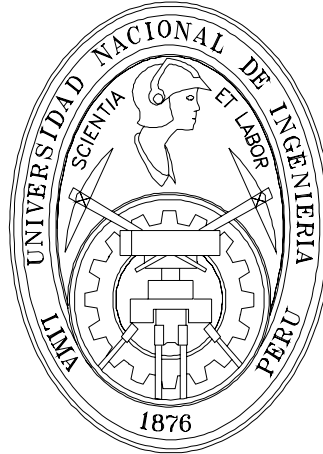


# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**SUPERVISIÓN, MONITOREO Y CONTROL DE LA SUBESTACIÓN  
TRUJILLO SUR**

**TESIS**

PARA OPTAR POR EL TITULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

**EVER RONALD FERNÁNDEZ QUIÑÓNEZ**

**PROMOCIÓN  
2001 - II**

**LIMA - PERÚ  
2007**

En memoria a mi padre Alfredo  
A mi madre Consuelo, hermanos y Charito por el apoyo y confianza  
A mis sobrinos Yerick y Jair por un futuro de esperanza

**SUPERVISIÓN, MONITOREO Y CONTROL DE LA  
SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR**

## **SUMARIO**

Con la finalidad de evolucionar en la mejora permanente de la calidad de servicio eléctrico y dar cumplimiento a las exigencias que la ley manda en la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTOTRSI), el grupo Distriluz tomó la decisión de implementar, los Centros de Control de Operaciones que comprenden el suministro de Sistemas de Supervisión, Control y Adquisición Datos (SCADA) y un Sistema de Comunicaciones para sus Empresas Distribuidoras.

La implementación del sistema SCADA en HIDRANDINA abarca a la subestación Trujillo Sur, permitiendo mejorar la performance de la operación y gestión del sistema eléctrico disponiendo de información en tiempo real, confiable y seguro. Almacena la información en su sistema histórico de datos y se comunica con los centros de control a través del protocolo ICCP, trasmitiendo y recibiendo las señales requeridas del SEIN.

Al final del presente proyecto tendremos un sistema que maneje el reporte de alarmas, telecomandos, mediciones, reporte de perturbaciones y eventos en tiempo real, permitiendo al operador de la subestación Trujillo Sur, contar con todas las herramientas necesarias para realizar una eficiente operación del sistema eléctrico.

## ÍNDICE

### INTRODUCCIÓN

### CAPITULO I

#### ESPECIFICACIONES FUNCIONALES DEL SISTEMA SCADA DE HIDRANDINA

1.1	Introducción	1
1.2	Funcionamiento del Sistema	1
1.2.1	Disponibilidad	1
1.2.2	Desempeño	2
1.2.3	Utilización	3
1.2.4	Tiempos de Respuesta	3
1.2.5	Dimensionamiento y Expandibilidad	5
1.3	Arquitectura del Sistema de Control	6
1.3.1	Consolas de Operación	6
1.3.2	Servidores SCADA	7
1.3.3	Servidor de Base de Datos Histórica y Datawarehouse	7
1.3.4	Estaciones ICCP	8
1.4	Descripción del Software	10
1.4.1	Arquitectura del Software	10
1.4.2	Sistema Operativo	12
1.4.3	Estructura de la Base de Datos	12
1.4.4	Estructura de la Tabla	12
1.4.5	Acceso a la Base de Datos	13
1.4.6	Protocolo ICCP	15

1.5	Descripción de los Sistemas	15
1.5.1	Red de Área Local	15
1.5.2	Comunicación con el Centro de Control del COES	16
1.5.3	Integración con el Concentrador de Datos	16
1.5.4	Integración con el Sistema de Comunicaciones	17
1.6	Parametrización	17
1.6.1	Normativas para Edición de Datos	17
1.6.2	Normativas para Elaboración de Despliegues	19

## **CAPITULO II**

### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE HIDRANDINA**

2.1.	Introducción	21
2.2.	Descripción del Sistema Eléctrico	21
2.2.1	Infraestructura Eléctrica	22
2.2.2	Puntos de Compra de Potencia y Energía	27
2.3.	Operación del Sistema Eléctrico sin el SCADA	27
2.3.1	Operación Antes de la Implementación del Sistema SCADA	27
2.3.2	El CCO Antes de la Implementación del Sistema SCADA	28
2.4.	Implementación del Sistema SCADA para la Operación del Sistema Eléctrico	29
2.4.1	Subestaciones Supervisadas por el Sistema SCADA	29
2.4.2	Operación con la Implementación del Sistema SCADA	30
2.4.3	Principales Ventajas del Sistema SCADA	31
2.4.4	El CCO Después de la Implementación del Sistema SCADA	31
2.5.	Descripción y Operación de la Subestación Trujillo Sur	34
2.6.	Incorporación de la Bahía 138/60/10.7 kV en la Subestación Trujillo Sur	36
2.6.1	Características del Nuevo Transformador ABB 50/20/30 MVA	37
2.6.2	Relación de los Principales Equipos de la Nueva Bahía	38

2.6.3	Sistema de Control y Mando 10 kV de la Nueva Bahía	39
2.6.4	Tableros de Protección, Medición y Señalización	39
2.6.5	Tablero de Control y Mando	40

### **CAPITULO III**

## **DESARROLLO DE LA INGENIERÍA PARA AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN**

### **TRUJILLO SUR**

3.1	Introducción	41
3.2	Detalle del Sistema de Medición	41
3.3	Detalle del Sistema de Protección	43
3.4	Detalle del Sistema de Control	44
3.5	Obtención y Requerimiento de las Señales de Ingreso y Salida (I/O)	45
3.5.1	Señales Analógicas	45
3.5.2	Señales de Comandos	46
3.5.3	Señales de Estados	47
3.5.4	Señales de Alarmas	48
3.5.5	Señales de Tele SOE	49
3.5.6	Relación de Señales Requeridas	49
3.6	Definición y Codificación de las Señales de Ingreso y Salida (I/O)	55
3.7	Ingreso de Señales a la Base de Datos del Sistema SCADA	63
3.7.1	Sistema Telegyr Source Database Builder (TSDB)	63
3.7.2	Definición y Dimensionamiento de la Subestación Trujillo Sur	63
3.7.3	Definición e Ingreso de las señales al TSDB	65
3.8	La Station Manager	71
3.9	El Software CMP de la Station Manager	72
3.10	Configuración de la Station Manager	73
3.10.1	Creación de la Station Manager en el CMP	73
3.10.2	Integración de los IEDs y Tarjetas I/O LAN en el CMP	75

3.10.3	Mapeo e Ingreso de las señales al CMP de la Station Manager	78
3.11	Integración de la Station Manager con el Sistema SCADA	80
3.11.1	Integración con el Sistema de Comunicaciones	80
3.11.2	Asignación y Codificación de la señales en el CMP y TSDB	82
3.12	Construcción del Despliegue de la Subestación Trujillo Sur	84

## **CAPITULO IV**

### **INTERFAZ DE OPERACIÓN**

4.1	Introducción	87
4.2	Arranque del Sistema	88
4.2.1	Acceso a la Estación de Trabajo (Workstation)	88
4.2.2	Acceso al Sistema TELEGYR	88
4.3	Seguridad del Sistema	89
4.3.1	Chequeos de Seguridad	89
4.3.2	Modos de Consola	89
4.3.3	Áreas de Visualización (AOV)	90
4.3.4	Áreas de Responsabilidad (AOR)	91
4.4	Despliegues Primarios	92
4.4.1	Índice de Operaciones	92
4.4.2	Índice de Mantenimiento de Datos	94
4.4.3	Índice de Mantenimiento del Sistema	95
4.5	Despliegue de la Subestación Trujillo Sur	96
4.6	Ejecución de Controles	97
4.7	Subsistema de Generación de Reportes	98
4.7.1	Reportes de Alarmas y Eventos	98
4.7.2	Reporte Histórico de Valores Periódicos (Datawarehouse)	99
4.7.3	Reporte de Secuencia de Eventos (SOE)	100



4.7.4	Gráfico de Tendencias	102
-------	-----------------------	-----

## **CAPITULO V**

### **METRADO DEL PROYECTO**

5.1	Introducción	103
5.2	Resumen del Metrado del Sistema SCADA	103
5.3	Detalle del Metrado del Sistema SCADA	104
5.3.1	Suministro de Equipos	104
5.3.2	Servicios de Implantación	105

<b>CONCLUSIONES</b>	<b>107</b>
---------------------	------------

### **ANEXOS**

ANEXO A	TERMINOLOGIA	
ANEXO B	TABLA ESTANDARIZADA PARA DEFINIR EL ENTITY NAME Y TREN DE LAS SEÑALES	
ANEXO C	SUMINISTRO Y SERVICIOS DE LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA SCADA EN HIDRANDINA	
ANEXO D	ESQUEMAS FUNCIONALES DE LA INGENIERIA DE DETALLE	

### **BIBLIOGRAFÍA**

## INTRODUCCIÓN

El presente proyecto tiene por finalidad la automatización de la subestación Trujillo Sur con la incorporación de la nueva bahía 138/60/10.7 kV. Se describirá la nueva arquitectura de operación del centro de control con la implementación del sistema SCADA, y se desarrollará la ingeniería de detalle y la interfaz de operación gráfica.

En el Capítulo I, se describe las especificaciones funcionales del sistema SCADA, detallando el funcionamiento del sistema, la arquitectura del sistema de control y la descripción de los sistemas.

En el Capítulo II, se describe el sistema eléctrico de HIDRANDINA, detallando la arquitectura de operación antes y después de la implementación del sistema SCADA.

En el Capítulo III, se desarrolla la ingeniería de detalle para la automatización de la subestación Trujillo Sur.

En el Capítulo IV, se desarrolla la interfaz de operación: Reporte de alarmas y eventos, telecomandos y mediciones.

En el Capítulo V, se describe el metrado del proyecto de implementación del sistema SCADA.

En el Anexo A, se presenta la terminología empleada.

En el Anexo B, se presenta la tabla para definir los Entity Name y Trens de las señales.

En el Anexo C, se presenta el suministro del proyecto con las características técnicas de cada equipo y el servicio de la ingeniería de detalle.

En el Anexo D, se presenta los esquemas funcionales. Y finalmente la bibliografía usada.

## **CAPITULO I**

### **ESPECIFICACIONES FUNCIONALES DEL SISTEMA SCADA DE HIDRANDINA**

#### **1.1 INTRODUCCIÓN**

El sistema SCADA es de moderna tecnología y arquitectura abierta. Las plataformas de cómputo, los equipos remotos incluyendo concentradores de datos de subestaciones, sistemas de comunicación y los diversos programas a instalarse cumplen con las exigencias señaladas en las normas oficiales y/o de facto que se aplican a los sistemas abiertos en el diseño, configuración y fabricación de los sistemas en tiempo real.

