2.4. Programa diario de intervención.

El Programa diario de intervención es consecuencia directa del Programa Semanal de Intervenciones, asimismo, luego de verificar las solicitudes de intervención autorizadas, de comprobar que las indisponibilidades de las instalaciones que no comprometan la seguridad, calidad y economía del servicio, o en su defecto minimizar el efecto sobre ellos. Realizado lo indicado, el Supervisor de Turno del Centro de Control de ETECEN, emite el documento C-F-05, "Programa Diario de Intervención" (Anexo E), en el cual se detallan todas las actividades a realizarse, los equipos involucrados, el horario de ejecución, los cuales están debidamente coordinados con las personas responsables tanto internamente como externamente a ETECEN.

Con la Orden de Trabajo, cada Supervisor Encargado, se apersonará al Centro de Control o la subestación, en la fecha y hora indicada, y procederá a solicitar, según sea el caso, el "Permiso para trabajar en subestaciones" (C-F-07), Anexo G, o "Permiso para trabajar en Línea de Transmisión" (C-F-08), Anexo H. La obligatoriedad de este paso es que con ello se garantiza que se den las condiciones de seguridad requeridas para el personal y las instalaciones.

El otorgamiento del permiso para trabajar, significa que el equipo a ser intervenido cumplirá las siguientes condiciones:

- La Apertura de interruptores y seccionadores.
- El cierre de seccionadores de tierra franca.
- La conexión de tierras temporarias.
- El bloqueo de dispositivos de mando y recierre automático.
- El bloqueo del mando de válvulas, compuertas, etc.
- La colocación de Tarjetas de Seguridad y Placas de Aviso de **NO OPERAR**, restricción de circulación peatonal y cualquier elemento de seguridad adicional o retundante que considere necesario el Supervisor Encargado.

Ninguna actividad se realizará sin contar con su respectivo “**Permiso para trabajar**” debidamente autorizados por el Operador de Turno del Centro de Control o de la subestación.

Está absolutamente prohibido trabajar en circuitos energizados, siendo el lavado del aislamiento en caliente la excepción.

Durante el transcurso de la realización de los trabajos, el Supervisor Encargado, deberá evaluar e informar al Operador de Turno de la subestación que otorgó el **PERMISO PARA TRABAJAR** sobre el avance de los trabajos y de presentarse una eventualidad la necesidad de modificar el horario programado para su ejecución. Ello tendrá que ser informado al Supervisor de Turno del Centro de Control para tomar las medidas operativas necesarias.

Concluidos los trabajos y retiradas las tierras temporarias, placas de avisos, delimitadoras de la zona de trabajo y el retiro de todo material usado, el Supervisor encargado, se apersonará a la subestación en donde le fue

otorgado el PERMISO PARA TRABAJAR y procederá a su CIERRE o CANCELACIÓN. En el caso de trabajos en líneas de transmisión se podrá realizar el cierre del permiso para trabajar usando la vía telefónica o radio, para así acortar los tiempos de indisponibilidad. Para el caso de trabajos en subestaciones, el Operador de Turno, procederá a realizar una inspección del área donde se realizaron los trabajos, con el propósito de verificar la no existencia de tierras temporarias o cualquier elemento extraño que pueda afectar el normal proceso de energización de la instalación, es decir, debe estar en perfecto orden y limpieza.

Después de que el (los) solicitantes(s) haya(n) cerrado o cancelados su(s) permiso(s) para trabajar el Operador de Turno, con la Autorización del Supervisor de Turno del Centro de Control se procederá a abrir los seccionadores de puesta a tierra. El equipo intervenido será puesto en servicio en el momento que a criterio del Supervisor de Turno del Centro de Control considere necesario. El Operador de Turno procederá al restablecimiento del servicio siguiendo las instrucciones del **“Programa de Maniobras”**, formato C-F-06, Anexo F, en coordinación con el Centro de Control.

4.2. Operación en tiempo real.

La operación en tiempo real del sistema eléctrico de potencia implica la supervisión y control sobre el mismo, este hecho se realiza sobre las centrales donde se genera la energía eléctrica, las líneas de transmisión por donde se transporta dicha energía, los centros 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 Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos.

Esta información es recolectada desde los diferentes puntos, transmitidas y mostradas al operador en el Centro de Control a través del SCADA.

Como se mencionó y se detalló en el capítulo 2, se ha considerado cuatro estados de operación en el Sistema Interconectado:

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

4.2.1. 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.

4.2.2. 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:

A. 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.

B. 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.

C. 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 este caso el Centro de Control de

ETECEN, en coordinación con el Coordinador de la Operación del Sistema, se reprograma 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, coordinar con las empresas de distribución o clientes libres la reducción y/o desconexión manual de suministros.

4.2.3. 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).

4.2.3. 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.

A. Fase de reconocimiento. Luego de ocurrida una perturbación severa el Centro de Control de ETECEN 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.

B. Fase de restablecimiento. Luego de haber reconocido plenamente la perturbación, se procederá a la fase de restablecimiento de acuerdo a lo descrito en el Anexo J. Es importante hacer notar que en la fase de restablecimiento se 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.

4.3. Evaluación de la operación.

La evaluación de la operación es de suma importancia, ya que ello permitirá conocer el porcentaje de cumplimiento del programa, causas que originaron la desviación del programa previsto, consecuencias técnicas y económicas del no cumplimiento del mismo y, fundamentalmente para retroalimentar a las programaciones siguientes, evitando así las

imperfecciones anteriores y el aprovechamiento más eficientes de los recursos.

4.3.1 Informe diario de operación.

El presente documento se realiza con una frecuencia diaria y en él se informa la máxima demanda ocurrida tanto en magnitud como la hora de ocurrencia, el costo marginal promedio y en la hora de ocurrencia de la máxima demanda, la carga máxima en los principales equipos del sistema de transmisión, eventos importantes en el cual se detallan la hora de ocurrencia, descripción del evento y la empresa o empresas involucradas y, mantenimientos principales ejecutados en el sistema de transmisión de ETECEN y otras empresas, mantenimientos realizados en las centrales de generación y de cargas industriales importantes.

El presente informe lo realiza el ingeniero supervisor de turno y es revisado por el Gerente de Coordinación del sistema, para luego ser remitido interna y externamente de ETECEN.

4.3.2 Informe operativo de los equipos principales de transmisión.

El presente informe se realiza con una frecuencia semanal y es emitido por el Jefe del Centro de Control, cada viernes, al Jefe de Guardia de la Sede (San Juan – Lima). Para la realización del presente informe es necesario que las unidades de transmisión envíen, a más tardar el día jueves, un informe de operatividad de sus instalaciones, en el cual se detalla la disponibilidad de los equipos y los pendientes de los mismos.

Toda esta información recopilada de las unidades de transmisión es volcada en el Informa Operativo, adicionalmente, se incluye el programa de

mantenimiento del fin de semana (sábado y domingo) y la lista completa de los Jefes de Guardia, tanto de la Sede y de las demás unidades de transmisión con los respectivos medios de comunicación (números telefónicos).

4.3.3 Informe de perturbaciones del Sistema Interconectado.

Hasta el momento se detalló las acciones a seguir, luego de ocurrida una perturbación severa en la red eléctrica. Posteriormente, se tiene que documentar para su análisis y reporte; para lo cual se tiene los siguientes niveles:

- Informe preliminar de perturbaciones de las subestaciones.
- Informe técnico de perturbaciones del Centro de Control
- Informe del Comité de Perturbaciones
- Informe del Área de Ingeniería y Mantenimiento.
- Informe a la Dirección General de Electricidad.

4.3.3.1 Informe preliminar de perturbaciones de las subestaciones.

Es el documento que emite el operador de la subestación en un plazo no mayor de dos horas, luego de ocurrida la perturbación. En él se detalla lo siguiente:

Datos generales:

Nombre de la subestación de donde se emite el informe.

El número correlativo de control del informe.

La fecha: día, mes y año de la perturbación.

Código del equipo.

Nombre de la empresa a la que pertenece el equipo.

- Condiciones climáticas.
- Hora de ocurrencia de la perturbación.
- Hora de restablecimiento del equipo.
- Causa real o probable que dio origen a la perturbación, las cuales pueden ser propia o externa al equipo.

Datos específicos:

- Equipos comprometidos. En él se detallan los equipos cuyo sistema de protección tuvieron alguna señalización o dispararon.
- Suministros afectados. En él se anotan el nombre de los suministros indicando la potencia interrumpida o disminuida en MW y el tiempo de duración de los mismos en minutos.
- Actuación de la protección. Se indica el nombre de la subestación, el código del equipo, reportes de los relés de protección y la posición final de los interruptores (abierto o cerrado).
- Contador de maniobras de interruptores y pararrayos. Se anotará el nombre de la subestación, el código del equipo y los estados del contador de maniobras antes y después de ocurrido la perturbación.
- Acciones tomadas. Se mencionan en secuencia cronológica de las coordinaciones realizadas para el restablecimiento del equipo afectado.
- Nombre del Operador. Se detalla el nombre del operador que elabora el informe, la fecha y hora de su emisión.

4.3.3.2 Informe técnico de perturbaciones del Centro de Control.

Con la información obtenida de los informes preliminares de las subestaciones, reporte de los oscilogramas y localizador de fallas del registrador de fallas, a la cual se adiciona la información de las empresas de generación, distribución y de clientes mayores; el supervisor de turno del Centro de Control emitirá un Informe Técnico, el cual contiene información básica para el esclarecimiento del origen de la perturbación.

4.3.3.3 Informe del Comité de Análisis de Perturbaciones.

El Comité de Análisis de Perturbaciones está conformado por representantes de las unidades de Operación y Despacho e Ingeniería de Mantenimiento. Las reuniones ordinarias son los días miércoles de cada semana y podrán fijarse otras fechas si el evento lo amerita, el contenido de dichas reuniones queda sentado en un libro de actas.

En base a los datos hasta el momento recopilados, que son los informes antes descritos, e información adicional posible, el Comité analizará el evento producto del cual emitirá sus conclusiones y recomendaciones. Estas recomendaciones pueden ser, entre otras, la revisión de los equipos cuyo comportamiento fue defectuoso y la modificación o mejoramiento de los procedimientos de operación y seguridad para prevenir posibles errores humanos y obtener mayor celeridad en el restablecimiento del servicio eléctrico.

4.3.3.4 Informe de Área de Ingeniería de Mantenimiento.

El presente informe es emitido luego de ser intervenido el equipo defectuoso recomendado por el Comité de Análisis de Perturbaciones, el

cual contendrá el estado del equipo antes de ser intervenido y el detalle del mantenimiento correctivo efectuado.

4.3.3.5 Informe a la Dirección General de Electricidad.

El Supervisor de Turno del centro de Control preparará la comunicación para el Director General de Electricidad cuando se traten de perturbaciones con interrupciones de suministros mayor o igual al 5% de la demanda de la red eléctrica. El presente informe será revisado por el Jefe de Operación y Despacho y el Gerente de Coordinación, para ser emitido por el Gerente General, en la brevedad posible.

En el Anexo K, se muestran los informes emitidos debido a la perturbación ocurrida el 26 de Octubre del 2000, a las 14:36 horas. En el mencionado evento se puede notar los estados de operación del sistema eléctrico de potencia. Estando en condiciones normales se produce el hecho perturbador (falla bifásica en la subestación Huancavelica), automáticamente actúan los sistemas de protección con el propósito de aislar la falla, se produce interrupciones de suministros residenciales e industriales; debido a falta de selectividad de la protección de sobrecorriente de las líneas que conectan la central hidroeléctrica de Restitución con la subestación de Campo Armiño, dejaron a esta central fuera de servicio produciéndose en el sistema una pérdida de generación de 206 MW. Como consecuencia la frecuencia descendió de 60.01 Hz a 59.2 Hz; y se estaba indudablemente en una situación de emergencia.

La interrupción automática de suministros por mínima frecuencia y el uso de la reserva primaria y secundaria permitió una recuperación de la

frecuencia, sin embargo por la magnitud de pérdida de generación dicha reserva es insuficiente y fue necesario requerir reserva fría; en este caso se hizo uso de las unidades térmicas de Santa Rosa de EDEGEL, con lo que se inició progresivamente la recuperación de los suministros afectados. Como se puede apreciar en aquellos instantes el sistema eléctrico se encontraba en estado de alerta y se estaban realizando coordinaciones con el propósito de estabilizarlo y llevarlo a la condición de operación normal. Posteriormente, a las 15:17 horas, se recuperó totalmente la central hidroeléctrica de Restitución y, a las 15:51 horas, se restableció el sistema de transmisión Mantaro – Huancavelica – Independencia, normalizándose el servicio eléctrico en su totalidad.

4.3.4 Contabilización de la energía transmitida

La contabilización de la energía transmitida se realiza a través de medidores digitales distribuidos en todas las subestaciones de ETECEN, en número de 66, los mismos que realizan dos funciones principales: registro de valores instantáneos y acumulativos. El medidor digital muestra, en su pantalla LCD, los valores instantáneos y valores integrados en el tiempo (quince minutos), estos últimos valores son almacenados en su memoria no volátil.

Los registros típicos que pueden ser visualizados en ambos modos son:

- | | |
|------------------------|-----------------------------|
| ➤ Energía Activa | Entregada y recibida |
| ➤ Energía Reactiva | En cuatro cuadrantes |
| ➤ Máxima demanda | Potencia |
| ➤ Doble tarifa horaria | Hora punta y fuera de punta |

- Potencia Activa Instantánea
- Potencia Reactiva Instantánea
- Tensión Instantánea
- Corriente Instantánea
- Factor de Potencia Instantánea
- Valores congelados de cambio de mes
- Fecha y Hora.

La información es guardada en su memoria masa (memoria no volátil) en formato de pulsos integrados cada quince minutos, la cantidad de pulsos de integración es programable de acuerdo a los requerimientos del usuario; para el caso de ETECEN han sido normalizado ocho canales de información, los cuales son:

- Energía activa entregada
- Energía activa recibida
- Energía reactiva primer cuadrante
- Energía reactiva segundo cuadrante
- Energía reactiva tercer cuadrante
- Energía reactiva cuarto cuadrante
- Tensión - hora
- Corriente - hora

La recuperación de la información de los medidores se realiza de dos modos: local y por teleproceso. El software utilizado es el Minimaster versión 6.0 basado en DOS Schlumberger Industries, que provee la capacidad de monitoreo, adquisición, recolección, análisis, evaluación y

procesamientos de datos de pulsos provenientes de los medidores tipo Quantum y Fulcrum, almacenándolos en una base de datos. La información procesada por el software Minimaster es exportada en formato ASCII, para luego ser importado por una hoja de cálculo de formato EXCEL. Esta hoja de cálculo contiene fórmulas y constantes de conversión, en donde los pulsos son interpretados en unidades de ingeniería, obteniéndose así los datos requeridos por ETECEN de las líneas de transmisión y de las subestaciones. Los datos así procesados son transferidos a la Unidad de Comercialización de la Gerencia de Desarrollo Empresarial.

Existen medidores instalados en las subestaciones de ETECEN, a los cuales no se tienen acceso por no ser de propiedad de ETECEN, estos datos son requeridos a las empresas propietarias mensualmente.

Para el cálculo de la energía transmitida y las pérdidas, esta información es enviada al Comité de Operación económica del Sistema (COES), adicionalmente se utiliza la producción mensual de los generadores, sin considerar su consumo propio, es decir la energía neta inyectada a la red eléctrica. Luego, el día 10 de cada mes se reúne el Comité de Evaluación del COES, en donde se evalúa la información y el cálculo de las energías inyectadas y energías retiradas de cada una de las barras de 220 kV.

El cálculo de la energía transmitida se realiza mensualmente y es determinado exclusivamente para el sistema de transmisión de ETECEN.

4.3.5 Informe estadístico de la operación del sistema de transmisión.

El presente informe se realiza con una frecuencia mensual, así como también semestral y anualmente. En él se muestran los principales índices de desempeño del sistema de transmisión de ETECEN y la tendencia histórica de los mismos. Se hace un análisis de los resultados y recomendaciones para mejorar los indicadores y por ende el servicio de transmisión eléctrica. En el Anexo L se muestran los cuadros estadísticos resúmenes desde el año 1995 hasta el 2000 y detallados del año 2000.

Los índices de desempeño utilizados por ETECEN son los siguientes:

- Número de fallas cada 100 km-año.
- Número de Desconexiones
- Horas fuera de servicio
- Disponibilidad del sistema de transmisión.

Para fines de cálculo de los índices de desempeño, los equipos están clasificados en:

- Líneas de transmisión de 220 kV
- Líneas de transmisión de 138 kV y 60 kV
- Transformadores de potencia de 220 kV
- Transformadores de potencia de 138 y 60 kV
- Equipos de compensación reactiva

En el Anexo L, se aprecia que el índice, número de fallas cada 100 km-año, obtenidos fueron: 4.20, 3.08, 2.72, 2.62, 1.95 y 1.44; en los años 1995, 1996, 1997, 1998, 1999 y 2000, respectivamente. Es importante notar la tendencia a la disminución de dicho índice y por ende a la mejora.

4.3.6 Cálculo de los índices de gestión.

Los índices de gestión utilizados por ETECEN son los recomendados por el Comité Eléctrico de Integración Regional (CIER), los cuales fueron mencionados anteriormente:

4.3.6.1 Número de fallas cada 100 km-año (N.F./100km-año.)

Representa la cantidad de fallas que ocurre en una línea o en el sistema de transmisión por cada 100 km en el período de un año. Para el cálculo de período inferiores a un año, se realiza una proyección anual mediante el coeficiente (N.H.A / N.H.P.), el cual relaciona las horas del año en curso y las horas transcurridas en el período de análisis.

$$N.F./100km-año = \frac{\text{Número de Fallas}}{\text{Longitud de la(s) línea(s)}} \left(\frac{N.H.A.}{N.H.P} \right)$$

Donde:

N.H.A. Número de horas del año en curso: 8760 horas ó 8784 horas si es año bisiesto.

N.H.P. Número de horas del período en análisis.

4.3.6.2 Indisponibilidad por mantenimiento.

Viene a ser la relación de las horas en que estuvo indisponible el equipo por mantenimiento y las horas del período de análisis, expresado en porcentaje.

$$I.M. (\%) = \frac{\text{Número de horas indisponible por Mantenimiento}}{\text{Número de horas del período de análisis}} \times 100 \%$$

4.3.6.3 Indisponibilidad por falla.

Viene a ser la relación de las horas en que estuvo indisponible el equipo por falla y las horas del período de análisis, expresado en porcentaje.

$$I.F. (\%) = \frac{\text{Número de horas indisponible por Falla}}{\text{Número de horas del período de análisis}} \times 100 \%$$

4.3.6.4 Disponibilidad.

Es el complemento de las indisponibilidades por mantenimiento y por falla:

$$D (\%) = [1 - (I.M. + I.F.)] \times 100 \%$$

Cuando un equipo tiene una fecha de puesta en servicio posterior a la fecha de inicio del periodo de análisis, se tiene que realizar un ajuste de las horas de indisponibilidad de la siguiente manera:

$$N.H.I'. = \frac{N.H.I. \cdot N.H.P.}{N.H.S.}$$

Donde:

- N.H.I.' Número de horas de indisponibilidad por falla o por mantenimiento, según sea el caso, ajustado.
- N.H.I. Número de horas de indisponibilidad por falla o por mantenimiento, según sea el caso, contabilizados a partir de la fecha de puesta en servicio hasta la fecha de fin del periodo de análisis.
- N.H.P. Número de horas del periodo de análisis.
- N.H.S. Número de horas transcurridos a partir de la fecha de puesta en servicio del equipo hasta la fecha final del periodo de análisis.

4.3.6.5 Cálculo de indisponibilidad de un conjunto de equipos.

Para ello, previamente, los resultados son obtenidos a partir de las expresiones de los puntos (4.3.6.2) y (4.3.6.3), para cada equipo.

Luego, en el caso de las líneas de transmisión se proceden a realizar la multiplicación por su respectiva longitud en km, se procede a sumar dichos productos y se divide entre la sumatoria de las longitudes de las líneas de transmisión consideradas.

En el caso de transformadores de potencia, se procede análogamente para el caso de las líneas de transmisión, sólo que en vez de longitudes se usa la potencia aparente en MVA de los devanados primarios.

Para el caso de los equipos de compensación reactiva, se usa la potencia reactiva nominal del mismo, expresado en MVAR

$$\text{Indisponibilidad. (\%)} = \frac{\sum (\text{Indisponibilidad} \times K_i)}{\sum (K_T)}$$

Donde:

La disponibilidad puede ser por falla o por mantenimiento, expresado en porcentaje.

K_i Para el caso de líneas de transmisión, representa la longitud en km, de cada una de ellas

Para el caso de transformadores de potencia, representa la potencia aparente en MVA, del devanado del primario de cada uno de ellos.

Cuando se trata de equipos de compensación reactiva, es análogo, en esta caso se usa la potencia reactiva en MVA_r

K_T Para el caso de líneas de transmisión representa la longitud total en km, de todas ellas.

Para el caso de transformadores de potencia, representa la sumatoria de las potencias aparente en MVA, de los devanados del primario de la totalidad de transformadores de potencia considerados.

Análogamente, para los equipos de compensación reactiva, se usa la sumatoria de la potencia reactiva en MVA_r.

CONCLUSIONES

1. La Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. se creó en un marco necesario de modernizar el servicio eléctrico en el país, concebida en la Ley de Concesiones Eléctricas.
2. Es misión de ETECEN garantizar el servicio transmisión eléctrica sostenida en los pilares de la calidad, seguridad y economía.
3. Es responsabilidad del personal de ETECEN operar el sistema de transmisión en estado normal, supervisar las variables eléctricas, realizar el seguimiento de las actividades de intervención y ejecutar las acciones correctivas para restaurar la normalidad.
4. La experiencia en la coordinación de la operación de, viene mostrando que el Sistema SCADA del Centro de Control de ETECEN es una herramienta efectiva para el desempeño de las funciones del personal de operaciones. En ese sentido, el Sistema SCADA permite la supervisión, control y análisis del sistema eléctrico y, lo que es de suma importancia, tiempos cortos de respuesta del personal de operaciones ante perturbaciones en la red.
5. Las actividades de mantenimiento son programadas con el propósito de prevenir fallas, corregir defectos y garantizar la continuidad del servicio; en coordinación con los demás integrantes del COES. Por

otro lado, la evaluación de la operación permite verificar el cumplimiento de las actividades previstas y el motivo de las intervenciones correctivas, las cuales alimentarán al próximo programa de intervenciones.

