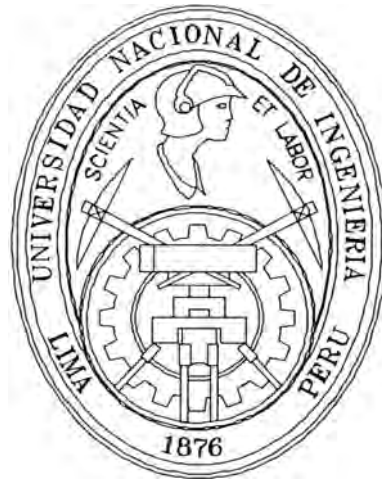


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**"IMPLEMENTACIÓN DE MODERNO CENTRO DE CONTROL DE
LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA CENTRO NORTE"**

INFORME DE INGENIERÍA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

HUGO ACOSTA TORRES

PROMOCIÓN 1995-I

LIMA-PERÚ
2005

DEDICATORIA:

A **mis padres**, quienes se esforzaron por darme la educación que tengo. A **mi esposa**, por alentarme; a **mi hija**, por la esperanza que significa y que es motivo de mis esfuerzos.

**IMPLEMENTACIÓN DE MODERNO CENTRO DE CONTROL DE LA
EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA CENTRO NORTE**

SUMARIO

El crecimiento del sistema eléctrico asociado con el nuevo esquema operativo establecido por el marco regulatorio del sector eléctrico peruano (Ley de Concesiones Eléctricas Decreto Ley 25844) ha incrementado la complejidad de las funciones de operación. Como consecuencia de este proceso el Centro de Control de la empresa de transmisión Centro Norte, ha implementado equipamientos y técnicas de supervisión y control, así como medios más sofisticados para la determinación de los niveles de seguridad.

El presente trabajo tiene por objetivo describir las actividades relacionadas con la implementación de un sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), así como los programas de manejo de energía (EMS). Asimismo se exponen las experiencias en el modelamiento de las bases de datos, para que sirva de ayuda en la implementación de otros Centros de Control.

También se muestra como este sistema apoyado con programas computacionales confiables, permite al operador monitorear en tiempo real la red, efectuar simulaciones de la operación del sistema y tomar decisiones oportunas en cada momento considerando aspectos de seguridad, calidad y economía.

ÍNDICE

PRÓLOGO	5
CAPÍTULO I	
DESCRIPCIÓN Y ASPECTOS OPERATIVOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN CENTRO NORTE	
1.1. Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte	9
1.2. Operación del Sistema Eléctrico de Transmisión	20
1.2.1. Estados de Operación del Sistema de Transmisión	22
1.2.2. Etapas de la Operación del Sistema de Transmisión	23
CAPÍTULO II	
DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN CENTRO NORTE EN EL PERIODO 1975 A 1999	
2.1. Introducción	28
2.2. Sistemas de Supervisión y Control de la Operación del Sistema Eléctrico de Transmisión Centro Norte en el Período 1975-1999	29
2.3. Necesidad de un nuevo Sistema SCADA/EMS	35

CAPÍTULO III

REQUERIMIENTO DE UN CENTRO DE CONTROL CON UN SISTEMA SCADA/EMS

3.1.	Desarrollo del Proyecto Sistema SCADA/EMS	38
3.2.	Beneficios Técnicos del Proyecto Sistema SCADA/EMS	40
3.3.	Características de Diseño del Sistema SCADA/EMS	42
3.4.	Requerimientos Generales del Sistema SCADA/EMS	44
3.4.1.	Requerimientos Funcionales del Sistema SCADA/EMS	44
3.4.2.	Interfase Hombre Máquina	58
3.4.3.	Requerimientos de Software	62
3.4.4.	Requerimientos del Hardware	63
3.4.5.	Inspección y Pruebas	65
3.4.6.	Otros Aspectos	68
3.5.	Alcance del Suministro	70

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA SCADA/EMS INSTALADO

4.1.	Generalidades	72
4.2.	Descripción del Sistema SCADA/EMS	73
4.3.	Características del EMP	74
4.4.	Software SCADA	76
4.5.	Aplicaciones de Análisis del Sistema Eléctrico – EMS	83
4.6.	Dispatcher Training Simulator (DTS)	86

4.7.	Otros Subsistemas y Productos Software	87
4.8.	Configuración del hardware	89
4.9.	Costos del Proyecto Sistema SCADA/EMS	95

CAPÍTULO V

EXPERIENCIAS EN LA IMPLEMENTACIÓN Y UTILIZACIÓN DEL PROYECTO SISTEMA SCADA/EMS

5.1.	Sistema SCADA	99
5.2.	Sistema EMS-Seguridad	102
5.3.	Sistema DTS	104
5.4.	Entrenamiento de Personal	104
5.5.	Pruebas en Fábrica y en Sitio del Sistema SCADA/EMS	104
5.6.	Actividades de Mantenimiento del sistema SCADA/EMS sin Dependencia	107
5.7.	Reacción de los Operadores Frente al Manejo del Sistema SCADA/EMS	108

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones	113
Recomendaciones	117

GLOSARIO DE TERMINOS

ANEXOS

BIBLIOGRAFIA

PRÓLOGO

El crecimiento continuo del sistema eléctrico y la incorporación de nuevas cargas, tienen que ser atendidas con la instalación de nuevos equipos en el sistema eléctrico, involucrando un mayor número de interconexiones, líneas de transmisión y generadores. Esto asociado con el marco regulatorio hacen que la operación sea más compleja y tenga que ser coordinada en forma centralizada desde los Centros de Control.

Adicionalmente a lo mencionado anteriormente, la operación de las instalaciones del sistema eléctrico de transmisión se torna cada vez más compleja a consecuencia de las mayores exigencias de, calidad y eficiencia de los otros agentes del mercado eléctrico, y del constante desarrollo que está experimentando la red de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La operación del sistema se realizaba mediante el esquema tradicional, mayormente mediante operadores en cada subestación, quienes comunicaban vía telefónica al Centro de Control del estado de la red y también debían efectuarse maniobras, en estado tanto normal como de emergencia por orden del Centro de Control. Esta operación presentaba limitaciones debido a la falta de un equipamiento adecuado.

Así desde que ETECEN inició su funcionamiento en el año 1994, se consideró prioritario adecuar la operación de la red eléctrica de acuerdo con el marco legal y organizativo del Sector Eléctrico establecido en el Decreto Ley No. 25844 (Ley de Concesiones Eléctricas), Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, que establece niveles adecuados de calidad y seguridad de manera confiable y económica del sistema eléctrico y la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Por ello, con la finalidad de mejorar la operación del sistema eléctrico de transmisión en términos de seguridad, calidad y economía, se implementó al Centro de Control con herramientas de supervisión, control y adquisición de datos en tiempo real (SCADA) y un sistema para la administración de la energía (EMS).

El proyecto integral del Centro de Control comprendió los siguientes subproyectos:

1. Sistema del Centro de Control (SCADA/EMS)
2. Adecuación de subestaciones para el Centro de Control
3. Sistema de telecomunicaciones asociado
4. Edificio del Centro de Control

Para la realización de este proyecto fue necesario adecuar 20 subestaciones, agrupando y centralizando la información de alarmas, medidas eléctricas, posición de equipos para ser conectados a Unidades Terminales Remotas (RTU's), para luego ser enviadas a la Estación Maestra del Centro de Control ubicado en Lima.

La transmisión de la información en tiempo real se realiza a través de un sistema propio de comunicaciones, que consiste en un Sistema Integrado de Radio Móvil (SIRM) y una vía de respaldo conformada por una red de Onda Portadora.

El proyecto fue financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el EXIMBANK de Japón y recursos propios de la empresa de transmisión eléctrica centro norte. La inversión total asciende aproximadamente a 15 millones 400 mil dólares.

El Centro de Control fue construido por la empresa francesa CEGELEC bajo la supervisión de la empresa de transmisión eléctrica centro norte y la Dirección Ejecutiva del Proyecto PE-0018 del Ministerio de Energía y Minas con la Empresa MERZ & MC LELLAN – CESEL.

El presente trabajo resume la experiencia desde la concepción del proyecto y las diversas actividades desarrolladas durante la implementación del Proyecto Sistema del Centro de Control (SCADA/EMS) de la empresa de transmisión centro norte, asimismo se exponen experiencias en el modelamiento de las bases de datos para que sirva de ayuda en la implementación de otros Centros de Control.

En el **Capítulo I**, se describe brevemente el sistema eléctrico de transmisión Centro Norte y las actividades relacionadas con la operación de Sistemas de Potencia como función de un Centro de Control.

En el **Capítulo II**, se describe la operación del sistema eléctrico de transmisión centro norte en el período 1975-1999, así como la necesidad de implementar un sistema SCADA/EMS, resumiendo algunas de las características del proyecto y del sistema adquirido.

En el **Capítulo III**, se plantean los requerimientos generales del Centro de Control para la implementación con un sistema SCADA/EMS.

En el **Capítulo IV**, se muestran las características de la arquitectura del software y hardware, funcionalidad, interfaz Hombre Máquina, servicios y utilitarios, y los programas de aplicación del sistema SCADA/EMS adquirido, resumiendo sus principales características.

En el **Capítulo V**, se presenta las experiencias del personal del Centro de Control en la implementación, ejecución de actividades de mantenimiento del sistema y la reacción de los operadores frente al manejo del sistema SCADA/EMS.

Finalmente, se adjuntan las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo, la bibliografía empleada, y los anexos.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN Y ASPECTOS OPERATIVOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN CENTRO NORTE

1.1. Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte

En sus inicios la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte actualmente Red de Energía del Perú (REP) fue una empresa eléctrica estatal de derecho privado, quedó legalmente constituida el 26 de enero de 1994, e inicio sus operaciones de manera autónoma el 1 de mayo de 1994. Encargada de brindar servicio de transmisión de energía eléctrica a las empresas de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y su ámbito de operaciones abarca los sistemas de transmisión de la costa norte y centro, sierra centro y sierra norte del país.

ETECEN ahora REP fue propietaria de la red eléctrica en alta tensión más extensa del Perú, la cual principalmente es de 220 kV. Esta red esta compuesta de 26 subestaciones con una capacidad de transformación de 1257.8 MVA y de 3219.12 km de líneas de transmisión, que recorre la región costera Peruana, desde Talara hasta Marcona, en una distancia de 1,800 km y se extiende hacia la sierra central del país, (ver fig. N° 1.1.1. y 1.1.2.) que constituyen parte importante del Sistema Interconectado Nacional (SEIN); el cual, además está

constituido por las Centrales de Generación, donde se produce la energía eléctrica y los circuitos de distribución que llegan hasta los consumidores finales.

El 05 de septiembre de 2002 la empresa Red de Energía del Perú (REP) se adjudicó en concesión los sistemas de transmisión de ETECEN y ETESUR. REP brinda el servicio de transmisión de energía, mediante las instalaciones adjudicadas, así mismo brinda servicios de operación y mantenimiento de instalaciones de terceros. Como parte de la concesión REP recibió de ETECEN y ETESUR dos Centros de Control, uno en Lima (San Juan de Miraflores) y el otro en Arequipa (Socabaya), implementados con sistemas SCADA/EMS para la supervisión, control y operación de sus sistemas y la de sus clientes, además de enviar información de tiempo real al COES, en cumplimiento con la regulación peruana existente.

Actualmente REP efectúa la operación en tiempo real de su sistema de transmisión utilizando estos dos Centros de Control, en los que los operadores trabajan en forma coordinada; al mismo tiempo REP está evaluando alternativas para integrar los dos Centros de Control, buscando optimizar los recursos y los costos de operación.

El esquema establecido por el marco regulatorio del Sector Eléctrico Peruano, impone que los integrantes del sistema cuenten necesariamente con un Centro de Control para la operación en tiempo real de sus instalaciones; así como con

un sistema para recolectar la información automáticamente, y para coordinar e intercambiar información en tiempo real con el Coordinador del Sistema, a cargo del COES.

SUBESTACIÓN	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	NUMERO DE TAPS	CAP. DE TRANSF. (MVA)	AÑO EN SERVICIO
PIURA OESTE	220/60/10	21 (± 10 x 1%)	2x 50/50/30	1996/1999
CHICLAYO OESTE	220/60/0.38	17 (± 8 x 1.25%)	2x 50/50/0.25	1986/1997
GUADALUPE	220/60/10	21 (± 10 x 1%)	2x 30/30/10	1986/1996
TRUJILLO NORTE	220/138/10	21 (± 10 x 1%)	2x 100/100/20	1986/1999
TRUJILLO NORTE	138/10.7	19 (± 6 x 1.667%; -13 x 1.667%)	1x 33.3/33.3	1997
CHIMBOTE 1	220/138/13.8	17 (± 8 x 1.25%)	2x 120/120/36	1980/1999
PARAMONGA NUEVA	220/132/66	17 (± 8 x 1.25%)	1x 65/50/15	1980
PARAMONGA NUEVA	220/66/10	21 (± 10 x 1%)	1x 30/30/10	1997
HUACHO	220/66/10	27 (± 13 x 1%)	1x 30/30/10	1999
ZAPALLAL	-	-	-	1991
VENTANILLA	-	-	-	1993
CHAVARRIA	-	-	-	1964
SANTA ROSA	-	-	-	1964
SAN JUAN	210/62.3/10.3	21 (± 10 x 1%)	1x 50/50/30	1972
TALARA	220/13.2	17 (± 8 x 1.25%)	1x 75/75	1997
INDEPENDENCIA	210/62.3/10.3	21 (± 10 x 1%)	2x 50/50/30	1973/1996
ICA	210/62.3/10.3	21 (± 10 x 1%)	1x 50/50/30	1973
MARCONA	210/62.3/10.3	21 (± 10 x 1%)	1x 50/50/30	1976
PACHACHACA	-	-	-	1983
POMACOCCHA	-	-	-	1973
CALLAHUANCA	-	-	-	1983
HUAYUCACHI	225/62.3/10.3	23 (± 10 x 1%)	2x 30/30/10	1997/1996
HUANCAVELICA	225/62.3/10.3	21 (± 10 x 1%)	1x 30/30/10	1985
PARAGSHA 2	-	-	-	1988
HUANUCO	138/24/10	25 (+ 4 x 1.25%; -20 x 1.25%)	1x 23.3/8.3/21.7	1988
TINGO MARIA	138/10	27 (+ 4 x 1.25%; -20 x 1.25%)	1x 16.7/16.7	1988
AUCAYACU	132/60/22.9	27 (± 13 x 1%)	1x 20/13/10	1997
TOCACHE	132/60/22.9	27 (± 13 x 1%)	1x 7/7/2	2000
SAN NICOLAS	60/13.8	5 (± 2 x 2.5%)	3x 37.5/37.5	1977

Fig. 1.1.1. Datos técnicos de transformadores.

CODIGO CIRCUITO	LINEA DE TRANSMISIÓN		TOTAL TORRES	LONG. (Km)	CAPACIDAD (MVA)	CIRCUITOS		TIPO DE ESTRUC.	AÑO EN SERVICIO
	DE :	A :				DISEÑADO	INSTALADO		
L-238	PIURA OESTE	CHICLAYO OESTE	463	211.20	152	2	1	METAL	1992
L-236	CHICLAYO OESTE	GUADALUPE	193	83.74	152	2	1	METAL	1986
L-234	GUADALUPE	TRUJILLO NORTE	241	103.3513	152	2	1	METAL	1986
L-232	TRUJILLO NORTE	CHIMBOTE I	496	3.75	152	1	1	MADERA	1979
L-233	TRUJILLO NORTE	CHIMBOTE I	376	133.37	152	1	1	MADERA	1999
L-215	CHIMBOTE I	PARAMONGA NUEVA	511	221.17	152	2	1	METAL	1980
L-213	PARAMONGA NUEVA	HUACHO	132	55.54	152	2	1	METAL	1980
L-212	HUACHO	ZAPALLAL	267	108.46	152	2	1	METAL	1980
L-242	ZAPALLAL	VENTANILLA	50	18.02	152	2	1	METAL	1991
L-244/5	VENTANILLA	CHAVARRIA	38	10.58	304	2	2	METAL	1993
L-246	VENTANILLA	CHAVARRIA	44	11.07	152	1	1	METAL	1999
L-2003/4	CHAVARRIA	SANTA ROSA	18	8.46	457	2	2	METAL	1964
L-2010/11	SANTA ROSA	SAN JUAN	71	26.37	457	2	2	METAL	1964
L-248	TALARA	PIURA OESTE	289	103.80	152	1	1	MADERA	1997
L-207	SAN JUAN	INDEPENDENCIA	502	214.75	152	1	1	METAL	1972
L-208	SAN JUAN	INDEPENDENCIA	488	216.31	152	2	1	METAL	1985
L-209	INDEPENDENCIA	ICA	135	55.19	141	1	1	METAL	1973
L-211	ICA	MARCONA	366	155.00	141	1	1	METAL	1976
L-201/202	CAMPO ARMIÑO	POMACOCHA	398	192.22	304	2	2	METAL	1973
L-205/206	POMACOCHA	SAN JUAN	221	112.19	304	2	2	METAL	1973
L-204/203	CAMPO ARMIÑO	HUANCAVELICA	137	66.47	152	2	2	METAL	1973
L-231/203	HUANCAVELICA	INDEPENDENCIA	400	180.78	304	2	2	METAL	1983
L-218/219	CAMPO ARMIÑO	PACHACHACA	401	194.82	304	2	2	METAL	1983
L-222/223	PACHACHACA	CALLAHUANCA	138	72.64	152	2	2	METAL	1984
L-226	PACHACHACA	POMACOCHA	34	13.46	152	1	1	METAL	1991
L-220	CAMPO ARMIÑO	HUYUCACHI	156	76.59	152	1	1	METAL	1991
L-221	HUAYUCACHI	ZAPALLAL	570	244.11	152	1	1	METAL	1983
L-120	PARAGSHA II	HUANUCO	167	86.21	45	1	1	METAL	1988
L-121	HUANUCO	TINGO MARIA	155	88.16	45	1	1	METAL	1988
L-122	TINGO MARIA	AUCAYACU	131	44.20	45	1	1	METAL	1997
L-124	AUCAYACU	TOCACHE	305	107.76	45	1	1	METAL	2000
L-627	MARCONA	SAN NICOLAS	56	15.20	42	1	1	MADERA	1978
L-628	MARCONA	SAN NICOLAS	57	15.20	83	2	2	MADERA	1978

Fig. 1.1.2. Datos técnicos de líneas de transmisión

El sistema eléctrico de transmisión centro norte puede zonificarse así: la Zona Central conformada por las líneas en 220 kV que enlazan a las subestaciones de Campo Armiño, Huayucachi, Zapallal, Pachachaca, Callahuanca, Pomacocha y Huancavelica. En la Subestación Pachachaca se interconecta con el sistema de Electroandes, para suministrar energía a las cargas de Electrocentro y clientes libres. Además, existe un sistema en 138 kV, conformado por las líneas que enlazan a las subestaciones de Paragsha2, Huánuco y Tingo María que sirven a las cargas de Electrocentro y la mina Buenaventura. La zona costera que interconecta a las subestaciones en 220 kV de Marcona, Ica, Independencia, Lima, San Juan, Santa Rosa, Chavarría para continuar hacia el norte enlazando a las subestaciones de Ventanilla, Zapallal, Paramonga Nueva, Chimbote1, Trujillo Norte, Guadalupe, Chiclayo Oeste, Piura Oeste y Talara.

La figura 1.1.3. muestra el mapa del SICN, donde se aprecian las líneas y subestaciones del sistema eléctrico de transmisión centro norte y su ubicación en el territorio nacional.

En el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) existe otra red de transmisión perteneciente a la empresa ETESELVA, así como también existen otras redes de transmisión pertenecientes a diversas empresas de generación públicas y privadas que conectan las centrales de generación con el sistema eléctrico de transmisión. Durante el año 2002 en el SICN se registro aproximadamente una capacidad de generación de 3,397.7 MW (SEIN 4,403.8MW), una máxima demanda de 2,438.2 MW (SEIN 2,908 MW); y la

energía transportada por la empresa de transmisión en el centro norte ha sido 13,332.52 Gwh, la cual representa el 68,2% de la energía generada por los integrantes del SICN.

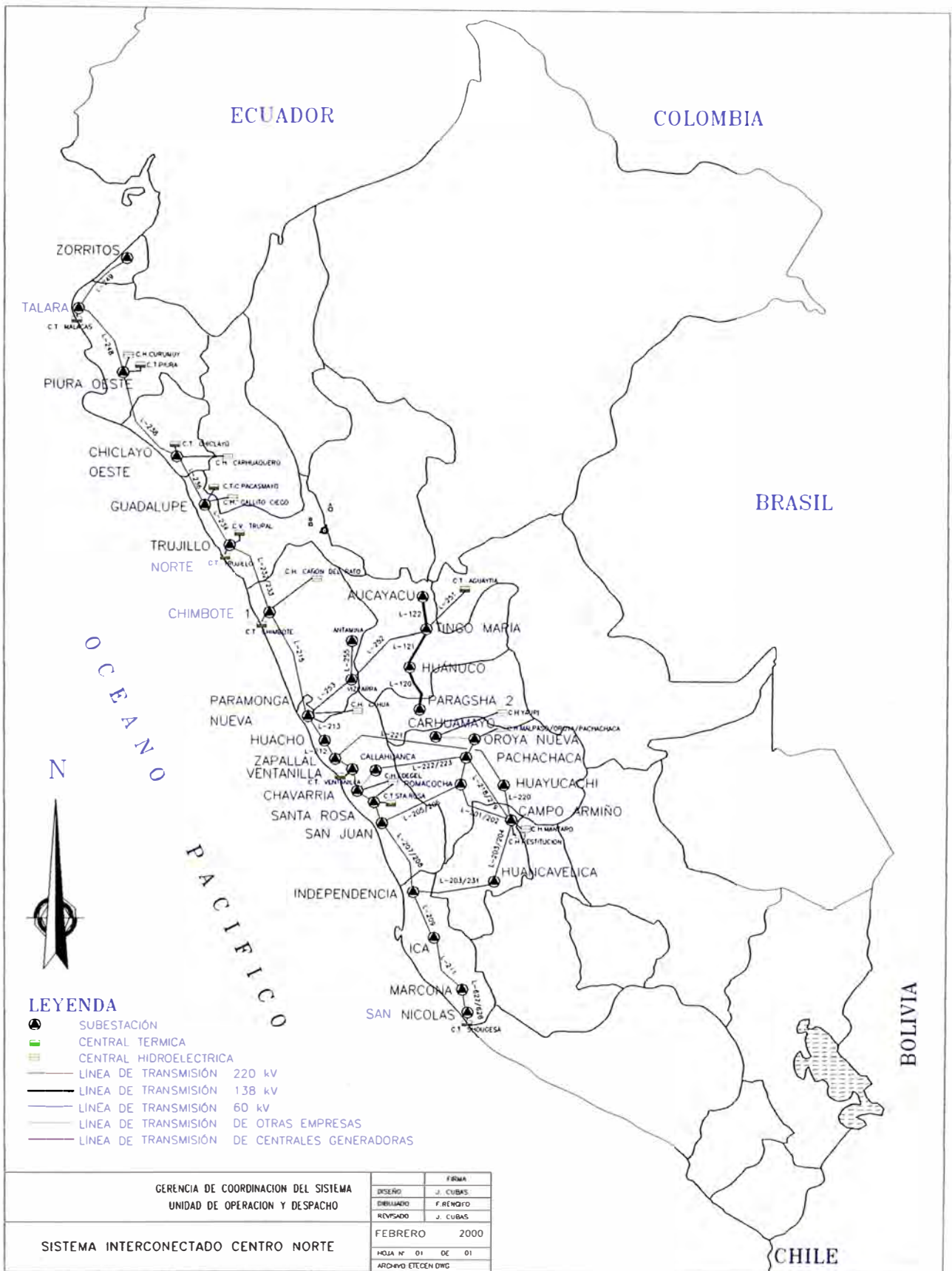


Figura 1.1.3. Sistema Interconectado Centro Norte

Organización del mantenimiento

Un sistema tan extenso obliga a realizar una división geográfica, a fin de realizar una mejor gestión del mantenimiento. Por ello geográficamente se encuentra dividida en 6 unidades de mantenimiento y 2 unidades locales de mantenimiento especializado:

1. Unidad de Transmisión Norte, con sede en Chiclayo y conformada por las subestaciones Talara, Piura Oeste, Chiclayo Oeste y Guadalupe.
 2. Unidad de Transmisión Norte Medio, con sede en Chimbote y conformada por las subestaciones Trujillo Norte, Chimbote 1, Paramonga Nueva y Huacho.
 3. Unidad de Transmisión Lima, con sede en Lima y conformada por las subestaciones Zapallal, Ventanilla, Chavarría, Santa Rosa, Callahuanca y San Juan.
 4. Unidad de Transmisión Sur Medio, con sede en Pisco y conformada por las subestaciones Independencia, Ica, Marcona y San Nicolás.
 5. Unidad de Transmisión Sierra Centro, con sede en Huancayo y conformada por las subestaciones Pachachaca, Pomacocha, Huayucachi y Huancavelica.
 6. Unidad de Transmisión Sierra Norte, con sede en Huánuco y conformada por las subestaciones Paragsha 2, Huánuco, Tingo María y Aucayacu.
1. Unidad de Telecomunicaciones, con sede en Lima.
 2. Unidad de Ingeniería de Mantenimiento, con sede en Lima.

Cada unidad de mantenimiento se encarga del mantenimiento no especializado de sus instalaciones (subestaciones y las líneas de transmisión en su área

geográfica). Para ello cuenta con personal y la infraestructura necesaria para la ejecución de tales labores.

La Unidad de Telecomunicaciones se encarga de la correcta operación y mantenimiento del sistema de comunicaciones de la empresa de transmisión centro norte, ya sea vía radio, enlace telefónico (Onda Portadora) o microondas a través de sus repetidoras.

La Unidad de Ingeniería de Mantenimiento, tiene entre sus tareas:

- Coordinar y/o supervisar los trabajos de mantenimiento especializado de las unidades de transmisión (conmutadores de transformadores, transformadores de medida y reparación de interruptores), incluyendo el mantenimiento del sistema de control, protección, medición y los registradores de fallas. También participa en la recepción de nuevas instalaciones (supervisión de pruebas de puesta en servicio).

Gerencia de Operación del Sistema

Dentro de la estructura jerárquica de la organización de la empresa de transmisión, se encuentra la Gerencia de Operación del Sistema que tiene la responsabilidad de coordinar acciones internas y externas para la prestación del servicio de transmisión eléctrica. Está formado por dos unidades de soporte que son:

Unidad de Operación y,

Unidad de Programación y Análisis.

1. Unidad de Operación

Tiene la función principal de supervisar y controlar la operatividad del sistema eléctrico de transmisión en tiempo real, de acuerdo a las normas, procedimientos e instrucciones de operación establecidas con la finalidad de brindar un buen servicio de transmisión eléctrica. Tiene bajo su responsabilidad el mantenimiento del software y hardware de la estación maestra del sistema SCADA del Centro de Control.

2. Unidad de Planificación y Análisis.

Sus funciones son programar, analizar y evaluar la operación del sistema de transmisión, de acuerdo a las normas, procedimientos e instrucciones de operación establecidos. Asimismo, se encarga de programar, analizar y evaluar la operación en tiempo real del sistema de potencia, de acuerdo a lo establecido en el marco legal vigente, con la finalidad de mejorar la operación del sistema. Tiene bajo su responsabilidad realizar el coordinamiento del sistema de protección.

Centro de Control

Cuenta con supervisores responsables de la operación en tiempo real que trabajan permanentemente en turnos rotativos las 24 horas del día y ejercen una jefatura funcional sobre los operadores de todas las subestaciones del sistema de transmisión.

Actualmente cuenta con un moderno Centro de Control ubicado en la S.E San Juan y cumple las siguientes principales funciones dentro de las etapas de Programación, Control en tiempo real y Evaluación o Análisis de la Operación:

- Operación óptima en tiempo real el sistema eléctrico de transmisión.
- Coordinación de la operación en tiempo real del sistema de transmisión en adecuadas condiciones de calidad, seguridad y economía.
- En coordinación con las Unidades de Transmisión, elabora el programa de mantenimiento de corto, mediano y largo plazo.
- Ejecución de estudios, análisis y evaluación de la operación.
- Análisis de fallas y probables condiciones operativas futuras.
- Llevar acabo el control estadístico operativo del sistema de eléctrico de transmisión y del SEIN.

Ejecución del coordinamiento del Sistema de Protección del sistema eléctrico de transmisión.

- Recuperación y procesamiento de información de datos de contadores de energía de la empresa de transmisión.

Utilizando para esto tecnología de vanguardia que es precisamente materia del presente trabajo.

1.2. Operación del Sistema Eléctrico de Transmisión

El problema de la operación del sistema eléctrico de transmisión se puede resumir en como brindar un buen servicio de transmisión en el Sistema Interconectado minimizando los costos de operación del sistema, manteniendo niveles aceptables de calidad de servicio, y con la máxima seguridad dentro de

las limitaciones del sistema; esto es, la operación puede ser caracterizada por tres objetivos independientes: calidad, seguridad y economía.

La calidad, es normalmente descrita por medio de un perfil aceptable de valores de tensión y frecuencia de la potencia eléctrica entregada al consumidor.

La seguridad, es mucho más difícil de describir en términos de cantidad; la seguridad es considerada como la continuidad del servicio eléctrico en forma permanente y redundará en la confianza del servicio por parte de los usuarios. El proceso de determinación de los niveles de seguridad comprende evaluar los siguientes aspectos

- La capacidad del sistema de satisfacer la demanda de potencia teniendo en cuenta la posibilidad de la pérdida de equipos de generación o de transmisión.
- El impacto de las decisiones de los operadores respecto a la entrada y salida de servicio de unidades de generación y equipos de transmisión; y
- El efecto de las acciones correctivas contempladas por el operador con el propósito de mejorar los niveles de seguridad.

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

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

1.2.1. Estados de Operación del Sistema de Transmisión

La operación del sistema de transmisión puede estar en uno de los cuatro estados de operación: estado normal, estado de alerta, estado de emergencia y estado de restauración. Estos se describen a continuación.

El estado normal, es la condición de operación caracterizada por el balance de potencia activa, determinado por una frecuencia nominal, y por el balance de la potencia reactiva, determinado por un perfil variable de tensiones dentro de un rango determinado. Además, los equipos y componentes del sistema operan en un régimen menor o igual a sus características nominales.

El estado de alerta, se caracteriza en que el sistema de potencia opera en un estado cuasi-estacionario, manteniendo el balance de las potencias activas y reactivas pero con bajo margen de seguridad. Los equipos operan con sobrecargas admisibles, tales que una perturbación podría violar las condiciones del estado normal. En este estado de alerta una acción preventiva puede ser tomada para restaurar el sistema al estado normal.

El estado de emergencia, es la condición en el que el sistema está en un estado dinámico, normalmente causado por una perturbación, la cual es lo suficientemente violenta para afectar la integridad del sistema (colapso del sistema o de subsistemas con pérdida de cargas). Aquí las restricciones son violadas y la seguridad del sistema habría sido rota, el nivel de seguridad es cero y prácticamente inexistente.