El sistema es expandible y flexible, lo cual permite incluir funciones adicionales que se presenten en las etapas posteriores del proyecto. También se resalta la modularidad y flexibilidad para el análisis de confiabilidad en la configuración estimada del concentrador de datos y del sistema SCADA.

En el presente capítulo se describe todas las especificaciones funcionales, detallando el funcionamiento del sistema, la arquitectura del sistema de control, la descripción del software, la descripción de los sistemas y la parametrización de las señales para la edición de datos y elaboración de despliegues.

#### **1.2 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA**

##### **1.2.1 Disponibilidad**

La disponibilidad del sistema SCADA (sin incluir los CDR, CDS, sistemas de comunicaciones y alimentación de energía) es de 99,95 % para funciones críticas y 99,8% para funciones no críticas. Esto significa un tiempo acumulado de 6 horas debido a fallas de componentes, mantenimientos programados o no programados y fallas del Software.

El tiempo máximo para reparaciones debe ser de 3 horas para fallas críticas. Los CDS y CDR tienen una disponibilidad del 99,05% sin incluir las funciones críticas.

### **1.2.2 Desempeño**

A continuación, se definen los niveles de operación normal y de emergencia con el fin de especificar el desempeño del sistema, bajo diferentes niveles de actividad.

#### **a. Condición de operación normal**

El sistema SCADA se encuentra en operación normal bajo las siguientes condiciones:

- El sistema estará barriendo y procesando los datos de todos los CDR y CDS.
- Seis (06) cambios de estado se originan cada minuto y son reconocidas por el operador.
- Seis (06) alarmas análogas se originan cada minuto y son reconocidas por el operador.
- El sistema está trabajando con el servidor de respaldo y todas las estaciones gráficas en línea.
- Los medios de comunicación corporativos y los otros se encuentran transmitiendo sin errores.

#### **b. Condición de operación de emergencia:**

El sistema SCADA se encuentra en operación de emergencia bajo las siguientes condiciones:

- Treinta (30) cambios de estado que originen alarmas cada minuto y son reconocidos por el operador.
- Treinta (30) alarmas analógicas se originan cada minuto y son reconocidas por el operador.
- El sistema está trabajando sin el servidor y la estación gráfica de respaldo en la sede central y todas las estaciones gráficas de las redes en línea.
- Los medios de comunicación corporativos y los otros se encuentran transmitiendo con errores.

### 1.2.3 Utilización

Cuando el sistema está en operación normal o emergencia, la utilización promedio de los recursos (incluyendo el overhead del sistema operativo) sobre cualquier período de 60 minutos no deberá exceder lo descrito en la tabla N° 1.1.

Tabla 1.1 Utilización del Sistema

DESCRIPCION DEL ENTORNO	UTILIZACION	
	NORMAL	EMERGENCIA
La CPU de cualquier servidor o estación de trabajo	35%	45%
Cualquier memoria masiva o dispositivo controlador	35%	45%
Tráfico por la LAN	20%	25%
Interfaz de comunicaciones	35%	45%

### 1.2.4 Tiempos de Respuesta

Los tiempos de respuesta se detallan en las tablas N° 1.2; 1.3 y 1.4, considerando los escenarios descritos.

Tabla 1.2 Tiempos de respuesta del sistema

DESCRIPCIÓN DE LA ACCIÓN	TIEMPO
Arranque total en frío	≤ 300 s
Re-arranque en caliente	≤ 90 s
Reingreso de un servidor (no incluye período de mantenimiento)	≤ 300 s
Reingreso de una estación de trabajo (no incluye período de mantenimiento)	≤ 120 s
Conmutación servidor principal a respaldo y viceversa (sin pérdida de datos)	≤ 90 s

Tabla 1.3 Tiempos de mantenimiento del software

DESCRIPCIÓN DE LA ACCIÓN	TIEMPO
Regeneración completa de la base de datos (25000 puntos)	1.0 h
Reconstrucción completa del sistema SCADA (Servidores + Estaciones)	5.0 h
Integración de despliegues (400 despliegues)	10.0 m

Tabla 1.4 Tiempos de respuesta con el operador

DESCRIPCIÓN DE LA ACCIÓN	TIEMPOS MÁXIMOS	
	NORMAL	EMERGENCIA
Respuesta al llamado de despliegues	≤ 1.5 s	≤ 2.0 s
Respuesta a cambios de estado	≤ 1.5 s	≤ 2.0 s
Barrido general puntos de estado	≤ 3.0 s	≤ 5.0 s
Barrido general puntos análogos	≤ 6.0 s	≤ 10.0 s
Respuesta a telemando desde la consola del operador	≤ 4.0 s	≤ 6.0 s
Respuesta de subsistema de reportes	≤ 1.5 s	≤ 2.0 s
Panning suave en 1/8" de la pantalla	≤ 0.5 s	≤ 0.5 s
Paso en el zoom	≤ 0.5 s	≤ 0.5 s
Actualización en el drag and drop	≤ 0.5 s	≤ 0.5 s
Otras facilidades de despliegues	≤ 2.0 s	≤ 2.0 s
Firma en consola por usuario	≤ 5.0 s	≤ 5.0 s
Presentación de despliegues de resumen de alarmas y eventos	≤ 2.0 s	≤ 3.0 s
Presentación de las curvas de tendencia	≤ 3.0 s	≤ 5.0 s

### 1.2.5 Dimensionamiento y Expandibilidad

El sistema es extremadamente flexible y expandible. Además el sistema puede ser expandido agregando computadores servidores de comunicación independientes del servidor SCADA Host y mover la Base de Datos Históricas a un computador separado.

Los enlaces de ICCP pueden ser expandidos hasta un máximo de 64 Centros de Control conectados.

A continuación se muestran las tablas N° 1.5; 1.6 y 1.7 detallando el dimensionamiento del hardware, software, sistema de información histórica y de los equipos del CCO respectivamente.

Tabla 1.5 Dimensionamiento del SCADA

DESCRIPCIÓN	DIMENSIONAMIENTO	
	SIN EXPANDIBILIDAD	CON EXPANDIBILIDAD
RTU	256	2000
Puntos de telemetría	15,000	25,000
Total de puntos de la base de datos	75,000	100,000
Líneas de comunicación	16	256
Consolas	12	128
Despliegues totalmente gráficos	1,000	2,000
Valores de archivos por minuto	1,000	2,000

Tabla 1.6 Dimensionamiento del software del SCADA

PARÁMETRO DE DIMENSIONAMIENTO	CANTIDAD
Subestaciones con concentradores	13
Puntos analógicos	480
Puntos de estado	640
Puntos de contadores	120
Puntos del SOE	380
Salidas de control remoto	320
Puntos a ser chequeados por violaciones del límite de tasa de cambio	50
Áreas de responsabilidad (AOR)	16
Viewports por monitor (mínimo)	4
Despliegues (unifilares)	100
Despliegues (tabulares u otros)	200
Tamaño del archivo de alarmas y eventos por día (registro)	500

Tabla 1.7 Dimensionamiento de los equipos del CCO

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Servidores principales (mínimo) incluyendo comunicación con el COES	2
Servidores de sistema de información histórica (HIS)	2
Consolas basadas en estación de trabajo locales - 2 monitores	2
Computadora portátil	2
PCs Existentes de usuarios externos al SCADA simultáneos	5
Impresora láser (blanco y negro)	1
Impresora láser a color A3	1
Red de área local (LAN)	2
Interfaces para CDR y CDS con comunicaciones redundantes	2
Interfaz con LAN corporativa existente con firewall	2
Sistema estándar de tiempo y frecuencia (con sincronización por satélite)	1
UPS	2

### 1.3 ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE CONTROL

La arquitectura del hardware esta formado por un sistema standard robusto, confiable y efectivo. El hardware es totalmente modular. La configuración básica del hardware contiene 4 tipos de nodos Software que residen en los computadores, los cuales son::

#### 1.3.1 Consolas de Operación

El sistema SCADA tiene 2 consolas de operación las cuales contienen un software cliente y provee las funciones de interfaz Hombre – Máquina. Son del tipo Full-Graphic. Adicionalmente tienen el software cliente para las consultas a la base de datos histórica en SQL Server.

También cuenta con el utilitario office que sirve para la generación de reportes que se derivan de las consultas a la base de datos histórica.

Las consolas de operación han sido equipadas con la tarjeta controladora de gráficos NVIDIA QUADRO 400 para permitir la instalación posterior de dos monitores a la consola de operación.



### **1.3.2 Servidores SCADA**

Los dos servidores denominados SCADA 01 y SCADA 02, son los nodos primarios, los cuales proveen los servicios y utilidades requeridas para la función del sistema de tiempo real con su base de datos. Incluye la función de servidor de comunicaciones con los concentradores de datos de subestaciones (CDS) y concentrador de datos regional (CDR). Adicionalmente, controla la comunicación con los centros de control que intercambian información por medio del protocolo ICCP.

La configuración tiene redundancia en los servidores SCADA esto significa que ambos computadores están simultáneamente procesando toda la información en forma paralela pero uno está al mando del proceso y el otro está solo esperando que el primario tenga una falla para asumir el control del proceso. Si se llegare a producir una falla en el computador activado como primario, se produce una conmutación instantánea al segundo computador el cual asume todo el control del proceso.

La única diferencia entre los dos (2) computadores SCADA es que uno de los dos tiene permitido emitir comandos. Cada acción que haga el computador primario es actualizada a través del enlace entre los 2 computadores al secundario. De tal forma, ambos computadores tienen todo el tiempo sus bases de datos actualizadas y sincronizadas. De esta forma se tiene una configuración dual, redundante y hot stand By.

Ambos computadores indistintamente pueden asumir la función de computador de proceso y el otro de computador de respaldo en caliente. Estos computadores también pueden asumir la función de Consolas de Operación cuando el usuario lo determine.

### **1.3.3 Servidor de Base de Datos Histórica y Datawarehouse**

Este nodo provee el almacenamiento de datos históricos de la base de datos en tiempo real y en la base de datos SQL Server para que los datos sean accesibles por los usuarios del sistema.

El servidor responsable de la base de datos histórica cuenta con un sistema de alta seguridad ante la pérdida de datos con discos duros redundantes y en espejo con configuración RAID 1.

#### **1.3.4 Estaciones ICCP**

Los servidores ICCP1 e ICCP2, permiten la conexión del sistema SCADA de HIDRANDINA con el centro de control del COES mediante el protocolo IEC 60870-6- TASE 2.

Estos nodos están integrados a través de dos redes de área local LAN en configuración redundante para conexión vía Wi LAN con el COES. Se utiliza un switch marca CISCO Modelo 2950 con 24 puertos para formar las 2 redes LAN.