6. Los procedimientos: programación, operación en tiempo real y evaluación del servicio de transmisión eléctrica es producto de la experiencia y análisis de profesionales altamente calificados de la gerencia de Coordinación del Sistema, de ETECEN.
7. Los resultados estadísticos de los últimos cinco años demuestran que ETECEN viene cumpliendo cabalmente su misión y se encamina a ser una empresa líder en América del Sur en la próxima década.

ANEXOS

Formato CF-01 “Programa Anual de Intervenciones”

PROGRAMA ANUAL DE INTERVENCIONES DE SUBESTACIONES

	CELDA/EQUIPO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAYO	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
SEZORRI	CL-249 Talara												
	TRAFO T33-261												
	Barra 60 kV												
	CL-665 Tumbes												
	CL-666 Zorritos												
	CL-664 Mancora												
SEPO	CL-248 Talara												
	CL-238 Chiclayo												
	TRAFO T15-261												
	TRAFO T32-261												
	REACTOR R-7												
	BARRA 220 kV												
	BARRA 60 kV												
	CL-650 Piura												
	CL-651 Textil												
	CL-654 Paita												
	CL-657 Chulucanas												
	CL-658 La Unión												
	(*) PROYECTO SEGUNDA BARRA 220 kV												

Código : C-F-01
Revisión : 01
Aprobado : C
Fecha : 2000-07-12
T. Archivo : 2 años
Eliminación : Trefilado

Elaborado por:

Aprobado por:

Anexo C
Formato CF-03: "Programa Semanal de Intervenciones"



PROGRAMA SEMANAL DE INTERVENCIONES DE LINEAS Y EQUIPOS DE TRANSMISION

S.E.1	S.E.2	EQUIPO	UT	HORA	MOTIVO	OBSERV.
-------	-------	--------	----	------	--------	---------

SABADO

DOMINGO

LUNES

MARTES

MIERCOLES

JUEVES

VIERNES

Código	C-F-03
Revisión	01
Aprobado	C
Fecha	2000-07-12
T. Archivo	2 años
Eliminación	Trefilado

Elaborado por: _____

Aprobado por: _____

Anexo D
Formato C-F-04 "Solicitud/Autorización de Intervención"



SOLICITUD DE INTERVENCION / AUTORIZACION DE INTERVENCION

Gerencia de Coordinación del Sistema	N°	FECHA:
Unidad Solicitante :		
Línea o Subestación :		
Supervisor Responsable :		
Supervisor Encargado :		
Equipos (s) :		
Actividad (es) :		
Condiciones: () Fuera de servicio con tierras francas () En servicio () Fuera de servicio sin tierras francas () Cancelaciones provisionales		
Requiere maniobras de prueba: SI () NO ()		
Inicio : Día: , / / Hora :		
Término : Día: , / / Hora :		
Tiempo Total: Horas		
Indisponibilidad Diaria : De a Horas		
Tiempo de entrega del equipo (s) en caso de emergencia: Horas		
OBSERVACIONES:		
SUPERVISOR RESPONSABLE:	SUPERVISOR AUTORIZADO:	

Solicitud recibida por: _____	Fecha: _____	Hora: _____
--------------------------------------	---------------------	--------------------

AUTORIZACION DE INTERVENCIÓN	N°.
Centro de Control de ETECEN	Fecha:
Procede la Solicitud : () Si () No	
Equipo (s) :	
Inicio : Día : , / / Hora :	
Término : Día : , / / Hora :	
Observaciones :	

AUTORIZADO POR :	FIRMA:
-------------------------	---------------

Código : C-F-04
Revisión : 01
Aprobado : C
Fecha : 2000-07-12
T. Archivo : 2 años
Eliminación : Trefilado

Anexo E
Formato C-F-05 "Programa Diario de Intervenciones"



PROGRAMA DIARIO DE INTERVENCIONES
FECHA:

EMPRESA SOLICITANTE :
EQUIPO :
MOTIVO :
HORARIO :
Nota:

EQUIPO :
MOTIVO :
HORARIO :
Nota:

EQUIPO :
MOTIVO :
HORARIO :
Nota:

EQUIPOS :
MOTIVO :
HORARIO :
RESPONSABLES :
Nota:

SUBESTACION :
EQUIPO :
NOTA :
HORARIO :
Nota:

Nota:

V°B° SUPERVISOR DE TURNO

Código	: C-F-05
Revisión	: 01
Aprobado	: C
Fecha	: 2000-07-12
T. Archivo	: 2 años
Eliminación	: Trefilado

Anexo F
Formato CF-06 "Programa de Maniobras"



PROGRAMA DE MANIOBRAS PARA EJECUTAR CAMBIO DE SISTEMAS DE BARRAS EN 220 KV EN S.E SAN JUAN

HORA Y FECHA :
TRABAJOS A REALIZAR :

Cambio de sistema de barras de 220 kV de "B" a "A":

PASO	SUBEST	DESCRIPCION DE LA MANIOBRA	CODIGO EQUIPO	
01	SESJUAN	VERIFICAR QUE LA BARRA "A" DE 220 KV ESTE FUERA DE SERVICIO Y SIN TIERRAS		<input type="checkbox"/>
02	SESJUAN	CERRAR SECCIONADORES DE BARRAS "A" y "B" DEL ACOPLAMIENTO DE 220 KV.	SA-2147 SB-2167	<input type="checkbox"/>
03	SESJUAN	CERRAR INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO DE 220 KV.	IN-2060	<input type="checkbox"/>
04	SESJUAN	CERRAR SECCIONADOR DE BARRA "A" DE LA LINEA L-208.	SA-2427	<input type="checkbox"/>
05	SESJUAN	CERRAR SECCIONADOR DE BARRA "A" DE LA LINEA L-207.	SA-2151	<input type="checkbox"/>
06	SESJUAN	ABRIR SECCIONADOR DE BARRA "B" DE LA LINEA L-207.	SB-2153	<input type="checkbox"/>
07	SESJUAN	CERRAR SECCIONADOR DE BARRA "A" DE LA LINEA L-2012.	SA-2787	<input type="checkbox"/>
08	SESJUAN	ABRIR SECCIONADOR DE BARRA "B" DE LA LINEA L-2012	SB-2789	<input type="checkbox"/>
09	SESJUAN	CERRAR SECCIONADOR DE BARRA "A" DE LA LINEA L-2013.	SA-2793	<input type="checkbox"/>
10	SESJUAN	ABRIR SECCIONADOR DE BARRA "B" DE LA LINEA L-2013	SB-2795	<input type="checkbox"/>
11	SESJUAN	CERRAR SECCIONADOR DE BARRA "A" DE LA LINEA L-2010.	SA-2767	<input type="checkbox"/>
12	SESJUAN	ABRIR SECCIONADOR DE BARRA "B" DE LA LINEA L-2010	SB-2769	<input type="checkbox"/>
13	SESJUAN	CERRAR SECCIONADOR DE BARRA "A" DE LA LINEA L-2011.	SA-2773	<input type="checkbox"/>
14	SESJUAN	ABRIR SECCIONADOR DE BARRA "B" DE LA LINEA L-2011	SB-2775	<input type="checkbox"/>
15	SESJUAN	CERRAR SECCIONADOR DE BARRA "A" DEL TRAF0 1 DE LUZ DEL SUR.	SA-2799	<input type="checkbox"/>
16	SESJUAN	ABRIR SECCIONADOR DE BARRA "B" DEL TRAF0 1 DE LUZ DEL SUR.	SB-2801	<input type="checkbox"/>
17	SESJUAN	CERRAR SECCIONADOR DE BARRA "A" DEL TRAF0 2 DE LUZ DEL SUR.	SA-2155	<input type="checkbox"/>
18	SESJUAN	ABRIR SECCIONADOR DE BARRA "B" DEL TRAF0 2 DE LUZ DEL SUR.	SB-2157	<input type="checkbox"/>
19	SESJUAN	CERRAR SECCIONADOR DE BARRA "A" DEL TRAF0 T1-261.	SA-2163	<input type="checkbox"/>
20	SESJUAN	ABRIR SECCIONADOR DE BARRA "B" DEL TRAF0 T1-261.	SB-2165	<input type="checkbox"/>
22	SESJUAN	ABRIR SECCIONADOR DE BARRA "B" DE LA LINEA L-208.	SB-2429	<input type="checkbox"/>
23	SESJUAN	ABRIR INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO DE 220 KV.	IN-2060	<input type="checkbox"/>
24	SESJUAN	ABRIR SECCIONADORES DE BARRAS "A" y "B" DEL ACOPLAMIENTO DE 220 KV.	SA-2147 SB-2167	<input type="checkbox"/>
25	SESJUAN	VERIFICAR REQUERIMIENTO DE TIERRAS TEMPORARIAS (ANOTAR EN LA BITACORA DE EVENTOS)		<input type="checkbox"/>

Supervisor de Turno

Código	C-F-06
Revisión	01
Aprobado	C
Fecha	2000-07-12
T. Archivo	2 años
Eliminación	Trefilado

Anexo G
Formato C-F-07 "Permiso para trabajar en Subestaciones"
(Anverso)



**PERMISO PARA TRABAJAR
 EN SUBESTACIONES**

Gerencia de Coordinación del Sistema	N°.....	FECHA:	
		Orden de Trabajo:	Autorización:
Supervisor Encargado :			
Area :		Equipo:	
Trabajo a realizar:			
Personal o Empresa Participante :			
Tierras Francas : SI () En: _____ NO ()			
Tierras Temporarias: SI () En : _____ NO()			
Requiere maniobras de prueba: SI () NO ()			
Horario Previsto: De a Horas			

OTORGAMIENTO

HORA :	OPERADOR:	FIRMA:
	FIRMA SUPERVISOR ENCARGADO:	

CANCELACION

HORA :	OPERADOR:	FIRMA:
	FIRMA SUPERVISOR ENCARGADO:	

OBSERVACIONES:

ESTE PERMISO ES UNIPERSONAL E INSTRANSFERIBLE

EL SUPERVISOR ENCARGADO DECLARA CONOCER Y RESPETAR LO SIGUIENTE:

1. Está terminantemente prohibido trabajar en circuitos energizados mientras no exista autorización expresa.
2. Todas las tierras temporarias deberán constar al reverso de este formato.
3. El Supervisor Encargado es el único responsable del control y seguridad del personal a su cargo.
4. El Supervisor Encargado no podrá abandonar por ningún motivo el lugar de trabajo sin antes haber cancelado el presente permiso.
5. El Operador de Turno colocará la tarjeta de "ATENCIÓN NO OPERAR" en el tablero de mando.
6. El Supervisor Encargado procederá a bloquear los equipos de maniobra, conectará las tierras temporarias y delimitará el cerco de seguridad.
7. Todas las maniobras de equipos son ejecutadas por el Operador de Turno, en caso no ser posible por tratarse de pruebas especiales, la maniobra debe ser autorizada por el mismo.
8. Después de haber concluido el trabajo el Supervisor Encargado desconectará las tierras temporarias, y luego efectuará el traslado de las mismas, así como de las herramientas, materiales, etc., dejando el lugar en perfecto estado en orden y limpieza, y disponiendo el retiro del personal de la zona de trabajo.

Reverso Formato C-F-07

Diagrama Unifilar de la Subestación Respectiva

Código	: C-F-07
Revisión	: 01
Aprobado	: C
Fecha	: 2000-07-12
T. Archivo	: 2 años
Eliminación	: Trefilado

Anexo H
Formato C-F-08 “Permiso para trabajar en Líneas de Transmisión”
(Anverso)



PERMISO PARA TRABAJAR EN LINEAS DE TRANSMISION

Gerencia de Coordinación del Sistema	N°	FECHA:	
		Orden Trabajo	Autorización
SUPERVISOR ENCARGADO :			
AREA :			
LINEA :		ESTRUCTURAS:	
TRABAJOS DE AISLADORES:			
<input type="checkbox"/> LIMPIEZA DE AISLADORES		<input type="checkbox"/> INSPECCION	
<input type="checkbox"/> LAVADO DE AISLADORES		<input type="checkbox"/> REPARACIONES	
<input type="checkbox"/> A DISTANCIA		<input type="checkbox"/> EN CALIENTE <input type="checkbox"/> EN FRIO <input type="checkbox"/> OTROS (especificar)	
PERSONAL O EMPRESA PARTICIPANTE			
TIERRAS FRANCAS: SI <input type="checkbox"/> SE1: _____ y NO <input type="checkbox"/> SE2: _____			
TIERRAS TEMPORARIAS : SI <input type="checkbox"/> En: _____ NO <input type="checkbox"/>			
HORARIO PREVISTO : De _____ a _____ Horas			
OTORGAMIENTO			
A:	OPERADOR :	FIRMA	
	Medio de Comunicación:		
CANCELACION			
A:	OPERADOR :	FIRMA	
	Medio de Comunicación:		
OBSERVACIONES			

Código	: C-F-08
Revisión	: 01
Aprobado	: C
Fecha	: 2000-07-12
T. Archivo	: 2 años
Eliminación	: Trefilado

Reverso Formato C-F-08

Diagrama Unifilar de Líneas de Transmisión de la U.T. respectiva

Anexo I:
CONFIGURACION DEL SISTEMA: ZONAS GEOGRAFICAS DE LA RED

En la actualidad en el Sistema Interconectado Nacional se pueden distinguir siguientes áreas operativas, las cuales pueden operar independientemente:

Área Tumbes : Conformada por las Centrales térmicas de Charán y Mercedes, y la subestación de Zorritos.

Área Talara-Chiclayo-Piura: Conformada por las Centrales hidráulicas Carhuaquero y Curumuy, y las térmicas de Piura, Sullana, Paita y Talara, y las subestaciones de Chiclayo Oeste, Piura Oeste y Talara.

Área Chimbote-Trujillo- : Integrada por las Centrales hidráulicas de Cañón del Pato,

Guadalupe-Cajamarca Gallito Ciego y Pariac, y las térmicas de Pacasmayo, Chimbote 2 y Trujillo Sur y las subestaciones de Chimbote 1, Trujillo Norte y Guadalupe.

Área Paramonga : Abarca a las Centrales hidráulica Cahua y térmicas de Paramonga y las Subestaciones de Paramonga (Nueva y existente).

Área Lima : Comprende a las centrales hidráulicas de Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa, Huampaní y térmicas de, Sta. Rosa, Ventanilla, y las subestaciones de Zapallal, Callahuanca, Ventanilla,

Chavarría, Santa Rosa, San Juan e Independencia.

Área Pisco-Ica-Marcona : Abarca a la Central térmica de San Nicolás y las subestaciones de San Nicolás, Marcona e Ica.

Área Junin-Huancavelica: Comprende a las Centrales hidráulicas de Mantaro, Restitución,

Ayacucho Yanango y Chimay y las subestaciones de Campo Armiño, Huancavelica, Huayucachi, Pachachaca y Pomacocha.

Área Sierra Norte : Comprende a las Centrales hidráulicas de Yaupi, Malpaso, Oroya y Pachachaca y la térmica de Aguaytia y las subestaciones de Paragsha 2, Huánuco, Tingo María, Aucayacu y Tocache.

Área Sur Este :Cusco, Apurimac, Puno.

Área Sur Oeste :Arequipa.

Área de ENERSUR :Moquegua, Toquepala.

Área Sur :Tacna.

Aún cuando se han previsto acciones para evitar la desintegración total del sistema, que van desde el rechazo automático de carga en todo el sistema, así como apertura de puntos críticos (interconexiones) para independizar áreas operativas, eventualmente puede ocurrir un colapso, quedando las zonas aisladas. Es a partir de éstas que se inicia el proceso de recuperación.

Anexo J

MANIOBRAS DE AUTORESTABLECIMIENTO – PROCEDIMIENTOS DE RECUPERACIÓN

A partir de los criterios que establecen las acciones y los procedimientos para restaurar el sistema, se definen las áreas de autorestablecimiento, teniendo en cuenta atender la mayor cantidad posible de carga.

Cabe resaltar que este plan, está sujeto a sufrir revisiones periódicas, teniendo en cuenta la expansión del sistema eléctrico pues el ingreso de nuevas instalaciones puede influenciar significativamente en las acciones de restauración.

Los criterios a considerarse para la recuperación de las cargas son:

- a. Capacidad y número de unidades generadoras en las centrales operativas en las zonas de autorestablecimiento.
- b. Limitaciones en la capacidad de las líneas de transmisión.
- c. Limitaciones relacionadas al control de tensión de la configuración obtenida.

PROCEDIMIENTO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN.

En el proceso de rearmado de una red de transmisión existen dos formas de energizar una línea, las que a continuación se explican, indicando los criterios para su selección en caso exista la posibilidad de elegir.

ENERGIZACIÓN GRADUAL DE UNA LINEA

Consiste en energizar gradualmente una línea con un grupo

generador, comenzando desde la tensión mínima, hasta llegar a un nivel de tensión igual o ligeramente superior (+10%) a la nominal. Es la maniobra más conveniente para la puesta en servicio de una línea, porque no provoca esfuerzos electrodinámicos en las unidades generadoras, permite proteger el nivel de aislamiento de las líneas, no provoca descargas por sobre tensión o de oscilación de frecuencia por maniobras y además permite contar con información sobre el estado de la línea, fases dañadas, pérdida de aislamiento, secuencia de fases y desbalance de tensiones. Sus únicas desventajas son el tiempo y el número de maniobras que toma su realización.

Para circuitos con bajo nivel de aislamiento es la única posibilidad para su operación temporal hasta una posterior intervención para restablecer el nivel de aislamiento.

ENERGIZACIÓN CON TENSION PLENA DE UNA LÍNEA

Consiste en energizar una línea desde una barra con la tensión de servicio. Esta maniobra se realiza en circuitos donde es muy difícil realizar el energizado gradual. La ventaja de esta maniobra consiste en el menor tiempo de restablecimiento de los suministros afectados. Para su realización existen ciertas condiciones mínimas que se deben observar:

- A) Considerar la capacidad reactiva de la línea porque cuando se energiza debe haber la suficiente compensación para absorber la inyección de la potencia reactiva de la línea.

- B) De preferencia, que la barra desde donde se energiza tenga la mayor potencia de cortocircuito respecto a la barra que se va a energizar.
- C) Si ya está anillada la red de transmisión, al momento de reponer las ternas paralelas se debe energizar desde la barra de menor tensión a la de mayor tensión, para que al momento de realizar el paralelo de tensiones (Cierre del Interruptor del otro extremo) sea con la diferencia mínima.
- D) Para compensar la reactancia capacitiva de la línea a energizar, de contarse con un reactor al otro extremo, debe conocerse la necesidad de que éste deba ser insertado previamente.

PROCEDIMIENTO PARA LA RECUPERACIÓN DEL SISTEMA INTECONECTADO

A. FASE DE AUTORESTABLECIMIENTO

Ejecutada por los operadores de las centrales y subestaciones. Los primeros recuperan las unidades que se hayan bloqueado y preparándolas para los casos de energización gradual, y los segundos efectuando las maniobras de los circuitos para recibir tensión y recuperar los suministros.

Área Zorritos (Coordinador: CCE-S.E. ZORRITOS)

- 1) Recuperación de dos (2) grupos de C.T. Charán
- 2) Energización S.E. Zorritos
- 3) Toma de carga de Tumbes, Zorritos y Máncora

Área Chiclayo-Piura-Talara (Coordinador: CCE-S.E. Chiclayo)

Se recuperarán los suministros de Chiclayo y Piura según el siguiente plan de rearmado:

PLAN “A”:

- 1) Recuperación de dos(2) grupos de C.H. Carhuaquero.
- 2) Energización de Línea Carhuaquero-Chiclayo Oeste
- 3) Toma de carga de Chiclayo
- 4) Recuperación del tercer grupo de C.H. Carhuaquero.
- 5) Energización Línea Chiclayo.
- 6) Toma de carga de Piura, Paita, Sullana, Chulucanas y Sechura.
- 7) Energización de línea Piura-Talara
- 8) Recuperar carga de Talara

PLAN “B”:

- 1) Recuperación el grupo térmico de 80 MW de la C.T. Malacas y recuperar carga de Talara.
- 2) Energización de Línea Talara-Piura (L-248)
- 3) Toma de carga en Piura/Sullana/Paita
- 4) De ser necesario (para regular frecuencia), recuperar uno o dos grupos térmicos de 15 MW de la C.T. Malacas.
- 5) Chiclayo recupera su carga con generación térmica local.

Área Chimbote-Trujillo-Guadalupe-Cajamarca (Coordinador: CCE-S.E. Chimbote)

Se recuperarán las cargas de la subestaciones de Chimbote 1, Trujillo y Guadalupe con la Central Cañón del Pato y/o grupos térmicos de Chimbote 2 y Trujillo Sur, tomando en cuenta los siguientes pasos:

- 1) Recuperación de la Central Cañón del Pato
- 2) Energización de una terna Cañón del Pato-Chimbote 1.
- 3) Recuperación de cargas de Chimbote 1.
- 4) Energización de segunda terna Cañón del Pato-Chimbote 1
- 5) Energización de tercera terna Cañón del Pato-Chimbote 1
- 6) Energización Línea Chimbote-Trujillo desde Chimbote 1.
- 7) Toma de carga de Trujillo.
- 8) Energización de carga de Guadalupe, Chepén, Cajamarca, Pacasmayo y Cementos Pacasmayo.