El estado de restauración, es una serie de acciones tomadas para la normalización del sistema, afianzando el cumplimiento de las restricciones de seguridad, y consecuentemente normalizar los compromisos de carga. Cabe mencionar que desde este estado el sistema podría transitar al estado de alerta o estado normal, dependiendo de las circunstancias.

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

1.2.2. Etapas de la Operación del Sistema de Transmisión

No hay una manera uniforme de efectuar la operación de los sistemas de potencia, puesto que cada sistema de potencia tiene sus propias características en términos de protección, transmisión, distribución y

consumo. Las particularidades de los equipos, así como las restricciones físicas y normas legales también varían en gran medida. Sin embargo, la operación de los sistemas de potencia siempre sigue actividades típicas, las cuales se dividen en tres etapas, que reflejan el horizonte de tiempo: etapa de Programación, etapa de Control y Supervisión y etapa de Evaluación.

Estas actividades también son efectuadas en la operación del sistema eléctrico de transmisión, y se describen a continuación.

La etapa de Programación, se realiza la programación de la operación con un horizonte desde pocas horas hasta cuatro años, involucra el planeamiento de la utilización de los recursos de producción, pronóstico de carga y capacidad de transmisión. Se divide usualmente en dos actividades:

- Programación de la Operación a Mediano Plazo. Esta actividad se realiza con una previsión que varía entre cinco años y un mes, y consta básicamente de estudios eléctricos a mediano plazo.
- Programación de la Operación a Corto Plazo. Esta actividad se realiza con una previsión que varía entre una semana y horas, con la intención de minimizar el costo de producción del sistema por programación de la configuración de la red de transmisión, y tomando en cuenta el pronóstico de las cargas del sistema y de las barras, coordinación del mantenimiento y análisis de seguridad.

La etapa de Control y Supervisión, esta etapa se realiza en tiempo real y consta básicamente de la supervisión del estado del sistema de transmisión (líneas de transmisión, barras de carga, etc), supervisión de los mantenimientos, control de flujos (potencia, carga) y de las variables eléctricas. En el caso de variaciones, se actúa sobre los equipos de control, para mantener la seguridad, calidad y economía del suministro. Cuando se producen emergencias, se toman decisiones y acciones correctivas para la recuperación al estado normal de operación (control de las emergencias y análisis de seguridad en tiempo real).

La etapa de evaluación, en el cual se analiza la operación ejecutada, se realiza para crear datos estadísticos usados como entrada para mejorar las actividades de las etapas de Programación, Control y Supervisión, así como para propósitos de contabilización y facturación. Se puede diferenciar dos actividades:

- Análisis Estadístico de la Operación. Se realiza en forma diaria, semanal, mensual y anual. Consta del procesamiento de la información para satisfacer los requerimientos de reportes de eventos importantes en el sistema, estadísticas y análisis de perturbaciones, índices operativos del sistema y control de ejecución de mantenimiento. Estos son usados para corregir la programación de los períodos sucesivos y mejorar los procedimientos e instrucciones de operación.

- Contabilización y Facturación. Consta de la contabilización de la energía para el pago de los peajes del sistema de transmisión.

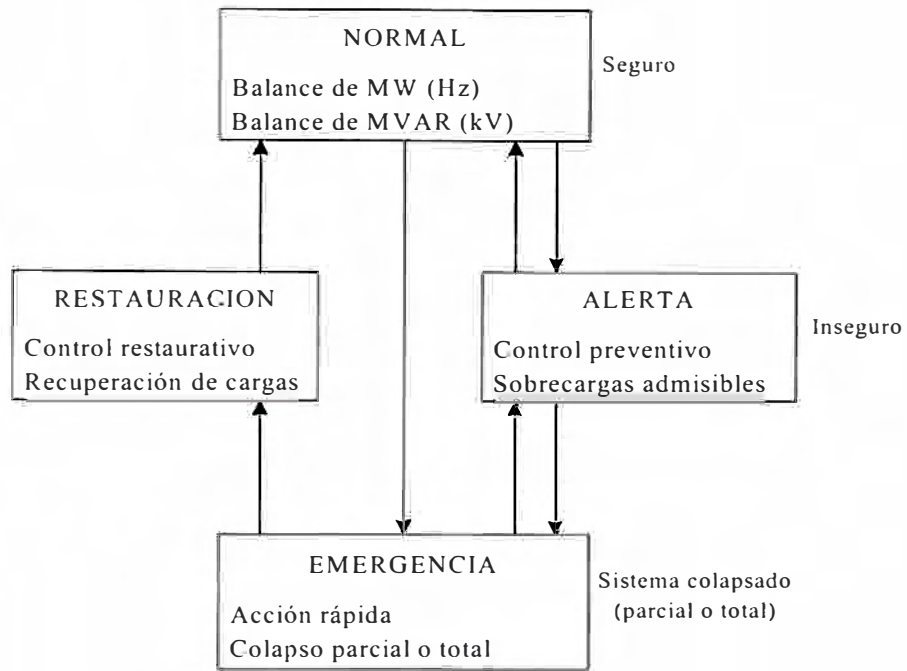


Fig. 1.2.1 Estados de Operación del Sistema de Transmisión

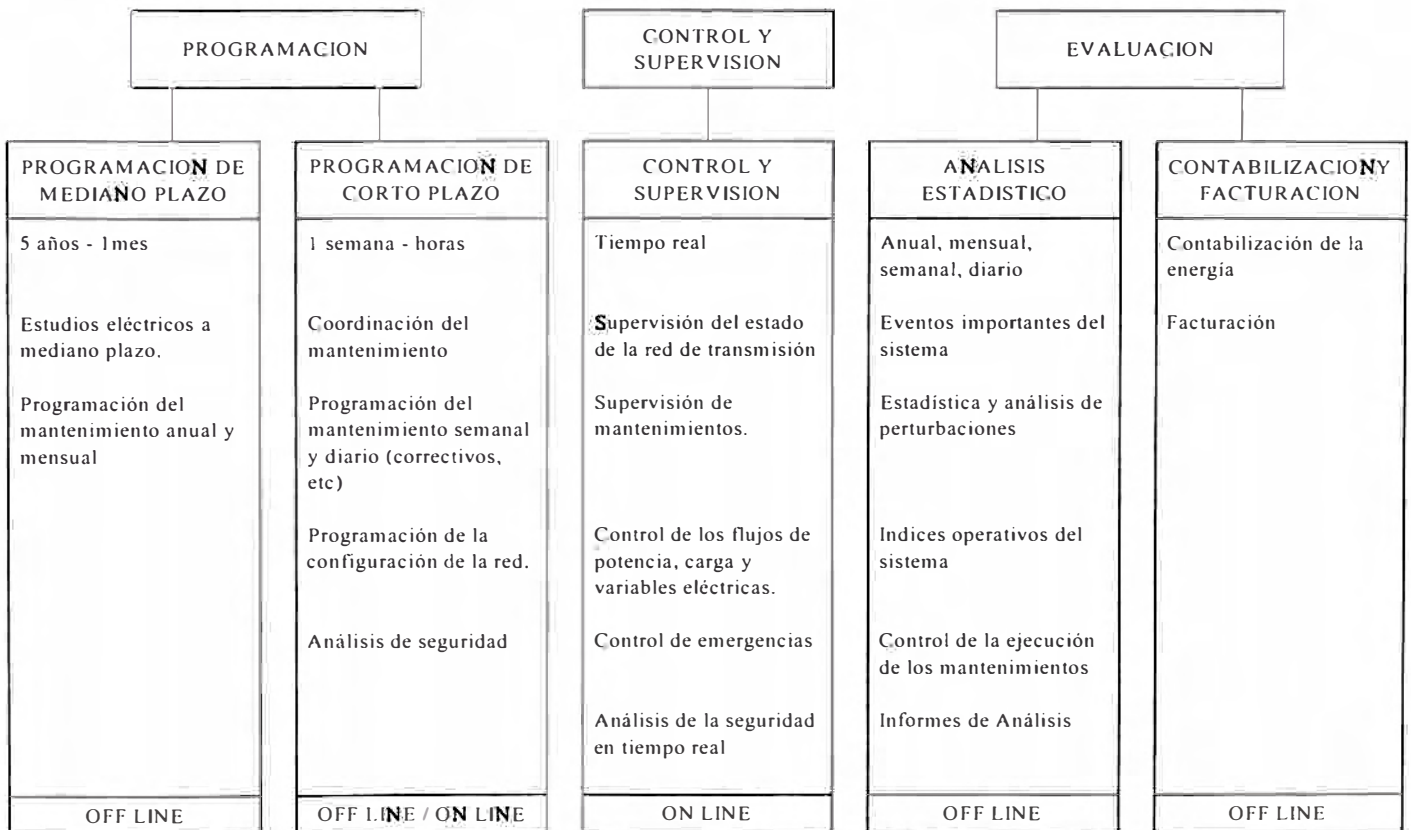


Fig. 1.2.2 Etapas de la Operación del Sistema de Transmisión

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN CENTRO NORTE EN EL PERIODO 1975 A 1999

2.1. Introducción

La supervivencia humana depende cada vez más de la energía eléctrica, lo que hace cada vez mayor las responsabilidades de la operación de los sistemas de potencia.

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

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

Con el continuo crecimiento del sistema eléctrico y la incorporación de cargas, los sistemas de potencia aislados se van expandiendo en tamaño, niveles de

tensión mayor concentración de generación y se van interconectando entre ellos, en atención a la economía de escala, conformando sistemas de potencia interconectados. Esto da como resultado una operación cada vez más compleja, en la cual los requisitos de la seguridad de la operación y de calidad de la energía suministrada se hace cada vez más severa, aumentando los requisitos de coordinación y surgiendo centros de decisión en los puntos estratégicos en cuanto a las transferencias de energía y en los puntos privilegiados en cuanto a telecomunicaciones.

Como consecuencia de este proceso se creó los Centros de Control, que se estructuran y se tornan como elementos vitales para la operación de los sistemas de potencia, con el objetivo de asegurar que la energía eléctrica sea entregada con la calidad deseada al costo más bajo; por lo que se requiere utilizar equipamientos y técnicas de supervisión y control, así como herramientas para la determinación de los niveles de seguridad. Así, los Centros de Control modernos están dotados de equipos de adquisición de datos y de comando remoto que les permiten, con auxilio de complejos programas de cómputo (hardware y software), tomar la mejor decisión en cada momento considerando aspectos de calidad, seguridad y economía.

2.2. Sistemas de Supervisión y Control para la Operación del Sistema Eléctrico de Transmisión Centro Norte en el Período 1975 a 1999

Hasta marzo de 1,999 la operación del sistema eléctrico de transmisión se realizaba desde el Centro de Control ubicado en la subestación San Juan,

mediante 3 sistemas que le permitían la supervisión, y en menor medida el control de parte de sus subestaciones. Estos sistemas fueron puestos en servicio con la primera y segunda etapa del Mantaro y con la línea de transmisión 220kV Lima-Chimbote, es decir a medida que el sistema eléctrico se desarrollaba. A continuación se presentan en forma sucinta, una descripción del equipamiento existente en el período de 1975 a 1999; con la finalidad de mostrar las características y limitaciones para la operación del Sistema eléctrico.

Sistema DZF (BBC de Suiza)

En servicio desde fines de 1975, cuando se implementó la 1ra. Etapa del Proyecto Mantaro; que constaba de un panel mímico en el cual se presentaban las señales analógicas que se transmitían desde las subestaciones Independencia, Ica y Marcona.

El Sistema DZF disponía de las siguientes facilidades:

Telemedidas:

- Líneas de transmisión: Potencia activa (MW) y reactiva (MVAR).
- Subestaciones: Tensión de barras (KV).
- Equipos de compensación reactiva: Potencia reactiva (Mvar).
- Transformadores de potencia: Potencia activa (MW) y reactiva (MVAR).

Estas medidas eran visualizadas en instrumentos del tipo electromagnético.

Teleseñalización: Se obtenían señales luminosas que indicaban el estado (abierto o cerrado) de los interruptores y seccionadores de 220kV. Este sistema no estaba previsto para el telecontrol.

Toda la información indicada llegaba al Centro de Control de Lima, vía los canales de comunicación existentes en las líneas de transmisión (onda portadora). La función de Control (maniobras programadas, acciones correctivas, recuperación después de perturbaciones, etc.) la ejercía el Supervisor del Sistema, desde el Centro de Control comunicándose con los operadores de las subestaciones vía teléfono (onda portadora, radio o la red pública) y coordinando las maniobras que éstos últimos debían ejecutar en sus respectivas instalaciones.

Sistema CDT (TOSHIBA del Japón)

El Sistema de Supervisión y Control CDT entró en servicio en octubre de 1980 como parte del Proyecto de la Línea de Transmisión 220kV Lima-Chimbote, y estuvo asociado a las subestaciones de Chavarría (líneas 220kV L-244/245), Paramonga Nueva, Paramonga Existente, Chimbote 1, C.H Cahua y San Juan. Este sistema tenía características similares al DZF con telemando de las subestaciones Chavarría y Paramonga Nueva.

Funcionalmente constituido por:

Tablero Supervisor: para mostrar los resultados de la telemedición, teleseñalización de estado de los equipos principales de la línea de transmisión 220kV Lima-Chimbote. De manera similar al sistema DZF.

Tablero de Despacho: con las mismas funciones del Tablero Supervisor, pero con alarmas luminosas, que informan sobre defectos o fallas en el equipo principal o sistema de telecomunicaciones.

Panel de Telemando: para ejecutar la función de telecontrol y realizar maniobras de cierre y apertura de los equipos principales, variar el "tap" del autotransformador de la S.E. Paramonga Nueva y sistema para sincronizar la C.H. Cahua con el sistema interconectado.

La transmisión de señales, medidas, mandos y telefonía se realizaban a través de "Onda Portadora", excepto en el tramo Chavarría-Lima, donde se utiliza el sistema de radio UHF.

Sistema Micro Becos 32 (ABB)

En servicio en el año 1992, con el objeto de modernizar el Centro de Control de Electroperú. Este sistema se instaló en reemplazo del sistema Becos 10+ instalado en 1,986 con apenas 03 RTU's de las 05 previstas, debido a no haberse concluido la adecuación de las subestaciones. El sistema Micro Becos 32 constaba de 02 Estaciones Maestras: una en la C.H. Mantaro y otra en la subestación San Juan.

En el año 1,994 con la desintegración vertical y horizontal del sector eléctrico se creó la empresa ETECEN a partir de los activos de Electroperú, entre los activos que no fueron transferidos a ETECEN estuvo el Sistema Micro Becos 32, se decidió que es propiedad de Electroperú. Este sistema estuvo instalado temporalmente en el Centro de Control de ETECEN en calidad de préstamo. Estuvo compuesta por una Estación Maestra y 1 Estación Remota (RTU) localizada en las subestación Ventanilla.

La principal función del sistema Micro Becos 32 fue la supervisión, control y adquisición automática de datos (SCADA) de la subestación Ventanilla; la información de medidas, estados, alarmas, etc. se centralizaba en la Estación Maestra, la cual estaba equipada con una estación de trabajo VAX station 3100 de la DEC. La información era mostrada al Supervisor a través de un monitor de color.

La interfase directa entre la red controlada y el sistema SCADA se efectuaba mediante una terminal remota (RTU) tipo Indactic 33 (8bits de información), la cual transmitía información a la Estación Maestra y recibía comandos de control.

Mediante el monitor de video, el Supervisor del sistema podía examinar las instalaciones de la subestación, reseñar eventos, alarmas del sistema eléctrico, y tendencia de las variables de la red. Se disponía de un registro "hard copy" de eventos y reportes del sistema, contaba con un teclado alfanumérico que

permitía realizar cambios de los parámetros del sistema eléctrico y entrada de comandos de control.

Situación de los Equipos de Comunicaciones

La diversidad de marcas, modelos y procedencia de los equipos de telecomunicaciones origina dificultades en el mantenimiento y duplicidad en el almacenamiento de partes y piezas de repuestos, motivo por el cual los equipos de telecomunicaciones sufrieron un deterioro acelerado, el cual se añade a su obsolescencia natural. Lo señalado es más evidente en los equipos de telefonía, debido al avance de los microprocesadores incorporados, casi simultáneamente con las primeras aplicaciones industriales. Por lo que, para garantizar la óptima prestación de servicios de los equipos de telecomunicaciones, se debe asegurar que cada una de sus partes funcione adecuadamente: fuentes de alimentación, equipos de transmisión y recepción y equipos terminales, ya que una falla en cualquiera de éstas, perturba la prestación general del servicio. Por lo que se decidió actualizar y renovar los equipos de comunicaciones, para asegurar la óptima operación de las instalaciones.

Como se puede observar para la operación del Sistema de Transmisión se contaba con 03 sistemas (DZF, CDT y BECOS 32) totalmente desintegrados y no muy confiables; al igual que el sistema de comunicaciones, además estos no permitían la supervisión total del sistema de transmisión, por lo que se contaba con operadores en las subestaciones quienes en estado normal tomaban lectura de las variables eléctricas en forma horaria y comunicaban al Centro de Control

mientras que en caso de emergencia toman lectura de señalizaciones de alarmas, estado de los equipos y cancelación de alarmas los cuales debían ser comunicadas telefónicamente inmediatamente al Centro de Control quién con esta información realizaba coordinaciones telefónicas con los operadores para la restauración del sistema

2.3. Necesidad del Proyecto Sistema SCADA/EMS

De acuerdo a lo descrito anteriormente las instalaciones existentes, eran inadecuadas para efectuar la supervisión, control, operación y administración del sistema de transmisión centro norte.

La comunicación y transmisión de la información entre operadores es poco fiables, debido a que las lecturas muchas veces no son tomadas a las horas previstas y en casos de emergencia la información proporcionada a veces no era correcta esto debido por la presión y nerviosismo del operador de turno, esta forma hacía posible que se cometan errores en la transmisión o recepción de la información. La operación del sistema de transmisión dependía mayormente de la habilidad de los operadores y su experiencia para prever y atender situaciones en estado normal como de emergencia.

La programación operativa se efectúa con recursos muy limitados, basada principalmente en la experiencia y conocimiento del personal de operaciones. Los medios disponibles no permitían un manejo estadístico y oportuno.

No había telesupervisión ni telemando de todo el sistema eléctrico de transmisión. Por lo cual, los operadores del Centro de Control de San Juan debían comunicarse telefónicamente con los operadores de las subestaciones y anotar la información en planillas ad-hoc. Los sistemas existentes eran desintegrados y no existía enlace entre ellos.

Los tiempos de recomposición del sistema en casos de fallas o contingencias eran excesivamente largos por la demora en tomar la información telefónicamente y no poder efectuar telemando sobre gran parte importante del sistema. Por otra parte no se dispone de los programas en tiempo real de ayuda a la operación, por ejemplo alarmas cuando se superaban rangos del perfil de tensiones adecuadas, determinación de medidas erradas, comprobación de secuencias de maniobras.

El esquema operativo establecido por el marco regulatorio del sector eléctrico peruano (Ley de Concesiones Eléctricas Decreto Ley 25844, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados) ha incrementado la complejidad de las funciones de operación al incrementar la eficiencia, la calidad del producto y servicios a entregar a la sociedad.

Ante las exigencias del marco legal, así como también por el continuo crecimiento del sector eléctrico del país, la empresa de transmisión amplía la capacidad de transformación y compensación reactiva de las subestaciones, así

mismo las empresas generadoras también amplían su capacidad instalada y se conectan a la red de transmisión. Es por ello, que la operación del sistema de transmisión se hace cada vez más compleja, a fin de brindar un servicio de transmisión de energía con los estándares de calidad que fija la ley.

Es así, desde que la empresa de transmisión eléctrica centro norte inició su funcionamiento en el año 1994, se consideró prioritario adecuar la operación de la red eléctrica al nuevo marco legal y organizativo del Sector Eléctrico Peruano, que establecen niveles adecuados de calidad y seguridad, y de manera confiable y económica. Por ello, con la finalidad de mejorar la operación de su sistema en términos de seguridad, calidad y economía, entre otras acciones decidió implementar su Centro de Control con herramientas de supervisión, control y adquisición de datos en tiempo real (SCADA) y un sistema para la administración de la energía (EMS).

CAPÍTULO III

REQUERIMIENTO DE UN CENTRO DE CONTROL CON UN SISTEMA SCADA/EMS

3.1. Desarrollo del Proyecto Sistema SCADA/EMS

El 19 de julio de 1995, se inició el “Estudio para la modernización, equipamiento y ampliación del Centro de Control de la empresa de transmisión eléctrica centro norte”, el cual fue concluido el 31 de enero de 1996. Dada la complejidad del proyecto se conformo un grupo de trabajo interdisciplinario y se contó con la asesoría de la empresa consultora Macro Corporation (MACRO) para en forma conjunta realizar el estudio para la modernización, equipamiento y ampliación del Centro de Control. Este estudio fue desarrollado con la asesoría de la empresa norteamericana MACRO y por un grupo de trabajo de la Gerencia de Operación del Sistema de la empresa de transmisión y el estudio recomendó lo siguiente:

- a. Especificaciones técnicas del Sistema del Centro de Control
- b. Revisión del proyecto de Telecomunicaciones
- c. Bases Administrativas para licitación
- d. Presupuesto Base, los Criterios de Evaluación de Propuestas y una propuesta de la Estructura Organizacional y Operacional del Centro de Control con el nuevo sistema.

La proyección del diseño del nuevo Centro de Control satisface las necesidades hasta el año 2005.

El proyecto integral del Centro de Control comprendió los siguientes 04 subproyectos:

1. Sistema del Centro de Control (SCADA/EMS)
2. Adecuación de Subestaciones
3. Sistema de Telecomunicaciones asociado
4. Edificio del Centro de Control

Sistema del Centro de Control: que consistió en la instalación del hardware y software del sistema de supervisión, control y adquisición de datos para optimizar la operación del sistema eléctrico, el intercambio de datos con el COES y otros Centros de Control del SEIN, así como las funciones de seguridad para el manejo del sistema. El proyecto considera una Estación Maestra y 20 estaciones remotas.

Adecuación de las Subestaciones: Consistió en implementar armarios interfase en cada subestación, para agrupar y centralizar la información de alarmas, medidas eléctricas, posición de equipos y telecomandos para ser conectados a las Unidades Terminales Remotas (RTU's), para luego ser enviadas a la Estación Maestra del Centro de Control.

Sistema de Telecomunicaciones: que permite la transmisión de datos en tiempo real entre las RTU's de las subestaciones con la Estación Maestra de

San Juan y consiste en un Sistema Integrado de Radio Móvil (SIRM), comprende de una vía principal compuesta por una Red de Radio Digital (Microondas) de 1.5Ghz a 2 Mbps y una vía de respaldo conformada por una Red de Onda Portadora a 1200bd, a partir del reemplazo de equipos existentes.

Construcción del Edificio en la subestación de San Juan: Consistió en la construcción de un edificio para el Centro de Control donde se ubicará el equipamiento y las oficinas de la Gerencia de Operación del Sistema de la empresa de transmisión. Se considera un sistema de alimentación totalmente seguro incluyendo una subestación propia de 10/0.38kV, un sistema de dos UPS's (Sistema de suministro ininterrumpido de alimentación), un grupo de emergencia; además un sistema contra incendios y un sistema de control de accesos.

3.2. Beneficios Técnicos del Proyecto sistema SCADA/EMS

Los beneficios técnicos que aporta la implementación de un Sistema SCADA/EMS al Centro de Control son los siguientes:

Permite la supervisión, control y adquisición de datos en tiempo real de las subestaciones de la empresa.

Permite contar con funciones adecuadas de seguridad y análisis de sistemas de potencia para proporcionar a los operadores información en tiempo real sobre las condiciones operativas de las subestaciones y líneas de transmisión, facilitando la toma de decisiones y la ejecución de acciones apropiadas y oportunas, tanto en estado normal como de emergencia.

- Disminución de la probabilidad de falla por error humano en el sistema de transmisión.
- Reducción de las pérdidas económicas por fallas en el sistema de transmisión.
- Mejora la calidad y confiabilidad del servicio de transmisión.
- Mejora la eficiencia global de operación del sistema de transmisión.
- Reducción de los costos de operación.
- Optimiza el uso del equipamiento del sistema de transmisión.
- Administra mejor los picos de demanda.
- Reducción de accidentes personales.
- Reducción de fallas por errores de operación del sistema de transmisión.
- Mejora la programación y la coordinación del mantenimiento de los equipos de subestaciones y líneas de transmisión.
- Prolonga la vida útil de los equipos al reducir las sobrecargas y el número de fallas.
- Ahorro de recursos humanos necesarios para la generación de reportes, labores estadísticas y operación.
- Mejora las estadísticas de operación y disponibilidad de información oportuna.
- Mejora las herramientas de predicción de la demanda y utilización de recursos.
- Mejora las herramientas para el análisis post – operativo, evaluación de fallas, ajuste y calibración de los relés de protección.

Permite un intercambio de información con las empresas generadoras y distribuidoras, así como con el COES, a fin de facilitar la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), también se tendrá un ambiente computacional integrado.

Facilita la data histórica para el planeamiento del sistema de transmisión.

3.3. Características de Diseño del Sistema SCADA/EMS

El sistema fue especificado con arquitectura distribuida y abierta.

Arquitectura Distribuida

El hardware y el software con arquitectura distribuida permite satisfacer totalmente las necesidades de la empresa. Las funciones son repartidas entre varios procesadores y servidores, comunicados a través de una red LAN (Local Area Network) de tiempo real.

Las principales ventajas de esta arquitectura son que las funciones son asignadas a varios procesadores de menor potencia que en el caso de arquitectura centralizada; el fallo de un servidor no puede afectar a todo el sistema, cada servidor puede tener un respaldo para las funciones críticas; y si se deseara añadir una nueva función se puede hacer usando un nuevo servidor.

Arquitectura Abierta

La arquitectura abierta del sistema permite interoperar con otro sistema, de manera independiente del hardware. Esta arquitectura es indispensable para enlaces con programas externos y diferentes equipos.

El sistema fue especificado con las siguientes características:

- a. **Sistema Operativo:** El sistema operativo cumple con los estándares Portable Operating System Interface (POSIX) aprobados (v.g. POSIX 1003.1 y POSIX 1003.4).
- b. **Software de Aplicación:** Los programas de aplicación escritos en lenguaje C, C++ o FORTRAN, los que usan solamente los servicios de sistemas operativos POSIX u otros servicios de sistema totalmente documentados.
- c. **Base de Datos:** Las interfaces de Relational Database Management System (RDBMS) cumplen al máximo con los estándares y directivas de Structured Query Language (SQL).
- d. **Interface de Usuario Totalmente Gráfica:** La interfaz de usuario cumple con los estándares y directivas del sistema X-Window, y el estándar de Interface Gráfica de usuario OSF/Motif.
- e. **Manejo de redes y computo distribuido:** El sistema cumple con los ofrecimientos y directivas de la Open Software Foundation (OSF) para el procesamiento y manejo de redes distribuidas, específicamente Distributed Computing Environment (DCE) y Distributed Management Environment (DME).
- f. **Configuración del Sistema:** La configuración del sistema esta basado en los estándares de sistemas abiertos o tiene un cambio claro de migración hacia una arquitectura abierta (donde los estándares no existan), en el cual el Software es totalmente portable entre Hardware de diferente origen. Por consiguiente, el reemplazo o mejora de cualquier unidad de procesamiento, servidor de base de datos, estación de trabajo o procesador de

comunicaciones será totalmente transparente para la funcionalidad de otros subsistemas, que residen en otros componentes.

3.4. Requerimientos Generales del Sistema SCADA/EMS

3.4.1. Requerimientos Funcionales del Sistema SCADA/EMS

Requerimientos Generales

a. Capacidad de Datos

La base de datos y el software, incluyendo todas las funciones de aplicación, suministrados con el Sistema CCE, son dimensionadas para acomodar la ampliación equivalente al 300% de la capacidad de datos suministrada. Mas allá de esta capacidad, el tamaño de la base de datos es limitado solamente por la capacidad de la memoria principal y auxiliar.

b. Medición del desempeño

Las pruebas de desempeño y capacidad en la fábrica y el campo fueron ejecutadas usando la base de datos de prueba provista por la empresa de transmisión, y con las opciones seleccionadas por la empresa de transmisión instaladas y operando. Por consiguiente, cada opción propuesta incluye los recursos adicionales (tales como memoria principal o auxiliar) necesarios para mantener la conformidad con los requerimientos de desempeño y capacidad establecidos.

c. Parámetros Ajustables

Típicamente, los programas de computador contienen una cantidad de variables o parámetros a los que se dan valores durante la ejecución del programa, o de un procedimiento dentro del programa, que requieren ajuste de tiempo en tiempo. Todos estos parámetros son definidos en la base de datos y son ajustados por el personal operador y por el programador. También, la ejecución de estos ajustes a los parámetros es efectiva sin tener que reensamblar o recopilar programas o regenerar toda o parte de la base de datos.

d. Requerimientos de Salida

Todos los resultados que la empresa de transmisión considera importantes son almacenados en una forma accesible por despliegue o impresión.

e. Razonabilidad de Datos

Todos los datos de entrada y parámetros, son adquiridos automáticamente o introducidos por el usuario, y son verificados y rechazados si no son razonables.

Cuando se detecten datos de entrada o resultados no razonables, se generan mensajes de diagnóstico, describiendo claramente el problema. Todos los programas y el sistema continúa operando ante la presencia de datos no razonables. Todos los cálculos que usen datos no razonables son suspendidos temporalmente o continúan usando los últimos datos razonables.

f. Acceso a las Funciones

El acceso a las funciones es limitado a los usuarios designados por el usuario responsable del control de acceso. Los usuarios que no tienen acceso a una función podrán ver los despliegues asociados a esa, a menos que tengan el acceso denegado al despliegue. Los usuarios con acceso a los despliegues pero no a la función no pueden interactuar con los despliegues para cambiar datos o iniciar acciones. Las funciones son designadas como de usuario simple o multiusuario. Para una función de usuario simple, el usuario con acceso a la función debe abandonar su acceso antes que el mismo sea concedido a otro usuario. Para una función multiusuario, cualquier número de usuarios, hasta el máximo designado para la función, puede tener acceso a la función simultáneamente.

Control Supervisorio y Adquisición de Datos

a. Adquisición de Datos

Los datos de tiempo real son recolectados desde las siguientes fuentes para el uso del Sistema del Centro de Control:

RTU's localizadas en las Subestaciones.

Centro de Control del Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema Interconectado vía enlace de datos computador – computador (protocolo ICCP).

Además de los datos recogidos de las fuentes mencionadas, la base de datos del sistema del Centro de Control incluye la provisión de los siguientes tipos de datos:

Datos calculados generados por programas que calculan en forma periódica o aperiódica valores basados en otros valores de la base de datos. Los datos calculados son generados por programas que son parte de la función de adquisición de datos o otras funciones de aplicación del Sistema CCE. Los datos calculados son de naturaleza continua o discreta.

Datos no teledados ingresados por el operador. Estos pueden ser de naturaleza continua o discreta y son similares en todos los aspectos a los datos adquiridos desde las RTU's.

Todos los requerimientos concernientes a los datos teledados (por ejemplo monitoreo de límites, detección de cambios de estado, habilitación e inhibición de alarmas y visualización de los códigos de calidad) se aplican idénticamente a los datos calculados y no teledados.