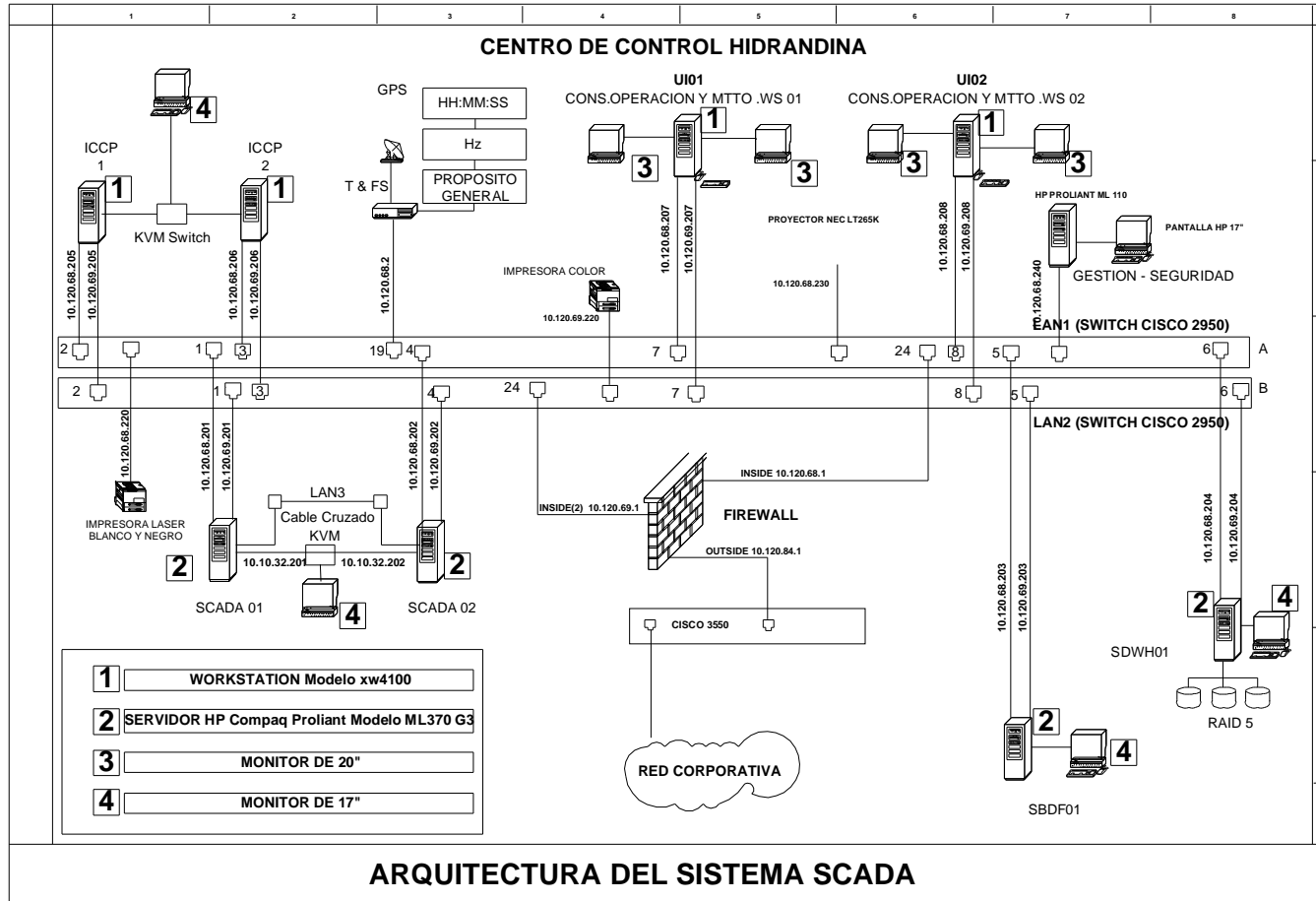
Los 2 servidores para la función de ICCP también tienen una configuración Hot Stand By, donde si falla uno de los servidores ICCP el segundo asume inmediatamente la función de ICCP con el COES.

También la arquitectura del sistema SCADA incorpora a los siguientes equipos:

- Una impresora a color y una impresora blanco y negro, cada una conectada a cada switch de la LAN.
- Dos (2) Firewall Cisco PIX 515E, para conectarse a través de la red IP-VPN con los concentradores de datos de las subestaciones vía protocolo IEC 60870-5-104.
- Un (1) switch corporativo 3550 de 48 puertos para conectar las PCs en el CCO y otros concentradores de datos de las subestaciones.
- Un (1) equipo de medición de tiempo y frecuencia que recibe señales vía satélite marca Truetime, modelo XL-DC-602, el cual displaya 3 despliegues digitales para la presentación de las señales seleccionables.
- Un (1) proyector multimedia marca Epson, modelo Powerlite 9100.

En la figura 1.1 se detalla la arquitectura del sistema SCADA.

Fig. 1.1 Arquitectura del Sistema SCADA



## 1.4 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE

### 1.4.1 La Arquitectura del Software

El ambiente del software que constituye el núcleo del sistema TELEGYR se denomina servidor SCADA Primario. Este servidor provee un ambiente para todos los servicios y aplicaciones que conforman el sistema TELEGYR. Los mayores componentes son:

**a. Sistema Operativo Windows 2000:**

Los dos (2) computadores que trabajan como servidores SCADA contienen el software primario del sistema. El sistema operacional Windows 2000 en estos computadores suministra la mayoría de los servicios requeridos por el Software. Igualmente los computadores para las funciones hombre - maquina, los computadores para el almacenamiento de la información histórica y los computadores ICCP utilizan como sistema operativo el Windows 2000.

**b. Interfaz de Usuario Gráfica MOTIF:**

Motif es la interfaz del usuario gráfico estándar, en ella se define las acciones e imágenes (look and feel) de los despliegues TELEGYR, las formas ScriptCalc y otras utilidades. Este software forma parte del software para las interfaces hombre – máquina y va instalado en las consolas de operación.

**c. Sistema Dinámico de Colas (Dynamic queuing system - DQS)**

El sistema dinámico de colas pasa la información de un proceso al otro y notifica cuantos eventos claves ocurren. Este software va instalado en los servidores SCADA principales.

**d. Base de Datos TELEGYR**

Este es el almacenamiento primario de datos para el sistema TELEGYR. La base de datos del sistema TELEGYR esta preparada para sistemas de tiempo real. La conformación de la base de datos de tiempo real se realiza siempre por medio del Source Data Base Builder (SDB) que permite con interfaces amigables la creación y actualización de los diferentes elementos

de la base de datos de tiempo real. Este servicio SDB también permite la creación y actualización de los criterios de almacenamiento de la base de datos histórica y accesos a Data Warehouse (DWH).

**e. Interfaz para Programas de Aplicación TELEGYR (API)**

Este interfaz es usado para servicios a aplicaciones externas. Estas aplicaciones externas pueden ser nodos externos o productos que comparten capas con los computadores primarios.

**f. Subsistema de Adquisición de Datos y Control (DACS)**

Este es el subsistema SCADA primario. DACS contiene todas las aplicaciones que comunica con las unidades terminales remotas en los diferentes protocolos de comunicación o usan estos datos para funciones relacionadas con la adquisición de datos y control.

**g. Servidor de Comunicaciones con RTU (RTUCS)**

Este provee una extensión de las funciones DACS. Este es el responsable de la comunicación con los equipos de campo tales como RTUs, IEDs, etc. El RTUCS reside en los servidores principales SCADA (Host computers) comunicándose a través de una WAN.

**h. Subsistema de Interfaz del Operador**

Este subsistema contiene todas las aplicaciones que tratan con la presentación de datos y aceptación de comandos del operador. Este incluye la parte de la interfaz del operador que reside dentro del host y la parte que reside en la estación de trabajo externa.

Las consolas del operador representarán en forma dinámica las subestaciones, con medidas y estados de los equipos, los servicios auxiliares, los enclavamientos y los resúmenes de alarmas y eventos, tanto por prioridad como por subestación y áreas de responsabilidad. Los despliegues de enclavamientos contendrán las señales resumen que provienen de las subestaciones. El servicio de la estación de trabajo permite el acceso a los históricos

para consultar lo que con interfaces excel lo lleva al análisis y generación de reportes.

**i. Sistema Operacional de la Consola TELEGYR**

La consola TELEGYR es una estación de trabajo con sistema operativo Windows 2000 Profesional.

**j. TELEGYR ScriptCalc**

Este es el lenguaje encriptado primario para el sistema TELEGYR. Este provee varias funciones, incluyendo la automatización de procesos del sistema, formas para la interfaz del usuario y desarrollo de ambientes para aplicaciones del usuario. Este lenguaje encriptado es usado por la mayoría de usuarios para la automatización del software TELEGYR.

**1.4.2 Sistema Operativo**

El sistema operacional del servidor SCADA (Host) es Microsoft Windows Profesional 2000 Server. Desde su salida al mercado este Sistema Operativo se ha establecido como un sistema excelente para redes multipropósito.

**1.4.3 Estructura de la Base de Datos**

La base de datos maestra del TELEGYR esta compuesta de tablas múltiples y la relación entre las tablas es establecida a través de campos llaves en cada tabla (modelo relacional). La estructura de la base de datos esta diseñada para máxima velocidad y eficiencia.

Esto es logrado a través de 2 principios:

- Minimización del número de tablas (deben estar en la memoria en un momento determinado).
- Minimización del número de procesos para acceder a una tabla determinada.

Las tablas están diseñadas por contextos. Cada contexto puede ser concebido como una base de datos completa del sistema. Teniendo múltiples contextos, la base de datos TELEGYR es equivalente a múltiples bases de datos paralelas. El contexto en tiempo real es la base

de datos primaria que se usa cuando se opera el sistema. Existen otros contextos para estados de archivos del sistema.

#### **1.4.4 Estructura de la Tabla**

Cada tabla en la base de datos está compuesta de registros individuales, y cada registro esta compuesto por entradas individuales. Una entrada puede describir toda la información relativa a un punto de entrada o salida. Cada entrada que puede ser referenciada por un apuntador, tiene un nombre de 12 caracteres. Cada pieza de información direccionable en forma única dentro de una entrada es llamada campo. Cada tipo de campo tiene un nombre de 8 caracteres.

Los siguientes tipos de datos son usados para los campos:

- Integral con signo (2 - 64 bits)
- Integral sin signo (1 - 64 bits)
- Integral codificado (octal, hexadecimal, o decimal)
- Punto flotante ( 1- 127 caracteres)
- String ASCII (1 - 127 caracteres)
- Apuntadores (2 - 12 bytes)

Cada nombre de entrada de 12 caracteres esta definida por el usuario y es única para cada entrada en un registro. El nombre de entrada es referenciado para acceder la correspondiente entrada. Uno de los campos de cada entrada es un nombre largo de 36 caracteres que es usado cuando se refiere a un equipo relacionado para la interfaz del operador.