Área Paramonga (Coordinador: S.E. Paramonga Nueva)

La Central Cahua recuperará sus unidades y luego se energizará las líneas Cahua-Paramonga Existente para restablecer los suministros a Supe, Barranca, Paramonga, Huarmey y Huacho. Los pasos a seguir son los siguientes:

- 1) Recuperación de la C.H. Cahua.
- 2) Energización de una terna Cahua-Paramonga Existente.
- 3) Restablecimiento de los suministros de Paramonga Existente.
- 4) Energización de la segunda terna Cahua-Paramonga Existente.
- 5) Energización de la Línea Paramonga Existente-Paramonga Nueva.
- 6) Restablecimiento del suministro a Huacho y Huarmey.

Si se ha restablecido el Paralelo con el Area Lima, el siguiente paso es:

- 7) Energización de la Línea Paramonga-Tingo María-Aguaytía.
- 8) Paralelo de C.T. de Aguaytía al SI.

Área LIMA (Coordinador: COS)

El Centro de Control de EDEGEL recuperará sus centrales de generación conectando las barras de carga de Chavarría, Santa Rosa y San Juan. En caso de déficit entrarán en servicio los grupos térmicos de Santa Rosa. El COS coordinará con el Centro de Control de la C.T. Ventanilla, para tensionar la línea a Ventanilla e iniciar las maniobras para el ingreso de sus grupos al sistema.

SINCRONIZACIÓN ENTRE LA ZONA Junin-Huancavelica-Ayacucho con Junin Cerro de Pasco-Huanuco (Coordinador: COS).

Bajo la coordinación del CC de ETECEN, se efectuará la sincronización de las centrales de EGEEN y ELECTROPERU en la subestación Pachachaca u Oroya Nueva, lo cual permitirá normalizar los suministros de la zona.

Área Arequipa (Coordinación: Centro de Control de Chilina).

Se recuperan los suministros de Arequipa con sus principales SS.EE. y cargas industriales.

- 1) El Centro de Control de EGASA coordinará la recuperación de las centrales que se encuentran en cascada a la central Charcani-V así como la

recuperación de los grupos de Charcani-V, y en caso de déficit entrarán en servicio los grupos térmicos de Chilina.

- 2) Energización de la línea L1011 (L.T. Santuario Socabaya ó L1012 (L.T. Santuario Socabaya 2).
- 3) Energización de transformadores en S.E. Socabaya.
- 4) Energización de las líneas en 33 KV (SS.EE. Jesús SS.EE.P. Industrial).
- 5) Acoplan las Centrales Charcani-I, Charcani-II, Charcani-III, Charcani-IV, Charcani-VI, recuperándose los suministros de las SS.EE. de la fábrica de Yura S.A. SS.EE. Chilina, SS.EE. Jesús, SS.EE. P. Industrial.
- 6) Energización de la línea L1013 (L.T. Socabaya, Cerro Verde 1) ó L1014 (L.T.Socabaya-Cerro Verde 2).
- 7) Recuperación de la Carga de Cerro Verde.
- 8) Energización de la línea L1019 (L.T. Cerro Verde-Mollendo).

Área ETESUR (Coordinación: Centro de Coordinación Operativa)

Debido a que no se tiene generación en esta zona se debe proceder a energizar esta zona una vez recuperada la zona II y preveendo la disponibilidad de generación:

- 1) Energización de la línea 1008 (L.T. Santuario-Tintaya)
- 2) Conexión del reactor de 5.0 Mvar en Juliaca
- 3) Conexión del transformador de Tintaya
- 4) Energización de la línea 1006 (L.T. Tintaya-Juliaca)
- 5) Conexión de los transformadores de Juliaca, Azangaro y Ayaviri
- 6) Energización de la línea 60 kV Juliaca - Puno

- 7) Conexión del SVC de Tintaya
- 8) Energización de la línea 1005
- 9) Conexión de los transformadores de Quencoro y Combapata
- 10) Energización de la línea 60 kV Combapata - Sicuani
- 11) Energización de la línea 1002 (Quencoro-Quillabamba)
- 12) Energización de la línea 1004 (Quencoro-Dolorespata)
- 13) Conexión del anillo de Dolorespata
- 14) Energización de la línea 1003 (Dolorespata-Cachimayo)
- 15) Conexión del transformador de Cachimayo
- 16) Energización de la línea 1007 (Cachimayo-Abancay)
- 17) Conexión del transformador de Abancay

Área ENERSUR (Coordinación: Centro de Control de ENERSUR).

Se recupera el sistema de ENERSUR según el siguiente plan de armado.

- 1) Recuperación de los grupos N°01 y/o 02 en C.T. Ilo.
- 2) Toma la carga de auxiliares y fundición de SPL.
- 3) Recuperación de los grupos N° 03 y/o 04 en C.T. Ilo.
- 4) Energización de la S.E. de la C.T. Ilo.
- 5) Energización de las líneas a las S.E.de:

Toquepala.

Cuajone.

Refinería de Cobre de Ilo.

- 6) Sincronización de las unidades 1-2 con la 3-4.
- 7) Toma de carga coordinadas en las S.E. de:

Ilo (fundición y campamento).

Toquepala.

Cuajone.

Refinería de Cobre de Ilo.

8) Toma de carga en las S.E. de:

Ilo (carga del puerto de Ilo).

Botiflaca (Carga de Moquegua).

Área Tacna (Coordinación operador C.H. Aricota II)

Se recupera los suministros de Tacna con sus principales SS.EE. con la recuperación de las CC.HHs. Aricota.

1. Recuperación de los grupos en las C.H.Aricota I y II.
2. Arranque de los tres Grupos de C.T. Calana.
3. Energización de la línea 66 KV C.T. Calana-SS.EE. Parque Industrial.
4. Energización de la línea 66 KV SS.EE. Parque Industrial - SS.EE. Para.
5. Recuperación de la carga domestica con racionamiento en la Ciudad de Tacna.
6. Energización de la línea L662 (SS.EE. Para-SS.EE Tomasiri).
7. Energización de la línea L663 (SS.EE.Tomasiri-C.H.Aricota II)
8. Sincronización de C.T. Calana y C.H. Aricota II.

Recuperación de cargas con Racionamiento.

B. FASE DE INTERCONEXIÓN DE AREAS

En esta fase es prioritario el armado de la red principal de transmisión. La coordinación está a cargo del COS y los CC correspondientes.

Al inicio de la fase coordinada el autorrestablecimiento es parcial en las zonas anteriormente mencionadas, se acuerdo a las disponibilidades de las centrales locales y a las limitaciones operativas propias de la red.

1. SINCRONIZACION ENTRE las AREAS CENTRO: Área Junin-Cerro de Pasco-Huánuco-Huancavelica-Ayacucho con las Áreas de Lima, Pisco-Ica-Marcona.

(Coordinador: CCE - COS)

Previamente, el COS coordina la recuperación de las líneas Campo Armiño-San Juan, Campo Armiño-Independencia, Campo Armiño-Huayucachi-Zapallal y Campo Armiño-Pachachaca-Callahuanca, siguiendo un plan de rearmado en función de la disponibilidad de líneas.

A continuación se presenta la secuencia de pasos a seguir en el rearmado de la red en un caso típico:

- 1) Recuperar una Terna Campo Armiño-San Juan.
- 2) Puesta en paralelo con el Sistema Principal en la S.E. San Juan.
- 3) Toma de carga de la C.H. Mantaro. Se recuperan parcialmente suministros en Lima.
- 4) Energizar la Terna Lima-Independencia.
- 5) Toma de carga de la C.H. Mantaro, recuperándose los suministros de la S.E. Independencia (Cañete-Pisco-Chincha-Aceros Arequipa).

- 6) Energizar la segunda Terna Campo Armiño-San Juan, restableciéndose al anillo de Campo Armiño-Pomacocha-Pachachaca.
- 7) Energizar la Línea Independencia-Ica-Marcona.
- 8) Toma de carga de la C.H. Mantaro, recuperándose los suministros de Ica y Marcona (Shougesa).
- 9) Energizar la Línea Pachachaca-Callahuanca.
- 10) Toma de carga de la C.H. Mantaro, recuperándose los otros suministros.
- 11) Energizar la Línea Zapallal-Huayucachi.

2. SINCRONIZACIÓN ENTRE el Área Paramonga y el AREA CENTRO

(Coordinador: CCE - COS)

Se energizará la Línea Zapallal-Paramonga con tensión plena desde Zapallal, para la sincronización con la Central Cahua en Paramonga Nueva.

3. SINCRONIZACIÓN DEL ÁREA NORTE: Área Chiclayo-Piura y Área Chimbote-Trujillo-Guadalupe Cajamarca (Coordinador: CCE- S.E. Chiclayo).

Se energizará la Línea Guadalupe-Chiclayo desde la barra de menor tensión, Guadalupe o Chiclayo, para luego realizar el paralelo de la Central Carhuaquero con el SI.

Se energizará la Línea Paramonga-Vizcarra Tingo María-Aguaytía desde la barra de Paramonga Nueva, para luego realizar el paralelo de la Central Aguaytía con el Sistema Interconectado

4. SINCRONIZACIÓN ENTRE LAS ÁREAS NORTE Y CENTRO

(Coordinador: CCE-COS)

Se energizará la línea Paramonga Nueva-Chimbote1 desde la S.E. Paramonga Nueva, para luego realizar el paralelo del Área Norte con el Subsistema Centro (Área Norte Chico, Lima, Centro, Sur Medio).

5. SINCRONIZACIÓN ENTRE TRES ÁREAS EN EL SUR

Previamente el Centro de Coordinación Operativa coordinará la recuperación de las líneas L1015 (L.T. Socabaya-Toquepala), L1016 (Toquepala-Aricola 2).

5.1. Sincronización del Área de Arequipa y el Área Tacna.

Se energizará la línea L.1016 (L.T. Toquepala – Aricota 2) desde la SS.EE. de Toquepala(ETESUR), para la sincronización con la C.H. de Aricota II.

5.2. Sincronización del Área de Arequipa y el área de Moquegua-Toquepala

Se energizará la línea de la SS.EE. Toquepala (ETESUR) para luego realizar el sincronizado y el cierre del interruptor 750 de la SS.EE. Toquepala S.P.L

5.3. Pérdida del sub sistema Sur Este por apertura de la línea 1008.

La línea de interconexión Santuario Tintaya, requiere de una recuperación rápida por lo que es importante detallar los procedimientos de recuperación del sub sistema sur este por subestaciones de tal forma la operación sea en forma rápida y sincronizada.

Una vez reconocida la pérdida de la línea 1008, por apertura en uno o ambos extremos se deberá proceder de la forma siguiente:

5.3.1 Sub estación de Santuario

El operador de turno deberá de verificar en su panel de alarmas las señalizaciones, anotarlas y resetearlas, de igual modo en sus equipos de protección.

De encontrarse cerrado el interruptor de la línea comunicara de inmediato al centro de coordinación operativa via onda portadora N° 700 (transferencia de carga por la línea CERO).

De encontrarse abierto el interruptor de la línea se comunicara por onda portadora N° 700 para recibir la orden de cierre sin cortar la comunicación, dando los siguientes pasos:

- a) Girar la llave de sincronismo a la posición ON
- b) Pulsar el boton de mando del interruptor dando orden de CIERRE
- c) De no obedecer el mando del tablero de control ira de inmediato al patio de llaves
- d) Colocara la llave del interruptor en posición manual
- e) Dara la orden de mando desde el interruptor

- f) Regresara al tablero e informara si cerro o no el interruptor.
- g) De existir rechazo al cierre, esperara nuevas ordenes del Centro de Coordinación.

5.3.2 Sub estación de Tintaya

El operador de turno verificara en su tablero de control si recibe tensión o no de santuario, verificara las señalizaciones, actuación de los equipos de protección los cuales anotara y reseteara los mismos.

De verificar una apertura en el disyuntor de la línea 1008, procedera inmediatamente a aperturar los disyuntores de la línea 1005, línea 1006 y transformador.

De verificar que su disyuntor se encuentra cerrado y se aperturo en Santuario, procedera a aperturar los disyuntores de la línea 1008, la línea 1006, la línea 1005 y el transformador y esperar que le llegue tensión de Santuario.

Mientras tanto, recibira la llamada del centro de coordinación al Telf. 084301150-2626, donde recibira la orden de cierre del interruptor de la línea 1008 con los siguientes procedimientos:

- a) Girar la llave de sincronismo de la línea 1008 hacia la izquierda.
- b) Pulsar y girar el boton de mando del disyuntor de la línea 1008.
- c) En caso de no cerrar el disyuntor de la línea 1008 y hasta la proxima intervención de mantenimiento, se debera girar la llave de desenclamamiento y luego proceder con el paso b).

- d) Cerrar inmediatamente la línea 1006, para lo cual previamente el centro de coordinación habra coordinado con Juliaca el ingreso del reactor de 5.0 Mvar.
- e) Verificar si las condiciones estan dadas para el cierre del SVC, previamente deberá haber reseteado las alarmas del SVC y este en la condición de "LISTO"
- f) De ingresar el SVC al sistema este se deberá regular hasta que el SVC entregue 12 Mvar inductivos al sistema.
- g) Cerrar la línea 1005, previamente se girara la llave de sincronismo A.

ANEXO K

Informes de la Perturbación ocurrida el 26 de Octubre del 2000, 14:36 horas

1. CONDICIONES PREVIAS

La C.H. Restitución 206 MW.

Las líneas L-201, L-202, L-219, L-203, L-204(113 MW) y L-231 (110 MW) en servicio.

La línea de interconexión Mantaro-Socabaya en servicio (2 ternas).

Fuertes lluvias en la zona de Mantaro.

2. DESCRIPCIÓN

El día jueves 26 de octubre a las 14:36 horas, desconectó la línea de 220 kV Campo Armiño - Huancavelica - Independencia (L-204/231), por falla bifásica (fases "R y S") en la celda de 220 kV del transformador de potencia de la subestación Huancavelica, debido a la rotura de la conexión (morceta) de la fase "S" al interruptor, que al soltarse se acercó a la fase "R" provocando un cortocircuito bifásico, despejado por la segunda zona de la protección de distancia de las líneas L-204 en la S.E. Campo Armiño y L-231 en la S.E. Independencia.

Sin embargo, también abrieron los interruptores de la líneas Campo Armiño - Restitución (L-228/229/230) en la subestación Campo Armiño, por acción de sus relés de protección de sobrecorriente, dejando fuera de servicio la Central Restitución (206 MW).

Como consecuencia de la falla se interrumpió el suministro a la ciudad de Huancavelica (3.5 MW) y por la salida de servicio de la central Restitución la frecuencia bajó de 60.01Hz a 59.20 Hz, provocando el rechazo automático de carga de 43 MW, y adicionalmente la disminución de 56 MW en las cargas industriales de Shougan (21 MW) y Aceros Arequipa (35 MW).

La recuperación de los suministros se inició inmediatamente con la reserva rotante y el ingreso de la Central Térmica (100 MW) de emergencia de Santa Rosa (UTI). La Central Restitución fue recuperada a las 15:17 horas y el suministro de la ciudad de Huancavelica a las 15:42 horas.

3. SECUENCIAS DE MANIOBRAS

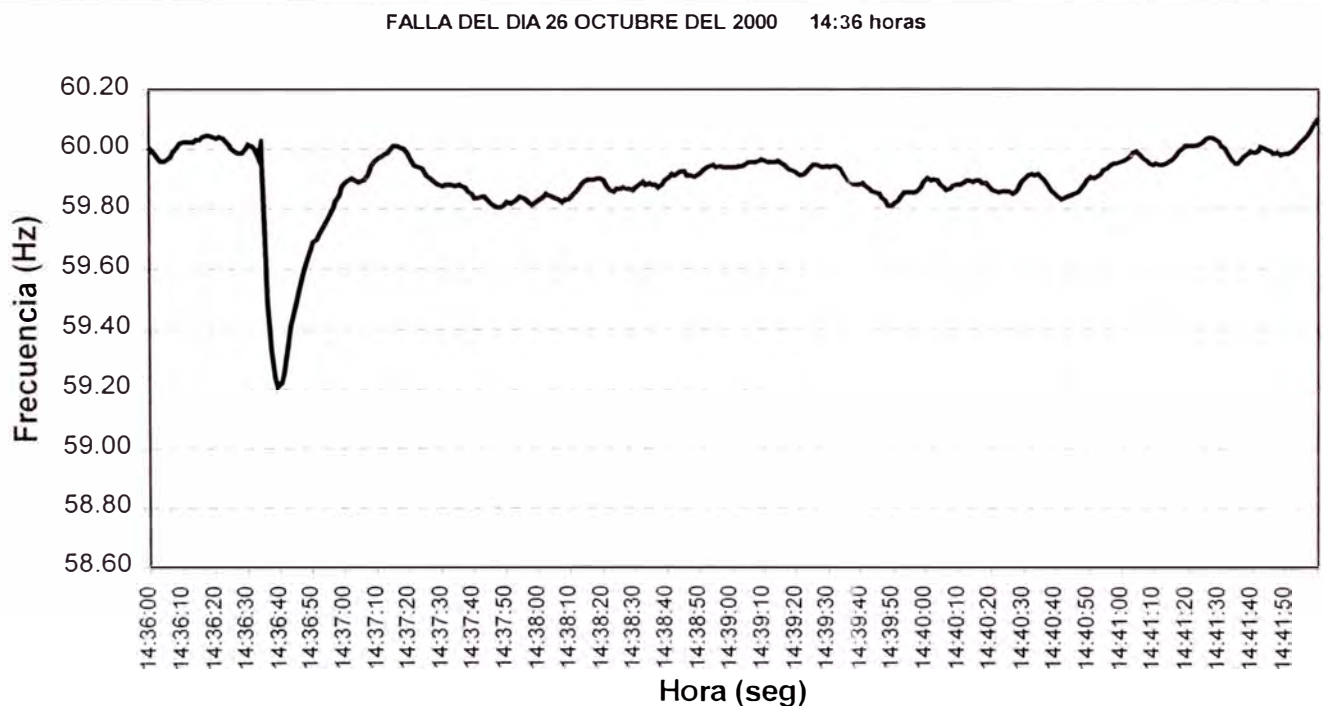
14:36	Desconecta la línea de 220 kV Campo Armiño-Huancavelica-Independencia (L-204/231) por falla bifásica. La ciudad Huancavelica queda fuera de servicio.
14:36	Sale de servicio la C.H. Restitución con 206 MW, por desconexión de sus líneas L-228/229/230 en la S.E. Campo Armiño.
14:46	En servicio la línea L-231 hasta la S.E. Huancavelica sin novedad.
14:49	Se tensiona la línea L-204 desde Huancavelica hasta la S.E. Campo Armiño, quedando en vacío porque Electroperú estuvo verificando las tensiones de llegada.
15:06	G-2 de Restitución en sincronismo con el SINAC.
15:16	G-1 de Restitución en sincronismo con el SINAC.
15:17	G-3 de Restitución en sincronismo con el SINAC.
15:42	Se concluye el trabajo de reparación y se repone el servicio a la ciudad de Huancavelica.
15:51	Se conecta la línea L-204 desde la S.E. Campo Armiño y luego se cierra en Huancavelica.

4. SUMINISTROS INTERRUMPIDOS

Se interrumpió el suministro a la ciudad de Huancavelica 3.5 MW durante 66 minutos y el siguiente rechazo de carga por la salida de la Central Restitución:

CARGA	POTENCIA (MW)	TIEMPO (min)
Luz del Sur	8.35	1
Edelnor	2.30	0.6
Shougesa	21 * Dismin	Gradual
Aceros Arequipa	35* Dismin	Gradual
Socabaya (10 kV)	6.0	5
Mollendo (33 kV)	2.0	1
Cerro Verde	9.0	4
Tacna	0.9	2
La Yarada	3.0	3
Toquepala	3.5	8
Tintaya	3.0	4
Combapata	1.8	1
Azángaro (22.9 kV)	1.6	1
Juliaca (10 kV)	4.35	1
Ayaviri	0.23	1

TOTAL RECHAZADO	98.52 MW
------------------------	-----------------



5. ACCIONES TOMADAS

Recepción de información de la actuación de protecciones, señalizaciones y posición de interruptores.

Se Coordinó con el C.C.Electroperú la recuperación de su central Restirución en vista que la falla fue ubicada en la SE Huancavelica.

Se obtuvieron los oscilogramas de la línea para el análisis del caso.

Luego de reparado el problema, se coordinó la reposición del transformador de potencia y la carga de Huancavelica.

INFORME PRELIMINAR DE NO CONFORMIDAD POR PERTURBACIONES

N° :037-2000

1. DATOS GENERALES

SUBESTACION: *HUANCAMELICA*

FECHA: <i>26 / 10 / 2000</i>	EQUIPO: <i>T9-261</i>	EMPRESA: <i>ETECEN</i>	CLIMA: <i>Nublado</i>
HORA-INICIO: <i>14:37</i>	CAUSA:	<i>Desprendimiento de conductor fase "S" por</i>	
HORA-FIN: <i>15:42</i>	PROPIA <input type="checkbox"/>	<i>rotura de morseto en IN-2156 del T9-261</i>	
TOTAL_MW: <i>2.9</i>	EXTERNA <input type="checkbox"/>		

2. EQUIPOS COMPROMETIDOS

L-204 (Mantaro – Huancavelica), L-231 (Huancavelica – Independencia) , S.E. Huancavelica y la C.H. Restitución de Electro Perú.