El programador es capaz de asignar cada punto teledado a uno o más grupos de barrido. Los datos son recolectados especificando la dirección del grupo de barrido en el mensaje de interrogación de la RTU. Los datos son recolectados desde las RTU's a una frecuencia de barrido de 4 segundos. Se incluyen cinco frecuencias de barrido adicionales para uso futuro.

En caso de recolectarse por excepción los valores medidos, son posibles ajustar a cero el umbral de recolección para permitir actualizar en cada barrido todos los valores medidos.

Si los datos de estado son recolectados por excepción, cada 10 minutos se efectúa un barrido completo de todos los datos de estado y toda discrepancia entre los estados en sitio y la base de datos son notificadas vía un mensaje de alarma.

El programador puede modificar independientemente cada frecuencia de barrido. Las frecuencias son ajustables entre dos segundos y una hora. Todas las frecuencias de barrido son monitoreadas y cualquier no ejecución a tiempo de un barrido es notificada como una alarma. El programador puede asignar grupos individuales de barrido a cualquiera de las diferentes frecuencias de barrido.

b. Procesamiento de Datos

El Sistema CCE prepara todos los datos adquiridos para su uso por las funciones de despliegues, control y de aplicación.

Datos Analógicos:

El procesamiento de los datos analógicos es realizado de acuerdo a los siguientes requerimientos:

1. Detección de desviaciones: Algunas RTU's proveen 2 valores analógicos para monitorear la precisión del convertidor analógico digital (CAD). Estos valores de referencia representan dos puntos especificados por la empresa de transmisión en el rango normal

de los CAD's. Los valores referenciales son monitoreados para determinar si ambos están dentro de los límites fijados por el Programador. Si no es así, todos los puntos analógicos que son convertidos por ese CAD son declarados "fallados".

2. Conversión a Unidades de Ingeniería: Cada punto analógico del barrido del Sistema CCE es convertido a unidades de ingeniería antes de ser almacenado en la base de datos. Esta función incluye como mínimo, la capacidad para ejecutar el siguiente algoritmo de conversión:

$$\text{Valor} = (A * \text{Valor del Barrido}) + B$$

Donde A y B son constantes algebraicas asignadas para cada punto por el Programador, como atributos de la base de datos.

3. Límites de Razonabilidad: Todos los valores analógicos son comparados con los límites de razonabilidad altos y bajos. Las comparaciones son realizadas a las velocidades de barrido de los valores analógicos. Los límites de razonabilidad representan los extremos de medición válidos para el valor del punto. Se genera una alarma la primera vez que se detecte la violación de un límite de razonabilidad. El último valor válido de la variable es mantenido en la base de datos y marcado con un código de calidad indicando la violación del límite de razonabilidad. Cuando el dato retorne a un valor razonable, éste es aceptado se genera una alarma de retorno al estado normal. Los límites de razonabilidad son ajustables por el Programador.

4. Monitoreo de Límites: todas las telemedidas y puntos analógicos calculados son comparados con los límites definidos que establecen varios rangos de operación para la variable. Son provistos tres tipos de monitoreo de límites: monitoreo de sobrecarga, monitoreo de tensión cada 10 segundos y monitoreo de datos generales cada vez que el valor es barrido o calculado. El Programador puede asignar a cada punto analógico a uno de estos monitoreos.
5. Cuando el punto monitoreado cruza un límite en sentido creciente se genera un mensaje de alarma. Para este propósito, el sentido creciente significa alejarse del rango normal de valores para el punto, en cualquiera de los sentidos, positivo o negativo. El mensaje de alarma deberá incluir tiempo de detección, nombre de la estación, nombre del punto, valor del punto, nombre del límite cruzado, Valor del límite.

Cuando el punto monitoreado cruce un límite en sentido decreciente, se genera un mensaje de alarma de "salida". Este mensaje contiene la misma información que el mensaje de alarma de límite, excepto que indica que el punto ha salido de la región de alarma circunscrita por el límite que fue cruzado. Si han sido cruzados múltiples límites desde cada límite cruzado deberá ser reportado.

Todo monitoreo de límite impide la anunciación múltiple de alarmas cuando un valor oscila alrededor de un límite de alarma

mediante la utilización de una banda muerta de alarma ajustable por el Programador para cada punto.

Datos de Entrada Discretos:

Cada estado de un punto de entrada discreta puede ser asociado con cualquier estado de un dispositivo real. Son proporcionados como mínimo puntos de dos estados (abierto/cerrado, automático/manual, remoto/local, etc.), puntos de tres estados (abierto, cerrado o en transito) y puntos con detección de cambios momentáneos.

Los cambios comandados iniciados por el control supervisorio no son alarmados, sino generan un mensaje de evento. Este mensaje incluye la misma información que un mensaje de alarma de un cambio de estado no comandado, excepto que el evento indicará que el cambio de estado resultó de un control supervisorio.

Datos Calculados:

Los siguientes cálculos pueden ser ejecutados:

Cálculos generalizados: hasta 100 cada 10 segundos

Cálculo de MVA: hasta 100 valores cada 10 segundos

Cálculo de MW: hasta 100 valores cada 4 segundos

Integración de MW y MVAR: hasta 200 valores cada 4 segundos.

- c. Control Supervisorio (Telecontrol de interruptores, seccionadores taps de transformadores de Potencia, inhibición de control y monitoreo de las acciones de control).

El Operador puede controlar la operación de los dispositivos de campo conectados a las RTU's. Los dispositivos que pueden ser controlados desde cualquier consola particular son determinados por las particiones la demarcación asignadas a esa consola.

Una acción de comando requiere la confirmación de la selección antes de la ejecución. La iniciación de la ejecución del comando ocurre después que el operador ha confirmado la selección del punto y de la acción de control correctos. Después que el Operador inicia la ejecución del control, la RTU es direccionada, se verifica que el punto correcto ha sido seleccionado en la RTU y entonces la acción de control es ejecutada.

Si después de seleccionar un punto, el Operador no ejecuta la acción de control dentro de un período ajustable por el Programador, o si el Operador ejecuta cualquier otra acción desde la consola, la selección es cancelada y el Operador es informado. El Operador no es impedido de solicitar otros despliegues, de ejecutar una acción diferente a la de control supervisorio o de realizar cualquier operación mientras el Sistema CCE espera para un reporte de respuesta sobre las acciones de control previamente ejecutadas.

Intercambio de Datos

El Sistema CCE, intercambia datos con el Centro de Control del Coordinador (CCO). La siguiente información es intercambiada:

a) Datos de tiempo real desde el Sistema CCE hacia el CCO:

Frecuencia del sistema eléctrico.

Potencia activa, potencia reactiva, corriente de líneas y transformadores.

Tensión de Barras.

Estados de los dispositivos de maniobra.

b) Datos de tiempo real desde el CCO hacia el Sistema CCE:

Potencias activas y reactivas de línea, transformador y generadores seleccionados.

Tensiones de Barras seleccionados.

Estado de dispositivo de maniobra seleccionadas.

c) Mensajes y Datos Históricos

Datos de programación de la operación - Plan de Operación actual.

Desviaciones del programa de mantenimiento

Datos de las principales perturbaciones del sistema eléctrico

Reportes de operación

Mensajes al operador

Los mecanismos para intercambiar datos entre el sistema CCE y el CCO son: datos periódicos, excepción de datos, conjunto de datos instantáneos y datos de eventos.

Cada clase de dato a ser transferido tiene un nivel de prioridad y requerimiento de respuesta, dependiendo de su importancia y de la criticidad del tiempo para la operación del sistema eléctrico.

Manejo de Datos Históricos

- a. Almacenamiento y recuperación periódica de datos
- b. Adquisición y cálculo de datos de energía
- c. Datos de perturbaciones
- d. Almacenamiento y recuperación de registro de mensajes del sistema
- e. Almacenamiento de datos en disco óptico (opcional)
- f. Sistema de recuperación de información

Registro de Secuencia de Eventos (Función SOE)

Se implementó un registro de secuencia de eventos (SOE). Esta función sea una característica estándar de los postores de RTU y Estación Maestra; funcionalidad que puede ser implementada con sincronización de tiempo de estación maestra o con sincronización de tiempo de señal de radio (GPS).

Datos de Perturbaciones

Los datos que describen la condición del sistema eléctrico justamente antes, durante e inmediatamente después de las perturbaciones son capturados automáticamente ante la detección de la condición definida o a pedido del usuario y almacenados en la memoria auxiliar. El usuario puede ver estos datos en despliegues y reportes para análisis posterior de la perturbación.

La siguiente tabla define la duración y la velocidad de recolección de datos para cada período:

Período	Duración	Velocidad de Recolección
Pre-perturbación	300 segundos	Cada 10 segundos
Perturbación	120 segundos	Cada 4 segundos
Post-perturbación	600 segundos	Cada 10 segundos

Son recolectadas muestras de datos de hasta 300 puntos analógicos y 300 puntos discretos durante y después de las perturbaciones. Si los cambios de estado son almacenados por excepción, para cada perturbación deberá estar dimensionada para almacenar hasta 200 cambios de estado. Los datos analógicos no son almacenados por excepción. Los datos almacenados para cada perturbación son identificados por la condición de iniciación de la perturbación y su hora de ocurrencia.

Pronóstico de Carga

La carga total del SICN es la suma de las cargas de hasta seis áreas de carga definidas por la empresa de transmisión. Las cargas horarias en MW-h para cada área de carga y para la carga total del SICN son pronosticadas para hasta 192 horas en el futuro. Los pronósticos de carga son desplegados y están disponibles para uso por las otras funciones del Sistema CCE, tal como el Flujo de Carga. Son provistos pronósticos de carga basados en días similares.

Las cargas pronosticadas para el día actual se ajustan dinámicamente. Al final de cada hora, la carga real es comparada con la carga pronosticada para la hora anterior. Si la diferencia absoluta excede a un

límite predefinido, se aplica un ajuste automático a todas cargas previstas para las horas subsecuentes en el día actual.

Análisis del Sistema de Potencia

Las funciones de Análisis del Sistema Eléctrico permite:

1. Modelar el sistema eléctrico interconectado entero al grado definido por la empresa.
2. Monitorear la operación del sistema eléctrico.
3. Analizar la seguridad del sistema eléctrico.
4. Determinar estrategias de control preventivas y correctivas que puedan ser usadas para minimizar el impacto de los problemas de seguridad existentes en el sistema eléctrico con el objeto de efectuar una operación confiable y económica de la transmisión.

Las funciones de Análisis del Sistema Eléctrico consisten de los siguientes componentes:

1. Estimador de Estado (SE).
2. Factores de distribución de carga por barra (BDF) y
3. Flujo de Carga (PF).

Estas funciones se deberán ejecutar en ambientes de tiempo real y de estudio usando datos del banco de datos del SCADA, datos intercambiados con el CCO, y datos ingresados por el usuario.

Se ejecuta cuando ocurran los siguientes disparadores:

- a. Periódicamente (seleccionable por el usuario entre 5 y 30 minutos).
Para las pruebas de aceptación de desempeño, se ejecuta cada 15 minutos.
- b. A pedido del usuario
- c. Automáticamente, siguiendo cualquier cambio en la configuración del sistema eléctrico que resulte en un cambio de su topología (evento).

La prioridad de estos disparadores es un evento (prioridad más alta), pedido, y periódico (prioridad más baja). Cuando durante la ejecución de las funciones SE/BDF ocurre un nuevo disparador de mayor o igual prioridad que el que inició la secuencia actual, se paraliza el programa en ejecución y ejecutar el SE. Si la prioridad del disparador es menor, éste es ignorado. El usuario puede habilitar o deshabilitar individualmente la eficacia de cada tipo de disparador.

La función BDF se ejecuta siguiendo la conclusión exitosa del SE y a pedido del usuario. El usuario puede especificar que una función dada no se ejecute como resultado de cualquier disparador específico y también se puede abortar cualquier función de Análisis de Sistema Eléctrico durante su ejecución. Cuando una función es abortada, se puede cancelar todas las funciones que se ejecutan automáticamente después de la función abortada. Las funciones abortadas y canceladas son reprogramadas para sus próximas ejecuciones periódicas.

El fracaso de la función de SE en ejecutarse completamente después de un número sucesivo de intentos (ajustable por el Programador), resulta en el cancelamiento del SE junto con el BDF.

Es mantenido un registro de la hora en que cada función de Análisis del Sistema Eléctrico se ejecuta exitosamente, y de cuándo fueron cambiados por última vez los datos de entrada para esa función.

Todas la funciones de Análisis del Sistema Eléctrico pueden ejecutarse exitosamente bajo cualquier condición en la que el sistema eléctrico modelado es estable.

Es usado un modelo común del sistema eléctrico representando el SICN para todas las funciones de análisis. El modelo representa el sistema eléctrico definido por la empresa. El modelo incluye las regiones observables e inobservables cuyos linderos cambian basados en la telemetría disponible y los datos del CCO.

3.4.2. Interfase Hombre - Máquina

La principal interfaz entre los usuarios y el Sistema son las consolas. Las impresoras y copiadora de video (opcional) aumentan y mejoran la capacidad del usuario para interactuar con el sistema CCE.

En estas especificaciones, la empresa de transmisión ha designado la operación de ciertas funciones o características de funciones, para

especificar tipos de usuarios. Si el término "usuario" es insertado en lugar de un tipo de usuario específico normalmente, la empresa de transmisión no da preferencia a ningún tipo de usuario en particular sobre otros usuarios. Los tipos de usuarios específicos que aparecen en estas especificaciones son:

Operador: Define al personal de operación del Sistema CCE, quienes son los primeros usuarios del Sistema.

Ingeniero: Define al personal del Sistema CCE responsable por las actividades de soporte de operación quienes tienen acceso a ciertas funciones y datos del sistema.

Programador: Define el personal del Sistema CCE responsable por el desarrollo y mantenimiento permanente de las funciones del sistema SCADA del CCE, base de datos, despliegues y reportes del Sistema.

El acceso del usuario a todas las funciones del Sistema CCE sigue un conjunto consistente de pautas de acceso común de usuarios.

Las siguientes características son incluidas en la interfaz de usuario del Sistema CCE. Pueden ser ofrecidas alternativas pero son funcionalmente equivalentes a las características especificadas:

Ventanas de visualización

Escalamiento y traslación (Zoom y Pan)

- Resaltamiento de elementos de video Inverso
- Indicación de códigos de calidad de etiquetas
- Guía al usuario
- Selección de la posición de cursor
- Selección de despliegues
- Bloqueos
- Particularización de la interfaz de usuario

Interacciones de usuario específicas:

A continuación se define una técnica general para la interacción del Operador con el Sistema CCE e interacciones del usuario requeridas por la empresa de transmisión.

Pueden programarse alternativas siempre que cumplan los requerimientos funcionales de las especificaciones.

Técnicas de interacción del operador

El Operador entonces es provisto de un menú de operaciones aplicables al ítem seleccionado. Las alternativas de operación requeridas incluyen:

- a) Control supervisorio
- b) Entrada de datos
- c) Entrada de estados de dispositivos
- d) Registro de tendencias
- e) Interacciones con alarmas (inhibición/habilitación de alarmas, reconocimiento de alarma, silenciamiento de alarma audible,

eliminar mensajes de alarma, cambio de los límites de alarma, cambio del conjunto de límites de alarma)

- f) Inhibición y habilitación de barrido
- g) Colocación y remoción de etiquetas
- h) Control de copia de despliegue
- i) Control de reporte
- j) Monitoreo y control de la configuración del sistema CCE
- k) Control de los programas de aplicación
- l) Selección de conjunto de datos

También es provisto un mecanismo de:

Seguridad de acceso al sistema del CCE. Password y seguridad de acceso a datos y funciones.

Procesamiento, presentación y anunciación de alarmas en consola.

Eventos. Mensaje y almacenamiento de mensaje de eventos y, despliegues.

Los requerimientos de desempeño de la interfaz de usuario son:

Tiempo de respuesta de despliegue: 2seg.

Velocidad de actualización de despliegues: 4seg.

Tiempo de respuesta escalamiento y traslación: 2seg (manera continua).

Tiempo de respuesta de alarmas y eventos: 1seg.

Tiempo de respuesta de reporte: 2seg.

Tiempo de respuesta de copia de despliegue: 2seg.

Velocidad de actualización registros de tendencia en despliegues: 4seg.

Velocidad de actualización de registros de tendencia tabulares: 4seg.

3.4.3. Requerimientos de Software

- Estandarización del software.
 - a. Utilización de software standard (POSIX, OSF y X/open), incluyendo las normas ANSI, ISO, IEC y IEEE.
 - b. Estándares de diseño y codificación: expansión, modularidad, finalización manual de procesos por el usuario, portabilidad e interoperabilidad.
- Lenguajes de programación.
 - a. FORTRAN y librerías
 - b. Lenguaje C y librerías
 - c. SQL y facilidades que soportan la inclusión de instrucciones SQL dentro de los lenguajes FORTRAN y C.
 - d. Otros lenguajes de alto nivel.
- Servicios del Sistema
 - a. Sistema operativo con standard POSIX definidos por IEEE.
 - b. Programas de entrada/salida (E/S)
 - c. Acceso a la base de datos
 - d. Mantenimiento de fecha y hora por software
 - e. Software para comunicación con redes (LAN) protocolo TCP/IP, seguridad de red, admistración de red.
 - f. Sistema de ventanas, software X-windows
- Base de datos y administración de la base de datos
- Generación y manejo de despliegues (elementos del despliegue)
- Software para generación de reportes

- Software utilitario.
 - a. Editor de textos,
 - b. Creación y mantenimiento de librerías
 - c. Compiladores y creación de módulos ejecutables
 - d. Software para depuración de programas
 - e. Servicios de integración del sistema
 - f. Software de generación del sistema para crear ejecutables de software, base de datos, despliegues y reportes.
 - g. Utilitario de administración de archivos
 - h. Copia de respaldo de la memoria auxiliar
 - i. Programas de análisis de fallas
 - j. Diagnósticos
 - k. Software para monitorear el desempeño del sistema
 - l. Software de asistencia al programador.
 - m. Otros servicios utilitarios

3.4.4. Requerimientos del Hardware

- Requerimientos generales
- Procesadores de aplicación (Hosts) y de comunicación (Front-end)
 - a. Memoria principal, expandible hasta dos veces del tamaño entregado inicialmente.
 - b. Utilización de los procesadores: 40% de la capacidad de procesamiento para los procesadores de aplicaciones y 60% para los de comunicación.

- Redes de área local (LAN)
- Interconexiones de procesadores
- Memoria auxiliar: utilización, en carga normal $\leq 50\%$ y en carga pico $\leq 70\%$ de la capacidad disponible de acceso y transferencia.
- Almacenamiento de archivos (unidades de cinta magnética y opcional de disco óptico).
- Unidades de cinta magnética y CD.
- Terminales de procesamiento
- Impresoras láser
- Consolas
 - a. Estaciones de Trabajo con memoria principal y memoria auxiliar con capacidad para soportar una resolución mínima de 1280 x 1024 pixels, no interlasadas, 32 colores. Dos consolas para puesto de operador y una para supervisor con dos monitores; además una consola para ingeniero de software con 2 monitores.
 - b. Monitores de 21"
 - c. Teclados, mouse y trackball
 - d. Anunciador sonoro de alarma
- Copiador de video a color (laser)
- Equipo de tiempo y frecuencia (opcional)
- Interfase de comunicación con las RTU
 - a. Protocolo de comunicaciones (estándar IEC 870-5 y otros)
 - b. Modems y controladores

- c. Interfase de modems con canales de comunicación y monitoreo de las comunicaciones.
- Interfase de comunicación con la Red LAN de la empresa de transmisión.
 - Interfase de comunicación con otros sistemas (otros Centros de Control)
 - Salida para diagnóstico remoto del sistema SCADA
 - Otro equipamiento a ser suministrado
 - Expandibilidad
 - Capacidad de sobrecarga y picos de tensión
 - Requerimiento de la alimentación
 - Condiciones de temperatura, humedad y calentamiento (10°C a 30°C y humedad relativa $\leq 99\%$)
 - Nivel acústico de ruidos: ≤ 60 dba a 91.5 cm de distancia.
 - Requerimiento generales de fabricación

3.4.5. Inspección y Pruebas

Se especificó que los equipos suministrados sean probados y todos los trabajos de montaje y pruebas inspeccionadas y probados. Los planes y procedimientos de prueba para ser suministrados por el Contratista para todas las pruebas (excluyendo las inspecciones y demostraciones del software) para asegurar que cada prueba en fábrica y en el campo sea amplia y verifique el funcionamiento apropiado de los elementos del Sistema CCE bajo prueba. Durante el desarrollo de los planes y

procedimientos de prueba para el Sistema CCE, se puso énfasis en la prueba de cada declaración lógica condicional, verificando las condiciones de error, y documentando las técnicas de simulación usadas. Los planes y procedimientos de prueba son modulares para permitir que los segmentos de prueba individuales se repitan tanto como sea necesario.

Todos los planes y procedimientos de prueba se especificaron para ser presentados a la empresa de transmisión para su aprobación y con sujeción al proceso de aprobación. A fin de facilitar el proceso de aprobación y de asegurar que todas las funciones hayan sido consideradas en los procedimientos de prueba, el contratista suministrará un documento de referencia cruzada el cual identificará las pruebas que correspondan a cada función.

Pruebas de fábrica

Las pruebas en fábrica del sistema fueron especificadas para ser conducidas en la estación maestra completa del Sistema CCE, excluyendo el hardware y software entregado con el sistema de desarrollo e incluyendo dos RTU's correspondientes al último envío. Todo el hardware y software a ser entregado fueron probados. La sustitución de algún hardware o software es permitida sólo mediante la presentación de permiso escrito.

El Contratista tuvo la responsabilidad de conducir todas las pruebas en fábrica. Sin embargo, la empresa de transmisión fiscalizó todas las pruebas y ejecutó las acciones manuales (hands on) de los procedimientos de prueba en la máxima extensión posible. En todo momento personal del Contratista estuvo disponible para asistir durante las pruebas, como sea necesario. No se aceptó pruebas no fiscalizadas de ningún hardware o software sin previa autorización escrita.

Cada prueba en fábrica como la prueba de integración del hardware, la prueba de desempeño funcional, y la prueba del sistema integrado fue considerada una prueba separada, y los requerimientos de planes y procedimientos, registros de prueba, iniciación de prueba, satisfacción de prueba y prueba no estructurada, se aplicó separadamente para cada prueba.

Pruebas en el campo

Antes de iniciar cualquier prueba en campo, fue confirmado por el Contratista si la empresa de transmisión puede lograr un contrato de mantenimiento del fabricante de las computadoras. Si es considerada necesaria para la empresa de transmisión la actualización de cualquier hardware o software para obtener un contrato de mantenimiento, el Contratista inmediatamente realiza la actualización necesaria.

Los registros de mantenimiento del Contratista fueron revisados antes de las pruebas en campo para identificar todo el hardware y software modificado, reparado o reemplazado entre la finalización de las pruebas

en fábrica y el inicio de prueba en campo. El Contratista estableció interfaces a todas los circuitos de comunicaciones, debiendo ser verificada la apropiada operación de estos circuitos.

Para propósitos de interpretación de los requerimientos para los planes y procedimientos de prueba, registros de prueba, iniciación de prueba y cumplimiento de prueba, las pruebas en campo son considerados como una sola prueba llevada a cabo en tres fases: La prueba de instalación en campo, el período de actualización en campo y la prueba de desempeño en campo.

3.4.6. Otros Aspectos

Entrenamiento, servicios de soporte y mantenimiento

El contratista proporcionó un amplio programa de entrenamiento que preparó al personal para la instalación en sitio, operación y mantenimiento del Sistema CCE. Fueron provistos cursos de entrenamiento requeridos por las opciones así como por el sistema básico.

El entrenamiento puede ser conducido por el Contratista, los subcontratistas del Contratista, terceros suministradores de software y/o fabricantes de equipo original. Los requerimientos de entrenamiento se aplicaron a los cursos dados por los subcontratistas, terceros suministradores y fabricantes de equipo original, además de los cursos dados por el Contratista. El Contratista entrega todos los certificados de

entrenamiento suministrados al Contratista por los subcontratistas, terceros suministradores y fabricantes de equipos y sugiere los cursos de entrenamiento apropiados.

Se considera como mínimo los siguientes cursos de entrenamiento:

- a. Entrenamiento general
- b. Generación y mantenimiento de base de datos, despliegues y reportes de entrenamiento
- c. Entrenamiento de hardware (mantenimiento).
- d. Entrenamiento de software (programación, software del sistema, aplicaciones y firmware de RTU's).
- e. Entrenamiento del sistema CCE integrado (diagnóstico del sistema, administración del software, generación del sistema, participación en la integración y pruebas del sistema).
- f. Entrenamiento de los Usuarios de la Aplicaciones

Servicios de Soporte

Durante todas las actividades de diseño, implementación, pruebas e instalación en campo, el Contratista suministró datos y servicios de ingeniería como fueron requeridas, con respecto a las preparaciones necesarias en el sitio, instalaciones de comunicación, instalación en campo del equipo y las soluciones a los problemas técnicos relacionados con el Sistema CCE. Estos servicios de soporte se aplicaron al software, hardware y necesidades de operación del Sistema CCE.

3.5. Alcance del Suministro

El CCE estuvo constituido por los siguientes subsistemas y equipos:

- a. La Estación Maestra del CCE que esta ubicada en la Subestación San Juan.
- b. 20 RTU's nuevas que fueron ubicadas en las subestaciones de la empresa de transmisión centro norte.
- c. Interfaces de comunicación para intercambiar datos con el CCO y transferir archivos E-LAN (routers).
- d. Sistema de Suministro Ininterrumpido de Energía (UPS) para todos los equipos de la Estación Maestra del CCE.

LISTA DE PUNTOS DE DATOS

ITEM	SUBESTACIÓN	TM	TS	TA	TC	PTOS
1	Piura Oeste	56	58	149	24	287
2	Chiclayo Oeste	40	45	110	16	211
3	Guadalupe	55	64	161	25	305
4	Trujillo Norte	72	86	209	37	404
5	Chimbote 1	94	128	230	41	493
6	Paramonga Nueva	53	59	135	21	268
7	Zapallal	22	33	58	14	127
8	Ventanilla	35	44	100	12	191
9	Independencia	81	101	235	36	453
10	Ica	43	52	128	22	245
11	Marcona	37	51	107	16	211
12	San Nicolas	25	25	93	9	152
13	Callahuanca	24	24	51	6	105
14	Pomacocha	31	30	75	9	145
15	Pachachaca	41	52	82	16	191
16	Paragsha II	31	31	80	16	158
17	Huánuco	33	35	85	15	168
18	Tingo María	16	21	58	6	101
19	Huayucachi	43	30	107	21	201
20	Huancavelica	49	41	125	19	234
TOTAL		881	1010	2378	381	4650

Fig. 3.5.1. Cuadro de Puntos Implementados con el Proyecto

(TS) Teleseñalización

(TA) Telealarma

(TM) Telemidida

(TC) Telecomando

NOTA 1: Incluye 32 entradas discretas y analógicas para el CCE (RTU local).
Se consideraron como implementación futura las subestaciones
Chavarría, Santa Rosa, San Juan, Lima, Oroya Nueva y Carhuamayo

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA SCADA/EMS INSTALADO

4.1. Generalidades

Para la realización de este proyecto se adecuaron 20 subestaciones, agrupando y centralizando la información de alarmas, medidas eléctricas, posición de equipos para ser conectados a las RTU's, para luego ser enviadas a la Estación Maestra del Centro de Control ubicada en Lima.

La transmisión de la información en tiempo real se realiza a través de un sistema propio de comunicaciones, consiste en un Sistema Integrado de Radio Móvil (SIRM) y una vía de respaldo conformada por una red de Onda Portadora.

El Centro de Control fue construido por la empresa francesa CEGELEC (actualmente Alstom) bajo la supervisión de la empresa de transmisión y la Dirección Ejecutiva del Proyecto PE-0018 del Ministerio de Energía y Minas con la Empresa MERZ & MC LELLAN – CESEL.

El sistema CCE puede clasificarse como un SCADA/EMS típico utilizado por las empresas de energía eléctrica. Está a cargo del procesamiento substancial

de los datos adquiridos, del monitoreo de las alarmas así como del intercambio de datos con el Coordinador de la Operación del Sistema. La planificación de operaciones, el almacenamiento y la restitución de los archivos de datos, la predicción de cargas de la red y el control de sistemas eléctricos forman parte de sus funciones. Las aplicaciones de control de sistemas eléctricos incluyen el Estimador de Estado, La Repartición de Carga en las barras y Flujo de Carga (incluyendo Flujo de Carga Optimo).

La interfaz principal para las operaciones del CCE son tres estaciones de trabajo, que tienen dos monitores de 21". También, cuenta con equipos para el desarrollo, programación y mantenimiento del sistema.

4.2. Descripción del Sistema SCADA/EMS

El sistema SCADA/EMS del CCE fue suministrado por la empresa Cegelec (actualmente Alstom), mediante su producto estándar "Energy Management Platform (EMP)", en su versión EMP 1.5.

EMP es un paquete de software estándar que incluye documentación y pruebas cuando suministra sistemas de supervisión de Centros de Control tales como: SCADA, SCADA/AGC, EMS y DTS. Las capas de software de aplicación de EMP utilizan el producto HABITAT que es un paquete de software diseñado para alcanzar las capacidades y velocidades del monitoreo en tiempo real que requieren las aplicaciones SCADA/EMS y RAPPORT-FG, interfaz hombre máquina (MMI).

EMP se ejecuta en un procesador ALPHA, CPU con 64 bits de instrucción, tecnología RISC, 400 MHz de ciclo de reloj, de Digital Equipment Corporation (DEC) y usa el sistema operativo OpenVMS, conforme a POSIX.

EMP permite una arquitectura abierta, a través de estándares tales como: DECnet/OSI y TCP/IP, ODBC y DDE. Este último, permite, gracias al paquete HABConnect, el enlace e intercambios de datos con PC's.

4.3. Características del EMP

El EMP tiene una arquitectura distribuida y abierta.

Arquitectura Distribuida

EMP tiene un hardware y software con arquitectura distribuida. La potencia de monitoreo del sistema se encuentra repartido entre varios procesadores y servidores, comunicados a través de una red local de tiempo real LAN (Local Area Network).

Las principales ventajas de esta arquitectura son:

- La repartición del monitoreo global sobre la red local es repartida en varios procesadores de menor potencia, que si fuera de una arquitectura centralizada. Esto permitió disminuir el tamaño de los equipos y disminuir el costo del sistema.
- La falla de un servidor no afecta todo el sistema. Cada servidor tiene un respaldo para las funciones críticas que monitorea. Esto reduce la

interacción entre diferentes servidores, y garantizara así un buen nivel de independencia entre los componentes del sistema.

- Una arquitectura abierta garantiza la evolutividad en el tiempo de vida del sistema. Una nueva función, por ejemplo, el sistema de panel mímico que fue suministrado por la empresa Belga BARCO, fue añadido usando un nuevo servidor.

Arquitectura Abierta

La arquitectura abierta de EMP ofrece interconectividad con otros sistemas. La definición de un sistema abierto es su capacidad de interoperar con otro sistema (de manera independiente del Hardware).