#### **1.4.5 Acceso a la Base de Datos**

El sistema TG NMS posee un programa para la edición y construcción de la base de datos llamado TG Source Database Builder. Este programa contiene los siguientes iconos:

- Editor y constructor de la base de datos
- Administrador de la base de datos fuente
- Definición del nombre de los servidores
- Base de datos fuente compacta
- Reparación de la base de datos fuente

Cuando se arranca la función "Editor y constructor de la base de datos" se debe hacer una autenticación de la persona que esta accedendo el sistema, entrando el nombre del usuario y una clave (password). Como existen varias bases de datos paralelas, se debe indicar el nombre de la Base de Datos que se quiere acceder. Una vez conectado, se entra a la sección de edición de base de datos.

Si el Login no es aceptado, el sistema presenta una ventana de dialogo indicando las razones de la no autorización al acceso. El sistema TG NMS posee varias medidas de seguridad para prevenir que el sistema sea usado por personal no autorizado o intrusos. Estas medidas incluyen los ambientes operacionales, los modos de operación de las consolas, las áreas de visualización y las áreas de responsabilidad.

El sistema TG NMS usa áreas de visualización como una verificación de si se esta autorizado para ver cualquier display determinado. Cada despliegue tiene hasta 64 áreas de visualización. Además, el sistema suministra hasta 64 áreas de responsabilidad. El TG NMS suministra la flexibilidad de usar áreas de responsabilidad seguras basadas en poke points o puntos individuales.

A cada operador se le pueden asignar hasta 64 áreas de responsabilidad. Un punto determinado de la base de datos es accedido especificando el nombre de su tabla (8 caracteres de longitud), el nombre de su registro (12 caracteres de longitud) y el nombre de su entrada (12 caracteres de longitud). Estos campos juntos forman el nombre Tren. Para un punto de entrada y salida, la tabla define el tipo de punto, sea señal de estado, análogo o acumulador, el registro define el nombre de la remota y la entrada define el nombre del punto.

En el ámbito de usuario el sistema define despliegues de manera tabular y en forma alfabética, tanto para las estaciones o records, como para cada una de las tablas que son análogos, estados y acumuladores. Esta información le permite al usuario determinar fácilmente el valor actual de una de las señales, sus marcas, banderas y limites para el caso de las medidas.



#### **1.4.6 Protocolo ICCP**

El sistema TELEGYR permite por medio del protocolo ICCP, el intercambio de información en forma bidireccional con los diferentes centros de control con los que debe interactuar, en este caso el COES. El ICCP cumple con la norma internacional IEC 60870-6 y con los bloques de conformidad 1 y 2.

El bloque 1, define el intercambio de información en lo respectivo a los cambios de las señales dobles, sencillas o medidas cíclicamente.

El bloque 2, basado en los cambios que se deben registrar en el bloque 1 en forma espontánea, amplía la posibilidad de envío dependiendo del buffer y del concepto de integridad que asegurará la actualización de la información.

Este servicio se ejecuta en tiempo real y esta controlado por el propio sistema de tiempo real. El usuario en todo momento conoce el estado y puede controlar la comunicación con los diferentes centros de control con los que esta intercambiando información vía ICCP.

### **1.5 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS**

#### **1.5.1 Red de Área Local**

En la configuración del sistema distribuido todos los computadores y los otros componentes del hardware están conectados usando una red de área local completamente redundante, inclusive los servidores SCADA tienen una triple redundancia para la actualización de la base de datos de tiempo real. El acceso de un componente a otro lo hace el sistema operativo garantizando permanentemente la comunicación entre todos los componentes.

La capa de la red es Ethernet 100Base-TX, utilizando el protocolo Standard TCP/IP. La velocidad a utilizar es de 100 Mbps.

La transferencia de la información a través de la LAN se hace en respuesta a comandos. La falla de cualquier procesador no afecta la operación del resto de los componentes de la red y de la red como tal.

Las redes de área local son independientes. El software de tiempo real conmuta automáticamente a la LAN disponible, si la LAN en servicio falla. Usando la configuración prevista, el software TG NMS se configura de tal manera que una LAN (LAN1) sea designada como preferencial para la comunicación de la estación de trabajo y el servidor SCADA 2 y la LAN 2 como respaldo, mientras que la LAN 3 se puede configurar como preferencial para la actualización de la base de datos de tiempo real entre los servidores SCADA.

Si fallara cualquiera de las LAN, conmutará automáticamente los pasos de comunicaciones a la LAN disponible sin perder las funciones aunque habrá una reducción en el desempeño mientras se restaura la LAN fallada.

### **1.5.2 Comunicación con el Centro de Control del COES**

La comunicación entre el Centro de Control de HIDRANDINA y el Centro de Control del COES se efectúa mediante el protocolo ICCP en sus bloques de conformidad 1 y 2, según la Norma IEC 60870-6-TASE 2.

El Protocolo ICCP se soporta en el protocolo de redes TCP/IP, lo que exige una infraestructura de telecomunicaciones con una velocidad mínima de 64 kbps. La infraestructura TCP/IP permite comunicar el servidor ICCP del sistema con el servidor ICCP del COES, con elementos como enrutadores o módulos necesarios en el COES y enrutadores o módulos necesarios en el sistema.

### **1.5.3 Integración con el Concentrador de Datos**

La integración del Centro de Control con concentradores de datos de las subestaciones (CDS) y el concentrador de datos regional (CDR) se efectúa mediante el protocolo IEC 60870-5-104 que se soporta en redes TCP/IP tipo WAN. Los concentradores de datos de subestaciones que requieren redundancia en el canal de comunicaciones, se hará por medio de la red telefónica conmutada.

Para la conexión de los canales redundantes se utilizará un enrutador con los puertos seriales requeridos con módems que se conectarán de igual manera a enrutadores ubicados en cada uno de los concentradores de datos de la subestación.

#### **1.5.4 Integración con el Sistema de Comunicaciones**

El sistema de comunicaciones esta basada en la red IP VPN tipo WAN, la cual a través de un enrutador, utilizando el protocolo IEC 60870-5-104 sobre TCP/IP, accede a los concentradores de datos de las Subestaciones: Chimbote II, Chimbote Sur, Trapecio, Santiago de Cao, Cajamarca y Gallito Ciego.

Adicionalmente se hace la comunicación con el CDR de Caraz, el cual a su vez a través de una Red IP VPN accede a los concentradores de datos por medio del protocolo IEC 60870-5-104 a las subestaciones: Carhuaz, Caraz, Pampa y Pallasca; y por fibra óptica al CDs de Huaraz.

A través de Wireless LAN y de un switch 3550 de CISCO se accede al concentrador de datos de la subestación El Porvenir utilizando protocolo IEC 60870-5-104 sobre TCP/IP.

En forma directa desde el switch 3550 se accede al CDS de la Subestación Trujillo Sur. Adicionalmente desde este switch la red corporativa tiene acceso al sistema de información histórica.

### **1.6 PARAMETRIZACIÓN**

#### **1.6.1 Normativas para Edición de Datos**

##### **a. Configuración de Estaciones Remotas**

Los rangos de direcciones nominales asignados en el protocolo IEC 60870-5-104 de las señales de supervisión son:

Tabla 1.8 Rangos de direcciones Nominales IEC para RTUs

Dirección Inicial	Dirección Final	Tipo de Señal
0	99	Comandos
100	999	Indicaciones
1000	1999	Medidas
2000	2999	Señales SOE
3000	3500	Contadores

**b. ENTITY NAME**

Es el nombre de la señal como aparece en la lista de eventos y alarmas en el sistema SCADA. Los Entity Name en la base de datos son en mayúsculas y únicos en la base de datos.

El estándar de estas señales es:

<Nombre subestación> <Nivel de voltaje> kV <Campo> <Elemento topológico> <Tipo protección> <Descripción o información>

Por ejemplo de la forma de componer el "Entity Name", para el interruptor en 60 kV de protección del transformador de potencia de la subestación Cajamarca, será:

CAJAMARCA 60KV TRAF0 3TP6019 INT 3IN6023 ESTADO

**c. TREN**

Es el código interno de la señal en la base de datos.

Ejemplo: Tomando la señal estandarizada en el numeral anterior:

CAJAMARCA 60KV TRAF0 3TP6019 INT 3IN6023 ESTADO

y tomando del Anexo "Tabla de códigos y normalización de informaciones para composición del Tren y del Entity Name", se obtiene el código de la información. En este caso, el código de información para el Tren es 140.

Por lo tanto el Tren quedaría conformado así:

CA28I6023140





En el Anexo B del presente proyecto se muestra la tabla estandarizada para definir el Entity Name y Tren de las señales.

**1.6.2 Normativas para Elaboración de Despliegues**

**a. Simbología de enclavamientos**

A continuación se detalla la simbología usada, para identificar a los enclavamientos.







Fig. 1.2 Simbología de enclavamientos

	AND con alarma		AND con alarma reconocida
	OR con alarma		OR con alarma reconocida

**b. Simbología de equipos de protección y maniobra**

A continuación se detalla la simbología usada, para identificar a los equipos de protección y maniobra en la subestación de potencia.

Fig. 1.3 Simbología de equipos de protección y maniobra

	Interruptor en posición INTERMEDIO con alarma		Seccionador en posición INTERMEDIO con alarma
	Interruptor en posición CERRADO con alarma		Seccionador en posición CERRADO con alarma
	Interruptor en posición ABIERTO con alarma		Seccionador en posición ABIERTO con alarma
	Interruptor CERREADO con alarma reconocida		Seccionador CERREADO con alarma reconocida
	Interruptor ABIERTO con alarma reconocida		Seccionador ABIERTO con alarma reconocida
	Tierra		Transformador

**c. Colores**

Se tienen los siguientes estándares para los colores de las gráficas.

Tabla 1.9 Estándares de colores para gráficos

<b>ELEMENTO</b>	<b>COLOR</b>
Fondo de gráficas	Negro
Nivel de 230 kV	Verde
Nivel de 138 kV	Morado
Nivel de 66 kV	Violeta
Nivel de 34.5 kV	Naranja
Nivel de 13.8kV	Verde
Desenergizado	Blanco
Aterrizado	Amarillo
Indefinido	Rojo
Nombre estación (Overview)	Azul
Nombre estación (Station)	Blanco
Nombre de las líneas	Blanco
Nombre de los dispositivos	Blanco
Medidas nunca actualizadas	Naranja
Medidas Actualizadas manual	Azul
Medidas actualizadas desde RTU	Verde
Medidas en alarma	Rojo

## **CAPITULO II**

### **SISTEMA ELÉCTRICO DE HIDRANDINA**

#### **2.1 INTRODUCCIÓN**

El sistema eléctrico comprende las líneas de transmisión, subestaciones de potencia, pequeña centrales de generación e instalaciones primarias de media y baja tensión, cuya operación esta a cargo del centro de control de operaciones. El área de concesión de HIDRANDINA es relativamente extensa considerando que se trata de una empresa de distribución eléctrica. El sistema eléctrico esta interconectado al SEIN en el Área Norte del país y administra pequeños sistemas eléctricos aislados en las zonas andinas de los departamentos de Ancash y La Libertad.