3. SUMINISTROS AFECTADOS (I: Interrupción – D: Disminución)

CLIENTES	I/D	MW	TIEMPO	CLIENTES	I/D	MW	TIEMPO
<i>Conenhua</i>	<i>I</i>	<i>2.2</i>	<i>1hr 6min</i>				
<i>Electro Centro</i>	<i>I</i>	<i>0.72</i>	<i>1 hr 7 min</i>				

4. ACTUACION DE LA PROTECCION (A: Abierto – C: Cerrado)

SUBESTACION	EQUIPO	RELES: (TIPO – CODIGO –SEÑALIZACIONES)	A/C
<i>Huancavelica</i>	<i>TPT</i>	<i>Mínima tensión lado 220 kV</i>	<i>A</i>
<i>Huancavelica</i>	<i>TPT</i>	<i>Relé VAJ – Bloqueo Trafo Potencia</i>	<i>A</i>
<i>Huancavelica</i>	<i>TPT</i>	<i>Relé BBC PUM2g de mínima tensión 220</i>	<i>A</i>

5. CONTADORES DE INTERRUPTORES (IN) Y PARARRAYOS (PR)

SUBESTACION	CODIGO EQUIPO	ANTES			DESPUES		
		R	S	T	R	S	T
<i>Huancavelica</i>	<i>IN-2156</i>	<i>1001</i>	<i>958</i>	<i>948</i>	<i>1002</i>	<i>959</i>	<i>949</i>
<i>Huancavelica</i>	<i>IN-6104</i>	<i>676</i>	<i>971</i>	<i>660</i>	<i>677</i>	<i>672</i>	<i>661</i>
<i>Huancavelica</i>	<i>IN-1244</i>		<i>1063</i>			<i>1064</i>	
<i>Huancavelica</i>	<i>IN-1246</i>		<i>1492</i>			<i>1493</i>	
<i>Huancavelica</i>	<i>IN-1248</i>		<i>1430</i>			<i>1431</i>	

1. ACCIONES TOMADAS

Al momento de la falla se observa fognazo en barra del Trafo T9-261, Al llegar a la zona se observa desprendimiento del conductor fase "S". Se informa inmediatamente al Centro de Control. De inmediato se constituye en el lugar el supervisor Tomás Sarco. Las líneas L-240 y L-231 salieron de servicio debido a que el conductor desprendido rozó con la fase "R" ocasionando un corto circuito.

ELABORADO POR: *Ernesto Guevara Quinto*

FECHA Y HORA: *26/10/200 16:45*

Código	: C-F-10
Revisión	: 01
Aprobado	: C
Fecha	: 2000-08-23
T. Archivo	: 2 años
Eliminación	: Trefilado

INFORME PRELIMINAR DE NO CONFORMIDAD POR PERTURBACIONES

N° : 013-2000

1. DATOS GENERALES

SUBESTACION: *MARCONA*

FECHA: <i>26 / 10 / 2000</i>	EQUIPO: <i>L-211</i>	EMPRESA: <i>ETECEN</i>	CLIMA:
HORA-INICIO: <i>14:37</i>	CAUSA:	<i>Desprendimiento de conductor fase "S" por rotura de morseto en IN-2156 del T9-261 de la S.E. Huancavelica.</i>	
HORA-FIN: <i>--</i>	PROPIA <input type="checkbox"/>		
TOTAL_MW: <i>21.2</i>	EXTERNA <input type="checkbox"/>		

2. EQUIPOS COMPROMETIDOS

L-627/L-628 (Marcona – San Nicolás) y L-630 (Marcona – Nasca)

3. SUMINISTROS AFECTADOS (I: Interrupción – D: Disminución)

CLIENTES	I/D	MW	TIEMPO	CLIENTES	I/D	MW	TIEMPO
<i>Hierro Shougang</i>	<i>D</i>	<i>21</i>					
<i>Electro Sur Medio</i>	<i>D</i>	<i>0.2</i>					

4. ACTUACION DE LA PROTECCION (A: Abierto – C: Cerrado)

SUBESTACION	EQUIPO	RELES: (TIPO – CODIGO –SEÑALIZACIONES)	A/C
<i>Marcona</i>	<i>TP2</i>	<i>"Protección primaria falla fusible"</i> <i>"Protección secundaria falla fusible"</i>	<i>C</i>

5. CONTADORES DE INTERRUPTORES (IN) Y PARARRAYOS (PR)

SUBESTACION	CODIGO EQUIPO	ANTES			DESPUES		
		R	S	T	R	S	T

1. ACCIONES TOMADAS

Se observa una fuerte oscilación de tensión, la carga de Hierro Shougang disminuye de 36 a 15 MW, la carga de Electro Sur Medio disminuye de 1.7 a 1.5 MW.

A las 14:37 hrs se pone en servicio el reactor R-4 de 5 MVAR para regular tensión.

ELABORADO POR: William Gutiérrez

FECHA Y HORA: *26/10/200 18:19*

Código	: C-F-10
Revisión	: 01
Aprobado	: C
Fecha	: 2000-08-23
T. Archivo	: 2 años
Eliminación	: Trofilado

INFORME PRELIMINAR DE NO CONFORMIDAD POR PERTURBACIONES

N° :077-2000

1. DATOS GENERALES

SUBESTACION: *INDEPENDENCIA*

FECHA: <i>26 / 10 / 2000</i>	EQUIPO: <i>L-231</i>	EMPRESA: <i>ETECEN</i>	CLIMA:
HORA-INICIO: <i>14:37</i>	CAUSA:	<i>Desprendimiento de conductor fase "S" por rotura de morseto en IN-2156 del T9-261 de la S.E. Huancavelica.</i>	
HORA-FIN: <i>15:45</i>	PROPIA <input type="checkbox"/>		
TOTAL_MW: <i>0.0</i>	EXTERNA <input type="checkbox"/>		

2. EQUIPOS COMPROMETIDOS

L-231 (Huancavelica – Independencia)

3. SUMINISTROS AFECTADOS (I: Interrupción – D: Disminución)

CLIENTES	I/D	MW	TIEMPO	CLIENTES	I/D	MW	TIEMPO

4. ACTUACION DE LA PROTECCION (A: Abierto – C: Cerrado)

SUBESTACION	EQUIPO	RELES: (TIPO – CODIGO –SEÑALIZACIONES)	A/C
<i>Independencia</i>	<i>L-231</i>	<i>Relé TLS: A-B-C Zona 1 E1: 1, 11, 24, 25, 26, 27, 28, 30, 38, 46, 47, 48 Relé DLP: Trip A – B , Zona 2, 163.5 km</i>	<i>A</i>

5. CONTADORES DE INTERRUPTORES (IN) Y PARARRAYOS (PR)

SUBESTACION	CODIGO EQUIPO	ANTES			DESPUES		
		R	S	T	R	S	T
<i>Independencia</i>	<i>L-231 (IN-2070)</i>	<i>431</i>	<i>428</i>	<i>423</i>	<i>432</i>	<i>429</i>	<i>424</i>

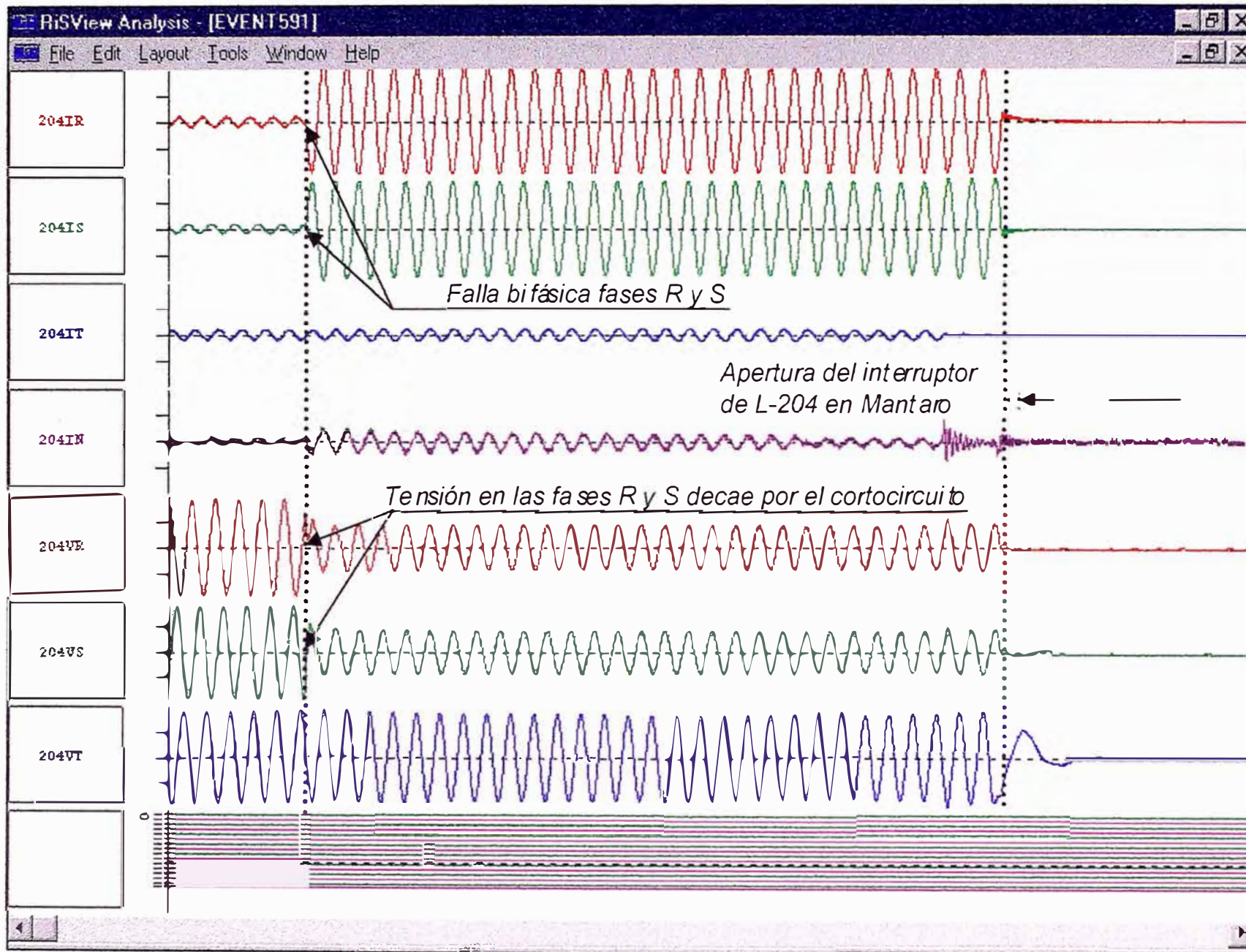
1. ACCIONES TOMADAS

Se toma nota de las señalizaciones y se comunica al Centro de Control y, se coordina la reposición de la línea L-231 (Huancavelica – Independencia).

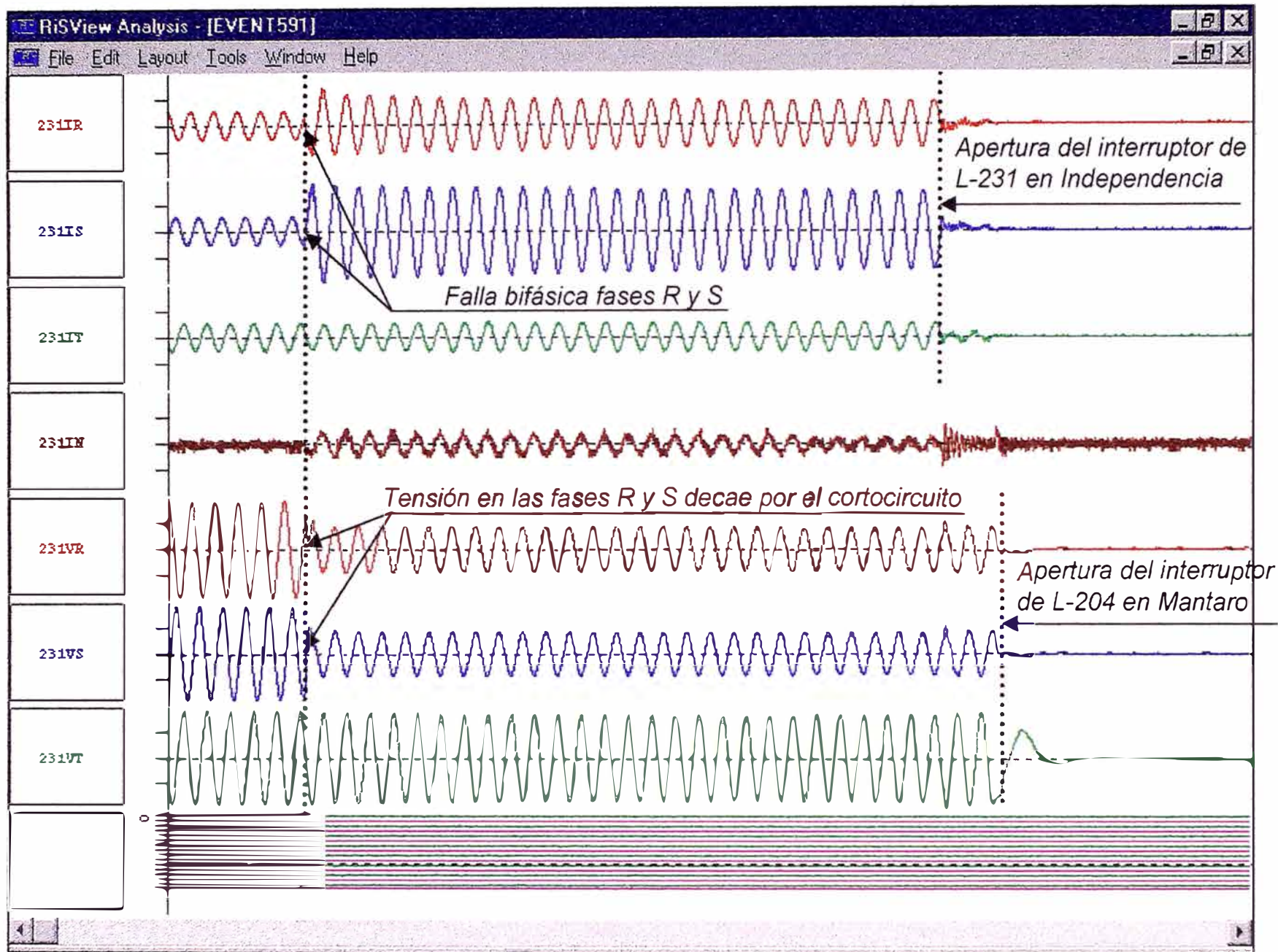
ELABORADO POR: Javier López Montúfar

FECHA Y HORA: *26/10/200 18:59*

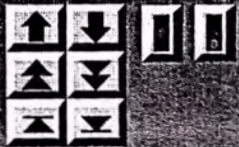
Código	: C-F-10
Revisión	: 01
Aprobado	: C
Fecha	: 2000-08-23
T. Archivo	: 2 años
Eliminación	: Trefilado



Oscilograma de la Línea L-204 (Mantaro - Huancavelica)



Oscilograma de la Línea L-231 (Huancavelica - Independencia)



SOE Log

SCADA

Create New SOEDUMP File

Date/Time/millisecond	State	Quality	Substation	Type	Device	Point	MCD
26-OCT-2000 14:37:13	800	1	MARCONA	CB10	IN-1184 DEL R-4	STTS	
26-OCT-2000 14:36:51	860	1	CHIMBOTE	CB220	IN-2370 DE L-233/L-232	STTS	
26-OCT-2000 14:36:41	460	0	HUANCAVE	CARGAL	SS.AA. SERVICIOS AUX.	R220	
26-OCT-2000 14:36:37	550	0	HUAYUCAC	LINEA	L-220 SEHUAY-SECA	81MP	
26-OCT-2000 14:36:37	360	0	INDEPEND	LINEA	L-208 SEIN-SESJUAN	79RE	
26-OCT-2000 14:36:36	730	0	INDEPEND	SECT	ST-241 DE L-207	STTS	
26-OCT-2000 14:36:35	570	1	INDEPEND	SECT	ST-241 DE L-207	STTS	
26-OCT-2000 14:36:33	1960	1	TRUJILLO	CB220	IN-2166 DE L-232	STTS	
26-OCT-2000 14:36:32	520	0	MARCONA	LINEA	L-211 SEM-SEICA	FRAC	
26-OCT-2000 14:36:32	510	0	INDEPEND	LINEA	L-203 A CAMPO ARMI O	FRAC	
26-OCT-2000 14:36:32	490	0	INDEPEND	LINEA	L-209 SEIN-SEICA	FRAC	
26-OCT-2000 14:36:32	440	0	INDEPEND	LINEA	L-231 SEIN-SEHUAN	21DS	
26-OCT-2000 14:36:32	430	0	INDEPEND	LINEA	L-231 SEIN-SEHUAN	21DR	
26-OCT-2000 14:36:32	430	0	INDEPEND	LINEA	L-231 SEIN-SEHUAN	21DT	
26-OCT-2000 14:36:32	430	0	POMACOCH	LINEA	L-206 SEP-SESJUAN	FRAC	
26-OCT-2000 14:36:32	420	0	INDEPEND	CB220	IN-2070 DE L-231	STTS	
26-OCT-2000 14:36:32	420	0	POMACOCH	LINEA	L-205 SEP-SESJUAN	FRAC	
26-OCT-2000 14:36:32	370	1	HUAYUCAC	LINEA	L-220 SEHUAY-SECA	81MP	
26-OCT-2000 14:36:32	360	1	INDEPEND	LINEA	L-231 SEIN-SEHUAN	21DR	
26-OCT-2000 14:36:32	360	1	INDEPEND	LINEA	L-231 SEIN-SEHUAN	21DS	
26-OCT-2000 14:36:32	360	1	INDEPEND	LINEA	L-231 SEIN-SEHUAN	21DT	
26-OCT-2000 14:36:32	350	0	HUANCAVE	CB60	IN-6102 DE T9-261	STTS	
26-OCT-2000 14:36:32	340	0	HUANCAVE	CB220	IN-2156 DE T9-261	STTS	
26-OCT-2000 14:36:32	340	0	HUANCAVE	CB10	IN-1244 DE T9-261	STTS	
26-OCT-2000 14:36:32	290	1	INDEPEND	LINEA	L-209 SEIN-SEICA	FRAC	
26-OCT-2000 14:36:32	280	1	INDEPEND	LINEA	L-208 SEIN-SESJUAN	79RE	
26-OCT-2000 14:36:32	270	1	HUANCAVE	TRAPO	T9-261 LADO 220KV	5051	
26-OCT-2000 14:36:32	270	1	POMACOCH	LINEA	L-206 SEP-SESJUAN	FRAC	
26-OCT-2000 14:36:32	260	1	POMACOCH	LINEA	L-205 SEP-SESJUAN	FRAC	
26-OCT-2000 14:36:32	20	1	MARCONA	LINEA	L-211 SEM-SEICA	FRAC	

Alarm Summary

Silence



Alarm List is
10 % Full

26-OCT-2000 14:36:43	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	LINEA	L-208	SEIN-SESJUAN	79RE	RECIERRE	OK
26-OCT-2000 14:36:43	<input checked="" type="checkbox"/>	SEHUAN	CB60	IN-6102	DE T9-261	STTS	ABIERTO	OK
26-OCT-2000 14:36:43	<input checked="" type="checkbox"/>	SEHUAN	CB10	IN-1244	DE T9-261	STTS	ABIERTO	OK
26-OCT-2000 14:36:43	<input checked="" type="checkbox"/>	SEHUAN	CB220	IN-2156	DE T9-261	STTS	ABIERTO	OK <i>manual</i>
26-OCT-2000 14:36:41	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	SECT	ST-241	DE L-207	STTS	ABIERTO	OK <i>2</i>
26-OCT-2000 14:36:39	<input checked="" type="checkbox"/>	SEHUAY	LINEA	L-220	SEHUAY-SECA	81MF	MINIMA FREQ	OK
26-OCT-2000 14:36:39	<input checked="" type="checkbox"/>	SEHUAY	LINEA	L-220	SEHUAY-SECA	81MF	DISP MINIMA FREQ	
26-OCT-2000 14:36:39	<input checked="" type="checkbox"/>	SEHUAN	TRAFO	T9-261	LADO 220KV	5051	DISP SOBRECORTE	
26-OCT-2000 14:36:39	<input checked="" type="checkbox"/>	SEHUAN	CARGAL	SS.AA.	SERVICIOS AUX.	R220	FALLA RECTIF 220	
26-OCT-2000 14:36:39	<input checked="" type="checkbox"/>	SEHUAN	CARGAL	SS.AA.	SERVICIOS AUX.	R48	FALLA RECTIF 48	
26-OCT-2000 14:36:39	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	LINEA	L-203	A CAMPO ARMI O	FRAC	REFER VAC	OK
26-OCT-2000 14:36:39	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	LINEA	L-209	SEIN-SEICA	FRAC	REFER VAC	OK
26-OCT-2000 14:36:39	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	LINEA	L-231	SEIN-SEHUAN	21DS	FASE "S"	OK
26-OCT-2000 14:36:39	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	LINEA	L-231	SEIN-SEHUAN	21DT	FASE "T"	OK
26-OCT-2000 14:36:39	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	LINEA	L-231	SEIN-SEHUAN	21DR	FASE "R"	OK
26-OCT-2000 14:36:39	<input checked="" type="checkbox"/>	SETNOR	CB220	IN-2166	DE L-232	STTS	CERRADO	
26-OCT-2000 14:36:37	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	CB220	IN-2070	DE L-231	STTS	ABIERTO	OK
26-OCT-2000 14:36:35	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	LINEA	L-231	SEIN-SEHUAN	21DT	DISPARO FASE "T"	
26-OCT-2000 14:36:35	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	LINEA	L-231	SEIN-SEHUAN	21DS	DISPARO FASE "S"	
26-OCT-2000 14:36:35	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	LINEA	L-231	SEIN-SEHUAN	21DR	DISPARO FASE "R"	
26-OCT-2000 14:36:35	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	LINEA	L-209	SEIN-SEICA	FRAC	FALLA REFER VAC	
26-OCT-2000 14:36:35	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	LINEA	L-208	SEIN-SESJUAN	79RE	ACTUO RECIERRE	
26-OCT-2000 14:36:35	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	LINEA	L-203	A CAMPO ARMI O	FRAC	FALLA REFER VAC	
26-OCT-2000 14:36:35	<input checked="" type="checkbox"/>	SEICA	CARGAL	SS.AA.	SERVICIOS AUX.	R220	FALLA RECTIF 220	