Para garantizar este nivel de apertura, el sistema cumple con los estándares, utilizando el API estándar (Application Programming Interface), que permiten a varios paquetes de software poder comunicarse entre ellos, con intercambio de datos estándar. Con este estándar de interfaz, el usuario del sistema puede añadir aplicaciones procedentes de varios proveedores.

EMP utiliza de manera importante y con determinación estos estándares. EMP cumple con los principales estándares tal como:

- IEC870.6 : Inter Center Communication Protocol (ICCP)
- POSIX | XPG4 .OpenVMS
- MOTIF/Xwindows: User Interface

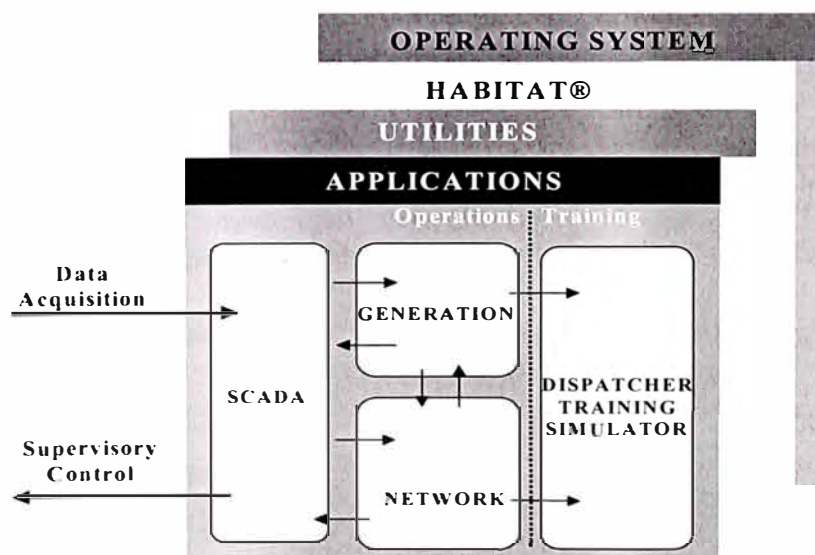
Una arquitectura abierta es indispensable para enlaces con programas externos y diferentes equipos.

4.4. Software SCADA

Configuración del Software

El sistema de Software esta formado de un paquete completo de aplicaciones avanzadas que representan el estado del arte en las aplicaciones para las redes eléctricas, el producto estándar se denomina Energy Management Platform (EMP). Todo el software está basado en la plataforma HABITAT prevista para soportar las aplicaciones críticas en tiempo real.

En el esquema siguiente se muestra las capas del software del EMP con aplicaciones estándar ofrecidas. Este diseño de software organizado en capas permite, por ejemplo, a un usuario añadir aplicaciones desarrolladas por él mismo utilizando EMP HABITAT API's y Bases de Datos, FG Interfaz de usuario y Utilitarios.



El siguiente esquema muestra el software EMP y demuestra su interoperabilidad con otros EMS usando ICCP, interoperabilidad con plataformas PC vía HABConnect, interoperabilidad con remotas a través el protocolo estándar IEC 870-5 (101). También, el software Remote RAPPORT-FG puede correr con PC's usando el sistema operativo Windows NT (WNT).

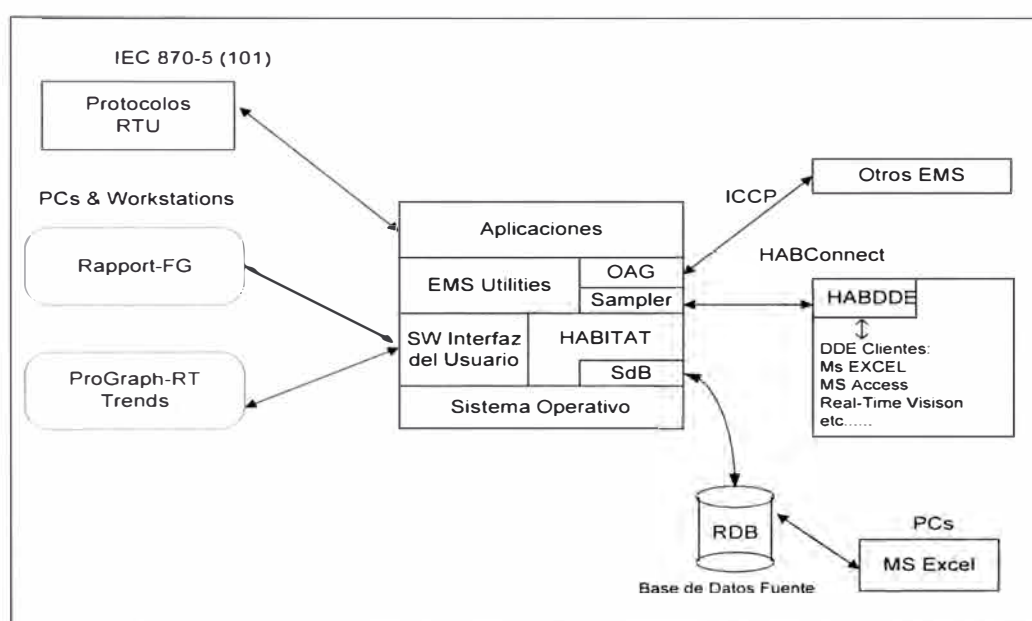


Figure4- Arquitectura Software del sistema (en capas)

A continuación se describe el software del sistema CCE:

Sistema Operativo

El Sistema Operativo OpenVMS es un sistema operativo, tiempo real, multiprogramación y multiusuarios. El entorno Open VMS con POSIX y DEC C ofrece una plataforma de desarrollo POSIX, shell y utilitarios y servicios tiempo real.

HABITAT

El Habitat ofrece una gestión de base de datos en tiempo real, un sistema de gestión de interface del usuario (MMI) y un conjunto de varias herramientas y utilitarios bajo un entorno software único.

El HABITAT permite a los usuarios del sistema una ayuda para desarrollo, implementación y pruebas en tiempo real de paquete de software.

Interface del Usuario RAPPORT-FG (RFG)

Es la interfaz del usuario para las consolas de operación, es un paquete que ofrece un entorno Full Graphics Windows, con la posibilidad de usar al mismo tiempo varias ventanas operacionales, cumple con el estándar X-Windows/Motif.

RFG permite a los usuarios un acceso de mando fácil y completo. Se pueden atribuir varios niveles de accesos a las estaciones de trabajo, y pueden visualizarse varias imágenes en las consolas de una misma estación de trabajo con varias ventanas. Se tiene una amplia variedad de técnicas de búsqueda y control de las aplicaciones de manejo de la red eléctrica.

SCADA

El sistema de Control Supervisión y Adquisición de Datos es un software que mantiene en su propia base de datos los últimos datos y eventos ocurridos en el sistema eléctrico. Incluye las posibilidades estándar de supervisión, control y manejo de datos, tales como:

- Creación y Validación de Base de Datos (SCADAMDL)

- Cálculos Generalizados, para hacer cálculos en tiempo real sobre los datos analógicos, estados lógicos y los puntos de entrada o salida del sistema. Cualquier combinación lógica, aritmética y comparaciones, pueden hacerse de manera cíclica según un periodo establecido por el usuario.
- Manejo de Etiquetas (Tagging), para colocar, remover , modificar, cambiar y visualizar una etiqueta sobre un elemento de la red, tal como interruptores del SCADA. Estas etiquetas son generalmente utilizadas por los operadores para informar del estado de un elemento de la red y prohibir o poner condiciones para la maniobra de este elemento.
- Registro Histórico de Datos (Historical Data Recording “HDR”), para almacenar en un archivo, no solo los cambios ocurridos durante una perturbación, sino todos los cambios. Cada archivo contiene un fotografía inicial del estado de los elementos de la red y al cual siguen anexados todos los cambios ocurridos. HDR puede restituir una fotografía del estado de la red a cualquier momento sin procesamiento complejo de datos. HDR puede también restituir por pasos los cambios de datos y eventos permitiendo el uso de cualquier de los despliegues del SCADA incluso las imágenes unifilares
- Secuencia Cronológicas de Eventos (SOE).
- Procesamiento de la Topología (Topology Processing), está incluido en las aplicaciones SCADA la posibilidad de cálculos de topología de manera a determinar la conectividad y la energización de los elementos de la red para el SCADA.

Frontal de Telemetría (Telemetry Front-End “TFE”), supervisa las comunicaciones entre el rack de procesadores frontales CFE (Communications Front-End Processors), basado en el bus VME, y los procesadores del Subsistema SCADA. TFE representa la interfaz con los equipos ubicados en las subestaciones (Unidades Remotas) con las cuales comunica usando un protocolo estándar IEC 870-5 (101). Todos los datos procedentes de las remotas están monitoreados una primera vez antes de ser enviadas a las aplicaciones para monitoreo complementario y luego almacenamiento. Un TFE esta diseñado de manera que la interrogación de cada remota puede estar hecha de forma individual o de grupo, así una remota puede ser añadida o suprimida de la lista de las remotas en comunicación con el centro sin consecuencias operativas sobre las demás remotas.

Base de datos Tiempo Real del SCADA: llamada SCADAMOM, está residente en memoria principal de manera de satisfacer los requerimientos de tiempo de respuesta de monitoreo. El control de validez y coherencia de los datos está hecho con SCADAMD L que incorpora un importante lote de herramientas de control de base de datos.

Rechazo de carga por mínima frecuencia (The Under Frequency Load Shed UFLS), provee la capacidad para calcular el total de carga (MW), rechazada y rechazable (interrumpida y interrumpible) para cada subestación asociada a un grupo, también calcula el total de todas las subestaciones asociadas a una definición de grupo.

Servicios y Utilitarios del Sistema

Las aplicaciones incluyendo el SCADA y los demás (DTS, Network, etc.) utilizan HABITAT y de manera general los servicios y Utilitarios del Sistema siguiente:

BACK-UP (mantenimiento del procesador de respaldo). Este utilitario mantiene las copias de la base de datos del procesador principal en el procesador de respaldo por si ocurre un fallo del procesador principal. Esto se hace de dos manera:

1. Copiando las bases de datos de un procesador a otro procesador.
2. Enviando los cambios individuales de la base de datos cuando hay un cambio.

CONFIGMAN (gestión de la configuración). Este servicio se incluye con SCADA/EMS para el monitoreo de la configuración hardware de manera a ofrecer gran confiabilidad con respaldo ante fallas y facilidad de gestión de cambios. Las tareas principales de CONFIGMAN son:

1. Monitoreo software y hardware
2. Asignación de los estados (enabled, disabled, y standby) de los componentes de software
3. Respaldo una falla de los componentes de software
4. Respaldo una falla de los componente de hardware importantes
5. Indicar y archivar los eventos monitoreados por CONFIGMAN.

NETIO. Este utilitario desarrollado por encima de DECnet/OSI ofrece a los usuarios la posibilidad de establecer comunicaciones con otras aplicaciones y de intercambiar datos a través lecturas y escritura. La red de NETIO esta

basada en el modelo cliente/servidor y permite compartir la misma red DECnet entre varios usuarios. NETIO esta previsto para redes de punto a punto o múltiples puntos.

ALARM. Este utilitario conserva todos los eventos enviados por las aplicaciones. Estos eventos son los cambios de estados del sistema señalados por las aplicaciones. Actuando como reportero de eventos ALARM ofrece las funcionalidades siguientes:

1. Informar los operadores de los cambios significativos con una visualización sobre la consola tocando una alarma sonora.
2. Ofrecer a los operadores la posibilidad de parar la visualización y la alarma sonora.
3. Informar de las actividades del sistema y archivar los eventos enviados por las aplicaciones.
4. Mantiene la cronología de todos los eventos.

Registro de Tendencias (ProGraf-RT/Trend). Este utilitario monitorea los cambios en tiempo real del sistema, y los gráficos tomando información de la base de datos, transmitiéndola a cualquiera de las consolas. También, puede ser utilizada para aplicaciones que no son en tiempo real tales como el DTS.

TIMESYNC (Time Synchronization): Este utilitario mantiene sincronizados los relojes de los procesadores. TIMESYNC recibe los datos de tiempo desde un reloj estándar y puede en opción recibir las diferencia de frecuencia de la red en modo integral o instantáneo. Los operadores pueden también utilizarlo para cambiar la hora manualmente.

4.5. Aplicaciones de Análisis del Sistema Eléctrico EMS

Todas las aplicaciones ofrecen un alto nivel de homogeneidad gracias al uso de modelos matemáticos compatibles y una importante interface del usuario desarrollado con el mismo software.

Las aplicaciones para el manejo del sistema eléctrico de transmisión se agrupan en dos Subsistemas: NETWORK y DTS.

Network

RTNET - Aplicación de análisis de red en tiempo real. Esta aplicación incluye las siguientes funciones:

1. State Estimation (SE) (estimación de estado)
2. Bus Load Forecast (BLF) (pronóstico de carga nodal)
3. Network Topology (NTP) (topología de la red)
4. Network Loss Sensitivity (cálculo de sensibilidad de pérdidas)
5. Contingency Analysis (CA) (análisis de contingencias): se puede utilizar en los modos de tiempo real (RTCA) y estudio (STCA), buscando soluciones para resolver las contingencias de la red. No hay límite en la combinatoria de los elementos o de los cambios de estados. Utiliza técnicas modernas y eficientes de programación de sistemas poco densos (sparsity techniques).
6. Dispatcher's PowerFlow (flujo de carga del operador): tiene gran flexibilidad para solucionar todos los casos de flujo de potencia.
7. Security Enhancement (SENH) (mejoramiento de la seguridad de la red): Utiliza las técnicas de Flujo de Carga para proveer al operador una estrategia

para aliviar las violaciones de seguridad y reducir los costos de operación. Las restricciones de seguridad del estado actual (caso de base) así como las de los estados simulados de post-contingencia son tratadas según diferentes estrategias de control (mando). Cada estrategia de control puede tener un énfasis diferente sobre el caso de base correctivo, post-contingencia correctiva, o sobre caso de base de acción preventiva. Además de ejecutarse como parte del Análisis de Red en Tiempo Real (RTSENH), el Mejoramiento de la Seguridad también proporciona un ambiente de estudio independiente (STSENH).

8. Optimal PowerFlow (OPF) (flujo de carga óptimo): optimiza una función objetivo del Sistema de Potencia, sujeta a un conjunto de restricciones en la red. Están disponibles implementaciones de tiempo-real y de estudio. Una variante en tiempo real de la aplicación OPF llamada Voltage VAR Dispatch (VVD), permite al usuario la capacidad de mantener automáticamente los programas de tensión.

9. EQUIVMDL (equivalencia de modelos de datos): Ofrece los servicios de programación para transferir modelos y soluciones de red entre modelos estándar (IEEE, PECO) que no sean de CEGELEC y la base de datos HABITAT de CEGELEC. Esta aplicación utiliza las técnicas de reducción de Ward - Hale, para construir partes seleccionadas de la red eléctrica.

10. Study Network (STNET) (análisis de red en modo estudio): esta aplicación provee al usuario un ambiente integrado para realizar estudios de flujo de carga, despacho económico y análisis de contingencias. Una vez que los datos de la aplicación estén listos, STNET permitirá al usuario de ejecutar una parte o

todas las funciones en una sola operación a través un ambiente de interfaz de usuario adecuado.

Todas aplicaciones del Subsistema Software de Análisis del Sistema Eléctrico utilizan los mismos modelos matemáticos y parámetros asociados. Estos datos se encuentran dentro de una base de datos tiempo real NETMOM. La elaboración y las evoluciones de NETMOM están hechas a través de la aplicación NETMODEL.

Si se necesita modelar un sistema equivalente o vecino el programa EQUIVMDL puede ser empleado para determinar la reducción equivalente o incorporar la red externa en el modelo de red almacenado en NETMOM.

NETMODEL incorpora también importantes herramientas de validación de base de datos.

Aplicaciones Adicionales

System Load Forecast (SLF) (pronóstico de carga del sistema): esta aplicación se basa en técnicas de regresión múltiple para producir pronósticos de cargas del sistema que pueden ser utilizadas por las aplicaciones de análisis de red y generación. La aplicación puede hacer también pronósticos en áreas múltiples.

Salida Programada de equipos (the Outage Scheduler OS), es una herramienta usada para definir y mantener el programa de salida del equipamiento para que aplicaciones de estudio puedan acceder a los programas para futuros flujos de

carga o estudios de planeamiento de generación en un período de tiempo. La Salida Programada de equipos es un programa que provee la salida programada de equipos para estudios de análisis de red (EMP's Study Network). El OS determina que elementos tienen que ser tomados fuera de servicio y/o considerados para una fecha y hora específica de estudio. La aplicación que usa la Salida Programada de Equipos es Flujo de carga (Power flow).

4.6. DTS (dispatcher training simulator)

DTS es un sistema de software fuera de línea para entrenamiento de operadores del Sistema de Potencia. El sistema DTS emula un EMS, pero es aislado de todas las actividades EMS de tiempo real.

DTS usa un modelo dinámico del Sistema de Potencia para crear un ambiente de simulación de operación. El modelo de sistema de potencia consiste de una descripción detallada de los componentes y topología del sistema de potencia.

DTS usa este modelo para seguir dinámicas de unidades de turbina, operación de interruptores, acción de relés, y frecuencia, generación, y variaciones de carga.

DTS provee funciones de centro de control tales como Control Automático de Generación (AGC) para dar al entrenamiento del operador control de simulación del sistema de potencia. DTS provee herramientas de control de simulación para el instructor para controlar la sesión de entrenamiento y para modificar los parámetros del modelo del sistema de potencia y la simulación.

4.7. Otros Subsistemas y Productos Software

HABConnect

HABConnect es un producto software desarrollado por CEGELEC destinado a proporcionar a las aplicaciones que se ejecutan en PCs bajo el sistema MS Windows, un acceso a las Bases de Datos tiempo real residentes en memoria de los servidores de SCADA/EMS.

HABConnect utiliza la facilidad Dynamic Data Exchange (DDE) de Windows. Tal como un servidor, HABConnect puede comunicar los datos procedentes de Base de Datos HABITAT a cualquiera aplicación DDE cliente, bajo Windows, como por ejemplo EXCEL, Lotus 1-2-3TM, WordTM, AccessTM, ParadoxTM, etc.

La aplicación servidor envía los datos de las Bases de Datos tiempo real requeridos por la aplicación cliente HABDDE. Cuando la aplicación servidor recibe una demanda de HABDDE resultante de un cliente de DDE, el se encarga de acceder a la Base de Datos adecuada para extraer y enviarlos a su cliente HABDDE. La aplicación servidor tiene acceso a cualquier Base de Datos del sistema. El HABDDE es el servidor DDE de cualquier aplicación que se ejecute en el PC bajo la técnica DDE. Al mismo tiempo, HABDDE provee a dicha aplicación el acceso a BD's HABITAT. HABDDE puede proveer datos a varias aplicaciones simultáneamente.

Registro de Datos Históricos

El paquete software Historical Information Management (HIM) - Registro de Datos Históricos en BD Relacional almacena datos recuperados

periódicamente de las BD's HABITAT en una Base de Datos Relacional ORACLE por un periodo de tiempo de retención predefinido. Después del periodo de retención, los datos son almacenados en cintas magnéticas.

En cualquier momento los datos almacenados en el HIM en BD's Relacionales bajo ORACLE, pueden ser llamadas para visualización y análisis a través de las herramientas de software de DEVELOPER/2000 de ORACLE. Además los mismos datos en BD's Relacionales pueden ser accedidos por aplicaciones de PC's tales como: EXCEL, Lotus 1-2-3, Word, Access, Paradox, etc.

ICCP /open access gateway (oag)

El protocolo ICCP (Inter-utility Control Center Protocol) basado en la Utility Communication Architecture (UCA) de EPRI está a cargo de la gestión de los intercambios de datos EMS entre el Centro de Control de la empresa de transmisión y otros Centros de Control; actualmente conectado al Coordinador del Sistema (COES-SEIN).

El Open Access Gateway (OAG) es un producto hardware/software que ofrece amplias posibilidades para las comunicaciones entre Centros de Control de redes de Energía Eléctrica. Esta tecnología es de forma modular y permite soportar protocolos de comunicación existentes y futuros.

El OAG está implementado encima del sistema operativo OpenVMSTM y del software HABITAT. OAG puede ser configurado como gateway de comunicación para sistemas procedentes de otros vendedores.

Documentación en Línea

La documentación en línea ofrece al operador un acceso a la documentación del usuario del sistema desde las consolas de operación. Esta documentación en línea de acceso fácil y rápido permite de evitar al operador la búsqueda de los informes de guía al usuario en los diferentes manuales.

Los documentos están organizados de la misma manera que los documentos en la versión impresa en papel. Los capítulos, sección y número de los esquemas son idénticos a la versión impresa permitiendo referencias cruzadas de forma sencilla y válida.

4.8. Configuración del Hardware

Esta parte presenta de manera general la arquitectura de la configuración Hardware del sistema SCADA/EMS.

La configuración distribuida del sistema CCE incorpora los subsistemas:

Subsistema de Servidores de Datos (SCADA/EMS)

Subsistema de Servidores Interfaz de Usuario (MMI)

Subsistema de Servidores de protocolos de intercambio (ICCP)

Subsistema de Servidores LAN, WAN, Periféricos y Aplicaciones en Windows

Subsistema de Servidor Historical Información Management (HIM)

Subsistema de Servidores Comunicación Front-End (CFE)

Subsistema de Servidor de Desarrollo y DTS

Subsistema de Servidor de Panel Mímico

Los Subsistemas se interconectan a través de enlaces de alta velocidad (10 Mbps) con la LAN usando un doble Ethernet como soporte de comunicación

entre los procesadores. La descripción que sigue presenta un resumen de cada subsistema.

Subsistema Servidor de Datos

Este Subsistema incluye dos DEC Alpha AXP Department Servers ("AlphaServer") en una configuración doble (principal y respaldo). El Alpha AXP Department Server usa un procesador único que tiene una capacidad de evolución de 100%. Cada Servidor cuenta con 512 Mbytes de memoria principal, permitiendo tener un espacio suficiente para el Software SCADA/EMS.

Los servidores tienen las siguientes características principales:

- 64 bits, RISC processor technology.
- 400 MHz Alpha AXP CPU.
- 16 KBytes I-cache and 16 KBytes D-cache on chip.
- 2 MBytes secondary cache (on board).
- High performance PCI: 132 MBytes per second
- EISA bus: 33 MBytes per second
- Integral SCSI-2 Controllers with DMA
- Redundant Ethernet through twisted pair
- Two serial ports, support full duplex asynchronous modem control
- Audio in/out
- Redundant power system

Las funciones SCADA/EMS, excepto la MMI distribuida y el panel mímico, se ejecutan en el procesador principal.

Cada servidor Alpha AXP tiene las siguientes interfaz:

Bus SCSI para disco y cintas,

Standard Ethernet a 10 Mbps para red local.

Subsistema Servidor MMI

Para las consolas de operador se cuenta con tres estaciones de trabajo Alpha AXP Desktop Workstations ("AlphaStations"). Las consolas de 2 monitores están previstas con 96 Mbytes de memoria, y con disco de 2 Gbyte.

En la configuración operativa, estas estaciones de trabajo están dotadas sólo con los paquetes de software del MMI.

Subsistema de Servidores de Protocolos de Intercambio (ICCP)

Este Subsistema incluye dos DEC Alpha AXP Desktop Workstations ("AlphaStations"), provistas con 96 Mbytes de memoria, y con disco de 2 Gbyte, en una configuración doble (principal y respaldo). Los servidores tienen las siguientes características principales:

- 64 bits, RISC processor technology.
- 233 MHz Alpha AXP CPU provides 183.9 SPEC mark fp92 performance.
- 16 KBytes I-cache and 16 KBytes D-cache on chip.
- 1 MBytes secondary cache (on board).
- High performance PCI : 132 MBytes per second
- ISA bus: 10 MBytes per second

Integral Fast SCSI-2 Controller

Ethernet through twisted pair

Subsistema de Servidores LAN, WAN, Periféricos y Aplicaciones en Windows

Comprende una red Ethernet para el enlace de los equipos (servidores, estación de trabajo, etc.), con la finalidad de ofrecer una conexión adaptable de manera muy sencilla en todos casos de futuras ampliaciones.

La configuración cuenta con un respaldo para los ruteadores un CISCO 2514 y dos CISCO 1601 que se usan para el enlace con la red WAN. El CISCO 2514 está enlazado con el Ethernet LAN (hub) y está previsto su conexión con la LAN de la empresa de transmisión.

Un CISCO 1601 está enlazado con el Ethernet LAN (hub) y con Cegelec (Alstom) para apoyo remoto en mantenimiento (dial-up). El otro CISCO 1601 está de reserva.

El sistema cuenta con las siguientes impresoras:

Cuatro impresoras HP LaserJet 4000 printer con resolución de 1200 puntos por pulgada y velocidad de impresión de 17 páginas por minuto y hasta 65,000 páginas por mes

Una HP DeskJet 1600CM printer con resolución de 1200 puntos por pulgada y velocidad de impresión de 8 páginas por minuto (negro) y 4 páginas por minuto (color) y hasta 12,000 páginas por mes

También, se tiene un servidor de aplicaciones en Windows, compuesto de una PC Pentium 200 MMX, de 64 Mbytes de memoria principal, 512 kbytes de

memoria caché y 2 Mbytes de memoria de video. Utiliza el sistema operativo Windows NT.

Subsistema Servidor Historical Información Management (HIM)

Este Subsistema incluye un DEC Alpha AXP Department Servers ("AlphaServer") en una configuración simple con 128 Mbytes de memoria principal. Además cuenta con 4 discos de 4 Gbytes y 1 disco de 2 Gbytes, y dispositivos CD Rom de 600 MBytes y tape backup de 8 Gbytes.

Servidores de Comunicación

Cada procesador Front-End de origen Performance Technology Inc. (PTI) usa tarjetas VME para los enlaces de comunicación con las remotas. Cada tarjeta PTI dispone de un procesador Motorola 68030 y ofrece 8 enlaces de alta velocidad. Cuenta con un sistema de GPS para sincronizar el tiempo con las remotas.

Subsistema de Servidor de Desarrollo y DTS

El subsistema de Desarrollo consta de una AXP AlphaStation y un monitor color. Este equipo es el mismo que una consola de operación, pero con un disco de capacidad de 4 Gbytes para poder almacenar los archivos que resultan de las actividades de desarrollo. La empresa de transmisión tiene también la posibilidad de enlace con PC's para recuperar datos. La AlphaStation incluye los periféricos necesarios para los ingenieros durante las actividades de desarrollo de bases de datos del sistema y la construcción de despliegues de

nuevas instalaciones que ingresan al sistema; que luego son integradas al sistema operacional en tiempo real y en particular en el servidor HIM.

Subsistema de Servidor de Panel Mímico.

El panel mímico es un mural de gran dimensión que proporciona a los operadores del Centro de Control una visión panorámica esencial, en tiempo real, de la integridad total y la conectividad del sistema eléctrico y actualmente resulta una herramienta muy útil para la operación del sistema de transmisión. El Panel Mímico está integrado al sistema SCADA del Centro de Control por medio de su red LAN y muestra una visión dinámica de lo que está ocurriendo en el sistema eléctrico, lo cual le es entregado y actualizado por el sistema SCADA del Centro de Control.

El mural de visualización está dividido en tres paneles:

Panel Principal Central

Consiste en una estructura de retroproyección 4x2. En este panel se han instalado 8 módulos ATLAS C3 C67 en una configuración 4x2; cada módulo tiene un tamaño de pantalla de 1.368m de ancho, 1.026 de alto y 1.722m de profundidad.

Panel del Mapa del Perú

Este panel está construido en base a mosaicos de policarbonato de alta calidad, resistente al fuego, sobre el que está dibujado el mapa del Perú. Este mapa es animado mediante LEDs que representan cada subestación. Los LEDs de cada

subestación son controlados por contactos secos ubicados en la parte posterior del panel mímico.

Panel de Display Numérico

Sobre este panel se ha instalado un indicador de 10 líneas. Este indicador es un terminal que recibe información del SCADA por medio del servidor gráfico. En este panel se muestra lo siguiente: Tiempo solar, Tiempo de sincronismo, Diferencia de tiempo, Demanda total del SICN, Generación total del SICN, intercambio con el área norte, Error de área de control, Frecuencia del sistema.

4.9. Costos del Proyecto Sistema SCADA/EMS

A continuación se presente el cuadro de costos del sistema SCADA/EMS. Cabe precisar que los costos son precio en Lima; es decir se incluyen los impuestos así como el transporte y seguros de puerto Peruano.

DETALLE DE COSTOS DEL SISTEMA SCADA/EMS

Item	Descripción	Costo Unit.	Cantidad	Costo total
I	HARDWARE ESTACIÓN MAESTRA			
1.1	Procesadores de aplicación - Memorias auxiliares - Unidades de cinta magnética (1 por c/proces aplicación) - Procesadores terminales (1 por c/proces de aplicación)	236,038	1	236,038
1.2	Procesadores de comunicación	91,044	1	91,044
1.3	Impresoras laser	6,070	4	24,278
1.4	Consolas locales / monitores - Consolas de operador del sistema (2 monitores) - Consola de entrenamiento (1 monitor) - Consola de ingeniero supervisor de turno (2 monitores) - Consola PC (1 monitor)	31,472 31,472 34,170 8,768	2 1 1 1	62,943 31,472 34,170 8,768
1.5	Impresora de color	7,869	1	7,869
1.6	Interfase de comunicación de RTU - Interfaz para sistema radio digital/onda portadora - Modem difusor	10,117 3,147	4 6	40,466 18,882
1.7	Interfase E-LAN	3,597	1	3,597
1.8	Interfase de intercambio de datos al CCO	24,278	2	48,556
1.1	Cable LAN + HUB	16,410	1	16,410
1.11	Interfase LAN	8,093	1	8,093
1.12	Instalación y puesta en servicio Consumibles (papel, tinta, etc) y otros	3,960 4,226	1 1	3,960 4,226
	Subtotal Hardware Estación Maestra (US\$)			640,770
II	SOFTWARE ESATCION MAESTRA			
2.1	Sistemas Operativos - Open VMS cluster licencia - DEC C/DEC Fortran - TCP/IP - DEC sel - Oracle - SQL	144,455	1	144,455
2.2	Sistema SCADA estándar (incluye DTS)	413,424	1	413,424
2.3	Sistema Administración de Información Histórica (HIM)	111,868	1	111,868
2.4	Programas aplicativos estándar - Estimador de estado - Distribución de carga - Flujo de potencia - Flujo óptimo de potencia - Pronóstico de carga - Otras: aseguramiento del sistema, análisis de contingen.	156,615	1	156,615
2.5	Programas aplicativos específicos - Pronóstico de carga basado en condiciones climáticas - Recuperación de datos de generación del COP	35,019	1	35,019
	Subtotal Software Estación Maestra (US\$)			861,381.3
	SUB TOTAL HARDWARE Y SOFTWARE (US\$)			1,502,152

Item	Descripción	Costo Unit.	Cantidad	Costo total
III	SISTEMA UPS			
3.1	Rectificador UPS, cargador y unidad inversora	66,418	2	132,835
3.2	Batería (30 min)	12,507	1	12,507
3.3	Equipo adicional para comunicación de fuente	2,060	2	4,120
	Subtotal sistema UPS (US\$)			149,462
IV	ENTRENAMIENTO Y SERVICIOS			
4.1	Entrenamiento general	10,700	1	10,700
4.2	Entrenamiento en generación de base de datos e inf.	45,720	1	45,720
4.3	Entrenamiento en hardware	53,502	1	53,502
4.4	Entrenamiento en software (incluye DTS)	63,230	1	63,230
4.5	Entrenamiento del sistema	23,500	1	23,500
4.6	Entrenamiento del instructor de operadores	34,047	1	34,047
4.7	Personal de software residente	176,187	1	176,187
4.8	Entrenamiento de unidades terminales remotas	37,938	1	37,938
4.9	Pruebas en fábrica	121,245	1	121,245
4.10	Pruebas en sitio	218,412	1	218,412
4.11	Documentación	156,246	1	156,246
	Subtotal entrenamiento y servicios (US\$)			940,726
V	REPUESTOS Y EQUIPOS DE PRUEBAS			
5.1	Repuestos para la estación maestra	89,919	1	89,919
5.2	Repuestos para las unidades terminales remotas	49,047	1	49,047
5.3	Equipamiento de pruebas de RTU's	53,297	1	53,297
5.4	Repuestos de UPS	9,482	1	9,482
	Subtotal entrenamiento y servicios (US\$)			201,745
SUB TOTAL UPS, ENTRENAMIENTO, SERVICIOS Y REPUESTOS (US\$)				1,291,933.7
TOTAL SISTEMA SCADA/EMS DEL CENTRO DE CONTROL (US\$)				2,794,085.5

A continuación se presenta la configuración distribuida del sistema Centro de Control:

CAPÍTULO V

EXPERIENCIAS EN LA IMPLEMENTACIÓN Y UTILIZACIÓN DEL SISTEMA SCADA/EMS

5.1. Sistema SCADA

De acuerdo con la experiencia obtenida en la implementación del Centro de Control se recomienda que para la implementación de este tipo de proyectos se debe contar con un grupo de trabajo conformado por personal experimentado en operación de sistemas eléctricos y mejor aún si se encuentra laborando en esta área y en la empresa, esto debido a que se aprovecha la experiencia y conocimientos del sistema eléctrico que facilitan el proceso de definición de los requerimientos y necesidades para la operación, implementación de bases de datos, construcción de despliegues, almacenamiento de datos y construcción de reportes de datos.