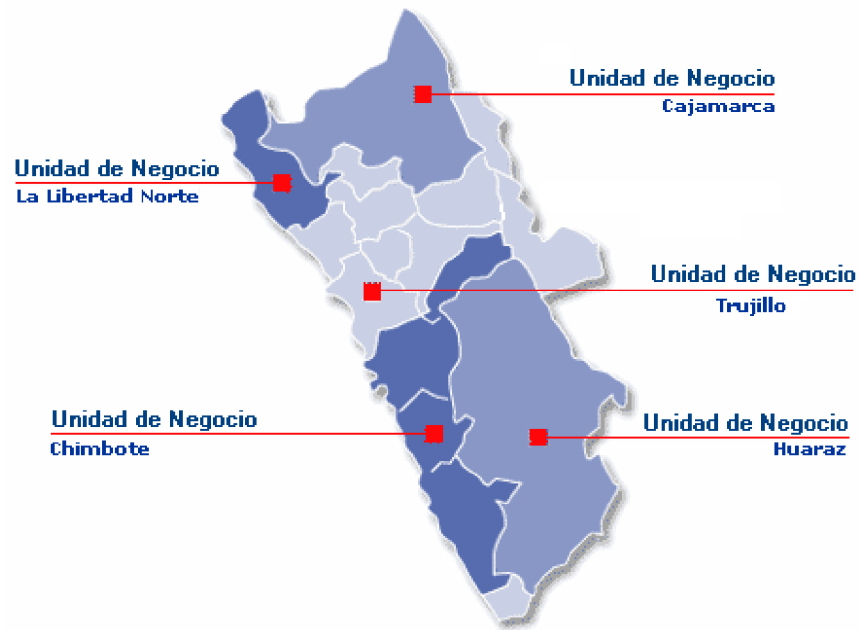
La optima operación del sistema eléctrico, es uno de los objetivos de esta empresa, por ello encargan a un conjunto de profesionales especializados en sistemas eléctricos de potencia dicha conducción, dotando de todas las herramientas necesarias para cumplir tal fin.

En este capitulo describiremos el sistema eléctrico y su arquitectura de operación antes y después del sistema SCADA, y a la subestación Trujillo Sur como uno de los principales centros de transformación.

#### **2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

HIDRANDINA tiene un área de concesión de 897 km<sup>2</sup>, abarca a los departamentos de Ancash, La Libertad y Cajamarca, suministrando energía eléctrica a más de 400 mil clientes. Esta dividido geográficamente en cinco Unidades de Negocios, los cuales son: Trujillo, La Libertad Norte, Chimbote, Huaraz y Cajamarca. En la figura 2.1 se puede apreciar el área geográfica de HIDRANDINA con sus respectivas unidades de negocio.

Fig. 2.1 Área geográfica de HIDRANDINA



### 2.2.1 Infraestructura Eléctrica

#### a. Las centrales de generación

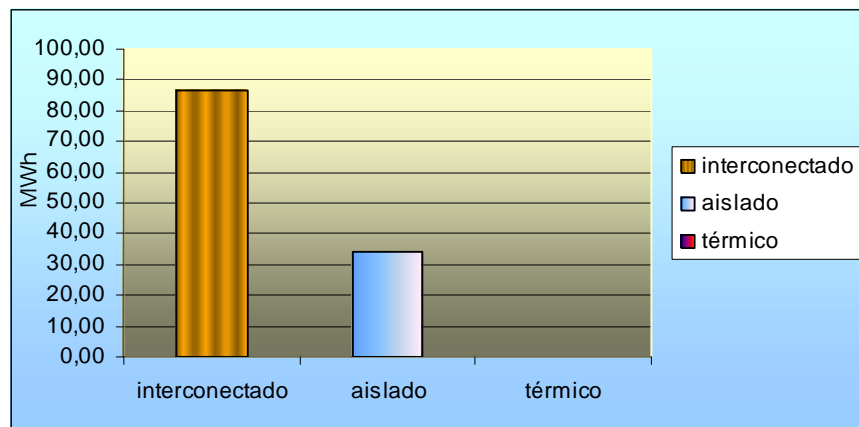
La potencia instalada de los centros de generación es 18.18 MVA, de los cuales 14.38 MVA (79 %) corresponde a generación de tipo hidráulica y 3.80 MVA (21%) del tipo térmica. Las centrales están ubicadas en su mayor parte en las unidades de negocio de Cajamarca y Huaraz. También se cuenta con una central eólica ubicado en el puerto de Malabrigo cuya capacidad de generación es de 250 kVA.



Tabla 2.1 Resumen de producción de energía diaria del 09.07.07

Generación	Máxima Demanda Coincidente (MW)	Producción (MWh)
Interconectado	4.29	86.53
Aislado	2.91	34.38
Térmico	0.04	0.21
Total	7.25	121.12

Fig. 2.2 Resumen gráfico de producción de energía diaria del 09.07.07



#### b. Las líneas de transmisión

La transmisión se realiza en los niveles de tensión de 138 KV; 66 kV; 60 KV; 34.5 KV y 33 kV. Los puntos de interconexión con el SEIN se efectúan en las siguientes subestación de potencia:

- SE Trujillo Norte: Líneas 138 kV L-1117, L-1115 y L-1118.
- SE Chimbote 01: Líneas 138 kV L-1111, L-1106, L-1107 y L-1108.
- SET Huallanca: Líneas 66 kV L-6682 y L-6678.
- SET Paramonga Nueva: Línea 66 kV L-6655.
- SET Guadalupe: Líneas 60 kV L-6653, L-6646 y L-6656.

**c. Los centros de transformación**

La máxima demanda de HIDRANDINA es de 249.35 MW, ocurrido en el mes de Junio del 2007. Los centros de transformación conectan a 172 alimentadores de media tensión; 7,005 subestaciones de distribución; 7,463 Km. de red de media tensión y 7,106 Km. de red de baja tensión.

En las Tablas 2.2 y 2.3 se muestran los centros de transformación y las líneas de transmisión de HIDRANDINA respectivamente.

Tabla 2.2 Centros de Transformación de HIDRANDINA

Centros de Transformación	Relación de Transformación (kV)	Capacidad Instalada (MVA)	Propiedad
TRUJILLO SUR	138/10 kV	30	HIDRANDINA
	138/60/10.7 kV	50/20/30	HIDRANDINA
	138/10 kV	24	HIDRANDINA
TRUJILLO NORTE	138/10kV	23	REP S.A.
PORVENIR	138/10kV	20	HIDRANDINA
	10/22.9kV	3	HIDRANDINA
SALAVERRY 01	10/10/33KV	6/6/3	HIDRANDINA
SALAVERRY 02	33/10kV	3	HIDRANDINA
MOCHE	33/10kV	3	HIDRANDINA
MOTIL	138/33/7.2kV	12/12/4.2	HIDRANDINA
LA FLORIDA	33/13.2	1.25	HIDRANDINA
OTUZCO	33/13.2kV	2	HIDRANDINA
CHARAT	33/13.2kV	5	HIDRANDINA
QUIRUVILCA	33/10	0.8	ADINELSA
SANTIAGO DE CAO	138/34.5/13.8kV	30/30/18	HIDRANDINA
CASAGRANDE 01	34.5/10kV	2	HIDRANDINA
CASAGRANDE 02	34.5/13.8kV	7	HIDRANDINA
PAIJAN	34.5/10kV	4	HIDRANDINA
MALABRIGO	34.5/10.5kV	8	HIDRANDINA
PACASMAYO	60/10kV	5	HIDRANDINA
GUADALUPE 01	10/34.5kV	10	HIDRANDINA
GUADALUPE 02	34.5/10kV	10	HIDRANDINA
TEMLADERA	60/13.2/2.4kV	3/1.5/1.5	CEMENTOS NORTE
CHILETE	60/22.9/10kV	7/7/2	HIDRANDINA
CAJAMARCA	60/10kV	15	HIDRANDINA
SAN MARCOS	60/22.9/10kV	3/3/1.5	HIDRANDINA
CAJABAMBA	60/22.9/10kV	7/7/2	HIDRANDINA
CHIMBOTE 02	138/13.8kV	3x15	HIDRANDINA
	138/13.8kV	3x15	HIDRANDINA
CHIMBOTE NORTE	138/13.8kV	21	HIDRANDINA
CHIMBOTE SUR	138/66/13.8kV	24/14/10	HIDRANDINA
TRAPECIO	138/13.8/6.3kV	30/30/10	HIDRANDINA
SANTA	138/13.8kV	25	HIDRANDINA
NEPEÑA	138/13.8kV	5	HIDRANDINA
SAN JACINTO	138/13.8kV	5	HIDRANDINA
CASMA	138/10kV	10	HIDRANDINA
	10/22.9kV	2	HIDRANDINA
HUARMEY	66/22.9/10kV	10/4/7	HIDRANDINA
PALLASCA	66/22.9/10kV	7/7/2	HIDRANDINA
HUARAZ	66/13.8kV	18	HIDRANDINA
CARAZ	66/13.8kV	5	HIDRANDINA
CARHUAZ	66/13.8kV	2.5	HIDRANDINA
TICAPAMPA	66/13.8kV	5	HIDRANDINA
LA PAMPA	66/13.2kV	3	HIDRANDINA
VIRU 02	34.5/10kV	5	CHAVIMOCHIC
VIRU 01	10/34.5kV	5	HIDRANDINA
CELENDIN	60/22.9kV	7	HIDRANDINA
SIHUAS	13/60/22.9kV	8/5/4	HIDRANDINA
TAYABAMBA	138/22.9/6.9kV	7/7/2.5	HIDRANDINA
POMABAMBA	60/22.9kV	5	HIDRANDINA