Alarm Summary

Silence

Alarm List is
10 % Full

26-OCT-2000 14:36:35	<input checked="" type="checkbox"/>	SEM	LINEA	L-211	SEM-SEICA	FRAC FALLA REFER VAC	
26-OCT-2000 14:36:35	<input checked="" type="checkbox"/>	SECHAVA	CB220	IN-2372	DE L-232	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 14:36:25	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	SEC220	SL-2181	DE L-207	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 14:19:09	<input checked="" type="checkbox"/>	SEM	CB10	IN-1182	DEL R-3	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 14:08:47	<input checked="" type="checkbox"/>	SEHNCO	CB23	IN-1272	DE L-1032	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 14:02:35	<input checked="" type="checkbox"/>	SEM	CB10	IN-1184	DEL R-4	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 13:40:26	<input checked="" type="checkbox"/>	SEHNCO	CB23	IN-1272	DE L-1032	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 13:29:20	<input checked="" type="checkbox"/>	SEHUACHO	SUBSTN	L/R SWITCH		SL/R LOCAL	
26-OCT-2000 13:12:37	<input checked="" type="checkbox"/>	SEIN	CB10	IN-1038	DE L-1000	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 13:06:17	<input checked="" type="checkbox"/>	SEHUACHO	SUBSTN	L/R SWITCH		SL/R REMOTO	OK
26-OCT-2000 12:37:24	<input checked="" type="checkbox"/>	SEM	CB10	IN-1184	DEL R-4	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 12:37:04	<input checked="" type="checkbox"/>	SEICA	CB60	IN-6024	DE L-624	BAIR AIRE MANDOS	OK
26-OCT-2000 12:36:36	<input checked="" type="checkbox"/>	SECALLA	SUBSTN	L/R SWITCH		SL/R LOCAL	
26-OCT-2000 12:36:28	<input checked="" type="checkbox"/>	SECALLA	SUBSTN	L/R SWITCH		SL/R REMOTO	OK
26-OCT-2000 12:35:26	<input checked="" type="checkbox"/>	SECHAVA	SUBSTN	L/R SWITCH		SL/R REMOTO	OK
26-OCT-2000 12:21:33	<input checked="" type="checkbox"/>	SEM	CB10	IN-1184	DEL R-4	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 12:14:55	<input checked="" type="checkbox"/>	SECHAVA	SEC220	SB-2697	DE BARRA B	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 12:14:31	<input checked="" type="checkbox"/>	SECHAVA	SEC220	SA-2695	DE BARRA A	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 12:14:11	<input checked="" type="checkbox"/>	SECHAVA	CB220	IN-2272	DE ACOPLAMIENTO	SYCU SINCRONISM/CURSO	
26-OCT-2000 12:14:07	<input checked="" type="checkbox"/>	SECHAVA	CB220	IN-2272	DE ACOPLAMIENTO	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 12:13:03	<input checked="" type="checkbox"/>	SECHAVA	SEC220	SB-2675	DE BARRA B	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 12:12:19	<input checked="" type="checkbox"/>	SECHAVA	SEC220	SB-2833	DE BARRA B	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 12:11:55	<input checked="" type="checkbox"/>	SECHAVA	SEC220	SA-2831	DE BARRA A	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 12:11:15	<input checked="" type="checkbox"/>	SECHAVA	SEC220	SB-2645	DE BARRA B	STTS ABIERTO	OK

Alarm Summary

1

2

3

4

5

6

7

8

Silence

Alarm List is 10 % Full

26-OCT-2000 15:07:30		SEVENT	SEC220	SB-2819	DE BARRA B	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 15:04:46		SEIN	CSINC	CS-1		RTOR ALRM ROTOR TIERR	
26-OCT-2000 14:50:20		SEM	CB10	IN-1182	DEL R-3	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 14:49:28		SEHUAN	CB220	IN-2152	DE L-204	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 14:47:40		SEHUAN	CB10	IN-1246	DE L-1021	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 14:47:40		SEHUAN	CB10	IN-1248	DE L-1022	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 14:47:24		SEHUAN	CB60	IN-6104	DE L-643	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 14:46:36		SEHUAN	CB220	IN-2154	DE L-231	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 14:46:10		SEIN	CB220	IN-2070	DE L-231	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 14:45:42		SEIN	SEC220	SB-2189	DE BARRA B	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 14:44:12		SEM	CB10	IN-1182	DEL R-3	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 14:44:12		SEVENT	SEC220	SB-2819	DE BARRA B	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 14:44:04		SEHUAN	SEC220	SA-2425	DE BARRA A	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 14:42:48		SEHUAN	CB220	IN-2152	DE L-204	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 14:42:48		SEHUAN	CB220	IN-2154	DE L-231	STTS ABIERTO	OK
26-OCT-2000 14:37:19		SEM	CB10	IN-1184	DEL R-4	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 14:36:55		SECHIM1	CB220	IN-2370	DE L-233/L-232	STTS CERRADO	
26-OCT-2000 14:36:47		SEP	LINEA	L-206	SEP-SESJUAN	FRAC REFER VAC	OK
26-OCT-2000 14:36:47		SEP	LINEA	L-205	SEP-SESJUAN	FRAC REFER VAC	OK
26-OCT-2000 14:36:47		SEP	LINEA	L-206	SEP-SESJUAN	FRAC FALLA REFER VAC	
26-OCT-2000 14:36:47		SEP	LINEA	L-205	SEP-SESJUAN	FRAC FALLA REFER VAC	
26-OCT-2000 14:36:45		SEHUAN	CARGAL	SS.AA.	SERVICIOS AUX.	R220 RECTIF 220	OK

manual

Cumpu Armuña, 26 de Octubre del 2000

PMO- 066 - 2000

Para : Jefe Centro de Producción Mariano
De : Area de Operaciones
Asunto : Informe de perturbaciones
Falla L-204 Mantaro-Huancavelica
Fecha: 26-10-2000 Hora: 14.37

1.- Configuración pre falla:

Barras "B" : Grupos SAM 1-2-3-4-5-6 y RON 1-2-3
Lineas : 201-202-203-204-214-214-220-Cub.-L-2051 y L-2052 (Transmuntaro)
Sincronizado Sistema SICN y SIS

2.- Cronología de los eventos:

14:37 : Abertura del interruptor de L-204 con 114 MW +11 Mvar
Abertura del interruptor de L-228 con 68 MW +18 Mvar
Abertura del interruptor de L-229 con 70 MW +15 Mvar
Abertura del interruptor de L-230 con 67 MW +18 Mvar } en SECA

Señales en SAM

L-204 : Protección distancia
L-228 : Ninguna
L-229 : Protección distancia-Máxima corriente
L-230 : Protección distancia-Máxima corriente

Señales en SECA

L-204 : Protección Primaria : A-B-C- Z Z
Protección Secundaria : TRU1 - A- B - 22 62 km.
Rutas 1 : 11, 10, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 30, 38, 43, 47 y 48
L-228 : Máxima corriente - Letra H
L-229 : Máxima corriente - Letra H
L-230 : Máxima corriente - Letra H

15:06 : Paralelo G-2 RON con L-229 en barras "D" SECA y toma de carga

15:16 : Paralelo G-1 RON con L-228 en barras "B" SECA y toma de carga

15:17 : Paralelo G-3 RON con L-230 en barras "B" SECA y toma de carga

3.- Causa del evento : COS informa que la falla se debió al desprendimiento del cable de acoplamiento entre secundario e interruptor de línea 204 fase "S" en S. E. Huancavelica.

4.- Potencia interrumpida:

Luz del Sur : 8.95 MW por 01 minutos
Fidelur : 2.2 MW por 35 segundos


CENTRO SUPERVISOR
DE OPERACION
ELECTROPERU S.A.

INFORME DE PERTURBACIONES IP/GOOA- 063- 00

Evento: Desacople Intempestivo de C.H. Restitución con 205 MW.

Fecha y Hora de Ocurrencia: 26/10/00 - 14:36 hrs

1.- EVENTOS EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN, TRANSMISION, SUB-TRANSMISION Y DISTRIBUCION DEL SIS

14:36 hrs Salida Intempestiva de C.H. Restitución con 205 MW, ocasionando la caída de frecuencia hasta 59.185 Hz.

Se registra Rechazo de carga Automático del S.I.S en los siguientes puntos:

Cuadro A

Rechazo de carga en:	Salida	MW
Sub sistema Sur Oeste		
Socabaya 10 kV		6.00
Moliendo 33 KV		2.00
Cerro Verde		9.00
Tacna		0.90
La Yarada		3.00
Toquepala		2.43
Campamento		1.06
Total Sub sistema Sur Oeste 24.39 MW		
Sub sistema Sur Este		
Tintaya BHP		3.00
Combapata		1.80
Azangaro 22.9 KV		1.60
Juliaca 10 KV		4.35
Ayaviri 22.9 KV		0.08
Ayaviri 10.0 KV		0.15
Total Sub sistema Sur Este 10.98 MW		

Carga total rechazada 35.37 MW

EVENTOS EN EL SISTEMA DE GENERACION DEL SIS:

Cuadro - B

EMPRESA GENERADORA	GENERACIÓN TÉRMICA (MW)	
	Antes	Después
ILO 1	61.0	83.0
ILO 2	99.0	80.0
EGESUR	22.0	22.0
EGASA	31.6	31.6
EGEMSA	0.0	0.0
SAN GABAN	2.6	2.5
EMPRESA GENERADORA	GENERACION HIDRAULICA (MW)	
	Antes	Después
ENERSUR	-	-
EGEMSA	0.7	0.7
EGESUR	5.0	5.1
EGASA Charcani I, II, III, IV, VI	27.20	27.20
EGASA (Charcani V)	82.20	94.60
SAN GABAN G2	102.50	109.74

14:15 E.S. TG2 de C.T. Ilo I para seguridad de sistema ENERSUR, por pruebas en L-2020 en 220 kV, programado.

4.- CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

- Salida Intempestiva C.H. Restitución 205 MW, provoca rechazo de carga en el S.I.S. y la consiguiente caída de frecuencia hasta 59.185 Hz.
- La carga rechaza en el S.I.S. fue 35.37 MW.
- La carga rechazada por ENERSUR fue de 3.49 MW, este carga rechazada no concuerda con la carga presentada en el informe de SAGENCO el cual suma un total de 8.45 MW (Toquepala Campamento mas Toquepala Mina)
- CCO coordinó la recuperación de las cargas rechazadas en forma inmediata.

MEMORANDUM INTERNO

Otros Destinatarios

CC.
TSC,
TI
Archivo.

San Juan de Miraflores Lunes 5 de Febrero de 2001.

C- -2000

A **Ing. José Villegas García**
Gerente de Transmisión

DE **Ing. Jesús Cubas Reyes**
Gerente de Coordinación del Sistema (e)

ASUNTO **FALLA EN LA CELDA DE 220 kV DEL TRANSFORMADOR DE
POTENCIA DE LA SUBESTACION HUANCVELICA**

Me dirijo a usted, para hacer de su conocimiento que a las 14:36 horas del día jueves 26 de octubre de 2000, desconectó la línea de 220 kV Campo Armiño - Huancavelica - Independencia (L-204/L-231), por falla bifásica (fases "R y S") en la celda de 220 kV del transformador de potencia de la subestación Huancavelica, debido a la rotura de la conexión (morceta) de la fase "S" al interruptor. Seguido a este evento, también abrieron los interruptores de la líneas Campo Armiño - Restitución (L-228/229/230) en la subestación Campo Armiño, dejando fuera de servicio la Central Restitución (206 MW).

Como consecuencia de la desconexión del transformador se interrumpió 3.5 MW a la ciudad de Huancavelica y por la salida de servicio de la central Restitución la frecuencia bajó a 59.20 Hz, provocando el rechazo automático de carga de 43 MW, y adicionalmente la disminución de 56 MW en la cargas industriales.

Cabe mencionar, que el mantenimiento a toda esta subestación se realizó el día 15 de Octubre del 2000, por lo que debería investigarse, por qué después de 11 días de dicho trabajo ocurre este incidente.

Atentamente,

INFORME PRELIMINAR DE PERTURBACIONES

1. CONDICIONES PREVIAS

La C.H. Restitución 206 MW.

Las líneas L-201, L-202, L-219, L-203, L-204(113 MW) y L-231 (110 MW) en servicio.

La línea de interconexión Mantaro-Socabaya en servicio (2 ternas).

Fuertes lluvias en la zona de Mantaro.

2. DESCRIPCIÓN

El día jueves 26 de octubre a las 14:36 horas, desconectó la línea de 220 kV Campo Armiño - Huancavelica - Independencia (L-204/231), por falla bifásica (fases "R y S") en la celda de 220 kV del transformador de potencia de la subestación Huancavelica, debido a la rotura de la conexión (morceta) de la fase "S" al interruptor, que al soltarse se acercó a la fase "R" provocando un cortocircuito bifásico, despejado por la segunda zona de la protección de distancia de las líneas L-204 en la S.E. Campo Armiño y L-231 en la S.E. Independencia.

Sin embargo, también abrieron los interruptores de la líneas Campo Armiño - Restitución (L-228/229/230) en la subestación Campo Armiño, por acción de sus relés de protección de sobrecorriente, dejando fuera de servicio la Central Restitución (206 MW).

Como consecuencia de la falla se interrumpió el suministro a la ciudad de Huancavelica (3.5 MW) y por la salida de servicio de la central Restitución la frecuencia bajó de 60.01Hz a 59.20 Hz, provocando el rechazo automático de carga de 43 MW, y adicionalmente la disminución de 56 MW en las cargas industriales de Shougan (21 MW) y Aceros Arequipa (35 MW).

La recuperación de los suministros se inició inmediatamente con la reserva rotante y el ingreso de la Central Térmica (100 MW) de emergencia de Santa Rosa (UTI). La Central Restitución fue recuperada a las 15:17 horas y el suministro de la ciudad de Huancavelica a las 15:42 horas.

3. SECUENCIAS DE MANIOBRAS

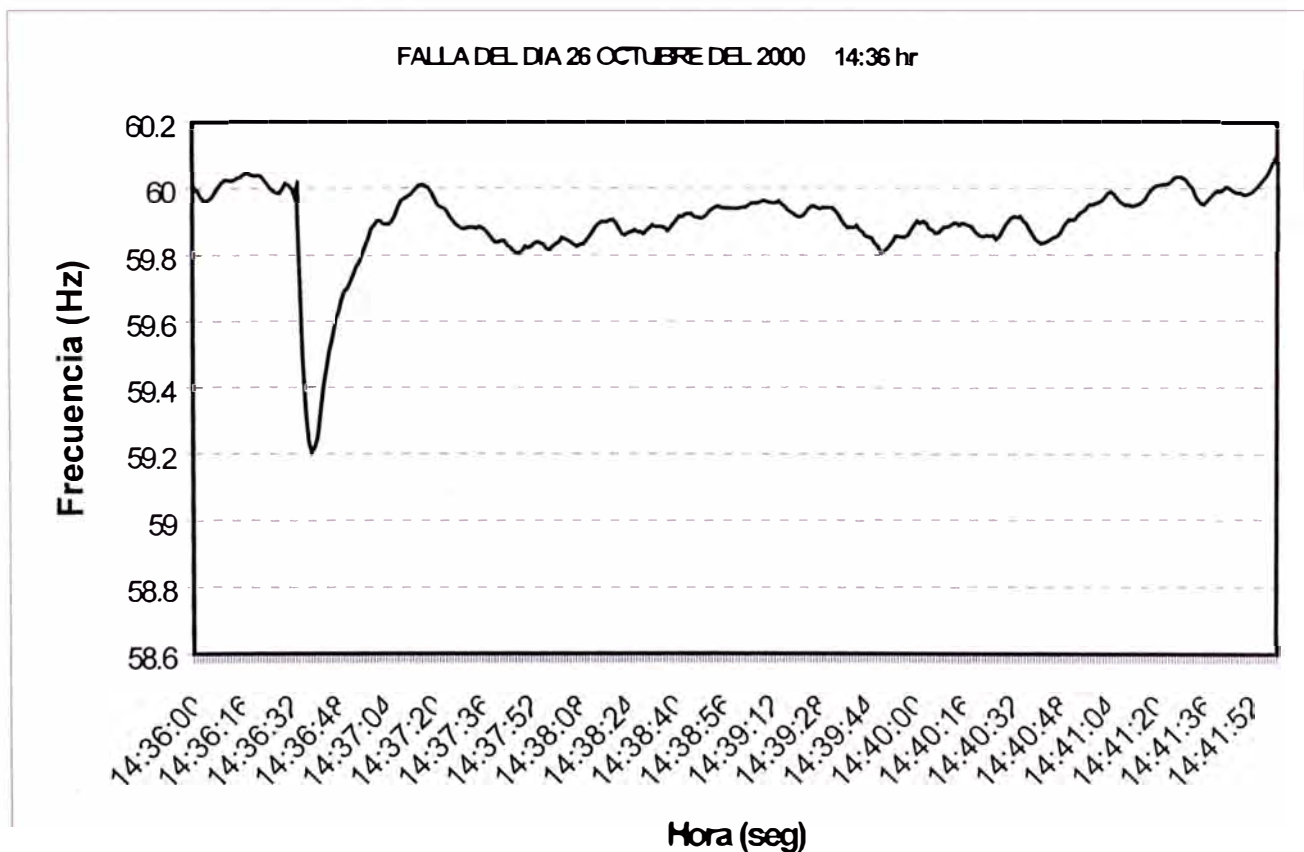
14:36	Desconecta la línea de 220 kV Campo Armiño-Huancavelica-Independencia (L-204/231) por falla bifásica. La ciudad Huancavelica queda fuera de servicio.
14:36	Sale de servicio la C.H. Restitución con 206 MW, por desconexión de sus líneas L-228/229/230 en la S.E. Campo Armiño.
14:46	En servicio la línea L-231 hasta la S.E. Huancavelica sin novedad.
14:49	Se tensiona la línea L-204 desde Huancavelica hasta la S.E. Campo Armiño, quedando en vacío porque Electroperú estuvo verificando las tensiones de llegada.
15:06	G-2 de Restitución en sincronismo con el SINAC.
15:16	G-1 de Restitución en sincronismo con el SINAC.
15:17	G-3 de Restitución en sincronismo con el SINAC.
15:42	Se concluye el trabajo de reparación y se repone el servicio a la ciudad de Huancavelica.
15:51	Se conecta la línea L-204 desde la S.E. Campo Armiño y luego se cierra en Huancavelica.

4. SUMINISTROS INTERRUMPIDOS

Se interrumpió el suministro a la ciudad de Huancavelica 3.5 MW durante 66 minutos y el siguiente rechazo de carga por la salida de la Central Restitución:

CARGA	POTENCIA (MW)	TIEMPO (min)
Luz del Sur	8.35	1
Edelnor	2.30	0.6
Shougesa	21 * Dismin	Gradual
Aceros Arequipa	35* Dismin	Gradual
Socabaya (10 kV)	6.0	5
Mollendo (33 kV)	2.0	1
Cerro Verde	9.0	4
Tacna	0.9	2
La Yarada	3.0	3
Toquepala	3.5	8
Tintaya	3.0	4
Combapata	1.8	1
Azángaro (22.9 kV)	1.6	1
Juliaca (10 kV)	4.35	1
Ayaviri	0.23	1

TOTAL RECHAZADO	98.52 MW
------------------------	-----------------



5. ACTUACION DE LA PROTECCIÓN

SS.EE	EQUIPO	SEÑALIZACIÓN	POS. INT.
SECA	L-204	Protección Primaria: A-B-C, zona 2. Protección secundaria: Trip A-B, zona 2, 62km Evento 1: 11,19, 21,22,24,25,26,27,28,30,38, 43,47 y 48.	ABIERTO
	L-228	Máxima corriente – letra H	ABIERTO
	L-229	Máxima corriente – letra H	ABIERTO
	L-230	Máxima corriente – letra H	ABIERTO
HUANCAVELICA	Tranf.	Mínima tensión lado 220 kV Relé VAJ - Bloqueo Tranf. Potencia Relé BBC PUM2g de mínima tensión 220	ABIERTO ABIERTO ABIERTO
INDEPENDENCIA	L-231	TLS : A-B-C, zona 1. Evento 1: 11,24,25,26,27,28,30,38, 45,47 y 48. Evento 2, evento 3, evento 4, evento 5. DLP : Dist. 163.5 km Trip type : Z2 FLT Type: A,B OPT TYPE: 414 ms Time 14:36:41	ABIERTO

6. CONTADOR DE INTERRUPTORES Y PARARRAYOS

SUBESTACION	CODIGO	ANTES			DESPUES		
		R	S	T	R	S	T
HUANCAVELICA	IN-2156	1001	958	948	1002	959	949
	IN-6104	676	671	660	677	672	661
	IN-1244		1063			1064	
	IN-1246		1492			1493	
	IN-1248		1430			1431	

6. ACCIONES TOMADAS

Recepción de información de la actuación de protecciones, señalizaciones y posición de interruptores.

Se Coordinó con el C.C.Electroperú la recuperación de su central Restitución en vista que la falla fue ubicada en la SE Huancavelica.

Se obtuvieron los oscilogramas de la línea para el análisis del caso.

Luego de reparado el problema, se coordinó la reposición del transformador de potencia y la carga de Huancavelica.

7. OBSERVACIONES

El 15 de octubre de 2000 se realizó mantenimiento de la Subestación Huancavelica, por lo que debería revisarse las actividades ejecutadas ese día

La protección de sobrecorriente de las líneas de los grupos de Restitución en Campo Armiño no debieron actuar.

8. RECOMENDACION

Coordinar con ELECTROPERU para analizar la coordinación de su sistema de protección con las protecciones de nuestras líneas que salen de Campo Armiño.