Para la implementación de la base de datos se requiere previamente contar con la codificación de las instalaciones, la misma que debe ser realizada siguiendo una regla establecida por la empresa o por algún ente ya que este será el lenguaje de comunicación para operar las instalaciones, así como para llevar un control estadístico.

Al inicio del proyecto se deben definir los grupos de trabajo designando los responsables para las funciones SCADA y funciones EMS, esto con la finalidad de asegurar el funcionamiento correcto y adecuado de las funciones SCADA y programas aplicativos EMS-Seguridad del sistema a ser adquirido.

Se debe definir claramente los requerimientos de información necesarios para la operación en tiempo real, y en lo posible la información a ser requerida en el futuro, tales como: posición de los equipos (abierto/cerrado), medidas requeridas por tipo de celda (MW, MVAR, A, KV, HZ, Pos Tap, etc), niveles de alarmas o agrupamiento de las alarmas por tipo de celda y finalmente, el telecomando de equipos.

Se considera muy importante que las pruebas tanto en fábrica como en sitio sean realizadas con la base de datos del sistema eléctrico de la empresa, esto con la finalidad de asegurar que con el modelamiento e implementación realizada, el comportamiento del sistema SCADA/EMS sea correcto.

Como resultado de la experiencia obtenida durante los primeros meses de operación del sistema SCADA/EMS, los usuarios directos y el personal de implementación de las bases de datos y mantenimiento del software (SCADA, aplicaciones EMS-seguridad y DTS), encontramos funciones principalmente asociadas a despliegues, tendencias, menús de navegación, límites de alarmas, banda muerta de las medidas y despliegues de alarmas que operaban en forma

inadecuada, las cuales poco a poco fueron siendo puestas a punto de acuerdo a las necesidades del personal del Centro de Control y del sistema eléctrico.

El número de alarmas por tipo de bahía (línea de transmisión, transformador, equipos de compensación reactiva, barras y servicios auxiliares) fue reducido en número mediante el agrupamiento de alarmas, permitiendo el acceso a aquellas alarmas importantes que sirvan al personal de operación para poder tomar una decisión sobre todo en condiciones de emergencia. Las alarmas de baja prioridad se consideraron como parte del agrupamiento de alarmas, esto fue realizado durante la adecuación de las subestaciones; es decir son enviadas al Centro de Control como parte de un grupo de alarmas las cuales se representan con un solo nombre que identifica a todo el grupo, con esto se logra una mayor concentración del operador en las alarmas importantes (ver Anexo 01).

Dentro de las especificaciones funcionales del sistema SCADA/EMS se incluyó un sistema que permitiera recopilar información del sistema de potencia en forma histórica. También, se incluyó un sistema generador de reportes que permitiera el acceso a la información histórica, su presentación y manejo a través de las consolas de operación. Estos formatos de reportes fueron construidos por el personal del Centro de Control de acuerdo a los requerimientos y necesidades del personal de Operación en Tiempo Real.

La adquisición de posición de Taps de los transformadores se obtiene mediante dos formas, en forma analógica y en forma digital. Durante la adecuación de subestaciones se determinó que los transformadores en paralelo, no estaba preparados para ser controlados remotamente estando en el modo de operación Maestro/Seguidor y Paralelo/Independiente, esto debido a problemas del equipamiento usado en esta lógica de operación. Este problema se ha resuelto en forma parcial con la implementación del modo de operación Independiente de los transformadores desde el sistema SCADA.

Dentro de los requerimientos iniciales del Centro de Control, se consideró implementar los telecomandos sólo para los interruptores en 220, 138, 60, 22.9 y 10KV. El telecomando de los seccionadores se efectuaría en una etapa posterior, esto con la finalidad de reducir costos y aumentar la cantidad de telemidas del sistema.

5.2. Sistema EMS-Seguridad

Previo al modelamiento de las funciones EMS se debe definir muy bien el modelo del sistema eléctrico de potencia a utilizar para los programas aplicativos, esto debido a que durante los trabajos de implementación del proyecto el tiempo es un factor muy importante y el trabajo de modelamiento de la Red requiere tiempo y cuidado.

Por la experiencia obtenida, se recomienda que la definición del modelo del sistema eléctrico a utilizar debe ser el más simple, que cumpla las necesidades

de la empresa y con la seguridad de que se contará con la información de tiempo real de todas las instalaciones consideradas, esto para conseguir que el estimador de estado de soluciones válidas y cuente con suficiente información para hacer una buena estimación.

Para la aplicación de Análisis de Contingencias, es conveniente definir sólo las contingencias posibles que se puedan presentar en el sistema, esto debido a que serán de mucha utilidad para el personal encargado de la operación del sistema y así no distraer su labor con casos utópicos.

Las aplicaciones EMS, en este sistema se encuentran parcialmente operativas. Esto debido a que no se cuenta con información de tiempo real suficiente para lograr buena convergencia del estimador de estados. Cabe mencionar que hubo muchos factores que influyeron en el modelamiento y convergencia de estos programas, tales como los constantes cambios en el marco regulatorio del sector eléctrico Peruano (asignación de la función de coordinación e incremento de plazo para el envío de información de tiempo real de las empresas al Coordinador), el crecimiento constante del sistema eléctrico y desde los inicios la falta de asignación de personal dedicado a mantener la operatividad de estos programas, lo cual considero que es muy importante prever personal dedicado al mantenimiento de los programas EMS-Seguridad.

5.3. Sistema DTS

Durante la implementación del sistema SCADA/EMS se vio la necesidad de contar con un servidor de desarrollo para el modelamiento, simulación e implementaciones futuras, es así que se decidió adquirir este módulo. Al respecto, se puede comentar que este servidor es bastante útil en el desarrollo y simulación de las celdas a ser integradas, así como para validar la nueva integración ya que permite trabajar fuera de línea (off line) y comprobar que el modelamiento tanto de SCADA como de los programas aplicativos sea correcta, luego del cual con seguridad pueden ser integrados a los servidores de tiempo real (on line).

5.4. Entrenamiento del Personal

Es conveniente considerar en el proyecto el entrenamiento de un grupo de personas que se encargarán del mantenimiento del sistema. Esto permitirá cierta independencia del suministrador para realizar modificaciones al nivel de modelamiento de bases de datos, despliegues, integración de nuevas instalaciones, integración de equipos de terceros y, así como solución o toma de acciones correctivas ante fallas del sistema, lo cual normalmente tiene altos costos.

5.5. Pruebas en Fábrica y en Sitio del Sistema SCADA/EMS

El sistema SCADA/EMS requiere ser sometido a un conjunto de pruebas las cuales permiten mostrar que el sistema cumple con los requerimientos

funcionales, desempeño e interfaces especificadas. En este proyecto el sistema suministrado fue sometido a las siguientes pruebas:

- Pruebas preliminares de aceptación en fábrica (pre – FAT)
- Pruebas de aceptación en fábrica (FAT)
- Pruebas de aceptación en el sitio (SAT)
- Pruebas de desempeño del sistema

Los procedimientos de pruebas fueron detallados de tal manera que un usuario con conocimientos básicos pueda seguirlos paso a paso con facilidad. El nivel de detalle varía, no obstante, de acuerdo con la función a ser probada. Generalmente, los procedimientos de prueba para utilidades (Backup, failover, alarmas) se concentran en procedimientos operativos, mientras que los procedimientos para pruebas de aplicaciones tienden a ejercitar la funcionalidad.

A continuación se presentan las pruebas mínimas a las cuales se recomienda que un sistema SCADA/EMS sea sometido:

1. Verificación preliminar de la configuración del Hardware y versión del software.
2. Desempeño de parada y arranque de las aplicaciones y funciones.
3. Verificación de modos de ingreso a las consolas de operador.
4. Verificación del modo redundante de las funciones que cuentan con esta.
5. Prueba de reconocimiento y eliminación de alarmas, así como de la presencia de alarma audible.
6. Almacenamiento diario de datos (servidor de datos históricos).

7. Asignación o selección de medidas para la ejecución de gráficos de tendencia.
8. Administración de alarmas del sistema: Fallas del hardware y fallas del software.
9. Integración de nuevas base de datos y elaboración de nuevos despliegues.
10. Conmutación de las funciones redundantes.
11. Desempeño del sistema: Simulación del scanning, actividad de los operadores, desempeño y respuesta a los métodos de monitoreo. Desempeño del sistema bajo escenarios de carga normal durante 1 hora y avalancha de información durante 10 minutos, así como una prueba de operación continua durante 96 horas.
12. Adquisición y procesamiento de la información: Calidad de datos, procesamiento de puntos de estado y analógicos. También habilitación y deshabilitación del procesamiento de alarmas.
13. Ejecución de telecontrol de los equipos.
14. Animación de líneas, subestaciones y equipos dependiendo del modelo de topología.
15. Puesta y eliminación de tarjetas de aviso en equipos.
16. Verificación de las comunicaciones con la RTU's.
17. Verificación del buen funcionamiento de los programas de aplicación EMS-Seguridad (estimación de estados, análisis de contingencias, flujo de carga, rechazo de carga y pronóstico de carga).
18. Intercambio de información con otros Centros de Control (ICCP).

Las pruebas mencionadas tienen por finalidad verificar el buen funcionamiento del sistema y de la coherencia de los resultados.

5.6. Actividades de Mantenimiento del sistema SCADA/EMS sin Dependencia

La cantidad de información recolectada al inicio, desde el punto de vista de SCADA reflejaba las necesidades de ese tiempo pero el sistema de potencia continua creciendo. Por lo que, nos vemos en la obligación de agregar los constantes cambios en el Sistema Eléctrico. Estos cambios y actualizaciones de despliegues y base de datos, en este caso es realizada por el personal de la empresa sin la necesidad de requerir la participación del suministrador, lo cual representa un ahorro para la empresa.

Un Panel Mímico dinámico, al inicio no fue considerado. En la operación del sistema eléctrico de transmisión se vio la necesidad de contar con este equipo, debido a que este equipo permite tener una buena visión general del amplio Sistema Interconectado Centro Norte, lo cual no es posible con las consolas de operación; este equipo se vuelve muy necesario sobre todo cuando ocurren eventos mayores con disparo de muchas líneas y transformadores. Es así, que fue adquirido un panel mímico de la empresa BARCO, quién se adjudicó la Buena Pro de la licitación pública internacional. El panel mímico fue integrado con participación del personal del Centro de Control encargado del Proyecto Sistema SCADA/EMS y los especialistas de la empresa BARCO.

Podemos afirmar que el sistema SCADA/EMS adquirido por el CCE es un sistema abierto, debido a que cuenta con protocolos de comunicaciones IEC estándar, esto permite integrar tecnologías diferentes; en nuestro caso se ha integrado a este sistema tecnologías provenientes de otros proveedores como Alstom (Automatización de Subestaciones de Lima), Siemens (Subestación Automatizada de Huacho y San Juan) y Barco (Panel Mímico dinámico); asimismo se tiene intercambio de información vía ICCP con los Centros de Control del COES y Socabaya.

5.7. Reacción de los Operadores Frente al Manejo del Sistema SCADA/EMS

Desde el inicio de la operación experimental del Sistema SCADA/EMS (25.jul.1999) los operadores del Centro de Control encontraron de gran ayuda toda la información disponible. El manejo del Sistema de Transmisión Centro Norte con las herramientas anteriores exigía una asimilación y memorización del estado de la red por parte de cada operador, ya que como se mencionó anteriormente no se tenía información de todas las subestaciones, ahora se tiene un sistema automático, rápido, actualizado, que permite la supervisión, control, adquisición de datos (SCADA) y herramienta de administración de la energía (EMS), además este sistema permite intercambiar datos e información con otros Centros de Control.

La cantidad de alarmas de todo origen (medidas, señales y alarmas) que al inicio llegaban al CCE, no eran útiles, debido a que en algunos casos existían circuitos normalmente abiertos que fueron configurados en la base de datos del

sistema SCADA como normalmente cerrados, faltaba realizar algunos afinamientos en cuanto a escalas y rangos de medida en los transductores de medida. Esta congestión de alarmas saturaba la capacidad de atención de los operadores; por otro lado eran pocas para análisis post-operativo. Estas deficiencias fueron corregidas en campo y, en el caso de las alarmas se realizó una evaluación del agrupamiento existente modificándose ésta con los nuevos requerimientos del personal de operación en tiempo real, análisis pre y post operativo cuyo resultado se adjunta al presente informe (Anexo 01).

Inicialmente los límites de operación de los circuitos y transformadores no estaban sintonizados apropiadamente. En esta forma no era útil el manejo de estas alarmas pues no correspondían a la realidad operativa del sistema.

Los límites operativos fueron sintonizados y debido a su carácter dinámico son modificados actualmente de acuerdo a los cambios topológicos y a la situación operativa del sistema. En esta forma las alarmas por violación de límites recobraron toda su vigencia y utilidad. Los límites de operación de las líneas de transmisión se presentan en el Anexo 02.

La función de contabilización de energía no fue considerada en este proyecto. Al respecto, considero que esta función no debe realizarse a través del sistema SCADA, debido a que si se producen interrupciones del servicio de telecomunicaciones no es posible recuperar la información perdida por no contar con una memoria masa y la posibilidad de envío de la información almacenada.

Tal como era de esperarse durante la puesta en operación de los programas aplicativos del sistema EMS, los operadores los recibieron con escepticismo. Adicionalmente la convergencia del estimador de estado no se presenta con frecuencia, debido a muchos factores siendo los principales los siguientes:

- Inicialmente se estuvieron llevando a cabo las pruebas y sintonía de las medidas del sistema SCADA además de la sintonía de los parámetros de la red.
- Los cambios constantes en el SICN como ampliación de subestaciones (Chimbote 1, Trujillo Norte, Piura, Zorritos, Huacho, Vizcarra, Tocache, etc) y centrales de generación (Yanango, Hidro Huanchor, etc).
- Los cambios en el marco regulatorio del sector eléctrico Peruano (asignación al COES de la función de coordinación, incremento del plazo de envío de la información de tiempo real al Coordinador).
- La falta de información correspondiente a otras empresas. Estas no contaban con sistemas SCADA, actualmente muchas empresas se encuentran en proceso de implementación de sistemas SCADA para la supervisión y control de sus instalaciones.

La función SOE con la que cuenta el sistema SCADA es una herramienta de gran utilidad durante los eventos que se presentan en el SICN. Esta función permite obtener el listado cronológico de todos los eventos con resolución de milisegundos luego de ocurrido algún evento. Adicionalmente se cuenta con la función Historical Data Recorder (HDR) que permite reconstruir escenarios de

tiempo pasado, que permite realizar un análisis del comportamiento del sistema para mejorar las acciones tomadas.

La posición de los taps de transformadores de la mayoría de las subestaciones tardo en ser implementada por no contar con la adecuación de los circuitos correspondientes que permitieran adaptar las señales de posición de taps a la entrada analógica de la RTU. Actualmente todas las subestaciones transmiten este dato.

Los proyectos de automatización y ampliaciones de subestaciones en el sistema eléctrico de transmisión y el SICN han creado la necesidad de ampliar la cantidad de señales recolectadas (telealarmas (TA), teleseñales (TS), telecomandos (TC) y telemidas (TM)). Esta labor se viene realizando a buen ritmo y el cubrimiento actual es satisfactorio.

Los equipos de comunicación (Onda Portadora y Microondas) que son pieza fundamental en el funcionamiento del Centro de Control al inicio presentaban continuas fallas que paralizaban en forma parcial la llegada de datos de las subestaciones al sistema SCADA del CCE, esto fue superado con la sintonización de los niveles de comunicaciones y además, con la implementación de canales redundante para las subestaciones. Actualmente no existen canales redundantes de comunicaciones para la unidad de Sierra Centro, Sierra Norte y para la subestación Talara, esto hace que la disponibilidad del medio de comunicación sea baja. Una caída de este medio

de comunicación es notoria y traumática para el operador, debido a que en estos casos no se cuenta con la supervisión de estas subestaciones, lo cual se hace aún más crítico en casos de que estas subestaciones se vean afectadas por alguna contingencia.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.1. Conclusiones

La evolución del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) hacia la desintegración vertical y horizontal, el nivel de desarrollo alcanzado, la creciente expansión del SEIN, las interconexiones, el nuevo esquema de operación en la que hay presencia de muchas empresas y la incorporación de nuevas cargas sumado a la aplicación del actual marco regulatorio del sector eléctrico han incrementado la complejidad de las funciones de operación. Como consecuencia de este proceso los Centros de Control de las empresas, requieren utilizar equipamientos y técnicas de supervisión y control, así como medios más sofisticados para incrementar la calidad del servicio, así como para la determinación de los niveles de seguridad.

El Centro de Control del sistema de transmisión es el área desde el cual se implementan todas las decisiones requeridas para la operación económica y segura del sistema eléctrico de potencia en forma centralizada.

Las características de economía y seguridad inherentes a un sistema de potencia quedan fijadas durante la etapa de planificación. Un sistema débil en su capacidad de generación o transmisión no puede ser altamente confiable aún

cuando su Centro de Control tenga un alto grado de desarrollo tecnológico. Por otra parte, las herramientas en el Centro de Control deben permitir al operador extraer al máximo la economía y seguridad inherentes al sistema de potencia. De ahí la importancia de un Centro de Control bien diseñado e implementado.

El Centro de Control de la empresa de transmisión centro norte (ahora REP) cuenta con un sistema SCADA/EMS que le permite, supervisar y controlar su sistema de transmisión e intercambiar información de tiempo real para la coordinación de la operación del SEIN. También permite contar con información histórica de fácil acceso para análisis, estudios, etc.

El sistema SCADA/EMS ayuda a mejorar la calidad del servicio eléctrico, debido a que se tiene un mejor control de las variables eléctricas, sobrecargas, alarmas y los tiempos de respuesta en la toma de acciones preventivas y correctivas son menores.

Los Centros de Control moderno están equipados con herramientas computacionales (sistemas SCADA/EMS-seguridad) que procesan la información obtenida de campo, así como aquella suministrada manualmente por el operador. El procesamiento se efectúa mediante programas de aplicación que cubren las funciones del Centro de Control.

Considerando las complejidades de este tipo de proyecto, las idiosincrasias de cada empresa y el hecho de que un Centro de Control es un área dinámica que

requiere expansiones y mantenimiento, se llega a la conclusión de que la participación del personal interno es esencial para este tipo de proyecto. Este personal interno debe participar desde los inicios del proyecto, y debe constituir un grupo que sea capaz de implementar parte del mismo. Esto permite un diseño adecuado de acuerdo con las necesidades de la empresa y capacita al grupo interno para realizar las tareas futuras de expansión y mantenimiento que son inevitables en un Centro de Control. Este grupo debe ser de tiempo completo y no a tiempo parcial con personal de varios departamentos.

Las etapas de pruebas y sintonía de los programas fueron vitales para el funcionamiento correcto de los mismos. Hubo necesidad de sintonizar las medidas y alarmas con el SCADA.

Una de las mayores dificultades en la puesta en servicio de esta herramienta radicó en la oposición al cambio de tecnología por parte de los operadores del Centro de Control, ya sea por temor, por desconfianza y por la falta de conocimiento de estas ayudas. Afortunadamente se ha ido ganado aceptación en el rol de los operadores con base en su utilización y las ventajas que esta le representa.

El personal operador confía más en las herramientas computacionales a medida que estos entreguen buenos resultados.

La implementación de este moderno Centro de Control permite la optimización de los costos de operación, mejorar la calidad del servicio, mejorar el funcionamiento de los sistemas de protección, controlar mejor el tiempo de interrupción del suministro requeridos por la Norma Técnica de la Calidad del Servicio Eléctrico; así como mejorar la imagen de la empresa que es muy importante en un ambiente competitivo.

Es importante contar con canales de comunicaciones redundantes y confiables ya que sin este, se pierden las funciones SCADA.

La implantación del proyecto hasta la fecha demuestra que la tecnología disponible ha alcanzado madurez importante y permite equipar a las empresas con sistemas SCADA/EMS que permiten una mayor competitividad.

Con la implementación del proyecto del Centro de Control moderno (CCE), la empresa brinda un mejor servicio de transmisión.

El moderno Centro de Control implementado ha mejorado la, calidad, confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión; el sistema SCADA/EMS implementado es una herramienta muy útil para el operador del sistema de transmisión quién debe resolver problemas cada vez más complejos. Por otra parte, se puede concluir que también han mejorado las competencias del operador.

La experiencia en la coordinación de la operación muestra que el sistema SCADA del Centro de Control 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.

Esto a motivado para que la empresa Red de Energía del Perú (REP) considere la implementación de la Operación Remota de subestaciones que trajo consigo la revisión y mejoramiento del agrupamiento de alarmas, evaluación de riesgos, implementación de mandos, señales, y medidas adicionales a los existentes y actualmente se encuentra en proceso de implementación de 04 subestaciones piloto.

1.2. Recomendaciones

Es necesario considerar dentro de la organización de la empresa personal que desarrolle y realice el mantenimiento de las funciones SCADA y programas aplicativos EMS-seguridad, esto con la finalidad de, realizar futuras modificaciones de bases de datos, integración de señales nuevas, actualización de despliegues, ejecución de copias de respaldo, ajustar el modelo del sistema eléctrico a las necesidades de la empresa y a las políticas operativas cambiantes. Adicionalmente, el costo final es mucho menor que la contratación externa para desarrollo y mantenimiento.

Cabe mencionar, que a partir del momento en que el Centro de Control se encuentra en operación, comienza un período de observación durante el cual, el

fabricante es responsable de corregir problemas detectados. Al terminar esta etapa cualquier problema detectado debe ser corregido por personal propio o contratar los servicios del fabricante para la corrección de los mismos.

Agrupar las alarmas de campo de tal manera que el personal de operación en tiempo real cuente con la información suficiente para la toma de decisiones, esto es muy importante debido a que no se distrae al operador con demasiada información y que en algunos casos no son relevantes para la toma de decisiones, también esto permite descongestionar el canal de comunicaciones.

Para minimizar la resistencia de los operadores experimentados a la utilización del sistema SCADA y los programas de aplicación EMS-seguridad, estos deben involucrarse activamente en las etapas de especificación y, principalmente en las etapas de pruebas y sintonía.

GLOSARIO DE TERMINOS

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

SICN: Sistema interconectado centro norte

CCE: Centro de Control de la empresa de transmisión centro norte

COES: Comité de operación económica del sistema

RTU: Unidad Terminal Remota

SCADA: Supervisión control y adquisición de datos

EMS: Sistema de manejo de energía

POSIX: Portable Operating System Interface

RDBMS: Relational Database Management System

SQL: Structured Query Lenguaje

MMI: interfaz hombre máquina

ICCP: Protocolo entre centros de control

SOE: Secuencia cronológica de eventos

HIM: Administración de información histórica

LAN: Local area network

DTS: Dispatcher training simulator

DDE: Dynamic data exchange

Teleseñal: Indicación de posición abierto/cerrado de un equipo.

Telealarma: Indicación de la presencia de una alarma de un equipo.

Telemedida: Indicación de medida de un equipo.

Telecomando: Mando a distancia para ejecutar una acción (abrir/cerrar, bajar/subir taps, reinicializar relés).

Desintegración Vertical : Separación de las actividades en generación, transmisión, y distribución.

Desintegración Horizontal: Separación de las actividades de, generación, transmisión y distribución, es decir varios generadores, transmisores y distribuidores.

ANEXO A

AGRUPAMIENTO DE ALARMAS AL RTU PARA EL SISTEMA SCADA

CLASIFICACION DE LAS ALARMAS MODULO-LINEA 220/138 KV/TRAMOS

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
Disparo	21DR	DISPARO FASE "R"	Disparo relé distancia fase R principal (21P)	1
			Disparo relé distancia fase R respaldo (21S)	
	21DS	DISPARO FASE "S"	Disparo relé distancia fase S principal (21P)	2
			Disparo relé distancia fase S respaldo (21S)	
	21DT	DISPARO FASE "T"	Disparo relé distancia fase T principal (21P)	3
			Disparo relé distancia fase T respaldo (21S)	
	21D	DISPARO "RST"	Disparo 3φ protección de distancia principal (21P)	4
			Disparo 3φ protección de distancia respaldo (21S)	
	DZ1	DISPARO ZONA 1	Disparo zona 1 principal (21P)	5
			Disparo zona 1 respaldo (21S)	
	DZ2	DISPARO ZONA 2	Disparo zona 2 principal (21P)	6
			Disparo zona 2 respaldo (21S)	
	67N	DIRECC A TIERRA	Disparo relé direccional tierra 67N	7
			Disparo relé principal direccional tierra 21P	
Disparo relé respaldo direccional tierra 21S				
5051	DISP SOBRECORRTE	Disparo relé de sobre corriente (R,S,T,N)	8	
59L	DISP SOBRETEN LN	Disparo relé principal de sobretensión 59L	9	
		Disparo relé respaldo de sobretensión 59L		
81MF	DISP MIN FRECUEN	Disparo por mínima frecuencia	10	
Alarma	85TX	ENVIO SEÑAL 85	Alarma emisión de señal de teleprotección (relés 21P, 21S, 67N principal y 67N respaldo)	11
	85RX	RECEP SEÑAL 85	Alarma recepción de señal de teleprotección (relés 21P, 21S, 67N principal y 67N respaldo)	12
	DTTX	ENVIO TRANSF DISP 85	Envío transferencia de disparo directo relé 85 de la función 59 (relé principal y respaldo) y 50BF.	13
	DTRX	RECEP TRANSF DISP 85	Recepción transferencia de disparo directo relé 85 de la función 59 (relé principal y respaldo) y 50BF.	14
	ARRR	ARRANQUE 21R	Arranque fase R relé principal	15
			Arranque fase R relé secundario	
	ARRS	ARRANQUE 21S	Arranque fase S relé principal	16
			Arranque fase R relé secundario	
	ARRT	ARRANQUE 21T	Arranque fase T relé principal	17
			Arranque fase R relé secundario	
	79RE	ACTUO RECIERRE	Actuó reenganche, 79 principal y respaldo	18
			Alarma actuó relé recierre 79. Reenganche realizado	
	79BL	BLOQUEO RECIERRE	Bloqueo relé recierre, 79 principal y respaldo	19
	74CD	FALLA CIRC DISPARO	Falla circuito de disparo 1 y 2	20
	FRAC	FALLA REFER VAC	Falla referencia de Tensión Vca	21
			Falta tensión Vac protecciones (21, 67, 59) y medidas	
Falta C.A. Protección Principal				
Falta C.A. Protección Secundaria				
68BO	BLOQUEO OSC POT	Bloqueo por falla fusible de 21P, 21S y 67N	22	
		Alarma oscilación de potencia 21P y 21S		
FPRO	FALLA VCC/RELES	Defecto interno 21P, 21S, 67N, 59, 79, 25, 50BF, etc.	23	
		Alarma falta Vcc termomagnéticos de 21P, 21S, 67N, 59, 25, 50BF, tablero distribución, etc.		

CLASIFICACION DE LAS ALARMAS MODULO-LINEA 220/138 KV/TRAMOS

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
Disparo	21DR	DISPARO FASE "R"	Disparo relé distancia fase R principal (21P)	1
			Disparo relé distancia fase R respaldo (21S)	
	21DS	DISPARO FASE "S"	Disparo relé distancia fase S principal (21P)	2
			Disparo relé distancia fase S respaldo (21S)	
	21DT	DISPARO FASE "T"	Disparo relé distancia fase T principal (21P)	3
			Disparo relé distancia fase T respaldo (21S)	
	21D	DISPARO "RST"	Disparo 3φ protección de distancia principal (21P)	4
			Disparo 3φ protección de distancia respaldo (21S)	
	DZ1	DISPARO ZONA 1	Disparo zona 1 principal (21P)	5
			Disparo zona 1 respaldo (21S)	
	DZ2	DISPARO ZONA 2	Disparo zona 2 principal (21P)	6
			Disparo zona 2 respaldo (21S)	
	67N	DIRECC A TIERRA	Disparo relé direccional tierra 67N	7
			Disparo relé principal direccional tierra 21P	
Disparo relé respaldo direccional tierra 21S				
5051	DISP SOBRECORRTE	Disparo relé de sobre corriente (R,S,T,N)	8	
59L	DISP SOBRETEN LN	Disparo relé principal de sobretensión 59L	9	
		Disparo relé respaldo de sobretensión 59L		
81MF	DISP MIN FRECUEN	Disparo por mínima frecuencia	10	
Alarma	85TX	ENVIO SEÑAL 85	Alarma emisión de señal de teleprotección (relés 21P, 21S, 67N principal y 67N respaldo)	11
	85RX	RECEP SEÑAL 85	Alarma recepción de señal de teleprotección (relés 21P, 21S, 67N principal y 67N respaldo)	12
	DTTX	ENVIO TRANSF DISP 85	Envío transferencia de disparo directo relé 85 de la función 59 (relé principal y respaldo) y 50BF.	13
	DTRX	RECEP TRANSF DISP 85	Recepción transferencia de disparo directo relé 85 de la función 59 (relé principal y respaldo) y 50BF.	14
	ARRR	ARRANQUE 21R	Arranque fase R relé principal	15
			Arranque fase R relé secundario	
	ARRS	ARRANQUE 21S	Arranque fase S relé principal	16
			Arranque fase R relé secundario	
	ARRT	ARRANQUE 21T	Arranque fase T relé principal	17
			Arranque fase R relé secundario	
	79RE	ACTUO RECIERRE	Actuó reenganche, 79 principal y respaldo	18
			Alarma actuó relé recierre 79. Reenganche realizado	
	79BL	BLOQUEO RECIERRE	Bloqueo relé recierre, 79 principal y respaldo	19
	74CD	FALLA CIRC DISPARO	Falla circuito de disparo 1 y 2	20
	FRAC	FALLA REFER VAC	Falla referencia de Tensión Vca	21
			Falta tensión Vac protecciones (21, 67, 59) y medidas	
			Falta C.A. Protección Principal	
			Falta C.A Protección Secundaria	
			Bloqueo por falla fusible de 21P, 21S y 67N	
68BO	BLOQUEO OSC POT	Alarma oscilación de potencia 21P y 21S	22	
FPRO	FALLA VCC/RELES	Defecto interno 21P, 21S, 67N, 59, 79, 25, 50BF, etc.	23	
		Alarma falta Vcc termomagnéticos de 21P, 21S, 67N, 59, 25, 50BF, tablero distribución, etc.		