Tabla 2.3 Líneas de transmisión de HIDRANDINA

Código de Línea	Tensión (kV)	Puntos de Enlace		Longitud (km)	Propiedad
		Barra Inicio	Barra Final		
L-1117	138	TRUJILLO NORTE	PORVENIR	11,85	HIDRANDINA
L-1128	138	PORVENIR	TRUJILLO SUR	5,80	HIDRANDINA
L-1118	138	TRUJILLO NORTE	SANTIAGO DE CAO	27,45	HIDRANDINA
L-1115	138	TRUJILLO NORTE	MOTIL	67,48	HIDRANDINA
L-1108	138	CHIMBOTE 1	CHIMBOTE NORTE	6,50	HIDRANDINA
L-1111	138	CHIMBOTE 1	CHIMBOTE SUR	13,80	HIDRANDINA
L-1116	138	CHIMBOTE 2	SANTA	7,47	HIDRANDINA
L-1112	138	CHIMBOTE SUR	NEPEÑA	17,45	HIDRANDINA
L-1129	138	CHIMBOTE SUR	TRAPECIO	7,00	HIDRANDINA
L-1113	138	NEPEÑA	CASMA	31,60	HIDRANDINA
L-1114	138	NEPEÑA	SAN JACINTO	22,42	HIDRANDINA
L-1132	138	HUALLANCA	SIHUAS	51,83	HIDRANDINA
L-1133	138	SIHUAS	TAYABAMBA	53,59	HIDRANDINA
L-1134	138	TAYABAMBA	LLACUABAMBA	31,61	MIN HORIZ/MARSA
L-6655	66	PARAMONGA	09 DE OCTUBRE	80,80	HIDRANDINA
L-6671	66	09 DE OCTUBRE	HUARMEY	4,20	HIDRANDINA
L-6682	66	HUALLANCA	LA PAMPA	22,6	HIDRANDINA
L-6683	66	LA PAMPA	PALLASCA	57,3	HIDRANDINA
L-6678	66	HUALLANCA	CARAZ	29,1	HIDRANDINA
L-6679	66	CARAZ	CARHUAZ	32,4	HIDRANDINA
L-6680	66	CARHUAZ	HUARAZ	29,2	HIDRANDINA
L-6684	66	CARAZ	HUARAZ	62,0	HIDRANDINA
L-6681	66	HUARAZ	TICAPAMPA	30,0	HIDRANDINA
L-6653	60	GUADALUPE	PACASMAYO	18,12	HIDRANDINA
L-6646 / L-6656	60	GUADALUPE	GALLITO CIEGO	30,44	HIDRANDINA
L-6042	60	GALLITO CIEGO	TEMBLADERA	16,68	HIDRANDINA
L-6043	60	TEMBLADERA	CHILETE	39,36	HIDRANDINA
L-6044	60	CHILETE	CAJAMARCA	38,41	HIDRANDINA
L-6045	60	GALLITO CIEGO	CAJAMARCA	94,20	HIDRANDINA
L-6046	60	CAJAMARCA	CAJAMARCA NORTE	24,50	HIDRANDINA
L-6049	60	CAJAMARCA	CELENDIN	59,45	HIDRANDINA
L-6047	60	CAJAMARCA	SAN MARCOS	45,37	HIDRANDINA
L-6048	60	SAN MARCOS	CAJABAMBA	33,45	HIDRANDINA
L-6050	60	CAJABAMBA	MORENA	49,30	MIN PODEROSA
L-6689	60	SIHUAS	POMABAMBA	35,15	HIDRANDINA
L-6696	34,5	TRUJILLO SUR	VIRU 34.5	46,76	HIDRANDINA
L-3340/L-3341	34,5	SANTIAGO DE CAO	CASAGRANDE 1	24,90	HIDRANDINA
L-3345	34,5	SANTIAGO DE CAO	MALABRIGO	41,36	HIDRANDINA
L-3343	34,5	CASAGRANDE 1	CASAGRANDE 2	6,55	HIDRANDINA
L-3342	34,5	CASAGRANDE 1	PAIJAN	13,58	HIDRANDINA
L-3344	34,5	PAIJAN	MALABRIGO	17,75	HIDRANDINA
L-3350	34,5	GUADALUPE 1	GUADALUPE 2	8,08	HIDRANDINA
L-3330	33	SALAVERRY 1	S.E. MOCHE	6,11	HIDRANDINA
L-3360	33	MOTIL	FLORIDA	4,95	HIDRANDINA
L-3363	33	MOTIL	SHOREY	22,00	MIN PASSAC
L-3361	33	FLORIDA	OTUZCO	10,05	HIDRANDINA
L-3362	33	OTUZCO	CHARAT	20,90	HIDRANDINA

### **2.2.2 Puntos de Compra de Potencia y Energía**

El principal suministrador de energía eléctrica es ELECTROPERU, cuyo punto de compra se efectúa en las subestaciones de Guadalupe 60 y 10 kV; Huallanca 66 y 13.8 kV y Chimbote 138 kV.

También se compra energía eléctrica a las empresas generadoras: EGASA, ENERSUR, EEPSA, CAHUA, EGENOR, DUKE ENERGY, EDEGEL, SAN GABAN, TERMOSELVA, ELECTROANDES, MINERA CORONA Y SANTA ROSA, cuyos puntos de compra se efectúa en las subestaciones de Trujillo Norte 220 kV; Paramonga Nueva 220 kV; Chimbote 220 kV y Huallanca 138 kV.

## **2.3 OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO SIN EL SCADA**

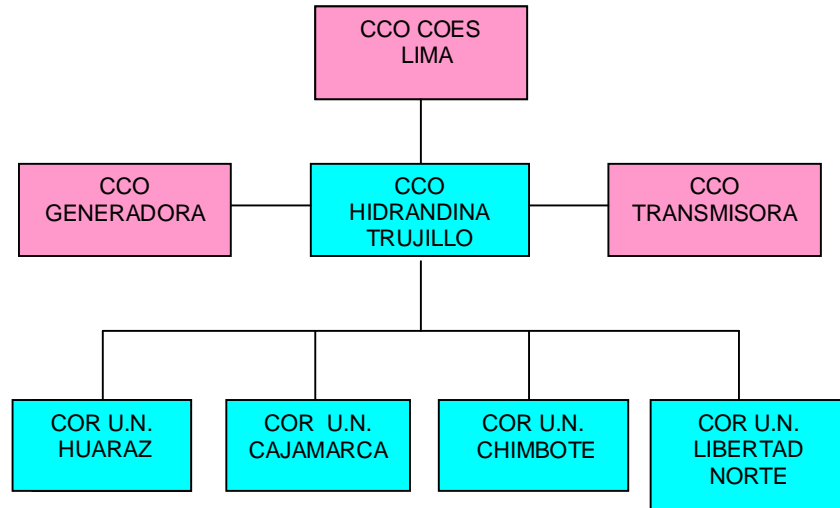
La operación del sistema eléctrico es el manejo dinámico y eficiente de las instalaciones eléctricas en servicio y en estado operativo, de tal modo que garanticen la continuidad y la calidad del servicio eléctrico, hacia los puntos de consumo o venta. Dicha conducción es de responsabilidad del Centro de Control de Operaciones.

### **2.3.1 Operación antes de la Implementación del Sistema SCADA**

La operación del sistema eléctrico lo dirige el CCO, quien coordina directamente con los COR de las Unidades de Negocio. Cada COR es el responsable de la operación de su sistema de Distribución. A su vez el CCO coordina con el Centro de Control del COES y los centros de control de las empresas de transmisión y generación la operación del sistema eléctrico en los puntos de frontera de HIDRANDINA.

En la Figura 2.3 se muestra la arquitectura de la operación del sistema eléctrico de HIDRANDINA antes de la implementación del sistema SCADA.

Fig. 2.3 Operación del sistema eléctrico antes del SCADA



### 2.3.2 El CCO antes de la Implementación del Sistema SCADA

El Centro de Control estaba formado por un ingeniero supervisor y cuatro (04) operadores técnicos. La operación se dirigía desde el tablero de control de la subestación Trujillo Sur. Los operadores hacían turnos de 8 horas diarias. El supervisor de operaciones laboraba en horario de oficina de lunes a sábado, razón por la cual muchas de las decisiones ante alguna perturbación que ocurriera en horario fuera de oficina las ejecutaba el propio personal técnico de turno.

Se usaba la radio como medio de comunicación con las subestaciones de Motil, Tayabamba, Otuzco, Florida, Santiago de Cao y Casagrande 01, Paijan y con el personal de técnico de emergencia de Trujillo. Para comunicarse con los CORs de las unidades de negocio y el COES se usa la línea telefónica, solo se contaba con un número telefónico.

## 2.4 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SCADA PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

### 2.4.1 Subestaciones Supervisados por el Sistema SCADA

A requerimiento del COES y en cumplimiento a la NTOTRSI, se incluye a las subestaciones de Trujillo Sur, Cajamarca, Gallito Ciego y Chimbote 02 la implementación del sistema SCADA. Así mismo el proyecto de Implementación del Sistema SCADA en las Empresa de Distribución del Grupo Distribución, incorpora a otras nueve (09) subestaciones de potencia para HIDRANDINA.

A continuación se detallan los criterios de selección para incorporar a estas nueve (09) subestaciones de potencia:

- Subestaciones frontera con generadores y/o transmisores.
- Subestaciones que atienden una demanda mayor a 2.5 MW y/o poblaciones importantes.
- Subestaciones con equipamiento moderno y tecnología adecuada para la implementación del sistema SCADA.

Tabla 2.4 Subestaciones supervisados por el sistema SCADA

<b>Incorporados por HIDRANDINA</b>	<b>Requerido por el COES</b>
Chimbote Sur	Chimbote 02
Trapezio	Gallito Ciego
Porvenir	Cajamarca
Santiago de Cao	Trujillo Sur
Caraz	
Carhuaz	
Huaraz	
La Pampa	
Pallasca	

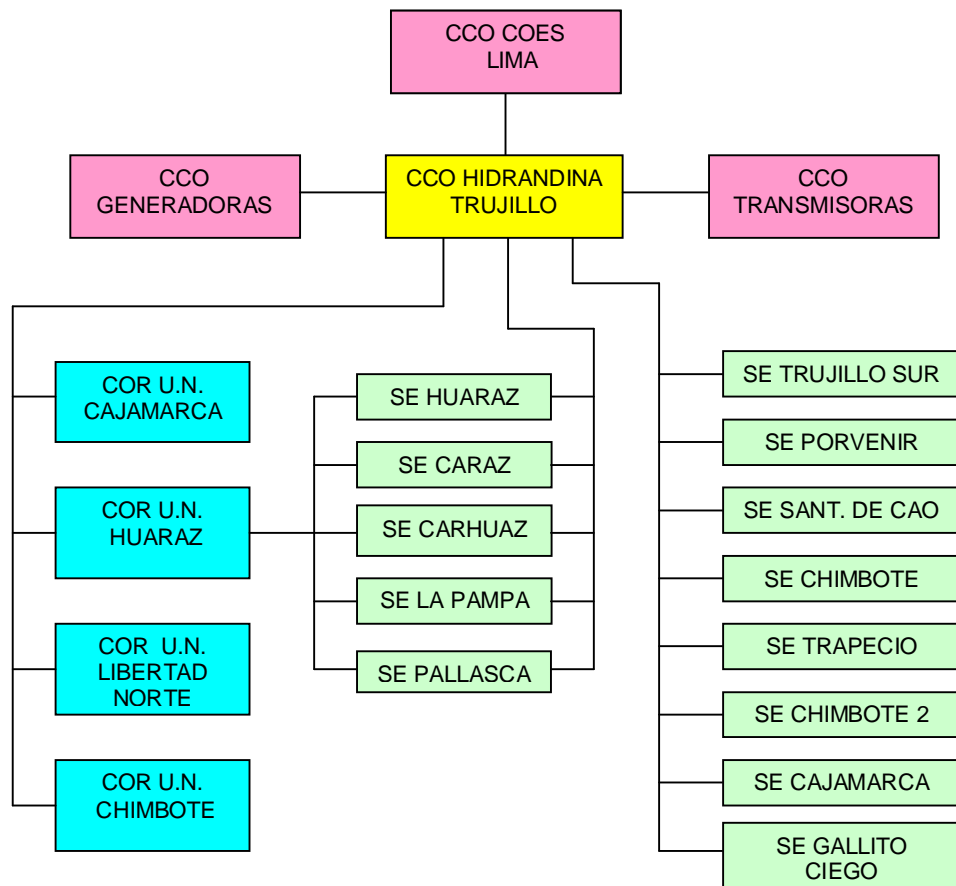
### 2.4.2 Operación con la Implementación del Sistema SCADA

La nueva arquitectura de operación en el Centro de Control de Operaciones con el sistema SCADA, permite mejorar el performance de la operación y gestión del sistema eléctrico disponiendo de la información en tiempo real confiable y seguro.