COORDINADOR DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SINAC	CENTRO DE CONTROL DE LA OPERACIÓN	FECHA : 26/10/2000
	INFORME PRELIMINAR DE PERTURBACIONES DEL SINAC	

San Juan de Miraflores, 26 de octubre del 2000

C - 493 - 2000

Señor Ingeniero
Gastón Miranda
 Viceministro de Energía
Ministerio de Energía y Minas
Ciudad.-

ASUNTO : DESCONEXIÓN DE LA LINEA CAMPO ARMIÑO - HUANCVELICA - INDEPENDENCIA Y CENTRAL HIDROELÉCTRICA RESTITUCION

1. **DIA** : Jueves 26 de octubre del 2000

2. DESCRIPCIÓN

A las 14:36:00 horas del jueves 26 de octubre del 2000, desconectó la línea de 220 kV Campo Armiño - Huancavelica - Independencia (L-204/231), por rotura de la conexión de la fase "S" al interruptor del transformador de potencia de la subestación Huancavelica. Sin embargo, también abrieron los interruptores de la líneas Campo Armiño - Restitución (L-228/229/230) por acción de sus relés de protección, dejando fuera de servicio la Central Restitución cuando generaba 206 MW. Como consecuencia de la salida de servicio de la central la frecuencia bajo de 60.01Hz a 59.20 Hz provocando el rechazo de carga de 102.02 MW en el SINAC.

3. SECUENCIAS DE MANIOBRAS

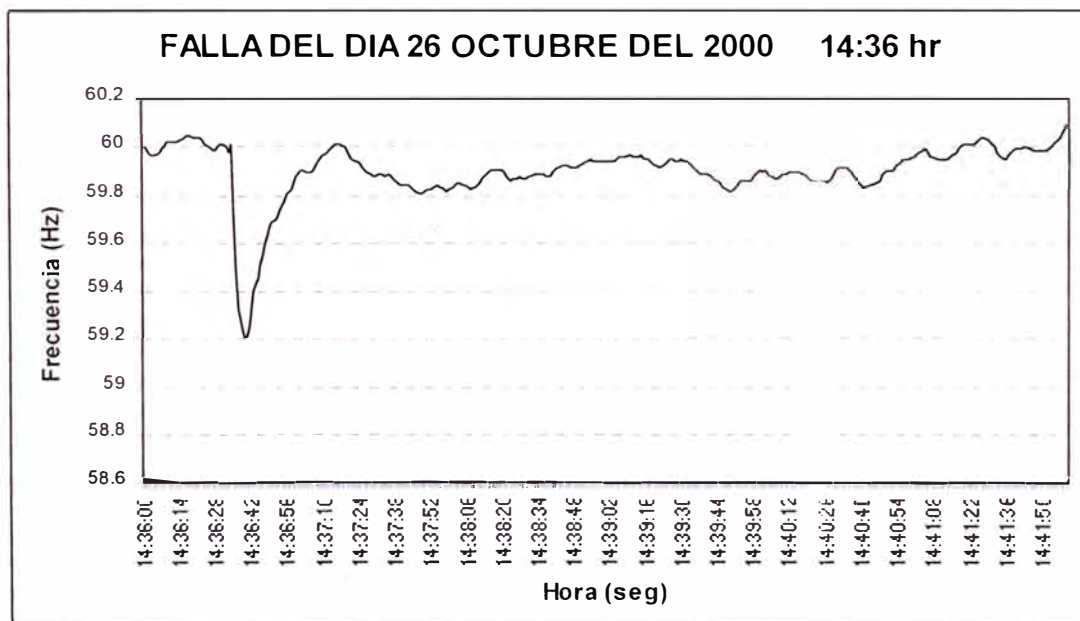
14:36	Desconecta la línea de 220 kV Campo Armiño-Huancavelica-Independencia (L-204/231) por falla bifásica. La ciudad Huancavelica queda fuera de servicio.
14:36	Sale de servicio la C.H. Restitución con 206 MW, por desconexión de sus líneas L-228/229/230.
14:46	En servicio la línea L-231 hasta la S.E. Huancavelica sin novedad.
14:49	Se tensiona la línea L-204 desde Huancavelica hasta la S.E. Campo Armiño sin novedad quedando en vacío hasta verificación de tensiones de llegada por Electroperú.
15:06	G-2 de Restitución en sincronismo con el SINAC.
15:16	G-1 de Restitución en sincronismo con el SINAC.
15:17	G-3 de Restitución en sincronismo con el SINAC.
15:42	Se concluye el trabajo de reparación y se repone el servicio a la ciudad de Huancavelica.
15:51	Se conecta la línea L-204 desde la S.E. Campo Armiño y luego se cierra en Huancavelica.

4. SUMINISTROS INTERRUMPIDOS

Se produjo rechazo el rechazo de las siguientes carga del SICN:

CARGA	POTENCIA (MW)	TIEMPO (min)
Huancavelica	3.5	66
Luz del Sur	8.35	1
Edelnor	2.30	0.6
Shougesa	21 * Dismin	Gradual
Aceros Arequipa	35* Dismin	Gradual
Socabaya (10 kV)	6.0	5
Mollendo (33 kV)	2.0	1
Cerro Verde	9.0	4
Tacna	0.9	2
La Yarada	3.0	3
Toquepala	3.5	8
Tintaya	3.0	4
Combapata	1.8	1
Azángaro (22.9 kV)	1.6	1
Juliaca (10 kV)	4.35	1
Ayaviri	0.23	1

TOTAL RECHAZADO	102.02
------------------------	---------------



Atentamente

ANEXO L

Índices de gestión de ETECEN

ESTADISTICA DE PERTURBACIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISION DE ETECEN (1995, 1996, 1997).

Código	Nombre	Longitud km	1995						1996						1997												
			TIPO DE FALLA						Total Fallas	N° Fallas/ 100 km-año	TIPO DE FALLA						Total Fallas	N° Fallas/ 100 km-año	TIPO DE FALLA						Total Fallas	N° Fallas/ 100 km-año	
			I	II	III	IV	V	VI			I	II	III	IV	V	VI			I	II	III	IV	V	VI			
L-238	Chiclayo Oeste - Piura Oeste	211.20	0	14	2	1	0	2	19	9.00	0	2	2	0	0	0	4	1.89	0	2	0	1	0	0	3	1.42	
L-236	Guadalupe - Chiclayo Oeste	83.74	0	2	0	0	1	0	3	3.58	0	1	1	0	1	0	3	3.58	0	0	0	2	1	0	3	3.58	
L-234	Trujillo Norte - Guadalupe	103.35	0	1	0	1	0	0	2	1.94	0	0	0	1	2	0	3	2.90	0	0	0	2	1	1	4	3.87	
L-232	Chimbote 1 - Trujillo Norte	133.75	0	1	3	1	9	0	14	10.47	0	2	0	2	2	0	6	4.49	0	0	0	1	3	0	4	2.99	
L-215	Paramonga Nueva - Chimbote 1	221.17	0	0	1	1	0	0	2	0.90	0	0	2	0	0	0	2	0.90	0	0	1	0	0	0	1	0.45	
L-213	Zapallal - Paramonga Nueva	163.98	0	0	2	1	0	0	3	1.83	0	1	0	0	0	0	1	0.61	1	1	0	0	0	0	2	1.22	
L-242	Zapallal - Ventanilla	18.02	0	1	1	1	1	0	4	22.20	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	1	0	0	0	1	5.55	
L-244	Ventanilla - Chavarría	10.58	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	1	0	0	0	0	1	9.45	
L-245	Ventanilla - Chavarría	10.58	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	3	0	0	0	3	28.36	0	1	0	0	0	0	1	9.45	
L-2003	Santa Rosa - Chavarría	8.46	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	1	0	3	0	4	47.28	0	0	0	0	0	0	0	0.00	
L-2004	Santa Rosa - Chavarría	8.46	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	1	0	0	0	1	11.82	0	0	0	0	0	0	0	0.00	
L-2010	San Juan - Santa Rosa	26.37	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	1	0	1	3.79	
L-2011	San Juan - Santa Rosa	26.37	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	1	1	0	0	2	7.58	0	0	0	0	0	0	0	0.00	
L-207	Independencia - San Juan	214.75	0	2	1	1	0	0	4	1.86	0	1	3	0	0	0	4	1.86	0	0	0	0	0	0	0	0.00	
L-208	Independencia - San Juan	216.31	0	0	0	0	0	1	1	0.46	0	0	0	0	1	2	3	1.39	0	0	0	1	0	1	2	0.92	
L-209/211	Independencia - Ica - Marcona	210.19	0	4	1	1	0	2	8	3.81	0	2	0	2	0	1	5	2.38	0	1	0	0	0	0	1	0.48	
TOTAL LINEAS DE LA COSTA			1667.28	0	25	11	8	11	5	60	3.60	0	9	14	6	9	3	41	2.46	1	6	2	7	6	2	24	1.44
L-220	Campo Armiño - Huayucachi	76.59	1	0	0	0	0	1	2	2.61	4	0	0	0	0	0	4	5.22	2	0	0	0	0	0	2	2.61	
L-221	Huayucachi - Zapallal	244.11	5	3	0	0	2	1	11	4.51	5	4	1	0	1	3	14	5.74	3	3	2	0	0	3	11	4.51	
L-205	Pomacocha - San Juan	112.19	4	10	1	1	2	6	24	21.39	8	4	2	0	0	1	15	13.37	3	0	0	0	0	0	3	2.67	
L-206	Pomacocha - San Juan	112.19	0	0	3	1	0	1	5	4.46	1	0	0	0	0	0	1	0.89	3	0	0	0	0	0	3	2.67	
L-218	Campo Armiño - Pachachaca	194.82	4	0	0	0	0	0	4	2.05	2	0	2	0	0	1	5	2.57	2	0	0	0	0	0	2	1.03	
L-219	Campo Armiño - Pachachaca	194.82	1	0	3	0	1	0	5	2.57	1	0	1	0	0	0	2	1.03	1	0	0	0	0	0	1	0.51	
L-201	Campo Armiño - Pomacocha	192.22	2	1	1	1	0	2	7	3.64	4	0	0	0	0	1	5	2.60	8	0	0	0	0	3	11	5.72	
L-202	Campo Armiño - Pomacocha	192.22	4	0	0	0	0	0	4	2.08	10	1	1	0	0	0	12	6.24	9	0	1	1	0	1	12	6.24	
L-203	Campo Armiño - Independencia	247.25	3	1	3	2	1	1	11	4.45	2	3	0	0	0	0	5	2.02	5	5	2	0	0	1	13	5.26	
L-204	Campo Armiño - Huancavelica	66.47	1	0	0	0	0	0	1	1.50	1	0	1	0	0	1	3	4.51	3	0	0	0	0	0	3	4.51	
L-231	Huancavelica - Independencia	180.78	1	1	5	0	0	4	11	6.08	1	0	1	0	0	1	3	1.66	2	8	1	0	0	0	11	6.08	
L-222	Pachachaca - Callahuanca	72.64	2	1	0	0	0	0	3	4.13	0	0	1	0	0	0	1	1.38	1	0	0	0	0	0	1	1.38	
L-223	Pachachaca - Callahuanca	72.64	2	0	0	0	0	0	2	2.75	1	0	0	0	0	0	1	1.38	0	0	1	1	0	0	2	2.75	
L-226	Pomacocha - Pachachaca	13.46	2	0	0	0	0	1	3	22.29	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0.00	
TOTAL LINEAS DE LA SIERRA			1972.40	32	17	16	5	6	17	93	4.72	40	12	10	0	1	8	71	3.60	42	16	7	2	0	8	75	3.80
TOTAL ETECEN 220 kV			3639.68	32	42	27	13	17	22	153	4.20	40	21	24	6	10	11	112	3.08	43	22	9	9	6	10	99	2.72
PORCENTAJE (%)				21%	27%	18%	8%	11%	14%		36%	19%	21%	5%	9%	10%		43%	22%	9%	9%	6%	10%				

Tipo	Descripción
I	Fenómenos Naturales Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo
II	Condiciones Ambientales Contaminación de aisladores por salinidad, contaminación industrial, humedad
III	Equipos, materiales y accesorios Propias en la red: fallo en conductores, aisladores, estructuras y equipos de maniobra y protección
IV	Error humano Error de maniobra, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
V	Terceros Interferencia y/o daño accidental o intencionada por particulares o empresas ajenas a ETECEN
VI	Otras causas Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas

ESTADISTICA DE PERTURBACIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISION DE ETECEN (1998, 1999).

Código	Nombre	Longitud km	1998						1999										
			TIPO DE FALLA						Total	N° Fallas/ 100 km-año	TIPO DE FALLA						Total	N° Fallas/ 100 km-año	
			I	II	III	IV	V	VI	Fallas	100 km-año	I	II	III	IV	V	VI	Fallas	100 km-año	
L-248	Piura Oeste - Talara	103.80	7	0	1	1	1	2	12	11.56	0	4	1	0	0	0	5	4.82	
L-238	Chiclayo Oeste - Piura Oeste	211.20	8	1	1	0	1	0	11	5.21	0	0	1	0	0	0	1	0.47	
L-236	Guadalupe - Chiclayo Oeste	83.74	2	1	2	0	0	0	5	5.97	0	0	0	1	1	0	2	2.39	
L-234	Trujillo Norte - Guadalupe	103.35	0	0	0	0	0	1	1	0.97	0	0	0	1	0	0	1	0.97	
L-232	Chimbote 1 - Trujillo Norte	133.75	0	0	0	0	4	0	4	2.99	0	2	0	2	1	0	5	3.74	
L-215	Paramonga Nueva - Chimbote 1	221.17	1	0	1	0	0	0	2	0.90	0	0	0	0	2	1	3	1.36	
L-213	Zapallal - Paramonga Nueva	163.98	0	0	0	1	0	1	2	1.22	0	0	2	1	0	2	5	3.05	
L-242	Zapallal - Ventanilla	18.02	0	2	3	0	0	1	6	33.30	0	0	2	0	0	0	2	11.10	
L-244	Ventanilla - Chavarría	10.58	0	0	0	0	0	1	1	9.45	0	0	0	1	0	0	1	9.45	
L-245	Ventanilla - Chavarría	10.58	0	0	0	1	0	0	1	9.45	0	0	0	0	1	1	2	18.90	
L-2003	Santa Rosa - Chavarría	8.46	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0.00	
L-2004	Santa Rosa - Chavarría	8.46	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0.00	
L-2010	San Juan - Santa Rosa	26.37	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	1	0	0	0	1	3.79	
L-2011	San Juan - Santa Rosa	26.37	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	1	0	1	0	2	7.58	
L-207	Independencia - San Juan	214.75	0	0	1	0	0	0	1	0.47	0	0	1	0	1	2	4	1.86	
L-208	Independencia - San Juan	216.31	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0.00	
L-209/211	Independencia - Ica - Marcona	210.19	0	2	0	0	3	1	6	2.85	0	0	0	0	0	0	0	0.00	
TOTAL LINEAS DE LA COSTA			1771.08	18	6	9	3	9	7	52	2.94	0	6	9	6	7	6	34	1.92
L-220	Campo Armiño - Huayucachi	76.59	1	0	0	0	0	0	1	1.31	1	0	0	0	0	0	1	1.31	
L-221	Huayucachi - Zapallal	244.11	4	0	2	0	3	0	9	3.69	0	0	0	0	0	1	1	0.41	
L-205	Pomacocha - San Juan	112.19	0	0	1	0	0	0	1	0.89	0	0	0	0	0	0	0	0.00	
L-206	Pomacocha - San Juan	112.19	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0.00	
L-218	Campo Armiño - Pachachaca	194.82	2	0	0	0	0	0	2	1.03	0	0	1	1	1	0	3	1.54	
L-219	Campo Armiño - Pachachaca	194.82	1	0	0	0	0	0	1	0.51	1	0	0	1	0	0	2	1.03	
L-201	Campo Armiño - Pomacocha	192.22	3	0	1	0	0	0	4	2.08	5	0	0	1	0	0	6	3.12	
L-202	Campo Armiño - Pomacocha	192.22	4	0	0	0	0	0	4	2.08	7	0	4	0	1	0	12	6.24	
L-203	Campo Armiño - Independencia	247.25	3	0	0	2	0	1	6	2.43	3	1	1	0	0	0	5	2.02	
L-204	Campo Armiño - Huancavelica	66.47	1	0	0	0	0	0	1	1.50	1	0	1	0	0	0	2	3.01	
L-231	Huancavelica - Independencia	180.78	1	0	0	0	0	0	1	0.55	0	0	1	0	0	0	1	0.55	
L-222	Pachachaca - Callahuanca	72.64	4	0	7	0	0	0	11	15.14	0	0	0	0	0	1	1	1.38	
L-223	Pachachaca - Callahuanca	72.64	4	0	0	0	0	1	5	6.88	0	0	5	0	0	0	5	6.88	
L-226	Pomacocha - Pachachaca	13.46	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0.00	
TOTAL LINEAS DE LA SIERRA			1972.40	28	0	11	2	3	2	46	2.33	18	1	13	3	2	2	39	1.98
TOTAL ETECEN 220 kV			3743.48	46	6	20	5	12	9	98	2.62	18	7	22	9	9	8	73	1.95
PORCENTAJE (%)				47%	6%	20%	5%	12%	9%			25%	10%	30%	12%	12%	11%		

Tipo	Descripción
I	Fenómenos Naturales Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo
II	Condiciones Ambientales Contaminación de aisladores por salinidad, contaminación industrial, humedad
III	Equipos, materiales y accesorios Propias en la red: fallo en conductores, aisladores, estructuras y equipos de maniobra y protección
IV	Error humano Error de maniobra, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
V	Terceros Interferencia y/o daño accidental o intencionada por particulares o empresas ajenas a ETECEN
VI	Otras causas Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas

Cuadro N° 1
INDICADORES DE GESTION DE ETECEN

AÑO 2000

A. LINEAS DE TRANSMISION 220 kV

Código	Nombre	Longitud km	Disponibilidad (%)	Indisponibilidad Mantenimiento (%)	Falla (%)	Tiempo medio de reposición (h)	N° fallas / 100 km-año
L-201	Campo Armiño - Pomacocha	192.22	96.92%	3.0585%	0.0187%	0.33	2.60
L-202	Campo Armiño - Pomacocha	192.22	94.78%	4.6556%	0.5613%	8.22	3.12
L-203	Campo Armiño - Independencia	247.25	98.58%	1.4235%	0.0002%	0.02	0.40
L-204	Campo Armiño - Huancavelica	66.47	99.14%	0.8514%	0.0108%	0.95	1.50
L-205	Pomacocha - San Juan	112.19	93.78%	4.2937%	1.9260%	169.18	0.89
L-206	Pomacocha - San Juan	112.19	95.46%	4.0166%	0.5256%	46.17	0.89
L-218	Campo Armiño - Pachachaca	194.82	88.69%	11.2928%	0.0164%	0.48	1.54
L-219	Campo Armiño - Pachachaca	194.82	93.52%	6.0892%	0.3931%	17.27	1.03
L-220	Campo Armiño - Huayucachi	76.59	98.92%	0.9948%	0.0833%	3.66	2.61
L-221	Huayucachi - Zapallal	244.11	98.35%	1.3655%	0.2892%	5.08	2.05
L-222	Pachachaca - Callahuanca	72.64	99.06%	0.9363%	0.0013%	0.11	1.38
L-223	Pachachaca - Callahuanca	72.64	99.36%	0.6359%	0.0017%	0.15	1.38
L-226	Pomacocha - Pachachaca	13.46	99.09%	0.9039%	0.0030%	0.09	22.29
L-231	Huancavelica - Independencia	180.78	98.54%	1.4564%	0.0000%	0.00	0.00
TOTAL LINEAS DE LA SIERRA		1972.40	96.17%	3.5537%	0.2760%		1.62
L-207	Independencia - San Juan	214.75	93.63%	6.3297%	0.0402%	1.77	0.93
L-208	Independencia - San Juan	216.31	98.79%	1.2128%	0.0000%	0.00	0.00
L-209/211	Independencia - Ica - Marcona	210.19	99.73%	0.1788%	0.0947%	8.32	0.48
L-212	Zapallal - Huacho	108.46	98.54%	1.0526%	0.4035%	5.06	6.45
L-213	Huacho - Paramonga Nueva	55.54	98.91%	1.0897%	0.0035%	0.30	1.80
L-215	Paramonga Nueva - Chimbote 1	221.17	98.39%	1.6125%	0.0000%	0.00	0.00
L-232	Chimbote 1 - Trujillo Norte	133.75	96.41%	3.5938%	0.0000%	0.00	0.00
L-233	Chimbote 1 - Trujillo Norte	133.37	98.60%	1.0428%	0.3601%	15.82	1.50
L-234	Trujillo Norte - Guadalupe	103.35	99.28%	0.4948%	0.2211%	9.71	1.94
L-236	Guadalupe - Chiclayo Oeste	83.74	99.78%	0.2186%	0.0004%	0.03	1.19
L-238	Chiclayo Oeste - Piura Oeste	211.20	99.62%	0.3469%	0.0339%	2.97	0.47
L-242	Zapallal - Ventanilla	18.02	98.91%	1.0916%	0.0000%	0.00	0.00
L-243	Zapallal - Ventanilla	18.02	99.88%	0.1219%	0.0000%	0.00	0.00
L-244	Ventanilla - Chavarría	10.58	92.61%	7.1016%	0.2842%	12.48	18.90
L-245	Ventanilla - Chavarría	10.58	93.82%	6.1850%	0.0000%	0.00	0.00
L-246	Ventanilla - Chavarría	11.07	93.32%	6.6829%	0.0000%	0.00	0.00
L-248	Piura Oeste - Talara	103.80	99.67%	0.3294%	0.0000%	0.00	0.00
L-249	Talara - Zorritos	135.00	99.11%	0.8931%	0.0000%	0.00	0.00
L-2003	Santa Rosa - Chavarría	8.46	99.44%	0.5515%	0.0074%	0.32	23.64
L-2004	Santa Rosa - Chavarría	8.46	93.03%	6.9630%	0.0031%	0.27	11.82
L-2010	San Juan - Santa Rosa	26.37	92.88%	7.1053%	0.0107%	0.31	11.38
L-2011	San Juan - Santa Rosa	26.37	98.43%	1.5620%	0.0049%	0.43	3.79
TOTAL LINEAS DE LA COSTA		2068.56	98.17%	1.7579%	0.0745%		1.26
TOTAL LINEAS DE TRANSMISIÓN 220 kV		4040.96	97.19%	2.6344%	0.1728%		1.44