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
Interruptor de líneas (Información por interruptor)	50BF	FALLA INTERRUPTOR	Disparo falla Interruptor 50BF	24
	DPOL	DISCORDANCIA POL	Disparo por discordancia de polos	25
	ASF6	ALRM BAJO SF6	Alarma baja presión SF6 interruptor	26
	DSF6	DISP/BLOQ SF6	Disparo por presión SF6 interruptor	27
			Bloqueo por baja presión de SF6 interruptor	
	FMCB	FALLA MECA INT	Baja presión de aceite/hidrolina etc.	28
			Falla carga de resorte/muelle etc.	
			Falla relé térmico del motor	
	BAIR	BAJO AIRE/MANDOS	Baja presión de aire	29
	L/R	EQUIPO POS LOCAL	Interruptor switch en posición local	30
			Mando interruptor en local o excluido	
	FMIT	FALLA VCC MANDOS	Falla elementos de mandos del interruptor	31
			Falta alimentación Vcc/Vac (en interruptor)	
			Alarma falta Vcc mandos (tablero distribución)	
INTR	POS INT FASE R	Posición interruptor fase R (abierto/cerrado)	32	
INTS	POS INT FASE S	Posición interruptor fase S (abierto/cerrado)	33	
INTT	POS INT FASE T	Posición interruptor fase T (abierto/cerrado)	34	
TRAD	TRANSFER DISPARO	Transferencia de disparo	35	

CLASIFICACION DE LAS ALARMAS MODULO- RELE DE SINCRONISMO

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
Alarma	TESY	TIEMPO EXCED/SYN	Tiempo Excedido para Sincronismo	1
	SYCU	SINCRONISM/CURSO	Sincronismo en Curso	2
	SYOK	CONDICION SYN OK	Condiciones de sincronismo ΔV , ΔF , $\Delta \phi$ cumplen	3
	FISY	FALTA VCC SYNC	Falta Vcc Circuito Sincronismo	4
	L/R	FALTA VCC L/R	Falta 48 Vcc Circuito Telemando L/R	5
Equipo	FRSY	FALLA RELE SYNCR	Falla Relé de Sincronismo	6

MODULO LOCAL / REMOTO

Alarma	SL/R	FALTA VCC L/R	FALTA 48 VCC CIRCUITO L/R	1
--------	------	---------------	---------------------------	---

CLASIFICACION DE LAS ALARMAS MODULO-LINEA 60/66 KV

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
Disparo	21D	DISPARO "RST"	Disparo relé distancia fase R	1
			Disparo relé distancia fase S	
			Disparo relé distancia fase T	
	5051	DISP SOBRECORRTE	Disparo relé sobrecorriente 50/51 (R,S,T,N)	2
67N	DIRECC A TIERRA	Disparo relé direccional tierra	3	
Alarma	79RE	ACTUO RECIERRE	Alarma Actuó relé recierre	4
	68BO	BLOQUEO OSC POT	Alarma por oscilación de potencia	5
	FPRO	FALLA VCC/RELES	Alarma falla circuito de disparo	6
			Alarma falla interna	
			Alarma falta Vcc protecciones (relé, tablero distrb.)	
	FRAC	FALLA REFER VAC	Alarma falta Vca protecciones (21// 67 // medición)	7
			Falta C.A proteccion principal	
			Falta C.A protección secundaria	
			Bloqueo de función 21 y 67	
	ARRR	ARRANQUE 21R	Arranque fase R relé principal	8
ARRS	ARRANQUE 21S	Arranque fase S relé principal	9	
ARRT	ARRANQUE 21T	Arranque fase T relé principal	10	
Interruptor	DPOL	DISCORDANCIA POL	Disparo por discordancia de polos	11
	ASF6	ALRM BAJO SF6	Alarma baja presión SF6 interruptor	12
	DSF6	DISP/BLOQ SF6	Disparo por baja presión SF6	13
			Bloqueo por baja presión de gas SF6	
	FMCB	FALLA MECA INT	Baja presión de aceite/hidrolina etc.	14
			Alarma relé térmico	
			Falla carga de resorte/muelle etc.	
			Falla relé térmico del motor	
	L/R	EQUIPO POS LOCAL	Interruptor Switch en posición local	15
FMDO	FALLA VCC MANDOS	Alarma falta Vcc mandos (tablero distribución)	16	
		Falta alimentación Vcc/Vac (en interruptor)		
BAIR	BAJO AIRE/MANDOS	Baja presión de aire	17	

CLASIFICACION DE LAS ALARMAS MODULO-LINEA 10/22.9 KV

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
Disparo	5051	DISP SOBRECORRTE	Disparo relé sobrecorriente (R,S,T) Disparo relé direccional tierra	1
	81MF	DISP MIN FREC	Disparo relé frecuencia	2
Alarma	50VH	TENSION HOMOPOLA	Tensión homopolar	3
	FPRO	FALLA VCC PROTEC	Falla interna del relé Alarma falta Vcc protecciones	4
Interruptor	ASF6	ALRM BAJO SF6	Alarma baja presión SF6 (por cada interruptor)	5
	DSF6	DISP/BLOQ SF6	Disparo por baja presión SF6/vacío (por cada int)	6
			Bloqueo por baja presión de gas SF6 (por cada int)	
	FMCB	FALLA MEC INT	Baja presión de aceite/hidrolina etc.	7
			Falla carga de resorte/muelle etc.	
			Falla relé térmico del motor	
	FMDO	FALLA VCC MANDOS	Interruptor extraído	8
Falta alimentación Vcc/Vac (en interruptor)				
Falla elementos de mandos del interruptor				
Alarma termomagnético				
L/R	EQUIPO POS LOCAL	Alarma falta Vcc mandos (tablero distribución)	9	
		Interruptor switch en posición local		

CLASIFICACION DE LAS ALARMAS MODULO-TRAFO/AUTO Y REACTOR

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
Disparo	87DT	DISP DIFERENCIAL	Disparo relé diferencial	1
	5051	DISP SOBRECORRTE	Disparo relé sobrecorriente RSTN-220 KV	2
			Disparo relé sobrecorriente RSTN-60 KV	
			Disparo relé sobrecorriente RSTN-10 KV	
	63PR	DISP SOBREPRES	Disparo válvula de seguridad	3
			Disparo sobrepresión conmutador	
			Disparo sobrepresión transformador	
			Sobre flujo magnetico (se mide v y t)	
	2371	DISP TEMP ACEITE	Disparo relé sobretemperatura de aceite	4
			Disparo temperatura de aceite	
	49T2	DISP IMAGEN TERM	Disparo rete sobretemperatura de bobinado	5
			Disparo imagen térmica	
49DT	DISP NIVEL ACEIT	Disparo nivel de aceite	6	
		Disparo nivel mínimo de aceite		
BHO2	DISP BUCHHOLZ	Disparo buchholz conmutador de taps	7	
		Disparo buchholz transformador		
		Sobre flujo de aceite		
2759	OPERA AUTOMÁTICA	Disparo por subtensión	8	
		Cierre por sobretensión		
Alarma	23TA	ALRM TEMP ACEITE	Alarma sistema refrigeración transformador	9
	REFRI	ALRM REFRIGERA	Alarma mínima tensión ventiladores	10
	49TI	ALRM IMAGEN TERM	Alarma de sobretemperatura de bobinado	11
	BHO1	ALRM BUCHHOLZ TR	Alarma válvula de seguridad	12
			Alarma buchholz transformador	
	BHCM	ALRM BUCHHOLZ CM	Alarma buchholz conmutador	13
	71AI	ALRM NIVEL ACEIT	Alarma nivel de aceite	14
	FPRO	FALLA VCC/RELES	Alarma falta Vcc/Vca protecciones/CA y medición	15
			Alarma falla interna relé de sobrecorriente	
			Alarma falla regulador	
	FMDO	FALLA VCC MANDOS	Alarma Vcc mandos (tablero distribución)	16
			Alarma Vcc bobina apertura	
Alarma Falta cc. Mandos interruptor				
FTAP	FALLA TAPS	Alarma falla cambiador taps/Vcc control taps	17	
PMS	MAESTRO/SEGUIDOR	Control de Paralelo de transformador Maestro/Seguidor	18	
		Alarma cambiador de Taps posición no independiente		

CLASIFICACION DE LAS ALARMAS MODULO-TRAFO/AUTOTRAFO

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
Interrupción de transformador (señal por cada int)	DPOL	DISCORDANCIA POL	Disparo por discordancia de polos	19
	BAIR	BAJO AIRE/MANDOS	Baja presión de aire	20
	ASF6	ALRM BAJO SF6	Alarma baja presión SF6	21
			Alarma baja presión SF6	
	DSF6	DISP/BLOQ SF6	Disparo por baja presión SF6	22
			Disparo por baja presión SF6 o equivalente	
			Bloqueo por baja presión de gas SF6	
	FMCB	FALLA MECA INT	Alarma falla interruptor 220/138 KV	23
			Alarma falla carga resorte de interruptor	
			Interruptor 10 KV extraído	
			Alarma falla interruptor 60 KV	
Alarma falla interruptor 10 KV				
L/R	EQUIPO POS LOCAL	Interruptor switch en posición local	24	
50BF	FALLA INTERRUPTO	Disparo falla Interruptor /50BF	25	

CLASIFICACION DE LAS ALARMAS MODULO BARRAS/ACOPLAMIENTO 220/138/60/66/22.9/10 kV

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
Disparo	5051	DISP SOBRECORRTE	Disparo relé sobrecorriente (R,S,T,N)/Barra a Tierra	1
	59A	DISP SOBRETEN A	Disparo relé sobre/baja tensión barra (A)	2
	59B	DISP SOBRETEN B	Disparo relé sobre/baja tensión barra (B)	3
	87DA	DISP DIF/BARRA A	Disparo desbalance de tensión (alarma)	4
			Disparo relé diferencial de barra A	
	87DB	DISP DIF/BARRA B	Disparo desbalance de tensión (alarma)	5
Disparo relé diferencial de barra B				
Interrupción	DPOL	DISCORDANCIA POL	Disparo por discordancia de polos	6
	50BF	FALLA INTERRUPTO	Disparo falla interruptor/50BF	7
	BAIR	BAJO AIRE/MANDOS	Alarma baja presión de aire	8
	ASF6	ALRM BAJO SF6	Alarma Baja presión SF6 (por cada interruptor)	9
	DSF6	DISP/BLOQ SF6	Disparo por baja presión SF6/vacío (por cada int)	10
			Bloqueo por baja presión de gas SF6 (por cada int)	
	FMCB	FALLA MEC INT	Baja presión de aceite/hidrolina etc.	11
			Falla carga de resorte/muelle etc.	
			Falla relé térmico del motor	
	FMDO	FALLA VCC MANDOS	Falta alimentación Vcc/Vac (en interruptor)	12
			Falla elementos de mandos del interruptor	
			Alarma termomagnético	
Alarma falta Vcc mandos (tablero distribución)				
L/R	EQUIPO POS LOCAL	Interruptor switch en posición local	13	
Alarma	DESV	DESBALANCE KV	Desbalance de tensiones	14
	FPRO	FALLA VCC PROTEC	Alarma falla Vcc protecciones	15
	FRAC	FALLA REFER VAC	Falla referencia de tensión	16
			Alarma falta Vca	
REDU	REDUC DIF/UNICA	Reducción a diferencial única	17	

CLASIFICACION DE LAS ALARMAS MODULO-BANCO DE CONDESADORES

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
Disparo	5051	DISP SOBRECORRTE	Disparo relé sobrecorriente (R,S,T,N)	1
	2759	OPERA AUTOMATICA	Disparo relé de sobretensión	2
			Disparo relé de subtensión	
	DESV	DESBALANCE KV/A	Disparo desbalance de tensión	3
Disparo desbalance de corriente				
Alarma	FPRO	FALLA VCC/RELES	Alarma falta Vcc a equipos de Protección/mandos	4
			Falla interna del relé	
	FBCO	FALLA UNID COND	Falla unidad de condensador	5
Interruptor	ASF6	ALRM BAJO SF6	Alarma Baja presión SF6 (por cada interruptor)	6
	DSF6	DISP/BLOQ SF6	Disparo por baja presión SF6/vacío (por cada int)	7
			Bloqueo por baja presión de gas SF6 (por cada int)	
	FMCB	FALLA MEC INT	Baja presión de aceite/hidrolina etc.	8
			Falla carga de resorte/muelle etc.	
			Falla relé térmico del motor	
	FMDO	FALLA VCC MANDOS	Falta alimentación Vcc/Vac (en interruptor)	9
			Falla elementos de mandos del interruptor	
Alarma termomagnético				
Alarma falta Vcc mandos (tablero distribución)				
L/R	EQUIPO POS LOCAL	Interruptor switch en posición local	10	
		FALLA VCC CTRL	Falla Alimentación Control 10 kV	11

CLASIFICACION DE LAS ALARMAS MODULO-SVC

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
Disparo	87DT	DISP DIFERENCIAL	Disparo relé diferencial SVC	1
	FSVC	DISP PROTEC SVC	Disparo protección SVC	2
			Disparo de emergencia	
	FTIR	FALLA TIRISTOR	Disparo Falla de VBE de válvula	3
			Disparo falla de 2 ó más tiristores	
			Disparo temperatura sala de tiristores	
Alarma falla de un tiristor				
DFPC	DISP FALLA PC	Disparo falla computadora	4	
50BF	FALLA INTERRUPTO	Disparo falla de interruptor 50BF	5	
Alarma	FRAC	FALLA REFER VAC	Alarma Potencial abierto 138/60kV y 8 kV	6
	AFPC	ALRM FALLA PC	Alarma falla computadora	7
	DESV	DESBALANCE KV	Alarma por desbalance 3 \square ,5 \square ,11 \square Armónico	8
	RFRI	FALLA REFRIGERA	Alarma sistema de refrigeración VBE/PLC	9
	FPRO	FALLA VCC PROTEC	Alarma Falla Vcc Protección	11
	FVCA	FALLA VAC SSAA	Alarma bajo voltaje Vca	12
Alarma falta 110Vcc/220Vca distribución				
Alarma Alimentación termostato sala de válvula				
Interruptor	ASF6	ALRM BAJO SF6	Alarma Baja presión SF6 (por cada interruptor)	13
	DSF6	DISP/BLOQ SF6	Disparo por baja presión SF6/vacío (por cada int)	14
			Bloqueo por baja presión de gas SF6 (por c/int)	
	FMCB	FALLA MEC INT	Baja presión de aceite/hidrolina etc.	15
			Falla carga de resorte/muelle etc.	
			Falla relé térmico del motor	
	FMDO	FALLA VCC MANDOS	Falta alimentación Vcc/Vac (en interruptor)	16
Falla elementos de mandos del interruptor				
Alarma termomagnético				
Alarma falta Vcc mandos (tablero distribución)				
L/R	EQUIPO POS LOCAL	Interruptor switch en posición local	17	
SVC	SVCL	SVC POS LOCAL	Alarma SVC en posición local	18

CLASIFICACION DE LAS ALARMAS MODULO-COMPENSADOR SINCRONO

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
Disparo	5051	DISP SOBRECORRTE	Disparo relé sobrecorriente (R,S,T,N)	1
			Disparo mínima impedancia	
	87DS BH02	DISP DIFERENCIAL DISP BUCHHOLZ	Disparo relé diferencial	2
			Disparo Buchholz	3
	59VS	DISP SOBRETEN S	Disparo relé de sobretensión	4
	COJI	FALLA COJINETES	Disparo protección de cojinetes	5
	DFRI	DISP REFRIGERA	Falta circulación de agua refrigeración	6
Falta circulación de agua cojinetes				
Alarma	AFRI	FALLA REFRIGERA	Alarma ventilación/Buchholz	7
			Alarma presencia de liquido	
			Alarma relé térmico bobinas	
			Alarma relé térmico cojinetes	
	COLE	ALRM COLECTOR	Alarma presión cámara colector	8
RTOR	ALRM ROTOR/TIERR	Alarma rotor/estator a tierra	9	
FRAC	FALLA REFER VAC	Alarma falta Vca protecciones	10	
Interruptor	DSF6	DISP/BLOQ SF6	Disparo por baja presión SF6	11
			Bloqueo por baja presión de gas SF6	
	ASf6	ALRM BAJO SF6	Alarma Baja presión SF6 interruptor	12
	FMCB	FALLA MEC INT	Alarma falla interruptor./resorte/hidrolina/aire(geral.)	13
Alarma falta Vcc mandos				
L/R	EQUIPO POS LOCAL	Interruptor en posición local/remoto	14	
Alarma	DESV	DESBALANCE KV	Desbalance de tensiones	15
			Disparo relé tensión homopolar	

CLASIFICACION DE LAS ALARMAS MODULO-SS.AA

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
Alarma	FVCA	FAIL 380/220 VAC	Falta 220 Vac Falta 380 Vca	1
	MVAC	MIN TENSIÓN VAC	Falla Mínima/Máxima tensión 380/220 Vac	2
	R48P	FAIL RECTIF 48 P	Falla rectificador 48Vcc principal	3
	R48S	FAIL RECTIF 48 S	Falla rectificador 48Vcc secundario	4
	R11P	FAIL RECTIF 110P	Falla rectificador 110Vcc principal	5
	R11S	FAIL RECTIF 110S	Falla rectificador 110Vcc secundario	6
	R22P	FAIL RECTIF 220P	Falla rectificador 220Vcc principal	7
	R22S	FAIL RECTIF 220S	Falla rectificador 220Vcc secundario	8
	R250	FAIL RECTIF 250P	Falla rectificador 250Vcc	9
	F48C	FALTA RECTIF 48	Falta tensión rectificador 48 Vcc	10
	F11C	FALTA RECTIF 110	Falta tensión rectificador 110 Vcc	11
	F22C	FALTA RECTIF 220	Falta tensión rectificadores 220 Vcc	12
	F25C	FALTA RECTIF 250	Falta tensión rectificadores 250 Vcc	13
	B48P	FAIL BATERIA 48P	Falla fusible batería 48 Vcc principal	14
	B48S	FAIL BATERIA 48S	Falla fusible batería 48 Vcc secundario	15
	B11P	FAIL BATERIA 110P	Falla fusible batería 110 Vcc primario	16
	B11S	FAIL BATERIA 110S	Falla fusible batería 110 Vcc secundario	17
	B22P	FAIL BATERIA 220P	Falla fusible batería 220 Vcc primario	18
	B22S	FAIL BATERIA 220S	Falla fusible batería 220 Vcc secundario	19
	B250	FAIL BATERIA 250	Falla fusible batería 250 Vcc	20
	M48C	MÍN TENSIÓN 48	Alarma mínima tensión 48 Vcc	21
	M11C	MÍN TENSIÓN 110	Alarma mínima tensión 110 Vcc	22
	M22C	MÍN TENSIÓN 220	Alarma mínima tensión 220 Vcc	23
	M25C	MÍN TENSIÓN 250	Alarma mínima tensión 250 Vcc	24
	T48C	FAIL TIERRA 48	Falla tierra 48 Vcc	25
	T11C	FAIL TIERRA 110	Falla tierra 110 Vcc	26
	T22C	FAIL TIERRA 220	Falla tierra 220 Vcc	27
	T25C	FAIL TIERRA 250	Falla tierra 250 Vcc	28
	FXFR	FALLA TRAFOS SAA	Alarma transformador Falla transformador	29
	GRAR	ARRANQ GRPO EMER	Alarma arranque grupo de emergencia	30
	GRPA	PARADA GRPO EMER	Alarma parada grupo de emergencia	31
	GRPF	FAIL GRPO EMER	Falla grupo de emergencia	32

CLASIFICACION DE LAS ALARMAS MODULO-COMUNICACIONES

SEÑAL	CODIGO	DESCRIPCIÓN ABREVIADA	GRUPO EN TABLERO PROTECCIÓN /BASTIDORES	GRUPO
— S L E	AOP1	FALLA PORTADORA 1	Falla de canal de comunicaciones por onda portadora 1	1
	AOP2	FALLA PORTADORA 2	Falla de canal de comunicaciones por onda portadora 2	2
	AOP3	FALLA PORTADORA 3	Falla de canal de comunicaciones por onda portadora 3	3
	ATPP	FALLA TELEP PRINC	Falla de canal de comunicación teleprotección principal	4
	ATPR	FALLA TELEP SECUN	Falla de canal de comunicación teleprotección secundaria	5
	AMTF	FALLA C. TELEFONICA	Falla de la central telefónica	9

ANEXO B

LIMITE DE OPERACIÓN NORMAL Y DE EMERGENCIA DEFINIDOS EN EL SISTEMA SCADA

LIMITES DE CAPACIDAD LÍNEAS EN 220KV

CODIGO		RELACION	LIMITE		LIMITE CONTROLADO POR EL SCADA		
SUBESTACION	EQUIPO	TC (A)	ESTAB.	TERMICO	NORMAL 90%*In (A)		EMERG. 100%*In (A)
SETALA	L-249	300 / 1				270	300
SETALA	L-248	300 / 1				270	300
SETALA	ACOP	300 / 1				270	300
SEPO	L-248	300 / 1				270	300
SEPO	L-238	300 / 1				270	300
SECHO	L-240	300 / 1				270	300
SECHO	L-238	300 / 1				270	300
SECHO	L-236	600 / 1				540	600
SECHO	ACOP	300 / 1				270	300
SEGUA	L-236	600 / 1				540	600
SEGUA	L-234	600 / 1				540	600
SEGUA	ACOP	600 / 1				540	600
SETNOR	L-234	600 / 1				540	600
SETNOR	L-233	600 / 1				540	600
SETNOR	L-232	600 / 1				540	600
SETNOR	ACOP	600 / 1				540	600
SETNOR	L-2260	400 / 1				360	400
SECHIMI	L-233	600 / 1				540	600
SECHIMI	L-232	600 / 1				540	600
SECHIMI	L-215	600 / 5		500		450	500
SEPANU	L-213	600 / 5		500		450	500
SEPANU	L-215	600 / 5		500		450	500
SEPANU	L-253	500 / 5				450	500
SEHUACHO	L-212	800 / 1		500		450	500
SEHUACHO	L-213	800 / 1		500		450	500
SEZAPA	L-212	800 / 1		500		450	500
SEZAPA	L-242	800 / 1		600		540	600
SEZAPA	L-243	800 / 1		500		450	500
SEZAPA	L-221	800 / 1		600		540	600
SEVENT	L-242	800 / 1		600		540	600
SEVENT	L-243	500 / 1		500		450	500
SEVENT	L-244	800 / 1		600		540	600
SEVENT	L-245	800 / 1		600		540	600
SEVENT	L-246	800 / 1		600		540	600
SEVENT	ACOP	800 / 1		600		540	600
SECHAVA	L-244	600 / 1				540	600
SECHAVA	L-245	600 / 1				540	600
SECHAVA	L-246	800 / 1		600		540	600
SECHAVA	L-2003	600 / 1				540	600
SECHAVA	L-2004	600 / 1				540	600
SECHAVA	L-2005	600 / 1				540	600
SECHAVA	L-2006	600 / 1				540	600

CODIGO		RELACION	LIMITE		LIMITE CONTROLADO POR EL SCADA		
SUBESTACION	EQUIPO	TC (A)	ESTAB.	TERMICO	NORMAL 90%*In (A)		EMERG. 100%*In (A)
SECHAVA	L-2008	1200 / 1		900		810	900
SECHAVA	L-2015	1200 / 1		900		810	900
SECHAVA	ACOP	1200 / 1				1080	1200
SESJUAN	L-205	600 / 1				540	600
SESJUAN	L-206	600 / 1				540	600
SESJUAN	L-207	600 / 1				540	600
SESJUAN	L-208	600 / 1				540	600
SESJUAN	L-2010	600 / 1				540	600
SESJUAN	L-2011	600 / 1				540	600
SESJUAN	L-2012	1200 / 1		900		810	900
SESJUAN	L-2013	1200 / 1		900		810	900
SESJUAN	ACOP	1200 / 1				1080	1200
SESROSA	L-2001	1200 / 1		900		810	900
SESROSA	L-2002	1200 / 1		900		810	900
SESROSA	L-2003	600 / 1				540	600
SESROSA	L-2004	600 / 1				540	600
SESROSA	L-2010	600 / 1				540	600
SESROSA	L-2011	600 / 1				540	600
SESROSA	ACOP	1200 / 1				1080	1200
SEIN	L-207	600 / 1				540	600
SEIN	L-208	600 / 1				540	600
SEIN	L-209	600 / 1				540	600
SEIN	L-203	600 / 1				540	600
SEIN	L-231	600 / 1				540	600
SEIN	ACOP	600 / 1				540	600
SEIN	L-217	200 / 1				180	200
SEM	L-211	660 / 1		600		540	600
SECALLA	L-716	1200 / 1		1000		900	1000
SECALLA	L-222	600 / 1				540	600
SECALLA	L-223	600 / 1				540	600
SECALLA	ACOP	1000 / 1				900	1000
SEPACHA	L-218	750 / 1		600		540	600
SEPACHA	L-219	750 / 1		600		540	600
SEPACHA	L-222	750 / 1		600		540	600
SEPACHA	L-223	750 / 1		600		540	600
SEPACHA	L-224	750 / 1		600		540	600
SEPACHA	L-226	750 / 1		600		540	600
SEPACHA	L-256	750 / 1		600		540	600
SEP	L-201	600 / 1				540	600
SEP	L-202	600 / 1				540	600
SEP	L-205	600 / 1				540	600
SEP	L-206	600 / 1				540	600
SEP	L-226	600 / 1				540	600
SEP	ACOP	600 / 1				540	600

CODIGO		RELACION	LIMITE		LIMITE CONTROLADO POR EL SCADA		
SUBESTACION	EQUIPO	TC (A)	ESTAB.	TERMICO	NORMAL 90%*In (A)		EMERG. 100%*In (A)
SEH	L-220	600 / 1				540	600
SEH	L-221	600 / 1				540	600
SEHUAN	L-204	600 / 1				540	600
SEHUAN	L-231	600 / 1				540	600

LIMITES DE CAPACIDAD TRANSFORMADORES DE POTENCIA LADO 220KV

CODIGO		RELACION	CAPACIDAD	LIMITE CONTROLADO POR SCADA		
SUBESTACION	EQUIPO	(KV)	220KV (MVA)	NORMAL 90%*In (A)		EMERG. 100%*In (A)
SEZORRI	T33-261	220/60/10	50 / 50/10		118	131
SETALA	T20-21	220/13,2	75 / 75		177	197
SEPO	T15-261	220/60/10	50 / 50/30		118	131
SEPO	T32-261	220/60/10	50 / 50/30		118	131
SECHO	T14-260	220/60/0,38	50 / 50/0.25		118	131
SECHO	T16-260	220/60/0,38	50 / 50/0.25		118	131
SEGUA	T13-261	220/60/10	30 / 30/10		71	79
SEGUA	T17-261	220/60/10	30 / 30/10		71	79
SETNOR	T12-211	220/138/10	100 / 100/20		236	262
SETNOR	T31-211	220/138/10	100 / 100/20		236	262
SECHIM1	T11-211	220/138/13,8	120 / 120/36		283	315
SECHIM1	T30-211	220/138/13,8	120 / 120/36		283	315
SEPANU	T10-216	220/132/66	65 / 50/15		154	171
SEPANU	T18-261	220/66/10	30 / 30/10		71	79
SEHUACHO	T34-261	220/66/10	30 / 30/10		71	79
SESJUAN	T1-261	210/62.3/10.3	50 / 50/30		124	137
SEIN	T3-261	210/62.3/10.3	50 / 50/30		124	137
SEIN	T4-261	210/62.3/10.3	50 / 50/30		124	137
SEICA	T5-261	210/62.3/10.3	50 / 50/30		124	137
SEM (*)	T6-261	210/62.3/10.3	50 / 50/30		118	131
SEH	T8-261	225/62.3/10.3	30 / 30/10		69	77
SEH	T19-261	225/62.3/10.3	30 / 30/10		69	77
SEHUAN	T9-261	225/62.3/10.3	30 / 30/10		69	77

* No tiene medición

LIMITES OPERATIVOS DE TENSIÓN BARRAS 220KV

CODIGO		RELACION	TENSION DE	LIMITE CONTROLADO POR EL SCADA			
SUBESTACION	EQUIPO	TT (KV)	OPERACION (KV)	NORMAL (+2.5%*V _n) (KV)		EMERG. (+5%*V _n) (KV)	
SEPO	BARRA	220 / 0.1	220	214.5	225.5	209.0	231.0
SECHO	BARRA	220 / 0.1	220	214.5	225.5	209.0	231.0
SEGUA	BARRA	220 / 0.1	220	214.5	225.5	209.0	231.0
SETNOR	BARRA	220 / 0.1	220	214.5	225.5	209.0	231.0
SECHIM1	BARRA	220 / 0.1	225	219.4	230.6	213.8	236.3
SEPANU	BARRA	220 / 0.11	220	214.5	225.5	209.0	231.0
SEHUACHO	BARRA	220 /	218	212.6	223.5	207.1	228.9
SEZAPA	BARRA	220 / 0.1	215	209.6	220.4	204.3	225.8
SEVENT	BARRA	220 / 0.1	215	209.6	220.4	204.3	225.8
SECHAVA	BARRA	220 /	210	204.8	215.3	199.5	220.5
SESROSA	BARRA	220 /	210	204.8	215.3	199.5	220.5
SESJUAN	BARRA	220 /	212	206.7	217.3	201.4	222.6
SEIN	BARRA	220 / 0.1	220	214.5	225.5	209.0	231.0
SEICA	BARRA	220 / 0.1	218	212.6	223.5	207.1	228.9
SEM	BARRA	220 / 0.1	220	214.5	225.5	209.0	231.0
SECALLA	BARRA	220 / 0.1	220	214.5	225.5	209.0	231.0
SEPACHA	BARRA	220 / 0.1	225	219.4	230.6	213.8	236.3
SEP	BARRA	220 / 0.1	225	219.4	230.6	213.8	236.3
SEH	BARRA	220 / 0.1	230	224.3	235.8	218.5	241.5
SEHUAN	BARRA	220 / 0.1	230	224.3	235.8	218.5	241.5
SEZORRI	BARRA	220 /	225	219.4	230.6	213.8	236.3
SETALA	BARRA	220 /	220	214.5	225.5	209.0	231.0
SEVIZCAR	BARRA	220 /	224.4	218.8	230.0	213.2	235.6
SECANOR	BARRA	220 /	225	219.4	230.6	213.8	236.3