El sistema SCADA también incorpora un Concentrador de Datos Regional (CDR) en la Subestación Caraz, mediante el cual se permite el control de las subestaciones: Caraz, Huaraz, Carhuaz, La Pampa y Pallasca, por esta razón el COR de la Unidad de Negocios Huaraz con sede en dicha ciudad se traslada a la Subestación Caraz. El control en el subsistema CDR se ejecuta desde el sistema SCADA instalado en la ciudad de Trujillo.

En la Figura 2.4 se detalla la nueva arquitectura de operación del sistema eléctrico con la Implementación del SCADA.

Fig. 2.4 Operación del sistema eléctrico después del SCADA





Es necesario aclarar que el control y supervisión de la Subestación Gallito Ciego es sobre los módulos de las líneas 60 kV L-6646/L-6656 y L-6042/L-6045

### **2.4.3 Principales Ventajas del Sistema SCADA**

A continuación se detalla las principales ventajas del sistema SCADA en la operación del sistema eléctrico.

- Independencia y autonomía del control de la operación y gestión de los propios sistemas eléctricos.
- Optimización en el uso de los recursos existentes.
- Ayuda a mejorar la performance de operación y gestión de los sistemas eléctricos disponiendo de información en tiempo real, confiable y seguro.
- Posee un sistema histórico de datos.
- Posee un sistema de comunicación con los Centros de Control de las empresas integrantes del SEIN a través de protocolo ICCC, mediante el cual se cumple con los requerimientos del COES, en concordancia con la NTOTRSI.
- Posee arquitectura abierta, permitiendo la incorporación e integración de nuevas tecnologías, de tal manera que sea fácilmente actualizable.
- El sistema reporta las alarmas, perturbaciones ó eventos y ejecuta telecomandos.
- Permite el ingreso de nuevas señales a la base de datos, cuando se requiere incorporar o retirar nuevos equipos de la subestación de potencia.
- Maneja aplicativos como: Tendencias y manejo de datos históricos, reporte de pérdidas de energía, reporte de perturbaciones, entre otros.

### **2.4.4 El CCO después de la Implementación del Sistema SCADA**

El CCO se forma por un conjunto de recursos humanos especializados, que supervisan, controlan y dirigen la operación del sistema eléctrico en sus etapas de generación, transmisión y distribución, y efectúan las coordinaciones con los Centros de control de Operación de terceros en la operación del sistema. De esta manera la operación es dirigida por

cuatro (04) ingenieros supervisores con el apoyo de (04) operadores técnicos, en turnos de 8 horas diarias.

Se construye un moderno centro de control dentro las instalaciones de la subestación Trujillo Sur, con ambientes para la sala de UPs, sala de servidores, sala de estaciones de trabajo, sala de reuniones de coordinación, sala para la jefatura del CCO, además de un ambiente para una cocineta.

Para garantizar una adecuada coordinación con los centros de control de las empresas integrantes del SEIN y el COES se amplían las líneas telefónicas del CCO hasta cuatro (04) números nuevos. Para las coordinaciones con los CORs de las unidades de negocio, principales subestaciones de potencia, personal supervisor de las unidades de mantenimiento y emergencia Trujillo, se incorpora el servicio de telefonía celular móvil a través de sistema RPM de TELEFONICA DEL PERU. Se amplia el alcance de comunicación por radio llegando a comunicarnos también con las subestaciones de Guadalupe, Pacasmayo, Malabrigo, Casagrande 02 y Charat. También se instala un sistema de grabación de voz, para las coordinaciones con los centros de control de las empresas del SEIN y el COES.

Se aprovecha la plataforma de comunicaciones del SCADA para comunicarnos vía ethernet con los relees de las trece (13) subestaciones automatizadas, permitiendo así acceder a los reportes de los eventos, reportes de fallas y oscilogramas para el análisis en tiempo real ante cualquier perturbación.

A continuación se detallan las principales funciones del CCO:

- a. Es el responsable de la operación del sistema eléctrico.
- b. Vela por la correcta operación del sistema, cuidando que los diversos parámetros eléctricos (frecuencia, tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, etc.) se encuentren dentro de los niveles que establece la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

- c. Dirige las operaciones de normalización del servicio, cuando existan condiciones de falla en el sistema, manteniendo siempre la coordinación con las áreas correspondientes y la supervisión de ellas, pudiendo ordenar los cambios de alimentación que estime conveniente.
- d. Supervisa y controla el flujo de potencia transmitida teniendo presente la economía de la explotación y la seguridad del servicio.
- e. Analiza y ejecuta las operaciones programadas o forzadas a través de controles a distancia u operadores en todos los equipos a su cargo.
- f. Otorga los permisos de intervención que corresponda según el tipo de trabajo a realizar, asimismo, registra la cancelación del permiso de trabajo.
- g. Emite los informes de operación del sistema eléctrico diariamente.
- h. Emite los informes preliminares y finales de falla al COES dentro los plazos previstos por la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI)
- i. Coordina y elabora los programas de mantenimiento de mediano plazo (programa anual y mensual) y corto plazo (programa semanal y diario). El CCO participa en el comité de trabajo para la elaboración de los programas de mantenimiento mensual y anual del SEIN.
- j. Toma todas las medidas correctivas, basadas en instrucciones, que le permitan corregir las anomalías detectadas en los parámetros, condiciones del sistema y equipos a su cargo, pudiendo incluso ordenar operaciones que impliquen interrumpir el suministro de energía. En caso de no contar con instrucciones precisas deberá solicitar a la jefatura de Unidad de Control de Operaciones autorización para efectuar maniobras que considere necesario.
- k. Tiene bajo su responsabilidad todas las operaciones que tengan relación con el "Esquema de Rechazo de Carga por mínima Frecuencia".
- l. En las interrupciones totales o parciales de servicio, define los procedimientos a seguir para la normalización del mismo.

- m. Tiene autoridad, en casos de emergencia, para suspender, modificar y/o calificar prioridades de los trabajos a ejecutarse en los equipos a su cargo, si las circunstancias así lo requieran.
- n. Vela por el cumplimiento del RSSTAE y de las directivas internas relacionadas con la seguridad e higiene ocupacional.
- o. Reporta los incidentes y accidentes que ocurran durante el desempeño de su labor y dan cumplimiento al flujograma de reporte de accidentes.

## **2.5 DESCRIPCIÓN Y OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR**

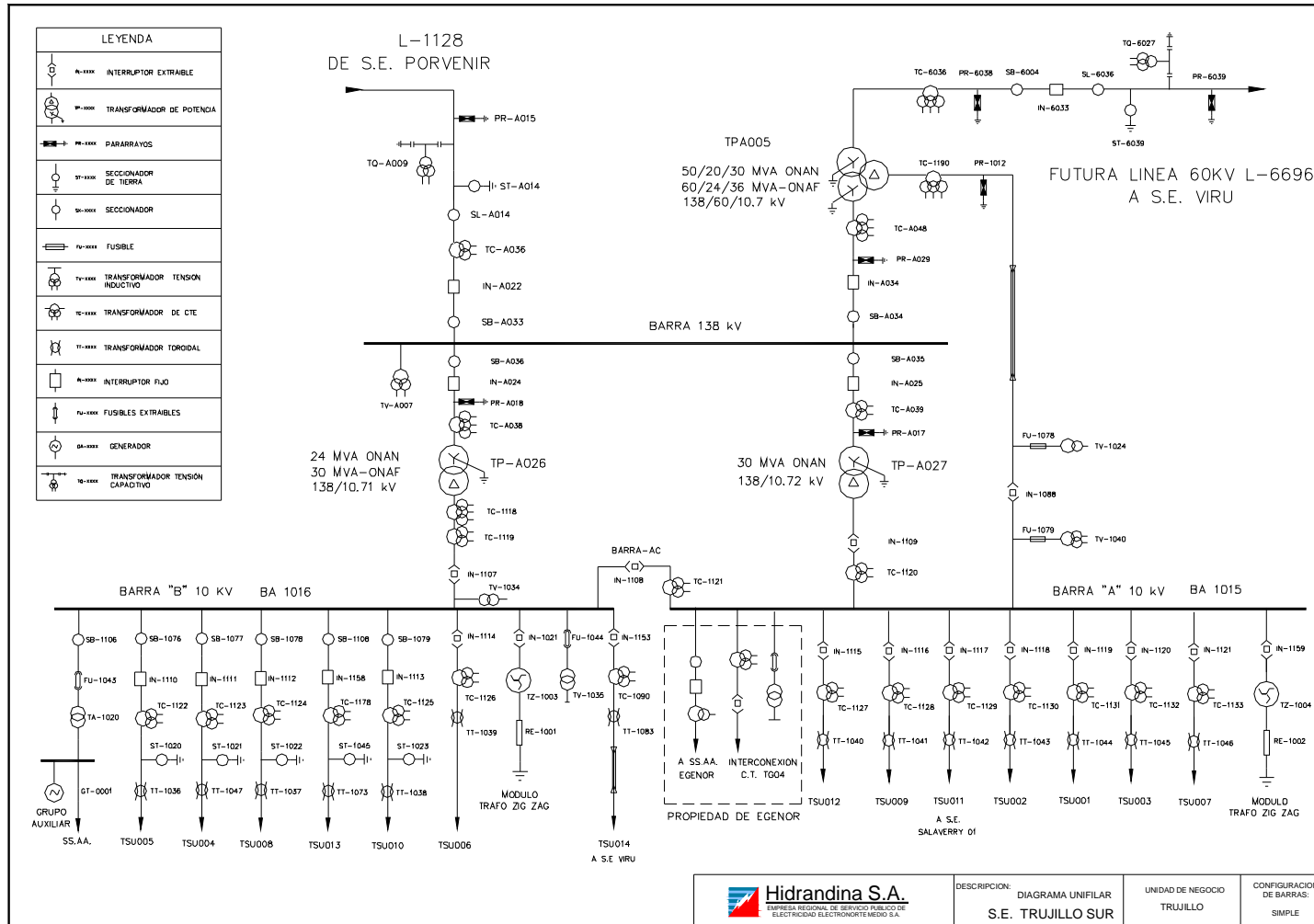
La subestación Trujillo Sur esta ubicado en la ciudad de Trujillo, departamento La Libertad. Por su ubicación geográfica y potencia de entrega es considerado como la subestación más importante de HIDRANDINA. El área de influencia abarca a los distritos de la Trujillo, Víctor Larco y Moche, los cuales pertenecen a la provincia de Trujillo.