B. LINEAS DE TRANSMISIÓN 138 Y 60 kV

Código	Nombre	Longitud km	Disponibilidad (%)	Indisponibilidad Mantenimiento (%)	Falla (%)	Tiempo medio de reposición (h)	N° fallas / 100 km-año	
L-120	Paragsha 2 - Huánuco	138 kV	86.21	99.66%	0.3340%	0.0069%	0.15	4.64
L-121	Huánuco - Tingo María	138 kV	88.16	99.44%	0.3615%	0.1983%	5.81	3.40
L-122	Tingo María - Aucayacu	138 kV	44.20	99.50%	0.3209%	0.1795%	2.63	13.57
L-124	Aucayacu - Tocache	138 kV	107.76	98.97%	0.4362%	0.5963%	7.48	6.50
L-627	Marcona - San Nicolás	60 kV	15.20	99.63%	0.3681%	0.0000%	0.00	0.00
L-628	Marcona - San Nicolás	60 kV	15.20	99.62%	0.3805%	0.0000%	0.00	0.00
L-629	Marcona - San Nicolás	60 kV						
TOTAL LINEAS DE TRANSMISIÓN 138 y 60 kV		356.73	99.37%	0.3735%	0.2530%		5.61	

C. TRANSFORMADORES DE POTENCIA 220 kV

AÑO 2000

Código	Nombre	Disponibilidad (%)	Indisponibilidad (%) Mantenimiento	Falla	Tiempo medio de reposición (h)	N° fallas
T33-261	Zorritos 220/60/10 kV; 50/50/10 MVA	99.91%	0.0216%	0.0666%	2.92	2
T15-261	Piura Oeste 220/60/10 kV; 50/50/30 MVA	99.61%	0.3873%	0.0000%	0.00	0
T32-261	Piura Oeste 220/60/10 kV; 50/50/30 MVA	99.46%	0.5404%	0.0000%	0.00	0
T14-263	Chiclayo Oeste 220/60/0,38 kV; 50/50/0,25 MVA	99.10%	0.8962%	0.0001%	0.00	1
T16-263	Chiclayo Oeste 220/60/0,38 kV; 50/50/0,25 MVA	99.18%	0.8230%	0.0000%	0.00	0
T13-261	Guadalupe 220/60/10 kV; 30/30/10 MVA	99.21%	0.7902%	0.0000%	0.00	0
T17-261	Guadalupe 220/60/10 kV; 30/30/10 MVA	99.54%	0.4594%	0.0000%	0.00	0
T12-211	Trujillo Norte 220/138/10 kV; 100/100/20 MVA	99.26%	0.7419%	0.0009%	0.08	1
T31-211	Trujillo Norte 220/138/10 kV; 100/100/20 MVA	99.21%	0.7909%	0.0000%	0.00	0
T15-11	Trujillo Norte 138/10 kV; 33/25 MVA					
T11-211	Chimbote 1 220/138/13,8 kV; 120/120/36 MVA	98.95%	1.0501%	0.0000%	0.00	0
T10-216	Paramonga Nueva 220/132/66 kV; 65/60/15 MVA	99.84%	0.1560%	0.0000%	0.00	0
T18-261	Paramonga Nueva 220/66 kV; 30/30/10 MVA	99.92%	0.0797%	0.0000%	0.00	0
T34-261	Huacho 220/66/10 kV; 30/30/10 MVA	99.36%	0.6429%	0.0000%	0.00	0
T1-261	Lima 210/62,3/10,3 kV; 60/60/60 MVA	99.84%	0.1603%	0.0036%	0.32	1
T3-261	Independencia 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	99.57%	0.4260%	0.0000%	0.00	0
T4-261	Independencia 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	99.55%	0.3895%	0.0557%	2.45	2
T5-261	Ica 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	99.81%	0.1881%	0.0002%	0.01	1
T6-261	Marcona 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	99.82%	0.1796%	0.0000%	0.00	0
T8-261	Huayucachi 225/62,3/10,3 kV; 30/30/10 MVA	99.38%	0.6250%	0.0000%	0.00	0
T19-261	Huayucachi 225/62,3/10,3 kV; 30/30/10 MVA	99.33%	0.6690%	0.0000%	0.00	0
T9-261	Huancavelica 225/62,3/10,3 kV; 30/30/10 MVA	99.85%	0.1365%	0.0124%	1.09	1
TOTAL TRANSFORMADORES DE POTENCIA 220 kV		99.46%	0.5373%	0.0062%		9

D. TRANSFORMADORES DE POTENCIA 138 y 60 kV

Código	Nombre	Disponibilidad (%)	Indisponibilidad (%) Mantenimiento	Falla	Tiempo medio de reposición (h)	N° fallas
T26-121	Huánuco 138/24/10,5 kV; 23,3/8,3/21,7 MVA	99.91%	0.0892%	0.0000%	0.00	0
T27-11	Tingo Maria 138/10,5 kV; 16,7 MVA	99.84%	0.1614%	0.0000%	0.00	0
T28-162	Aucayacu 132/60/22,9 kV; 20/13/10 MVA	99.71%	0.2901%	0.0000%	0.00	0
T35-121	Tocache 132/60/22,9 kV; 7/7/2 MVA	99.79%	0.2080%	0.0000%	0.00	0
T21-61	San Nicolás 60/13,8 kV; 37,5 MVA	99.82%	0.1779%	0.0000%	0.00	0
T22-61	San Nicolás 60/13,8 kV; 37,5 MVA	99.83%	0.1730%	0.0000%	0.00	0
T23-61	San Nicolás 60/13,8 kV; 37,5 MVA					
TOTAL TRANSFORMADORES DE POTENCIA 138 y 60 kV		99.86%	0.1403%	0.0000%		0

E. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Código	Nombre	Disponibilidad (%)	Indisponibilidad (%) Mantenimiento	Falla	Tiempo medio de reposición (h)	N° fallas
R-7	Reactor Piura Oeste 210 kV; 20 MVAR	99.79%	0.2096%	0.0000%	0.00	0
R-5	Reactor Guadalupe 220 kV; 20 MVAR					
R-8	Reactor Paramonga Nueva 220 kV; 40 MVAR	99.80%	0.1974%	0.0000%	0.00	0
R-2	Reactor Independencia 220 kV; 20 MVAR	99.90%	0.0980%	0.0000%	0.00	0
R-3	Reactor Marcona 10 kV; 5 MVAR	99.67%	0.3343%	0.0000%	0.00	0
R-4	Reactor Marcona 10 kV; 5 MVAR	99.55%	0.0748%	0.3768%	33.10	1
BC-1	Banco Capacitor Chimbote 13,8 kV; 20 MVAR	99.78%	0.2163%	0.0000%	0.00	0
BC-2	Banco Capacitor Chimbote 13,8 kV; 15 MVAR	99.68%	0.3226%	0.0002%	0.02	1
BC-3	Banco Capacitor San Juan 10 kV; 15 MVAR	99.25%	0.3434%	0.4067%	3.25	11
BC-8	Banco Capacitor San Juan 60 kV; 30 MVAR	99.85%	0.1487%	0.0044%	0.38	1
SVC-1	Compensador Estático Trujillo 138/8 kV; +30/-20 MVAR	99.76%	0.2323%	0.0113%	0.25	4
SVC-2	Compensador Estático Chiclayo 60/8 kV; +30/-30 MVAR	99.66%	0.3321%	0.0031%	0.14	2
CS-1	Compensador Síncrono Indendencia 10 kV; +20/-10 MVAR	94.79%	4.9527%	0.2537%	3.71	6
TOTAL EQUIPOS DE COMPENSACIÓN		99.34%	0.6055%	0.0545%		26

Cuadro N° 2
NUMERO DE DESCONEXIONES

AÑO 2000

A. LINEAS DE TRANSMISION 220 kV

Código	Nombre	Longitud km	MP	MC	PROGRAMADO			SubTotal	FORZADO		SubTotal	TOTAL
					ME	OA	FP		FE			
L-201	Campo Armiño - Pomacocha	192.22	13	0	0	0	13	5	0	5	18	
L-202	Campo Armiño - Pomacocha	192.22	16	2	0	0	18	6	0	6	24	
L-203	Campo Armiño - Independencia	247.25	12	2	2	1	17	1	1	2	19	
L-204	Campo Armiño - Huancavelica	66.47	8	0	0	1	9	1	2	3	12	
L-205	Pomacocha - San Juan	112.19	12	1	0	0	13	1	0	1	14	
L-206	Pomacocha - San Juan	112.19	11	1	0	0	12	1	0	1	13	
L-218	Campo Armiño - Pachachaca	194.82	33	3	2	1	39	3	0	3	42	
L-219	Campo Armiño - Pachachaca	194.82	29	2	3	2	36	2	0	2	38	
L-220	Campo Armiño - Huayucachi	76.59	10	1	0	0	11	2	0	2	13	
L-221	Huayucachi - Zapallal	244.11	14	0	2	0	16	5	1	6	22	
L-222	Pachachaca - Callahuanca	72.64	9	1	0	1	11	1	0	1	12	
L-223	Pachachaca - Callahuanca	72.64	6	1	1	1	9	1	0	1	10	
L-226	Pomacocha - Pachachaca	13.46	9	0	0	1	10	3	0	3	13	
L-231	Huancavelica - Independencia	180.78	16	1	0	0	17	0	1	1	18	
TOTAL LINEAS DE LA SIERRA		1972.40	198	15	10	8	231	32	5	37	268	
L-207	Independencia - San Juan	214.75	19	1	0	2	22	2	1	3	25	
L-208	Independencia - San Juan	216.31	11	0	0	0	11	0	1	1	12	
L-209/211	Independencia - Ica - Marcona	210.19	2	0	0	0	2	1	0	1	3	
L-212	Zapallal - Huacho	108.46	10	0	0	0	10	7	1	8	18	
L-213	Huacho - Paramonga Nueva	55.54	10	0	0	0	10	1	6	7	17	
L-215	Paramonga Nueva - Chimbote 1	221.17	13	0	0	0	13	0	4	4	17	
L-232	Chimbote 1 - Trujillo Norte	133.75	25	1	0	2	28	0	2	2	30	
L-233	Chimbote 1 - Trujillo Norte	133.37	10	3	0	0	13	2	3	5	18	
L-234	Trujillo Norte - Guadalupe	103.35	5	3	0	0	8	2	4	6	14	
L-236	Guadalupe - Chiclayo Oeste	83.74	3	0	0	0	3	1	4	5	8	
L-238	Chiclayo Oeste - Piura Oeste	211.20	4	0	0	0	4	1	4	5	9	
L-242	Zapallal - Ventanilla	18.02	11	0	1	0	12	0	1	1	13	
L-243	Zapallal - Ventanilla	18.02	2	0	0	0	2	0	0	0	2	
L-244	Ventanilla - Chavarría	10.58	8	1	0	3	12	2	0	2	14	
L-245	Ventanilla - Chavarría	10.58	11	4	3	7	25	0	0	0	25	
L-246	Ventanilla - Chavarría	11.07	8	0	3	3	14	0	0	0	14	
L-248	Piura Oeste - Talara	103.80	2	1	1	0	4	0	4	4	8	
L-249	Talara - Zorritos	135.00	7	0	1	5	13	0	7	7	20	
L-2003	Santa Rosa - Chavarría	8.46	5	0	0	3	8	2	0	2	10	
L-2004	Santa Rosa - Chavarría	8.46	4	0	0	5	9	1	0	1	10	
L-2010	San Juan - Santa Rosa	26.37	8	4	0	19	31	3	1	4	35	
L-2011	San Juan - Santa Rosa	26.37	6	5	0	3	14	1	1	2	16	
TOTAL LINEAS DE LA COSTA		2068.56	184	23	9	52	268	26	44	70	338	
TOTAL LINEAS DE TRANSMISIÓN 220 kV		4040.96	382	38	19	60	499	58	49	107	606	

B. NUMERO DE DESCONEXIONES DE LINEAS DE TRANSMISIÓN 138 Y 60 kV

Código	Nombre	Longitud km	MP	MC	PROGRAMADO			SubTotal	FORZADO		SubTotal	TOTAL
					ME	OA	FP		FE			
L-120	Paragsha 2 - Huánuco	138 kV	86.21	4	0	0	4	4	5	9	13	
L-121	Huánuco - Tingo María	138 kV	88.16	6	0	0	6	3	9	12	18	
L-122	Tingo María - Aucayacu	138 kV	44.20	4	1	2	7	6	11	17	24	
L-124	Aucayacu - Tocache	138 kV	107.76	3	1	1	7	7	12	19	26	
L-627	Marcona - San Nicolás	60 kV	15.20	4	0	0	4	0	0	0	4	
L-628	Marcona - San Nicolás	60 kV	15.20	4	0	0	4	0	0	0	4	
L-629	Marcona - San Nicolás	60 kV										
TOTAL LINEAS DE TRANSMISIÓN 138 y 60 kV		356.73	25	2	3	2	32	20	37	57	89	

MP Mantenimiento preventivo.
MC Mantenimiento correctivo.
ME Mantenimiento externo al equipo, por seguridad.
OA Otras aplicaciones: pruebas de la protección de barras, actualización de planos, etc.

FP Falla propia
FE Falla externa

NUMERO DE DESCONEXIONES

AÑO 2000

C. TRANSFORMADORES DE POTENCIA 220 kV

Código	Nombre	MP	MC	PROGRAMADO			SubTotal	FORZADO		SubTotal	TOTAL
				ME	OA	FP		FE			
T33-261	Zorritos 220/60/10 kV; 50/50/10 MVA	1	0	0	0	1	2	2	4	5	
T15-261	Piura Oeste 220/60/10 kV; 50/50/30 MVA	4	0	0	1	5	0	4	4	9	
T32-261	Piura Oeste 220/60/10 kV; 50/50/30 MVA	5	2	0	3	10	0	5	5	15	
T14-263	Chiclayo Oeste 220/60/0,38 kV; 50/50/0,25 MVA	17	2	0	1	20	1	4	5	25	
T16-263	Chiclayo Oeste 220/60/0,38 kV; 50/50/0,25 MVA	15	2	0	2	19	0	4	4	23	
T13-261	Guadalupe 220/60/10 kV; 30/30/10 MVA	13	2	0	0	15	0	4	4	19	
T17-261	Guadalupe 220/60/10 kV; 30/30/10 MVA	11	0	0	0	11	0	4	4	15	
T12-211	Trujillo Norte 220/138/10 kV; 100/100/20 MVA	7	1	0	3	11	1	3	4	15	
T31-211	Trujillo Norte 220/138/10 kV; 100/100/20 MVA	3	1	0	1	5	0	5	5	10	
T15-11	Trujillo Norte 138/10 kV; 33/25 MVA										
T11-211	Chimbote 1 220/138/13,8 kV; 120/120/36 MVA	9	2	0	0	11	0	4	4	15	
T10-216	Paramonga Nueva 220/132/66 kV; 65/60/15 MVA	2	0	0	0	2	0	3	3	5	
T18-261	Paramonga Nueva 220/66 kV; 30/30/10 MVA	1	0	0	0	1	0	3	3	4	
T34-261	Huacho 220/66/10 kV; 30/30/10 MVA	6	1	1	1	9	0	4	4	13	
T1-261	Lima 210/62,3/10,3 kV; 60/60/60 MVA	1	0	0	3	4	1	1	2	6	
T3-261	Independencia 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	7	0	0	0	7	0	0	0	7	
T4-261	Independencia 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	5	0	0	0	5	2	0	2	7	
T5-261	Ica 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	2	0	0	0	2	1	1	2	4	
T6-261	Marcona 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	2	0	0	0	2	0	1	1	3	
T8-261	Huayucachi 225/62,3/10,3 kV; 30/30/10 MVA	7	1	0	0	8	0	2	2	10	
T19-261	Huayucachi 225/62,3/10,3 kV; 30/30/10 MVA	7	1	0	0	8	0	2	2	10	
T9-261	Huancavelica 225/62,3/10,3 kV; 30/30/10 MVA	2	0	0	0	2	1	1	2	4	
TOTAL TRANSFORMADORES DE POTENCIA 220 kV		126	15	1	15	157	7	55	62	219	

D. TRANSFORMADORES DE POTENCIA 138 y 60 kV

Código	Nombre	MP	MC	PROGRAMADO			SubTotal	FORZADO		SubTotal	TOTAL
				ME	OA	FP		FE			
T16-121	Huánuco 138/24/10.5 kV; 23,3/8,3/21,7 MVA	2	0	0	0	2	0	8	8	10	
T17-11	Tingo Maria 138/10.5 kV; 16,7 MVA	2	0	0	0	2	0	10	10	12	
T28-162	Aucayacu 138/60/22,9 kV; 20/13/10 MVA	3	0	4	1	8	0	15	15	23	
T35-121	Tocache 132/60/22,9 kV; 7/7/2 MVA	2	0	4	0	6	0	14	14	20	
T21-61	San Nicolás 60/13.8 kV; 37,5 MVA	2	0	0	0	2	0	0	0	2	
T22-61	San Nicolás 60/13.8 kV; 37,5 MVA	2	0	0	0	2	0	0	0	2	
T23-61	San Nicolás 60/13.8 kV; 37,5 MVA	3	0	0	0	3	0	0	0	3	
TOTAL TRANSFORMADORES DE POTENCIA 138 y 60 kV		16	0	8	1	25	0	47	47	72	

E. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Código	Nombre	MP	MC	PROGRAMADO			SubTotal	FORZADO		SubTotal	TOTAL
				ME	OA	FP		FE			
R-7	Reactor Piura Oeste 210 kV; 20 MVAR	2	1	0	0	3	0	3	3	6	
R-5	Reactor Guadalupe 220 kV; 20 MVAR	0	0	0	0	0	0	3	3	3	
R-8	Reactor Paramonga Nueva 220 kV; 40 MVAR	2	0	0	1	3	0	3	3	6	
R-2	Reactor Independencia 220 kV; 20 MVAR	3	0	0	0	3	0	0	0	3	
R-3	Reactor Marcona 10 kV; 5 MVAR	2	0	0	0	2	0	1	1	3	
R-4	Reactor Marcona 10 kV; 5 MVAR	1	0	1	0	2	1	1	2	4	
BC-1	Banco Capacitor Chimbote 13,8 kV; 20 MVAR	2	0	0	0	2	0	1	1	3	
BC-2	Banco Capacitor Chimbote 13,8 kV; 15 MVAR	3	0	0	0	3	1	1	2	5	
BC-3	Banco Capacitor San Juan 10 kV; 15 MVAR	4	0	0	0	4	11	1	12	16	
BC-8	Banco Capacitor San Juan 60 kV; 30 MVAR	2	0	1	0	3	1	1	2	5	
SVC-1	Compensador Estático Trujillo 138/8 kV; +30/-20 MVAR	2	2	2	1	7	4	7	11	18	
SVC-2	Compensador Estático Chiclayo 60/8 kV; +30/-30 MVAR	6	1	0	1	8	2	6	8	16	
CS-1	Compensador Síncrono Independencia 10 kV; +20/-10 MVAR	6	2	1	0	9	6	1	7	16	
TOTAL EQUIPOS DE COMPENSACIÓN		35	6	5	3	49	26	29	55	104	

MP Mantenimiento preventivo.
MC Mantenimiento correctivo.
ME Mantenimiento externo al equipo, por seguridad.
OA Otras aplicaciones: pruebas de la protección de barras, actualización de planos, etc.