LIMITES DE CAPACIDAD DE LINEAS EN 138KV

CODIGO		RELACION	LIMITE		LIMITE CONTROLADO POR EL SCADA			
SUBESTACION	EQUIPO	TC (A)	ESTAB.	TERMICO	NORMAL 90%*In (A)		EMERG. 100%*In (A)	
SETNOR	L-115	400 / 5				360		400
SETNOR	L-117	400 / 5				360		400
SETNOR	L-118	400 / 5				360		400
SETNOR	L-119	400 / 5				360		400
SECHIM1	L-103	600 / 5				540		600
SECHIM1	L-104	600 / 5				540		600
SECHIM1	L-105	600 / 5				540		600
SECHIM1	L-106	600 / 5				540		600
SECHIM1	L-107	600 / 5				540		600
SECHIM1	L-108	600 / 5				540		600
SECHIM1	L-109	600 / 5				540		600
SECHIM1	L-110	600 / 5				540		600
SECHIM1	L-111	600 / 5				540		600
SEPANU	L-101	400 / 5				360		400
SEPARG	L-120	300 / 1				270		300
SEPARG	L-123	150 / 1				135		150
SEPARG	L-703	500 / 1				450		500
SEPARG	L-704	300 / 1				270		300
SEHNCO	L-120	300 / 1				270		300
SEHNCO	L-121	300 / 1				270		300
SETMARIA	L-121	300 / 1				270		300
SETMARIA	L-122	150 / 1				135		150
SEAUCAY	L-122	600 / 5		150		135		150
SEAUCAY	L-124	600 / 5				45		50
SETOCACH	L-124	50 / 5				45		50

LIMITES DE CAPACIDAD TRANSFORMADORES DE POTENCIA LADO 138KV

CODIGO		RELACION	CAPACIDAD	LIMITE CONTROLADO POR SCADA			
SUBESTACION	EQUIPO	(KV)	220KV (MVA)	NORMAL 90%*In (A)		EMERG. 100%*In (A)	
SETNOR (SVC)	T25-11	138/8	30 / 30		113		126
SETNOR	T29-11	138/10.712	33.33 / 33.33		125		139
SEHNCO	T26-121	138/24/10.5	23.3 / 8.3/21.7		88		97
SETMARIA	T27-11	138/10.5	16.7 / 16.7		63		70
SEAUCAY	T28-162	132/60/22.9	20 / 13/10		75		84
SETOCACH	T35-121	132/22.9/10	7 / 7/2		28		31

LIMITES OPERATIVOS DE TENSIÓN BARRAS 138KV

CODIGO		RELACION	TENSION DE	LIMITE CONTROLADO POR EL SCADA			
SUBESTACION	EQUIPO	TT (KV)	OPERACIÓN (KV)	NORMAL ($\pm 2.5\% \cdot V_n$) (KV)		EMERG. ($\pm 5\% \cdot V_n$) (KV)	
SETNOR	BARRA	138 / 0.115	138	134.6	141.5	131.1	144.9
SECHIM1	BARRA	138 / 0.110	140	136.5	143.5	133.0	147.0
SEPANU	BARRA	132 / 0.110	136	132.6	139.4	129.2	142.8
SEPARG	BARRA	120 / 0.100	125	121.9	128.1	118.8	131.3
SEHNCO	BARRA	120 / 0.100	128	124.8	131.2	121.6	134.4
SETMARIA	BARRA	140 / 0.100	130	126.8	133.3	123.5	136.5
SEAUCAY	BARRA	138 / 0.100	132	128.7	135.3	125.4	138.6
SETOCACH	BARRA	132 / 0.100	135	131.6	138.4	128.3	141.8

LIMITES DE CAPACIDAD DE EQUIPOS EN 60KV

CODIGO		RELACION	LIMITE		LIMITE CONTROLADO POR SCADA		
SUBESTACION	EQUIPO	TC	ESTAB.	TERMICO	NORMAL (90%)		EMERG. (100%)
SEZORRI	T33	325 / 1				292.5	325
SEZORRI	L-664	50 /				45	50
SEZORRI	L-665	300 / 1				270	300
SEZORRI	L-666	300 / 1				270	300
SEPO	T15	500 / 1				450	500
SEPO	T32	/ 1				0	
SEPO	L-650	600 / 1				540	600
SEPO	L-651	600 / 1				540	600
SEPO	L-654	300 / 1				270	300
SEPO	L-657	300 / 1				270	300
SECHO	T16	300 / 1				270	300
SECHO	T14	600 / 1				540	600
SECHO	T24	500 / 5				450	500
SECHO	ACOP	300 / 1				270	300
SEGUA	T13	400 / 1				360	400
SEGUA	T17	400 / 1				360	400
SEGUA	L-646	500 / 1				450	500
SEGUA	L-652	400 / 1				360	400
SEGUA	L-653	400 / 1				360	400
SEGUA	L-656	500 / 1				450	500
SEPANU	T10	400 / 5				360	400
SEPANU	T18	400 / 1				360	400
SEPANU	L-655	200 / 5				180	200
SEPANU	L-694	200 / 5				180	200
SEHUACHO	T34	300 / 1				270	300
SEHUACHO	L-670	300 / 1				270	300
SESJUAN	T1	600 / 1				540	600
SEIN	T3	500 / 1				450	500

CODIGO		RELACION	LIMITE		LIMITE CONTROLADO POR SCADA		
SUBESTACION	EQUIPO	TC	ESTAB.	TERMICO	NORMAL (90%)	EMERG. (100%)	
SEIN	T4	500 / 1				450	500
SEIN	L-603	400 / 1				360	400
SEIN	L-604	400 / 1				360	400
SEIN	L-605	400 / 1				360	400
SEICA	T5	500 / 1				450	500
SEICA	L-623	200 / 1				180	200
SEICA	L-624	200 / 1				180	200
SEM	T6	500 / 1				450	500
SEM	L-627	400 / 1				360	400
SEM	L-628	400 / 1				360	400
SEM	L-629	400 / 1				360	400
SEM	L-630	200 / 1				180	200
SESANI	L-627	500 / 1				450	500
SESANI	L-628	500 / 1				450	500
SESANI	L-629	500 / 1				450	500
SESANI	T21	500 / 1				450	500
SESANI	T22	500 / 1				450	500
SESANI	T23	500 / 1				450	500
SECALLA	T8	300 / 1				270	300
SEH	T19	300 / 1				270	300
SEH	L-631	600 / 1				540	600
SEHUAN	T9	/ 1				0	
SEHUAN	L-643	200 / 1				180	200
SEHUAN	L-644	200 / 1				180	200

LIMITES DE CAPACIDAD DE EQUIPOS EN 10KV

CODIGO		RELACION	LIMITE		LIMITE CONTROLADO POR CADA		
SUBESTACION	EQUIPO	TC	ESTAB.	TERMICO	NORMAL (90%)	EMERG. (100%)	
SEZORRI	T33	750 / 1			675		750
SETALA	T20	4500 /			4050		4500
SEPO	T15	1000 / 5			900		1000
SEPO	T32	/ 1			0		
SECHO	T24	5000 / 5			4500		5000
SEGUA	T13	600 / 1			540		600
SEGUA	T17	600 / 1			540		600
SETNOR	T12	2000 / 5			1800		2000
SETNOR	T31	/ 5			0		
SETNOR	T25	5000 / 5			4500		5000
SETNOR	T29	/ 5			0		
SETNOR	L-1011	300 / 5			270		300
SETNOR	L-1012	400 / 5			360		400
SETNOR	L-1013	600 / 5			540		600
SETNOR	L-1014	300 / 5			270		300
SETNOR	L-1015	600 / 5			540		600
SETNOR	L-1016	300 / 5			270		300
SECHIM1	T11	2000 / 5			1800		2000
SECHIM1	T30	2000 / 1			1800		2000
SECHIM1	BC-1	1000 / 5			900		1000
SECHIM1	BC-2	750 / 5			675		750
SECHIMI	SS.AA	200 / 5			180		200
SECHIMI	L-1010	200 / 5			180		200
SEHUACHO	T34	650 / 1			585		650
SESJUAN	T1	4000 / 1			3600		4000
SEIN	T3	3000 / 1			2700		3000
SEIN	T4	2000 / 1			1800		2000
SEIN	CS	1250 / 1			1125		1250
SEIN	ACOP	60 / 1			54		60
SEIN	L-1000	100 / 1			90		100
SEIN	L-1001	100 / 1			90		100
SEIN	L-1002	100 / 1			90		100
SEICA	T5	500 / 1			450		500
SEICA	T5	2000 / 1			1800		2000
SEICA	ACOP	2000 / 1			1800		2000
SEICA	L-1003	500 / 1			450		500
SEICA	L-1004	500 / 1			450		500
SEICA	L-1005	500 / 1			450		500
SEICA	L-1006	500 / 1			450		500
SEICA	L-1007	250 / 1			225		250
SEICA	SS.AA	500 / 1			450		500
SEM	T6	2000 / 1			1800		2000
SEM	T6	3000 / 1			2700		3000

CODIGO		RELACION		LIMITE		LIMITE CONTROLADO POR SCADA		
SUBESTACION	EQUIPO	TC		ESTAB.	TERMICO	NORMAL (90%)		EMERG. (100%)
SEM	R4	300	/ 1				270	300
SEM	R3	300	/ 1				270	300
SESANI	T21	2000	/ 1				1800	2000
SESANI	T22	2000	/ 1				1800	2000
SESANI	T23	2000	/ 1				1800	2000
SECALLA	SS.AA	40	/ 5				36	40
SEH	T8	600	/ 1				540	600
SEH	T19	600	/				540	600
SEH	L-1020	600	/ 5				540	600
SEHUAN	T9		/ 1				0	
SEHUAN	L-1021	200	/ 5				180	200
SEHUAN	L-1023	200	/ 1				180	200
SEHUAN	L-1024	200	/ 1				180	200
SEHNCO	T26	1200	/ 5				1080	1200
SEHNCO	L-1024	400	/ 5				360	400
SEHNCO	L-1025	200	/ 5				180	200
SEHNCO	L-1026	200	/ 5				180	200
SEHNCO	L-1027	200	/ 5				180	200
SEHNCO	L-1028	200	/ 5				180	200
SEHNCO	L-1029		/ 5				0	
SEHNCO 24	T26	200	/ 5				180	200
SEHNCO 24	L-1030	200	/ 5				180	200
SEHNCO 24	L-1031	200	/ 5				180	200
SEHNCO 24	L-1032	100	/ 5				90	100
SEHNCO 24	L-1033	100	/ 5				90	100
SETMARIA	T27		/ 5				0	
SETMARIA	L-1034	400	/ 5				360	400
SETMARIA	L-1035	200	/ 5				180	200
SETMARIA	L-1036	100	/ 5				90	100
SETMARIA	L-1037	200	/ 5				180	200
SETMARIA	L-1038	400	/ 5				360	400
SEAUCAY 23	T28	50	/ 5				45	50
SEAUCAY 23	L-1039	50	/ 5				45	50
SETOCACH 23	T35	250	/ 5				225	250
SETOCACH 23	L-1043	100	/ 5				90	100
SETOCACH 23	L-1044	100	/ 5				90	100
SETOCACH 23	L-1045	100	/ 5				90	100
SETOCACH 23	L-1046	100	/ 5				90	100

ANEXO C

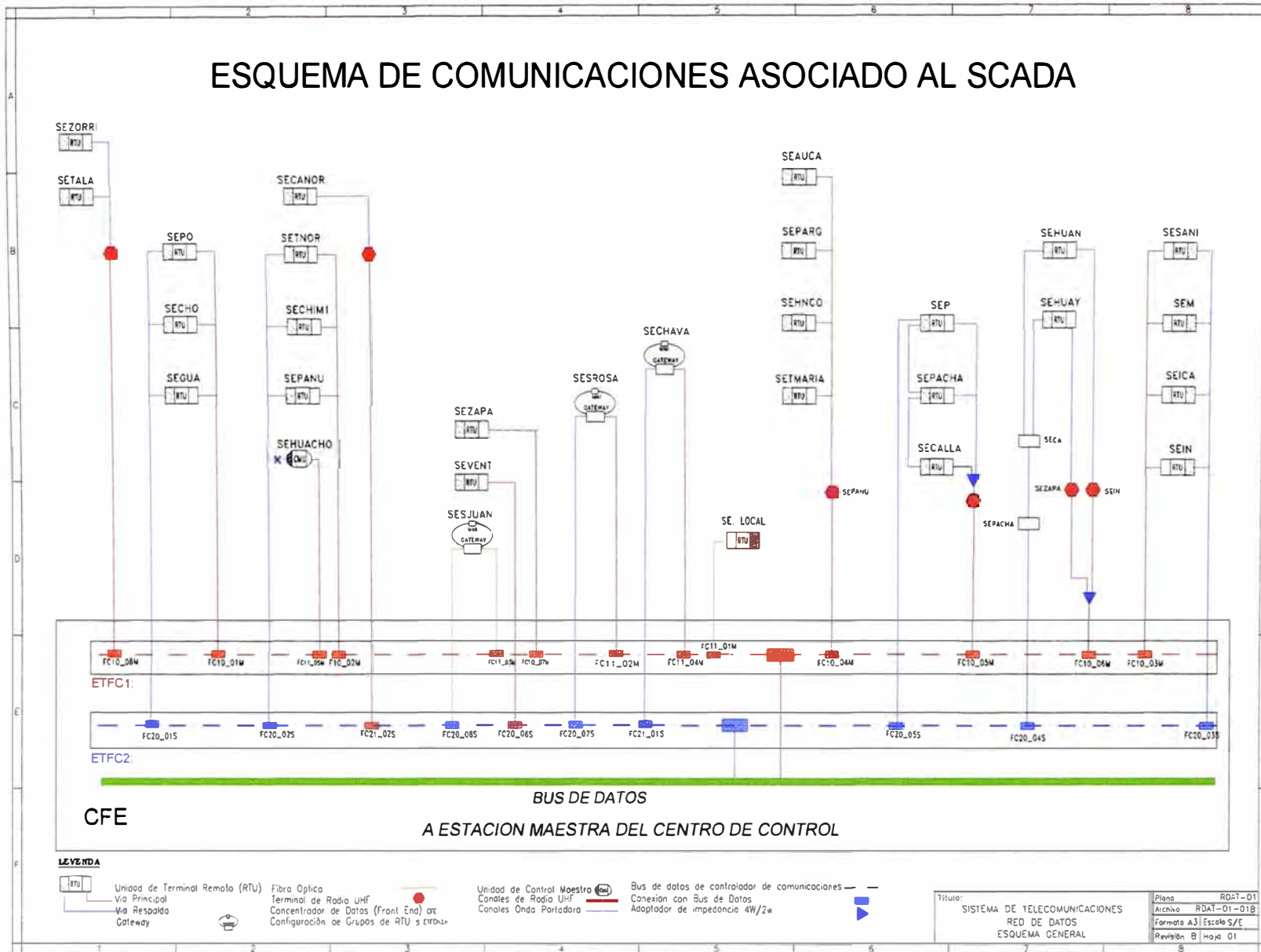
NÚMERO DE SEÑALES ACTUALMENTE INTEGRADAS AL SISTEMA SCADA

ITEM	SS.EE	TA	TS	TM	TC	TOTAL
1	TALARA	76	40	17	24	157
2	ZAPALLAL	61	54	24	33	172
3	VENTANILLA	125	82	32	43	282
4	HUAYUCACHI	72	64	26	38	200
5	ICA	65	59	25	30	179
6	MARCONA	73	82	28	33	216
7	SAN NICOLAS	35	34	16	21	106
8	CALLAHUANCA	46	38	20	23	127
9	PARAGSHA 2	47	34	13	17	111
10	INDEPENDENCIA	137	164	57	88	446
11	POMACOCHA	64	54	26	29	173
12	PACHACHACA	96	102	30	48	276
13	HUANCAVELICA	57	62	27	34	180
14	HUANUCO	63	63	35	43	204
15	TINGO MARIA	106	76	36	56	274
16	CONTROL	53	60	13	22	148
17	TRUJILLO NORTE	186	148	70	129	533
18	PARAMONGA NUEVA	94	88	40	50	272
19	CHIMBOTE 1	200	201	71	86	558
20	GUADALUPE	111	116	42	61	330
21	CHICLAYO OESTE	107	100	39	63	309
22	PIURA OESTE	120	78	43	50	291
23	AUCAYACU	74	36	16	22	148
24	SANTA ROSA	196	104	65	150	515
25	SAN JUAN	110	46	27	74	257
26	CHAVARRIA	186	114	65	160	525
27	HUACHO	134	50	27	38	249
28	CAJAMARCA NORTE	40	36	22	0	98
29	TOCACHE	136	32	12	14	194
30	ZORRITOS	166	25	22	22	235
TOTAL DE PUNTOS		3036	2242	986	1501	7765

ANEXO D

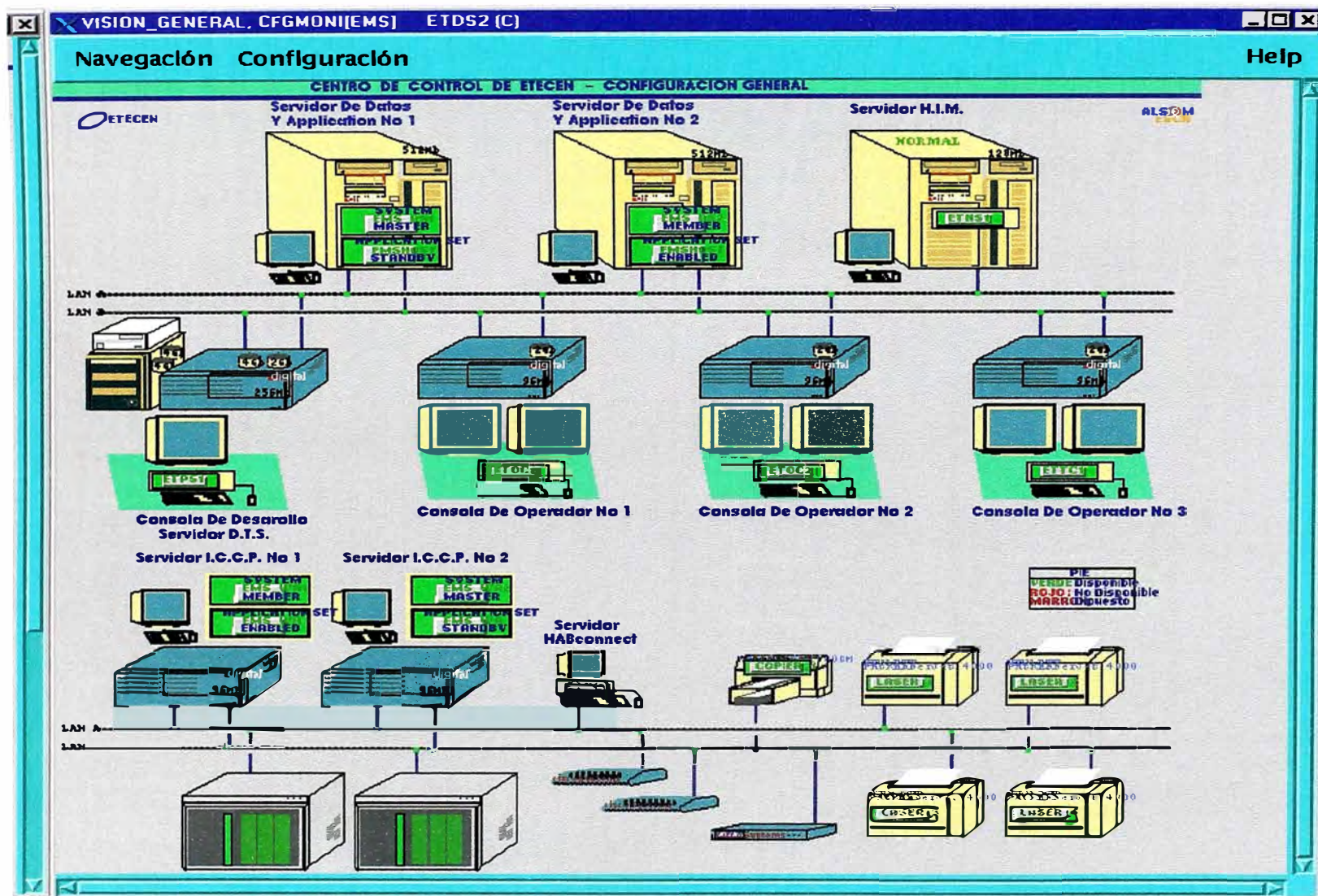
ESQUEMA DE COMUNICACIONES ASOCIADO AL SISTEMA SCADA

ESQUEMA DE COMUNICACIONES ASOCIADO AL SCADA

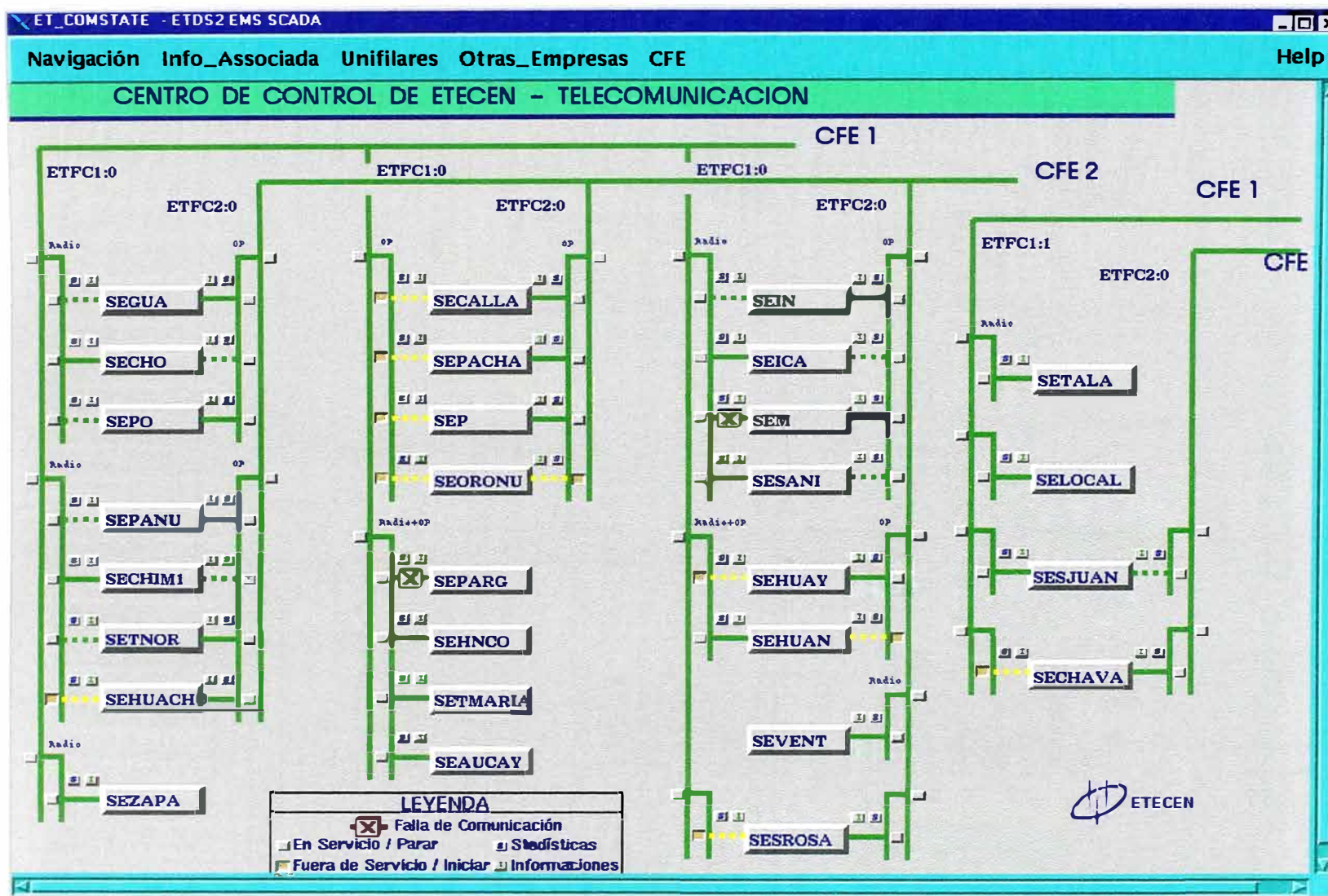


ANEXO E
DESPLIEGUES DEL SISTEMA SCADA

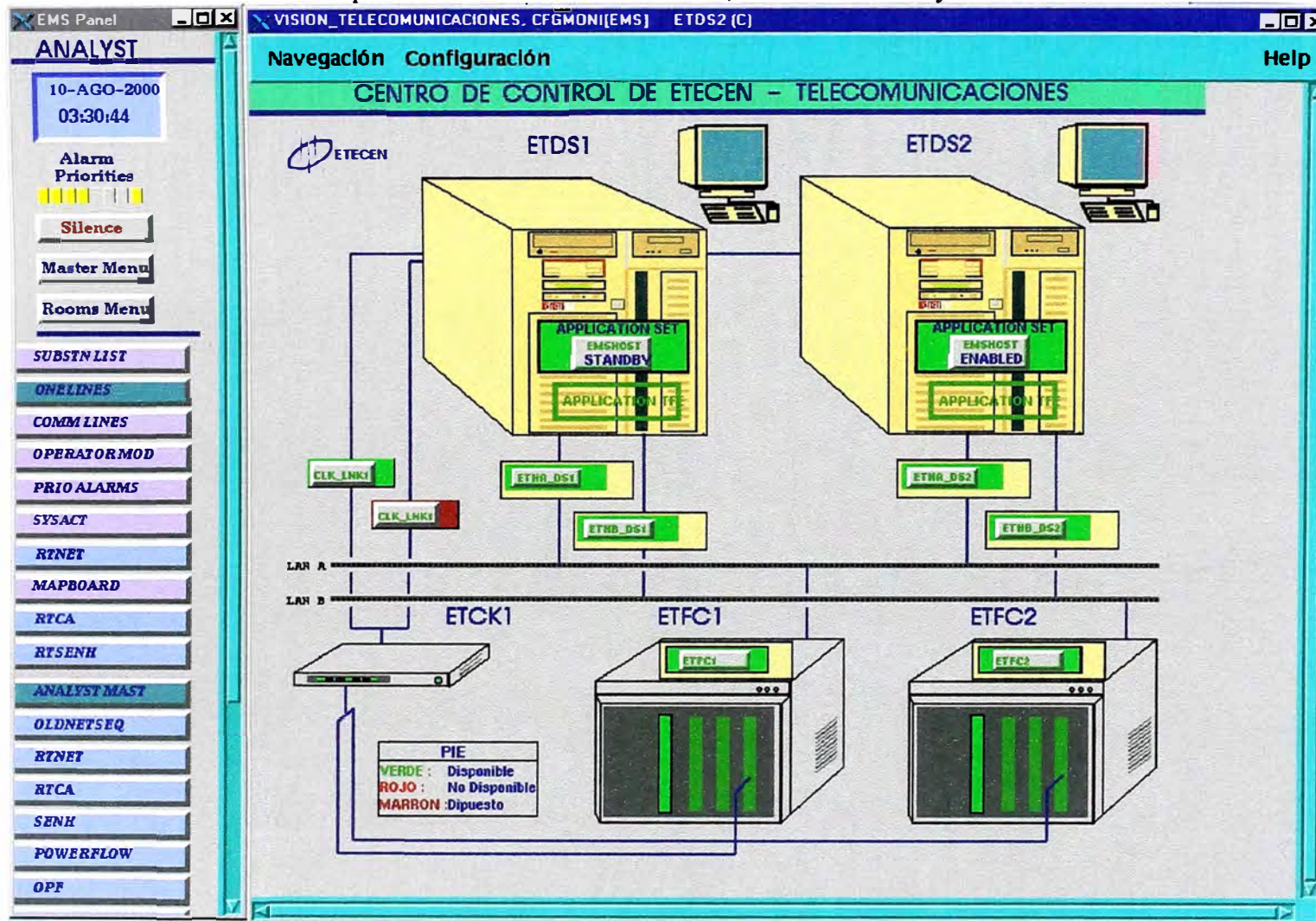
Supervisión del Hardware del Sistema SCADA



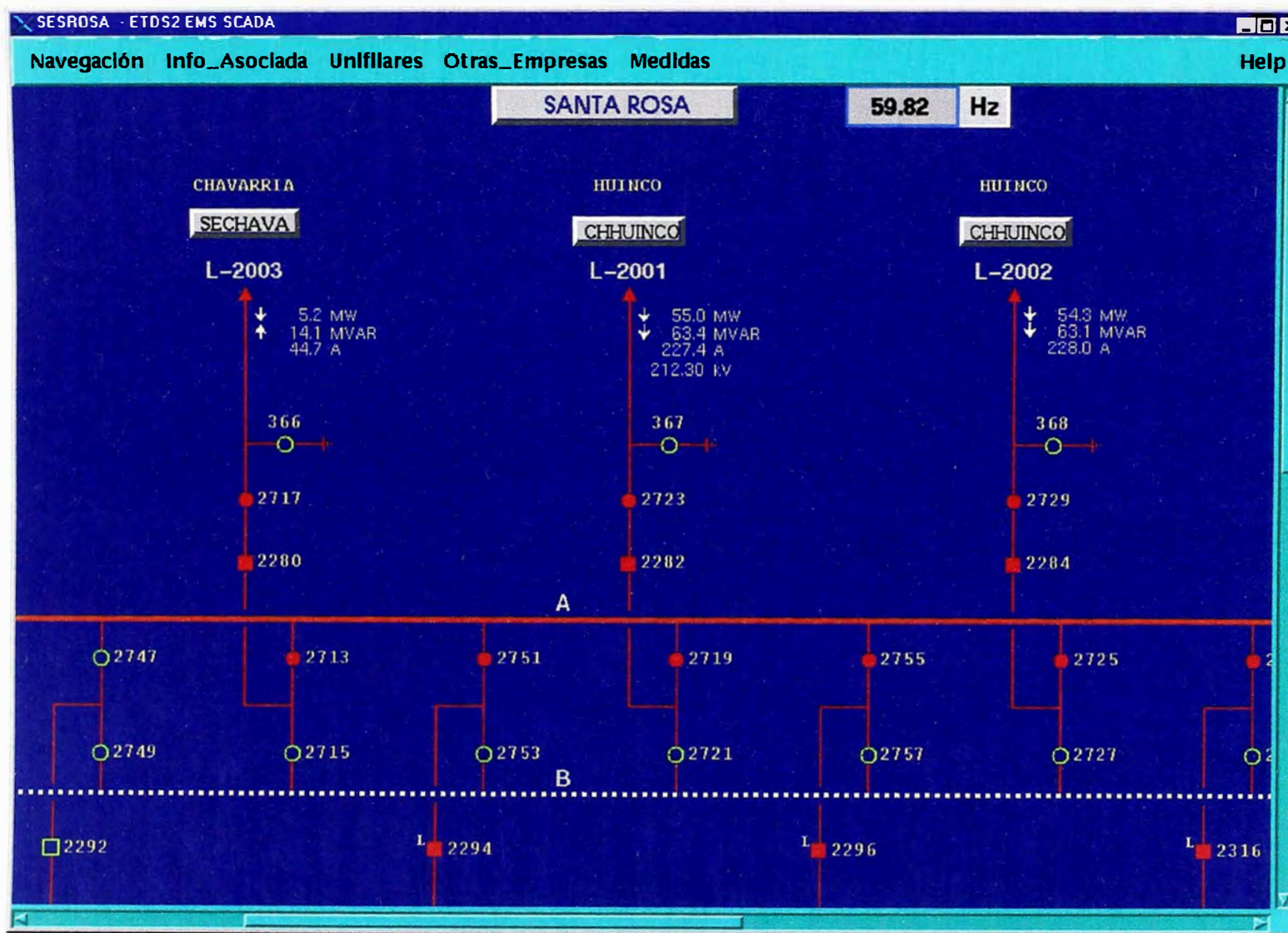
Supervisión del Sistema de Telecomunicaciones Asociado al Sistema SCADA



Supervisión de Servidores de Datos, Comunicaciones y GPS



Despliegue para Operación Remota de Subestaciones



Reporte de Secuencia de Eventos (Sequence of Events)

SOEFILTER.SCADA[EMS] ETDS2 (C) Page:1

Navigate Related Displays Help

Filtered SOE Log

SCADA

Substation ID: SECHIM1 Device Name: []

Substation Name: CHIMBOTE Point ID: []

Device Type ID: [] Start Time: 05-AGO-2000 02:50:18

Device ID: [] Stop Time: 05-AGO-2000 08:50:36

Date/Time/millisecond	State	Quality	Substation	Type	Device	Point
05-AGO-2000 08:09:33	: 410	1	CHIMBOTE	SECT	ST-412 DE L-111	STTS
05-AGO-2000 08:07:13	: 130	0	CHIMBOTE	SEC138	SE-4083 DE L-110	STTS
05-AGO-2000 08:06:50	: 870	0	CHIMBOTE	SEC138	SE-4085 DE L-111	STTS
05-AGO-2000 08:06:26	: 50	0	CHIMBOTE	SEC138	SE-4087 DE L-111	STTS
05-AGO-2000 08:05:45	: 530	0	CHIMBOTE	SEC138	SB-4089 DE BARRA B	STTS
05-AGO-2000 08:04:47	: 870	0	CHIMBOTE	CB138	IN-4040 DE L-111	STTS
05-AGO-2000 08:03:19	: 330	0	CHIMBOTE	CB138	IN-4038 DE L-110/L-111	STTS
05-AGO-2000 07:36:01	: 420	1	CHIMBOTE	SECT	ST-409 DE L-103	STTS
05-AGO-2000 07:08:05	: 380	0	CHIMBOTE	SEC138	SE-4073 DE L-108	STTS
05-AGO-2000 07:07:42	: 600	0	CHIMBOTE	SEC138	SE-4071 DE L-103	STTS
05-AGO-2000 07:07:21	: 20	0	CHIMBOTE	SEC138	SE-4069 DE L-103	STTS
05-AGO-2000 07:06:58	: 480	0	CHIMBOTE	SEC138	SA-4067 DE BARRA A	STTS

Mando de Apertura y Cierre de Equipos desde el Centro de Control

The screenshot displays a SCADA interface for a power substation. The main window shows a network diagram with buses (1172, 1176, 1107), breakers (1182, R-3), and transformers (SS.AA2). A control popup window is open, displaying equipment details and control options.