FP Falla propia
FE Falla externa

Cuadro N° 3
HORAS FUERA DE SERVICIO

AÑO 2000

A. LINEAS DE TRANSMISION 220 kV

LINEAS DE LA SIERRA

Código	Nombre	Longitud km	MP	MC	PROGRAMADO			SubTotal	FORZADO		SubTotal	TOTAL
					ME	OA	FP		FE			
L-201	Campo Armiño - Pomacocha	192.22	268.66	0.00	0.00	0.00	268.68	1.84	0.00	1.84	270.30	
L-202	Campo Armiño - Pomacocha	192.22	404.36	4.58	0.00	0.00	408.94	49.30	0.00	49.30	458.25	
L-203	Campo Armiño - Independencia	247.25	112.88	10.99	7.32	1.17	132.36	0.02	0.43	0.45	132.81	
L-204	Campo Armiño - Huancavelica	66.47	73.89	0.00	0.00	0.90	74.79	0.95	1.47	2.41	77.20	
L-205	Pomacocha - San Juan	112.19	365.25	11.91	0.00	0.00	377.18	169.18	0.00	169.18	546.34	
L-206	Pomacocha - San Juan	112.19	346.34	6.48	0.00	0.00	352.82	48.17	0.00	46.17	398.99	
L-218	Campo Armiño - Pachachaca	194.82	978.35	12.38	20.62	1.23	1012.58	1.44	0.00	1.44	1014.02	
L-219	Campo Armiño - Pachachaca	194.82	524.76	4.24	29.96	5.87	564.84	34.53	0.00	34.53	599.37	
L-220	Campo Armiño - Huayucachi	76.59	81.99	5.39	0.00	0.00	87.38	7.32	0.00	7.32	94.70	
L-221	Huayucachi - Zapallal	244.11	119.94	0.00	12.55	0.00	132.49	25.40	0.47	25.87	158.36	
L-222	Pachachaca - Callahuanca	72.64	73.35	8.27	0.00	0.63	82.25	0.11	0.00	0.11	82.36	
L-223	Pachachaca - Callahuanca	72.64	47.23	8.30	9.12	0.33	64.98	0.15	0.00	0.15	65.13	
L-226	Pomacocha - Pachachaca	13.46	74.01	0.00	0.00	5.39	79.40	0.27	0.00	0.27	79.66	
L-231	Huancavelica - Independencia	180.78	126.92	1.01	0.00	0.00	127.93	0.00	0.17	0.17	128.10	

LINEAS DE LA COSTA

L-207	Independencia - San Juan	214.75	211.92	4.05	0.00	340.03	556.00	3.53	0.13	3.66	559.66
L-208	Independencia - San Juan	216.31	106.53	0.00	0.00	0.00	106.53	0.00	0.15	0.15	106.68
L-209/211	Independencia - Ica - Marcona	210.19	15.71	0.00	0.00	0.00	15.71	8.32	0.00	8.32	24.02
L-212	Zapallal - Huacho	108.46	92.46	0.00	0.00	0.00	92.46	35.45	0.32	35.76	128.22
L-213	Huacho - Paramonga Nueva	55.54	95.72	0.00	0.00	0.00	95.72	0.30	11.39	11.69	107.42
L-215	Paramonga Nueva - Chimbote 1	221.17	141.64	0.00	0.00	0.00	141.64	0.00	2.62	2.62	144.26
L-232	Chimbote 1 - Trujillo Norte	133.75	292.46	8.78	0.00	14.43	315.68	0.00	2.17	2.17	317.85
L-233	Chimbote 1 - Trujillo Norte	133.37	74.33	17.27	0.00	0.00	91.60	31.64	6.30	37.94	129.54
L-234	Trujillo Norte - Guadalupe	103.35	34.04	9.42	0.00	0.00	43.46	19.42	8.82	28.24	71.70
L-236	Guadalupe - Chiclayo Oeste	83.74	19.20	0.00	0.00	0.00	19.20	0.03	4.05	4.08	23.28
L-238	Chiclayo Oeste - Piura Oeste	211.20	30.47	0.00	0.00	0.00	30.47	2.97	5.41	8.38	38.85
L-242	Zapallal - Ventanilla	18.02	95.89	0.00	9.81	0.00	105.69	0.00	0.29	0.29	105.98
L-243	Zapallal - Ventanilla	18.02	10.70	0.00	0.00	0.00	10.70	0.00	0.00	0.00	10.70
L-244	Ventanilla - Chavarría	10.58	48.70	2.24	0.00	572.86	623.81	24.97	0.00	24.97	648.77
L-245	Ventanilla - Chavarría	10.58	54.09	42.73	9.87	446.46	553.15	0.00	0.00	0.00	553.15
L-246	Ventanilla - Chavarría	11.07	65.38	0.00	6.05	521.65	593.07	0.00	0.00	0.00	593.07
L-248	Piura Oeste - Talara	103.80	20.15	8.79	9.39	0.00	38.33	0.00	7.24	7.24	45.56
L-249	Talara - Zomtos	135.00	76.94	0.00	1.70	1.52	80.15	0.00	19.65	19.65	99.80
L-2003	Santa Rosa - Chavarría	8.46	36.26	0.00	0.00	12.17	48.44	0.65	0.00	0.65	49.09
L-2004	Santa Rosa - Chavarría	8.46	36.95	0.00	0.00	574.68	611.63	0.27	0.00	0.27	611.91
L-2010	San Juan - Santa Rosa	26.37	379.40	14.54	0.00	230.19	624.13	0.94	14.15	15.09	639.22
L-2011	San Juan - Santa Rosa	26.37	50.41	29.48	0.00	57.31	137.21	0.43	7.02	7.45	144.66

B. LINEAS DE TRANSMISIÓN 138 Y 60 Kv

Código	Nombre	Longitud km	MP	MC	PROGRAMADO			SubTotal	FORZADO		SubTotal	TOTAL
					ME	OA	FP		FE			
L-120	Paragsha 2 - Huánuco	86.21	29.34	0.00	0.00	0.00	29.34	0.61	0.98	1.59	30.93	
L-121	Huánuco - Tingo María	88.16	31.76	0.00	0.00	0.00	31.76	17.42	1.49	18.91	50.66	
L-122	Tingo María - Aucayacu	44.20	21.45	6.73	1.10	0.00	29.29	15.77	2.56	18.33	47.61	
L-124	Aucayacu - Tocache	107.76	20.36	5.88	1.07	12.08	39.39	52.38	5.14	57.52	96.91	
L-627	Marcona - San Nicolás	15.20	32.33	0.00	0.00	0.00	32.33	0.00	0.00	0.00	32.33	
L-628	Marcona - San Nicolás	15.20	33.42	0.00	0.00	0.00	33.42	0.00	0.00	0.00	33.42	
L-629	Marcona - San Nicolás	15.20										

MP Mantenimiento preventivo.
 MC Mantenimiento correctivo.
 ME Mantenimiento externo al equipo, por seguridad.
 OA Otras aplicaciones: pruebas de la protección de barras, actualización de planos, etc.

FP Falla propia
 FE Falla externa

HORAS FUERA DE SERVICIO

AÑO 2000

C. TRANSFORMADORES DE POTENCIA 220 kV

Código	Nombre	MP	MC	PROGRAMADO			SubTotal	FORZADO		SubTotal	TOTAL
				ME	OA	FP		FE			
T33-261	Zorritos 220/60/10 kV; 50/50/10 MVA	1.90	0.00	0.00	0.00	1.90	5.85	6.08	11.93	13.83	
T15-261	Piura Oeste 220/60/10 kV; 50/50/30 MVA	33.08	0.00	0.00	0.94	34.02	0.00	5.52	5.52	39.54	
T32-261	Piura Oeste 220/60/10 kV; 50/50/30 MVA	33.09	8.93	0.00	5.45	47.47	0.00	6.29	6.29	53.75	
T14-263	Chiclayo Oeste 220/60/0.38 kV; 50/50/0.25 MVA	68.37	9.10	0.00	1.25	78.72	0.00	2.38	2.38	81.11	
T16-263	Chiclayo Oeste 220/60/0.38 kV; 50/50/0.25 MVA	53.83	8.48	0.00	9.97	72.29	0.00	2.35	2.35	74.64	
T13-261	Guadalupe 220/60/10 kV; 30/30/10 MVA	62.22	7.20	0.00	0.00	69.41	0.00	4.14	4.14	73.55	
T17-261	Guadalupe 220/60/10 kV; 30/30/10 MVA	40.36	0.00	0.00	0.00	40.36	0.00	4.16	4.16	44.52	
T12-211	Trujillo Norte 220/138/10 kV; 100/100/20 MVA	37.59	7.72	0.00	19.67	65.17	0.08	3.42	3.50	68.67	
T31-211	Trujillo Norte 220/138/10 kV; 100/100/20 MVA	11.03	51.53	0.00	6.91	69.47	0.00	6.29	6.29	75.76	
T15-11	Trujillo Norte 136/10 kV; 33/25 MVA										
T11-211	Chimbote 1 220/138/13.6 kV; 120/120/36 MVA	79.62	12.62	0.00	0.00	92.24	0.00	6.43	6.43	100.67	
T10-216	Paramonga Nueva 220/132/66 kV; 65/60/15 MVA	13.71	0.00	0.00	0.00	13.71	0.00	1.19	1.19	14.89	
T18-261	Paramonga Nueva 220/66 kV; 30/30/10 MVA	7.00	0.00	0.00	0.00	7.00	0.00	10.94	10.94	17.94	
T34-261	Huacho 220/66/10 kV; 30/30/10 MVA	51.87	1.33	0.05	3.27	56.52	0.00	16.16	16.16	72.68	
T1-261	Lima 210/62,3/10,3 kV; 60/60/60 MVA	6.22	0.00	0.00	5.67	14.08	0.32	0.13	0.45	14.53	
T3-261	Independencia 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	37.42	0.00	0.00	0.00	37.42	0.00	0.00	0.00	37.42	
T4-261	Independencia 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	34.22	0.00	0.00	0.00	34.22	4.69	0.00	4.69	39.11	
T5-261	Ica 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	16.53	0.00	0.00	0.00	16.53	0.01	8.33	8.35	24.87	
T6-261	Marcona 210/62,3/10,3 kV; 50/50/30 MVA	15.78	0.00	0.00	0.00	15.78	0.00	6.32	6.32	24.10	
T8-261	Huayucachi 225/62,3/10,3 kV; 30/30/10 MVA	50.99	3.90	0.00	0.00	54.90	0.00	0.72	0.72	55.62	
T19-261	Huayucachi 225/62,3/10,3 kV; 30/30/10 MVA	56.33	0.44	0.00	0.00	58.77	0.00	0.96	0.96	59.72	
T9-261	Huancavelica 225/62,3/10,3 kV; 30/30/10 MVA	11.99	0.00	0.00	0.00	11.99	1.09	0.10	1.19	13.18	

D. TRANSFORMADORES DE POTENCIA 138 y 60 kV

Código	Nombre	MP	MC	PROGRAMADO			SubTotal	FORZADO		SubTotal	TOTAL
				ME	OA	FP		FE			
T26-121	Huánuco 138/24/10.5 kV; 23,3/8,3/21,7 MVA	7.83	0.00	0.00	0.00	7.83	0.00	1.83	1.83	9.66	
T27-11	Tingo Maria 138/10.5 kV; 16,7 MVA	14.18	0.00	0.00	0.00	14.18	0.00	2.33	2.33	16.51	
T28-162	Aucayacu 138/60/22.9 kV; 20/13/10 MVA	18.67	0.00	4.07	6.82	29.56	0.00	17.78	17.78	47.33	
T35-121	Tocache 132/60/22.9 kV; 7/7/2 MVA	18.27	0.00	20.18	0.00	38.46	0.00	46.34	46.34	84.79	
T21-61	San Nicolás 60/13.8 kV; 37,5 MVA	15.63	0.00	0.00	0.00	15.63	0.00	0.00	0.00	15.63	
T22-61	San Nicolás 60/13.8 kV; 37,5 MVA	15.20	0.00	0.00	0.00	15.20	0.00	0.00	0.00	15.20	
T23-61	San Nicolás 60/13.8 kV; 37,5 MVA	18.73	0.00	0.00	0.00	18.73	0.00	0.00	0.00	18.73	

E. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN

Código	Nombre	MP	MC	PROGRAMADO			SubTotal	FORZADO		SubTotal	TOTAL
				ME	OA	FP		FE			
R-7	Reactor Piura Oeste 210 kV; 20 MVar	17.62	0.79	0.00	0.00	18.41	0.00	2.73	2.73	21.14	
R-5	Reactor Guadalupe 220 kV; 20 MVar	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.73	2.73	2.73	
R-8	Reactor Paramonga Nueva 220 kV; 40 MVar	6.47	0.00	0.00	10.87	17.34	0.00	0.58	0.58	17.91	
R-2	Reactor Independencia 220 kV; 20 MVar	6.60	0.00	0.00	0.00	6.60	0.00	0.00	0.00	6.60	
R-3	Reactor Marcona 10 kV; 5 MVar	29.37	0.00	0.00	0.00	29.37	0.00	8.32	8.32	37.68	
R-4	Reactor Marcona 10 kV; 5 MVar	6.57	0.00	8.00	0.00	14.56	33.10	8.32	41.42	55.96	
BC-1	Banco Capacitor Chimbote 13.8 kV; 20 MVar	19.00	0.00	0.00	0.00	19.00	0.00	6.60	6.60	25.80	
BC-2	Banco Capacitor Chimbote 13.8 kV; 15 MVar	28.33	0.00	0.00	0.00	28.33	0.02	6.80	6.82	35.15	
BC-3	Banco Capacitor San Juan 10 kV; 15 MVar	30.16	0.00	0.00	0.00	30.16	35.73	0.13	35.86	66.02	
BC-8	Banco Capacitor San Juan 60 kV; 30 MVar	13.06	0.00	5.45	0.00	18.51	0.38	0.13	0.52	19.03	
SVC-1	Compensador Estático Trujillo 138/8 kV; +30/-20 MVar	17.67	2.02	6.79	0.72	27.19	0.99	5.22	6.22	33.41	
SVC-2	Compensador Estático Chiclayo 60/8 kV; +30/-30 MVar	28.54	0.21	0.00	0.42	29.18	0.28	3.31	3.59	32.77	
CS-1	Compensador Sincrono Independencia 10 kV; +20/-10 MVar	430.51	4.53	8.95	0.00	443.99	22.28	143.83	166.12	610.11	

MP Mantenimiento preventivo.
 MC Mantenimiento correctivo.
 ME Mantenimiento externo al equipo, por seguridad.
 OA Otras aplicaciones: pruebas de la protección de barras, actualización de planos, etc.

FP Falla propia
 FE Falla externa

Cuadro N° 4
ESTADISTICA DE FALLAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISION DE ETECEN

AÑO 2000

Código	Nombre	Longitud km	TIPO DE FALLA						Número total de fallas	N° Fallas por 100 km-año
			I	II	III	IV	V	VI		
L-249	Talara -Zorritos	135.00	0	0	0	0	0	0	0	0.00
L-248	Piura Oeste - Talara	103.80	0	0	0	0	0	0	0	0.00
L-238	Chiclayo Oeste - Piura Oeste	211.20	0	0	1	0	0	0	1	0.47
L-236	Guadalupe - Chiclayo Oeste	83.74	0	0	0	1	0	0	1	1.19
L-234	Trujillo Norte - Guadalupe	103.35	0	0	0	0	1	1	2	1.94
L-232	Chimbote 1 - Trujillo Norte	133.75	0	0	0	0	0	0	0	0.00
L-233	Chimbote 1 - Trujillo Norte	133.37	0	0	0	0	2	0	2	1.50
L-215	Paramonga Nueva - Chimbote 1	221.17	0	0	0	0	0	0	0	0.00
L-213	Huacho - Paramonga Nueva	55.54	0	0	0	1	0	0	1	1.80
L-212	Zapallal - Huacho	108.46	0	0	2	1	3	1	7	6.45
L-242	Zapallal - Ventanilla	18.02	0	0	0	0	0	0	0	0.00
L-243	Zapallal - Ventanilla	18.02	0	0	0	0	0	0	0	0.00
L-244	Ventanilla - Chavarría	10.58	0	0	0	1	0	1	2	18.90
L-245	Ventanilla - Chavarría	10.58	0	0	0	0	0	0	0	0.00
L-246	Ventanilla - Chavarría	11.07	0	0	0	0	0	0	0	0.00
L-2003	Santa Rosa - Chavarría	8.46	0	0	1	1	0	0	2	23.64
L-2004	Santa Rosa - Chavarría	8.46	0	0	1	0	0	0	1	11.82
L-2010	San Juan - Santa Rosa	26.37	0	0	3	0	0	0	3	11.38
L-2011	San Juan - Santa Rosa	26.37	0	0	1	0	0	0	1	3.79
L-207	Independencia - San Juan	214.75	0	0	1	1	0	0	2	0.93
L-208	Independencia - San Juan	216.31	0	0	0	0	0	0	0	0.00
L-209/211	Independencia - Ica - Marcona	210.19	0	0	1	0	0	0	1	0.48
TOTAL COSTA		2068.56	0	0	11	6	6	3	26	1.26
L-220	Campo Armiño - Huayucachi	76.59	0	0	1	0	1	0	2	2.61
L-221	Huayucachi - Zapallal	244.11	0	0	2	0	0	3	5	2.05
L-205	Pomacocha - San Juan	112.19	0	0	0	0	1	0	1	0.89
L-206	Pomacocha - San Juan	112.19	0	0	0	0	1	0	1	0.89
L-218	Campo Armiño - Pachachaca	194.82	2	0	0	0	0	1	3	1.54
L-219	Campo Armiño - Pachachaca	194.82	0	0	1	1	0	0	2	1.03
L-201	Campo Armiño - Pomacocha	192.22	5	0	0	0	0	0	5	2.60
L-202	Campo Armiño - Pomacocha	192.22	4	0	2	0	0	0	6	3.12
L-203	Campo Armiño - Independencia	247.25	1	0	0	0	0	0	1	0.40
L-204	Campo Armiño - Huancavelica	66.47	1	0	0	0	0	0	1	1.50
L-231	Huancavelica - Independencia	180.78	0	0	0	0	0	0	0	0.00
L-222	Pachachaca - Callahuanca	72.64	0	0	0	0	0	1	1	1.38
L-223	Pachachaca - Callahuanca	72.64	1	0	0	0	0	0	1	1.38
L-226	Pomacocha - Pachachaca	13.46	1	0	0	0	0	2	3	22.29
TOTAL SIERRA		1972.40	15	0	6	1	3	7	32	1.62
TOTAL ETECEN 220 kV		4040.96	15	0	17	7	9	10	58	1.44
PORCENTAJE (%)			26%	0%	29%	12%	16%	17%		

Tipo	Descripción
I	Fenómenos Naturales Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo
II	Condiciones Ambientales Contaminación de aisladores por salinidad, contaminación industrial, humedad
III	Equipos, materiales y accesorios Propias en la red: fallo en conductores, aisladores, estructuras y equipos de maniobra
IV	Error humano Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
V	Terceros Daño accidental o intencionada por particulares o empresas ajenas a ETECEN
VI	Otras causas Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas

GRAFICON° 1
Número de Fallas cada 100 km-año (Año 2000)

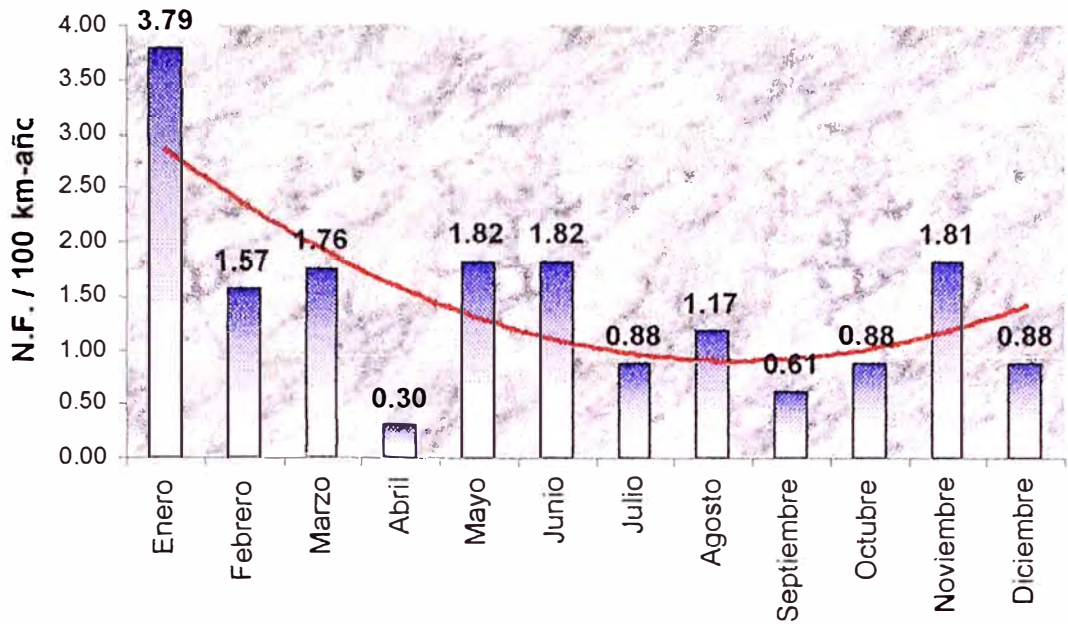
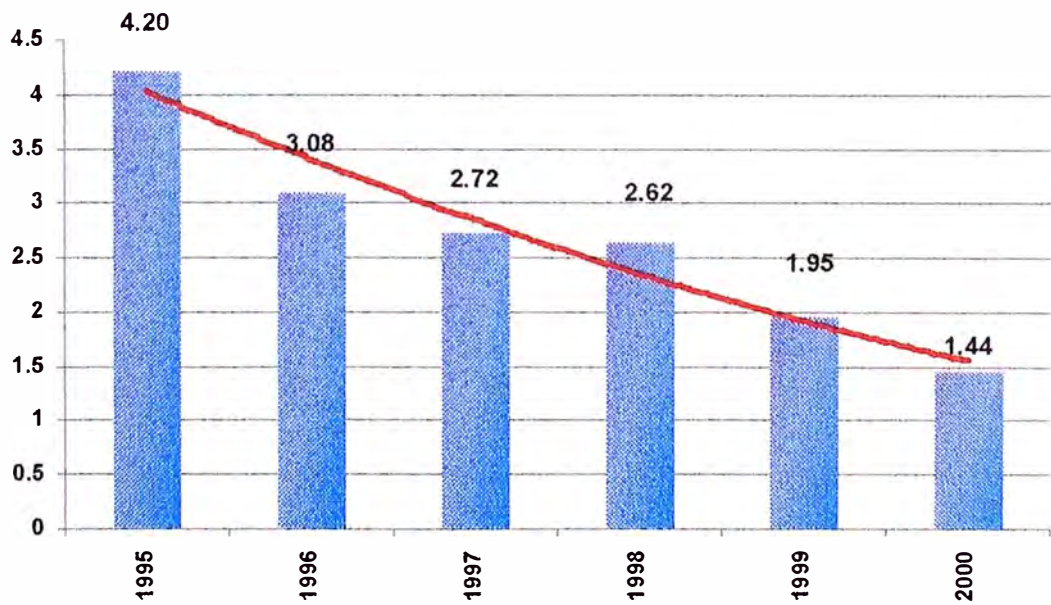


Gráfico N° 2
Número de Fallas por cada 100 km-año del Sistema de Transmisión de ETECEN



ANEXO M

Diagrama unifilar del Sistema Interconectado Nacional

BIBLIOGRAFIA

1. MANUAL DE PROCEDIMIENTOS:
C-P-01 Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica
C-P-02 Operación del Sistema de Transmisión
C-P-03 Evaluación del servicio de transmisión de energía eléctrica
GERENCIA DE COORDINACION DEL SISTEMA - ETECEN S.A.
2. Network. Functional Design Specifications
ESCA Corporation
Bellevue, Washington USA
3. SCADA. Functional Design Specifications
ESCA Corporation
Bellevue, Washington USA
4. Power System Stability and Control
Pragha Kundur
5. Real-Time Control of Electric Power Systems
Edmund Handschin
6. Power System Operation
Robert H. Miller
James H. Malionowski