SEM - ETDS2 EMS SCADA

Navigation: **Navegación** Info_Asoclada Unfilares Otras_Empresas Medidas **Help**

SEM.ET_CONTROLS_POPUP

Subestacion : SEM
 Tipo de Equipo : CB10
 Nombre del Equipo IN-1182 DEL R-3
 Nombre del Punto : STTS Area: LIMSUR
 Estado del Equipo : **ABIERTO** OK

Control Functions

OPEN CLOSE

SELECCIONADO para CLOSE

Ejecutar Cancelar

Diagram Data:

- Bus 1172: 1176
- Bus 1107: 0.0 MW, 0.0 MVAR, 1.42 A
- Bus 1182: -4.8 MVAR, 286.6 A
- Bus 6099: 60.84 kV, 59.95 HZ, 6.7 A
- Bus 6063: Sync
- Bus 6034
- Bus 6065
- Bus 6101

Labels: SS.AA2, SERVICIOS AUX.2, R-3, A

Menú Principal de Navegación

EMS Panel

MENUS.MENUS [EMS] ETDS2(C)

ANALYST

05-AGO-2000
09:42:34

Alarm
Priorities

Silence

Master Menu

Rooms Menu

SUBSTNLIST

ONELINES

COMM LINES

OPERATOR MOD

PRIO ALARMS

SYSACT

RTNET

MAPBOARD

RTCA

RTSENH

ANALYST MAST

OLDNETSEQ

RTNET

RTCA

SENH

Navigate Help

System Displays Menu Rooms

SCADA-CONTROL UNIFILARES RTU-COMM RECONSTRUCCION ALARMA

NET-STUDY PLANIFICACION COMPUTADORES ANALYST-PAS ANALYST

UNIFILARES **DIAGRAMAS UNIFILARES**

SUBESTACIONES DEL AREA NORTE

Displays ➤ U.T. NORTE

SUBESTACIONES DEL AREA NORTE MEDIO

Displays ➤ U.T. NORTE MEDIO

SUBESTACIONES DEL AREA LIMA Y SUR MEDIO

Displays ➤ U.T. LIMA

Displays ➤ U.T. SUR MEDIO

SUBESTACIONES DEL AREA SIERRA

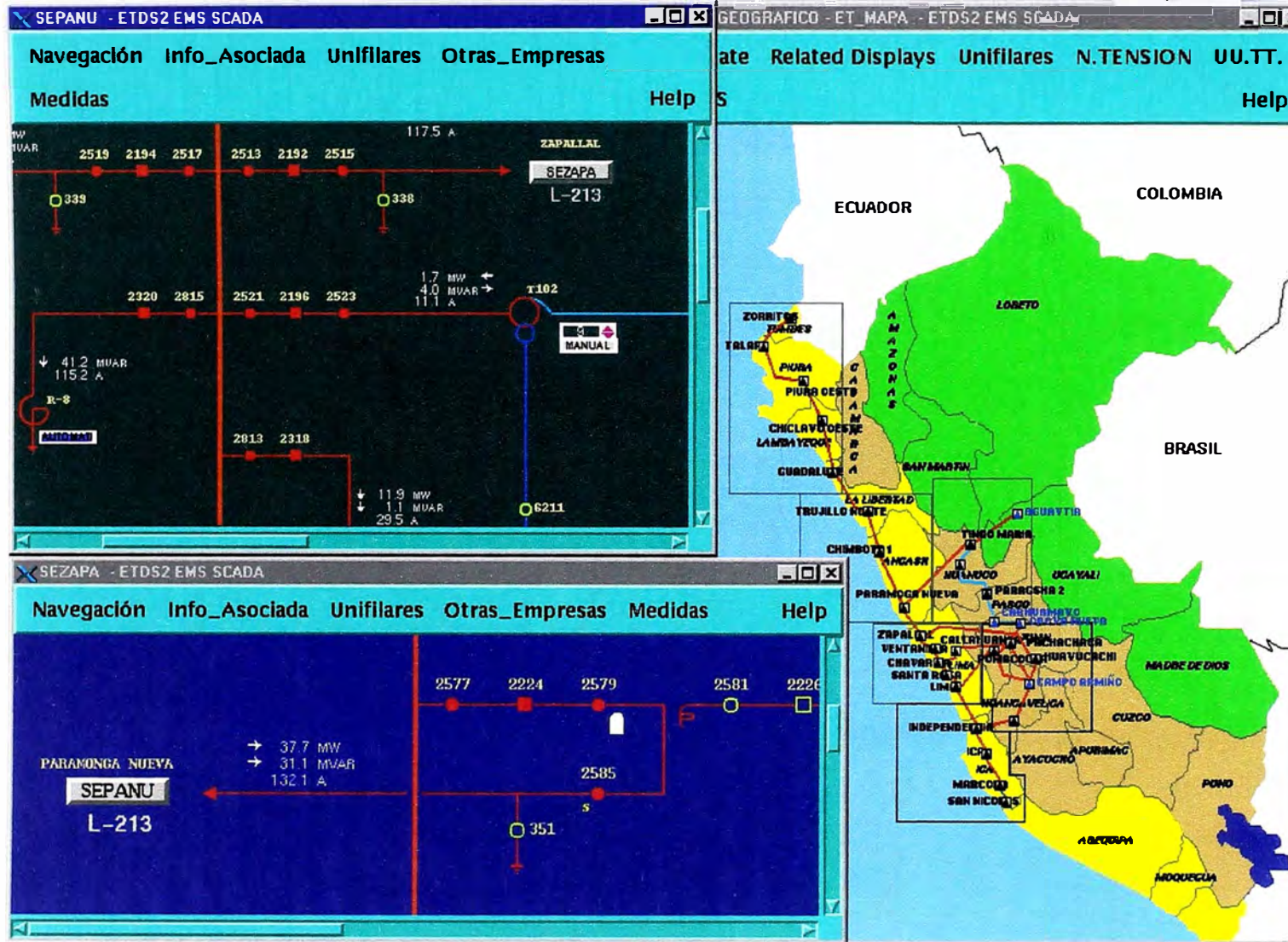
Displays ➤ U.T. SIERRA CENTRO

Displays ➤ U.T. SIERRA NORTE

DESPLIEGUES DE RED

Displays ➤ UNIFILAR DE RED

Despliegues de Subestaciones en Control Local (verde), Remoto o a Distancia (azul) y Mapa Geográfico



Despliegue de Alarmas

EMS Panel SYSACT.ALARM[EMS] ETDS2 (C) Page:1

ANALYST Navigate Related Displays Help

System Activity Log

10-AGO-2000	03:04:40	▲	RTNET UNSOLVED ALARM			
10-AGO-2000	03:04:15	SEM	CB10 IN-1182 DEL R-3		STTS ABIERTO	
10-AGO-2000	03:04:05	SEM	CB10 IN-1182 DEL R-3		STTS OPEN	
			BY FMETPC4			
10-AGO-2000	03:02:30	▲	RTNET UNSOLVED ALARM			
10-AGO-2000	03:02:07	SEM	CB10 IN-1182 DEL R-3		STTS CERRADO	
10-AGO-2000	03:01:55	SEM	CB10 IN-1182 DEL R-3		STTS CLOSE	
			BY FMETPC4			
10-AGO-2000	03:00:06	▲	RTNET UNSOLVED ALARM			
10-AGO-2000	02:47:50	▲	SEIN LINEA L-207 SEIN-SESJUAN		FRAC REFER VA	
10-AGO-2000	02:47:50	▲	SEIN LINEA L-207 SEIN-SESJUAN		FRAC FALLA REI	
10-AGO-2000	02:47:30	▲	SEIN LINEA L-207 SEIN-SESJUAN		FRAC REFER VA	
10-AGO-2000	02:47:26	▲	SEIN LINEA L-207 SEIN-SESJUAN		FRAC FALLA REI	
10-AGO-2000	02:47:26	▲	SEIN LINEA L-207 SEIN-SESJUAN		FRAC REFER VA	
10-AGO-2000	02:47:26	▲	SEIN LINEA L-207 SEIN-SESJUAN		FRAC FALLA REI	
10-AGO-2000	02:47:26	▲	SEIN LINEA L-207 SEIN-SESJUAN		FRAC REFER VA	

BINLIST.ALARM[EMS] ETDS2 (ALARM_LINE) Page:1

RTNET

10-AGO-2000	03:04:40	▲	RTNET UNSOLVED ALARM			
10-AGO-2000	03:02:30	▲	RTNET UNSOLVED ALARM			

10-AGO-2000
03:08:11

Alarm
Priorities

Silence

Master Menu

Rooms Menu

SUBSTNLIST

ONELINES

COMM LINES

OPERATOR MOD

PRIO ALARMS

SYSACT

RTNET

MAPBOARD

RTCA

RTSENH

ANALYST MAST

OLDNETSEQ

RTNET

RTCA

SENH

POWERFLOW

OPF

Despliegue de Alarmas por Niveles de Prioridad

EMS Panel
ALARM_ALARM[EMS] ETDS2 (C) Page:1
Help

ANALYST

05-AGO-2000
09:33:36

Alarm Priorities

Silence

Master Menu

Rooms Menu

SUBSTN LIST

ONLINES

COMM LINES

OPERATOR MOD

PRIO ALARMS

SYSACT

RTNET

MAPBOARD

RTCA

RTSENH

ANALYST MAST

OLDNETSEQ

RTNET

RTCA

SENH

Navigate Related Displays

Alarm Summary

↑ ↓

1

2

3

4

5

6

7

8

☒

Silence
Alarm Li 2 %

05-AGO-2000 09:32:40	SEHUAY	TRAF0	T8-261 LADO 220KV	49T2 IMAGEN TERM.	0
05-AGO-2000 09:32:40	SEHUAY	TRAF0	T8-261 LADO 220KV	49T2 DISP IMAGEN TER	
05-AGO-2000 09:31:24	SEHUAY	TRAF0	T8-261 LADO 220KV	BHO2 BUCHHOLZ	0
05-AGO-2000 09:31:24	SEHUAY	TRAF0	T8-261 LADO 220KV	BHO2 DISP BUCHHOLZ	
05-AGO-2000 09:30:08	SEHUAY	TRAF0	T8-261 LADO 220KV	BHO1 BUCHHOLZ	0
05-AGO-2000 09:30:08	SEHUAY	TRAF0	T8-261 LADO 220KV	BHO1 ALRM BUCHHOLZ	
05-AGO-2000 09:24:43	SESROSA	CB220	IN-2298 DE ACOPLAMIENTO	SYCU SINCRONISM/CURS	
05-AGO-2000 09:21:53	SEHUAY	CB220	IN-2094 DEL T8-261	SF6X BAJO SF6/MANDOS	
05-AGO-2000 09:21:53	SEHUAY	CB220	IN-2094 DEL T8-261	SF6X SF6/MANDOS	0
05-AGO-2000 09:11:35	SESROSA	SEC220	SB-2765 DE BARRA B	STTS ABIERTO	0
05-AGO-2000 09:11:11	SESROSA	SEC220	SB-2753 DE BARRA B	STTS ABIERTO	0
05-AGO-2000 09:10:47	SESROSA	SEC220	SB-2811 DE BARRA B	STTS ABIERTO	0
05-AGO-2000 09:10:23	SESROSA	SEC220	SA-2751 DE BARRA A	STTS CERRADO	
05-AGO-2000 09:10:07	SESROSA	SEC220	SA-2809 DE BARRA A	STTS CERRADO	
05-AGO-2000 09:09:35	SESROSA	SEC220	SB-2745 DE BARRA B	STTS ABIERTO	0
05-AGO-2000 09:09:19	SESROSA	SEC220	SB-2757 DE BARRA B	STTS ABIERTO	0
05-AGO-2000 09:09:15	SESROSA	SEC220	SA-2743 DE BARRA A	STTS CERRADO	
05-AGO-2000 09:08:57	SESROSA	SEC220	SA-2763 DE BARRA A	STTS CERRADO	
05-AGO-2000 09:08:43	SESROSA	SEC220	SA-2755 DE BARRA A	STTS CERRADO	
05-AGO-2000 09:04:30	SESROSA	SEC220	SA-2713 DE BARRA A	STTS CERRADO	
05-AGO-2000 09:04:10	SESROSA	SEC220	SA-2719 DE BARRA A	STTS CERRADO	
05-AGO-2000 09:03:54	SESROSA	SEC220	SA-2725 DE BARRA A	STTS CERRADO	

BINLIST_ALARM[EMS] ETDS2 (ALARM_LINE) Page:1

220-TS

SEHUAY

05-AGO-2000 09:32:40	SEHUAY	TRAF0	T8-261 LADO 220KV	49T2 IMAGEN TERM.	OK
05-AGO-2000 09:32:40	SEHUAY	TRAF0	T8-261 LADO 220KV	49T2 DISP IMAGEN TERM	

Despliegue de Colocación de Tarjetas de Trabajo con Niveles de Seguridad

The screenshot shows the 'ANALYST' interface for 'SESROSA - ETD52 EMS SCADA'. The main window displays a power system diagram with busbars and equipment. A 'Tag Device: IN-2280' dialog box is open, allowing the user to select tag types and apply them to the device. The dialog box includes the following information:

- Subestacion:** SESROSA
- Tipo de Equipo:** CB220
- Nombre del Equipo:** IN-2280 DE L-2003
- Nombre del Punto:** STTS
- Area:** LIMSUR
- Estado del Equipo:** CERRADO

The 'Tag Device: IN-2280' dialog box contains the following sections:

- Tag Types:** Four color-coded buttons: RED, YELLOW, GREEN, and WHITE. Each button has an 'Apply' button below it.
- Tags Applied:** A section with a 'Remove' button.
- Done:** A button at the bottom of the dialog.

The background diagram shows a power system with busbars and equipment. The main window title is 'SESROSA - ETD52 EMS SCADA'. The left sidebar contains various menu items: '05-AGO-2000', '11:15:38', 'Alarm Priorities', 'Silence', 'Master Menu', 'Rooms Menu', 'SUBSTNLIST', 'ONELINES', 'COMMLINES', 'OPERATOR MOD', 'PRIOALARMS', 'SYSACT', 'RTNET', 'MAPBOARD', 'RTCA', 'RTSENH', 'ANALYST MAST', 'OLDNETSEQ', 'RTNET', 'RTCA', and 'SENH'. The top navigation bar includes 'Navegación', 'Info_Asociada', 'Unifilares', and 'Otras'. The right sidebar contains 'Mando...', 'Tarjetas...', 'Anibit', 'Info_Analyst', 'Despliegue-Tendencia', and 'Tabular'.

Despliegue de Ingreso de Datos de Tarjeta de Trabajo

EMS Panel
ADDTAG.TAGGING[EMS] ETDS2 (C)

ANALYST

05-AGO-2000
11:17:08

Alarm
Priorities

Silence

Master Menu

Rooms Menu

SUBSTN LIST

ONELINES

COMM LINES

OPERATOR MOD

PRIO ALARMS

SYSACT

RTNET

MAPBOARD

RTCA

RTSENH

ANALYST MAST

OLDNETSEQ

RTNET

RTCA

SENH

Tag Placement

TAGGING

To place tag, enter required fields and select Done.

Substation: SESROSA Device Type: CB220

Device: IN-2280 DE L-2003 Point: STTS

Tag Type: RED

Holdout Number:

Placed At: 05-AGO-2000 11:16:27 Local Only:

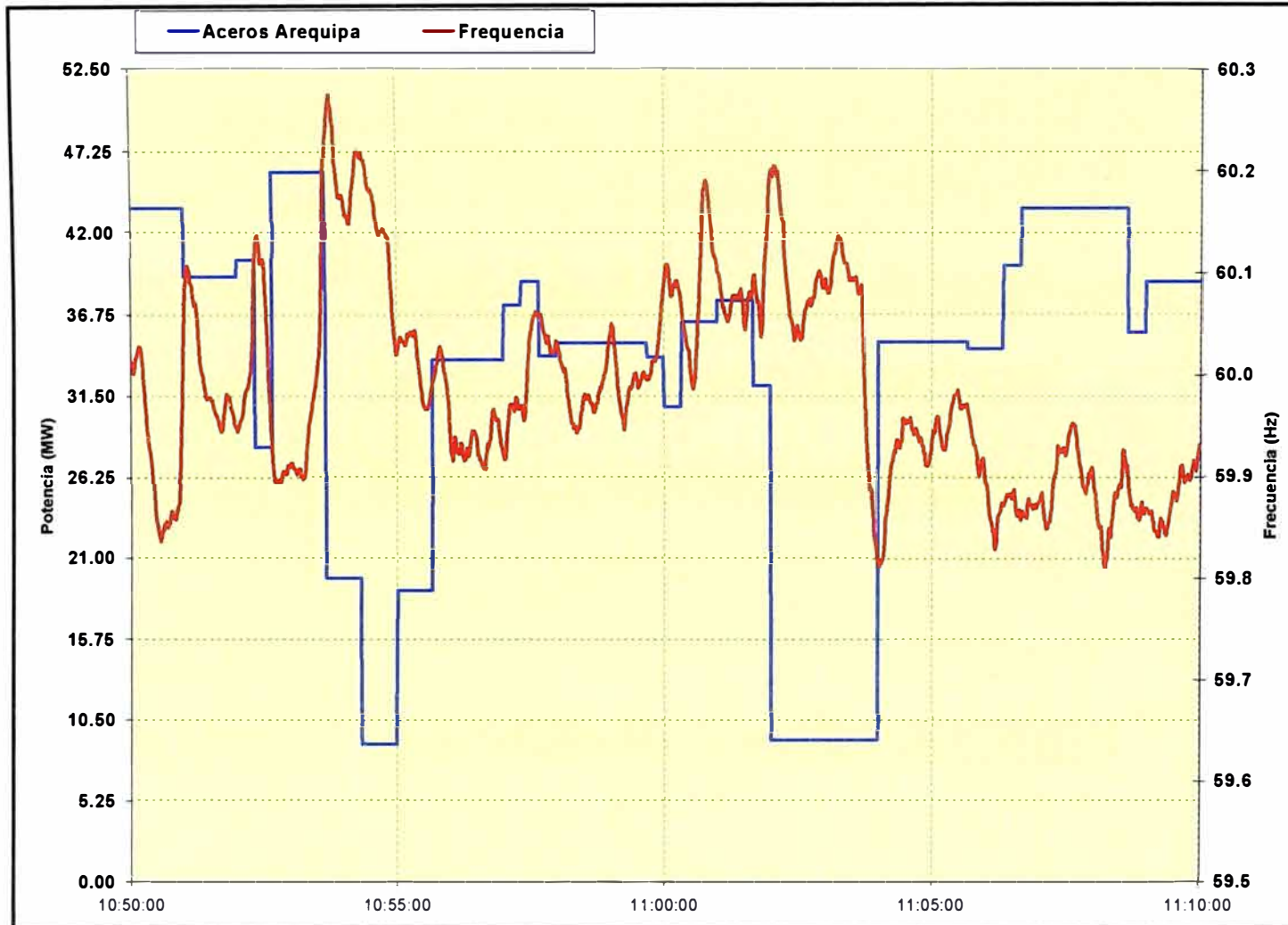
Placed By:

Placed For:

Comments:

Tag Type	Description
RED	PREVENTS BOTH TRIP AND CLOSE
YELLOW	PREVENTS CLOSE
GREEN	PREVENTS TRIP
WHITE	DOES NOT PREVENT ANYTHING - INFORMATIONAL TAG
BLANK	DOES NOT PREVENT ANYTHING - INFORMATIONAL TAG

Despliegue de Tendencia de Medidas de Variables Eléctricas Seleccionadas por el Operador



Despliegue Principal para Consultas al Sistema de Información Histórica

Developer/2000 Forms Runtime for Windows 95 / NT - [Despliegue Principal del HIM]

Exit Print Window

Sistema de Informacion Historica

Informes tablas	INFORMACION Y CONTENIDO DE LAS TABLAS HISTORICA
Activid Sistema	REGISTRO DE ACTIVIDADES DEL SISTEMA
Reportes	REPORTES DE DATOS HISTORICOS
Mantenimiento	MANTENIMIENTO DE LA INFORMACION HISTORICA

Help

Appl

Cr

E L-111
DE L-110
DE L-111
DE L-111
DE BARRA B
DE L-111
DE L-110/L-
E L-103
DE L-108
DE L-103
DE L-103

Count: 0

Despliegue de Area de Retención y Reconstrucción de la Información Histórica

EMS Panel Developer/2000 Forms Runtime for Windows 95 / NT - [Informacion de Tablas]

ANALYST

05-AGO-2000
11:47:18

Alarm Priorities
[Progress Bar]
Silence
Master Menu
Rooms Menu

SUBSTN LIST
ONELINES
COMM LINES
OPERATOR MOD
PRIO ALARMS
SYSACT
RTNET
MAPBOARD
RTCA
RTSENH
ANALYST MAST
OLDNETSEQ
RTNET
RTCA
SENH

Informacion de Tablas Historica

Tipo de Dato: [NORMAL] Modo: [ANALOG] Tipo de Dato: [ANALOG_ONL_4] Tabla en proceso: [ANALOG_ONL_4]

Area de Retencion

Nombre de la Tabla	Fecha	Estado del Proceso
ANALOG_ONL_1	02-AGO-2000	DONE
ANALOG_ONL_2	01-AGO-2000	DONE
ANALOG_ONL_3	04-AGO-2000	DONE
ANALOG_ONL_4	05-AGO-2000	TO_BE_DONE_LATER
ANALOG_ONL_5	03-AGO-2000	DONE
ANALOG_ONL_6	31-JUL-2000	DONE

Area de Reconstruccion

Nombre de la Tabla	Fecha	Estado	Liberar
ANALOG_OFI_1	20-JUN-2000	RECONSTRUCTION	Liberar
ANALOG_OFI_2	04-JUL-2000	RECONSTRUCTION	Liberar
ANALOG_OFI_3	09-JUL-2000	RECONSTRUCTION	Liberar

Count: *0

Despliegue para Consultas de Información Histórica de Medidas

EMS Panel Developer/2000 Forms Runtime for Windows 95 / NT - [Reports Menu]

ANALYST Exit Print Window

05-AGO-2000 11:52:32

Alarm Priorities

Silence

Master Menu

Rooms Menu

SUBSTN LIST

ONELINES

COMM LINES

OPERATOR MO

PRIOALARMS

SYSACT

RTNET

MAPBOARD

RTCA

RTSENK

ANALYST MAS

OLDNETSEQ

RTNET

RTCA

SENK

Count 0

Reportes

Modo : Pantalla Nombre del Archivo : ET_REPORT.TXT
(directory DKD:[TMP])

Fecha Inicio : 05-ago-2000 09:50:36 Fecha Fin : 05-ago-2000 11:50:36
(dd-mm-aaaa hh:mi:ss) (dd-mm-aaaa hh:mi:ss)

Nombre de la Substacion :	Tipo del Equipo :	Nombre del Equipo :	Nombre de la Medida :
SEZAPA	todo	L-242	Amperios
Llamar Reporte	REPORTE DE MEDIDAS		
Llamar Reporte	REPORTE DE MEDIDAS HORARIAS		
Llamar Reporte	REPORTE DE MEDIDAS MAXIMAS INSTANTANEAS		
Llamar Reporte	REPORTE DE ALARMAS		

Reporte de Consulta de Información Histórica de Medida con Salida en Pantalla

EMS Panel | Develop | anarep1: Previewer

File Edit Window Help

Prev Next First Last Page: 1 Print Mail Close New

Reporte de Medidas Fecha 05-ago-2000 1

Fecha y hora	Nombre Subestación	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	415.515	GOOD
05-AGO-2000 09:55:20	SEZAPA	LINEA	L-242	A	403.791	GOOD
05-AGO-2000 09:55:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	413.639	GOOD
05-AGO-2000 09:56:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	423.488	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	423.019	GOOD
05-AGO-2000 09:59:40	SEZAPA	LINEA	L-242	A	413.171	GOOD
05-AGO-2000 10:00:00	SEZAPA	LINEA	L-242	A	416.453	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	414.577	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

Working... Count *0

Registro Histórico de Alarmas

Developer/2000 Forms Runtime for Windows 95 / NT

Exit Print Window

HIM_SYSACT

Registro de Activides del Sistema

HIMSYS
05-08-2000 11:59

SALIR LIMPIAR ANTERIOR PRIMERO SIGUIENTE Pantalla

ENCONEAR ULTIMO IMPRIMIR

No. Registros 26

UPPER CASE Fecha y hora Inicio 05-08-2000 05:30:00

LISTA COMPLETA % CB%STTS% Fecha y hora Fin 05-08-2000 11:23:30

05-08-2000 10:51:05	SECHIM1 CB138 IN-4008 DE T30-211/L-RE2 STTS STATUS REMOVED BY STATION1 CURRENT STAT
05-08-2000 10:51:05	SECHIM1 CB138 IN-4008 DE T30-211/L-RE2 STTS STATUS MANUAL ENTRY BY STATION1 WAS CERR
05-08-2000 10:51:05	SECHIM1 CB138 IN-4008 DE T30-211/L-RE2 STTS ABIERTO OK
05-08-2000 10:50:57	SECHIM1 CB138 IN-4006 DE T30-211 STTS STATUS MANUAL ENTRY BY STATION1 WAS CERRADO I
05-08-2000 10:50:57	SECHIM1 CB138 IN-4006 DE T30-211 STTS ABIERTO OK
05-08-2000 10:50:55	SECHIM1 CB138 IN-4006 DE T30-211 STTS STATUS REMOVED BY STATION1 CURRENT STATUS CERR
05-08-2000 10:50:09	SECHIM1 CB220 IN-2378 DE L-216/T30 STTS STATUS MANUAL ENTRY BY STATION1 WAS CERRADO
05-08-2000 10:50:09	SECHIM1 CB220 IN-2378 DE L-216/T30 STTS ABIERTO OK
05-08-2000 10:50:07	SECHIM1 CB220 IN-2378 DE L-216/T30 STTS STATUS REMOVED BY STATION1 CURRENT STATUS CI
05-08-2000 10:49:55	SECHIM1 CB220 IN-2380 DE T30-211 STTS STATUS REMOVED BY STATION1 CURRENT STATUS CERR
05-08-2000 10:49:55	SECHIM1 CB220 IN-2380 DE T30-211 STTS STATUS MANUAL ENTRY BY STATION1 WAS CERRADO I
05-08-2000 10:49:55	SECHIM1 CB220 IN-2380 DE T30-211 STTS ABIERTO OK
05-08-2000 10:49:35	SECHIM1 CB220 IN-2368 DE T11-211 STTS STATUS MANUAL ENTRY BY STATION1 WAS CERRADO I

Count *0

BIBLIOGRAFIA

1. Power System Operation
Robert H. Miller and James H. Malinowski, McGraw – Hill Book Company.
2. Power System Stability and Control
Pragha Kundur
3. Power System Control Technology
Torsten Cegrell / Profesor of Elecetronic Systems Engineering Chalmers
University of Technology, Gothenburg, Sweden
4. Especificaciones técnicas del proyecto Centro de Control de ETECEN
Gerencia de Operación del Sistema - ETECEN S.A.
5. Network. Functional Design Specifications
ESCA Corporation
Bellevue, Washington USA
6. SCADA. Functional Design Specifications
ESCA Corporation
Bellevue, Washington USA
7. Power System Stability and Control
Pragha Kundur
8. Real-Time Control of Electric Power Systems
Edmund Handschin

9. Implementation of a Modern Real Time Control Infrastructure for Supporting the Brazilian Interconnected Power System. CarlosRibeiro, Mauricio Moszkowicz, Renato Céspedes, David Cáceres. Mayo 2001, Sydney – Australia.
10. Centros de Control para Sistemas Eléctricos de Potencia
J.F. Dopazo y A.M. Sasson