La subestación Trujillo Sur opera interconectado con el SEIN a través de la línea de transmisión 138 kV L-1128 (Porvenir – Trujillo Sur) para atender una demanda máxima de 55 MW en horario de punta y 25 MW de mínima demanda en horario fuera de punta. La cantidad de clientes (libres y contratados) que se alimentan desde la Subestación Trujillo Sur, es de 68,888 usuarios.

En casos de contingencia por perturbaciones en el SEIN opera aisladamente conectándose con el Grupo TG04 de la Central Térmica de Trujillo, del cual es propietaria la empresa Duke Energy. La capacidad de atención de manera aislada es 18 MW por cual hay que restringir carga para estos casos especiales.

La Subestación Trujillo Sur también se interconecta con las subestaciones de Viru y Moche, a través de las líneas de transmisión 34.5 kV L-6669 y 33 kV L-3330 respectivamente. La elevación del nivel de la tensión de 10 a 34.5 y 33 kV se efectúa mediante transformadores elevadores que salen de los Alimentadores de Media Tensión TS-14 y TS-11 respectivamente.

Figura 2.5 Diagrama unifilar de la Subestación Trujillo Sur



<p><b>Hidrandina S.A.</b> EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD ELECTRONORTE MEDIO S.A.</p>	<p>DESCRIPCION: DIAGRAMA UNIFILAR S.E. TRUJILLO SUR</p>	<p>UNIDAD DE NEGOCIO TRUJILLO</p>	<p>CONFIGURACION DE BARRAS: SIMPLE</p>
--	---	---------------------------------------	--

La distribución en media tensión se efectúa a través de 12 radiales en 10 kV que salen de las Barras “A” y “B” de la subestación Trujillo Sur, estas barras operan normalmente independientes con el interruptor de acoplamiento aperturado. Los Alimentadores de Media Tensión se enlazan entre si y se anillan con los AMTs de las subestaciones de Trujillo Norte y Porvenir en casos de contingencias. El área de influencia de estos AMTs abarca a los distritos de Trujillo, Víctor Larco y parte de Moche. En la Tabla 2.5 se detallan las características de los AMTs de la Subestación Trujillo Sur.

Tabla 2.5 Características de los AMTs de la SE Trujillo Sur

AMTs	Maxima Demanda (MW)	Minima Demanda (MW)	N° SEDs	Kilometros de Red BT			Kilometros de Red MT		
				Red Aerea	Red Subterranea	Total	Red Aerea	Red Subterranea	Total
TSU001	4.2	1.4	32	11.2	20.2	31.3	2.2	5.1	7.3
TSU002	3.1	1.1	25	8.8	30.9	39.7	0.8	7.5	8.3
TSU003	4.0	1.5	33	27.6	29.9	57.5	6.8	4.9	11.7
TSU004	4.7	1.2	56	29.6	54.6	84.2	11.7	6.4	18.1
TSU005	3.2	1.4	57	58.8	34.7	93.5	14.2	3.2	17.4
TSU006	4.7	1.5	60	30.7	32.0	62.7	9.8	6.7	16.5
TSU007	6.7	2.9	66	36.5	50.2	86.7	7.2	12.2	19.4
TSU008	3.5	1.2	32	23.7	15.6	39.4	2.0	10.8	12.8
TSU009	2.9	1.5	57	25.8	34.1	59.8	12.1	5.1	17.2
TSU010	3.6	1.4	38	7.2	54.8	62.0	6.3	5.6	11.9
TSU011	3.7	2.4	8	0.0	0.0	0.0	17.1	0.1	17.2
TSU012	5.0	3.7	70	28.8	1.4	30.2	17.8	1.2	19.0
TSU013	2.6	1.1	60	32.3	34.8	67.1	12.4	3.7	16.1
TSU014	4.8	1.3	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
<b>Total</b>			<b>594</b>	<b>321.0</b>	<b>393.2</b>	<b>714.1</b>	<b>120.4</b>	<b>72.6</b>	<b>193.0</b>

## 2.6 INCORPORACIÓN DE LA BAHÍA 138/60/10.7 KV EN LA SUBESTACION TRUJILLO SUR

La subestación Trujillo Sur, ha estado operando con dos transformadores de potencia trifásicos de 30 y 25 MVA en 138/10 kV, que alimentan independientemente a los sistemas de barras “A” y “B” de 10 kV; siendo el transformador de la barra “A” (marca Bruce Peebles), el más antiguo, con 35 años de operación, con avería en su conmutador bajo carga, por lo cual opera en una posición fija sin regulación.

El crecimiento de la demanda en el sistema eléctrico de Trujillo a efectos de la expansión urbana, crecimiento del comercio y aparición de pequeñas industrias, y

ante la necesidad de garantizar la potencia instalada debido a que el transformador Bruce Peebles ya cumplió su periodo de vida útil, se vio por conveniente ampliar el patio de llaves de la subestación Trujillo Sur con un modulo de transformación para la instalación del nuevo transformador de potencia trifásico de 50/20/30 MVA (ONAN) – 60/24/36 MVA (ONAF), 138/60/10.7 kV.

Con la incorporación de la nueva bahía de transformación, la potencia instalada de la Subestación Trujillo Sur es de 105 MVA, a través de 03 de transformadores reductores de potencia 138/10 kV: Trafo N° 01 (30 MVA); Trafo N° 02 (25 MVA) y Trafo N° 03 (50 MVA). La operación se efectuará con dos transformadores de potencia, quedando el transformador Bruce Peebles de reserva para entrar en servicio en estado de contingencia.

### 2.6.1 Características del Nuevo Transformador ABB 50/20/30 MVA

Tabla 2.6 Características técnicas del transformador 50/20/30 MVA

Designación	<b>T3</b>
Marca	ABB
Potencia (MVA)	
ONAN (AT/MT/BT)	50/20/30
ONAF (AT/MT/BT)	60/24/36
Tensión en vacío (voltios)	
AT	138000
MT	60000
BT	10700
Fases	
AT	3
MT	3
BT	3
Grupo de conexión	YNynd11
Impedancia	
AT/BT - 30 MVA	7,80%
AT/MT - 20 MVA	3,30%
MT/BT - 20 MVA	1,50%
Taps	
	138 + 10x1.0% kV
	138 - 22x1.0% kV
Relación	
Máxima	151.8/60/10.7 kV
Nominal	138/60/10.7 kV
Mínima	107.64/60/10.7 kV

## 2.6.2 Relación de los principales Equipos de la Nueva Bahía

### a. Interruptor de Potencia 145 kV (patio de llaves)

El Interruptor de potencia es de funcionamiento tripolar, para instalación a intemperie, con una cámara de extinción de arco en hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>), con mando por resortes y con mecanismo apropiado para accionamiento local y remoto. El interruptor, está diseñado de acuerdo con lo indicado en la norma IEC 56 de última revisión.

### b. Seccionador de Barra 145 kV (Patio de llaves)

El seccionador de barra es de funcionamiento tripolar para instalación a intemperie, del tipo doble apertura, con mando a motor y/o manual, preparados de tal manera que permite su accionamiento local y remoto. Tiene además, un dispositivo de bloqueo de cierre o apertura, según la posición del interruptor asociado a cada seccionador. El Seccionador, está diseñado de acuerdo con lo indicado en la norma IEC 129 de última revisión.

### c. Pararrayos 150 kV (Patio de Llaves)

Los pararrayos son de óxido de zinc de tipo subestación, para instalación a intemperie, y están provistos de contadores de descarga. Los pararrayos, están diseñados de acuerdo con lo indicado en la norma IEC 99-4 de última revisión.

### d. Interruptor de potencia 17.5 kV (celda 10 kV)

El interruptor de potencia es de funcionamiento tripolar, de ejecución extraíble, para instalación en celda, con cámara de extinción de arco en Vacío, con mando por resortes y con mecanismo apropiado para accionamiento local y remoto.

El interruptor, está diseñado de acuerdo con lo indicado en la norma IEC 56 de última revisión.

### e. Transformador de tensión 10 kV (celda 10 kV)

Los transformadores de tensión son unipolares, para instalación interior, y encapsulados en resina epóxica, y es de doble relación



de transformación. Los transformadores, están diseñados de acuerdo con lo indicado en la norma IEC 185.

Se instalaron 03 transformadores de tensión para las funciones de protección principales y 01 transformador de tensión adicional para el rele de sincronización.

### **2.6.3 Sistema de control y mando 10 kV de la Nueva Bahía**

El sistema de mando, se realiza mediante conmutadores discrepantes aplicados para los equipos de interrupción y seccionamiento de la celda de llegada, siendo jerarquizado el sistema de mando de la siguiente manera:

- Sistema de mando “Remoto”, que se realiza desde el centro de control y operaciones, a través del sistema SCADA.
- Sistema de mando a “Distancia”, que se realiza desde el panel de control existente de 10 kV, ubicado en la sala de control.
- Sistema de mando “Local”, que se realiza desde la celda de salida de 10 kV.

### **2.6.4 Tableros de protección, medición y señalización**

Los tableros de protección, medición y señalización, son del tipo auto soportado y fabricado a base de perfiles estructurales, y planchas de acero de acabado liso, para ser instalados al interior.

En la parte frontal de los tableros se instalaron los equipos de protección, el panel de alarmas y los equipos de medición; los tableros tienen acceso tanto por la parte anterior como posterior. Los equipos instalados en el frente del tablero tendrán las siguientes características:

Las cuatro (04) celdas son para las siguientes bahías:

- 01 Tablero para la bahía del transformador nuevo de 50/60 MVA.
- 01 Tablero para la bahía de la línea L-1128.
- 01 Tablero para la bahía del transformador ABB 30MVA existente.
- 01 Tablero para la bahía del transformador BRUCE PEBLES 24/30MVA existente.

### **2.6.5 Tablero de Control y Mando**

El sistema de control y mando estará conformado por:

- 01 esquema mímico.
- Conmutadores con lámparas indicadoras de operación y señalización para 138kV: Interruptor de Potencia, seccionadores de Barra, seccionadores de línea y cuchillas de Puesta a Tierra.
- Accesorios de enclavamiento.
- Pulsador de Prueba de lámparas.
- Reles auxiliares.

## **CAPITULO III**

### **DESARROLLO DE LA INGENIERIA PARA AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR**

#### **3.1 INTRODUCCIÓN**

En este capítulo detallamos el desarrollo de la ingeniería de detalle para la automatización de la subestación Trujillo Sur, el cual es el objetivo de este proyecto. La automatización abarca al módulo de llegada de la línea 138 kV L-1128 (Porvenir – Trujillo Sur); los módulos de las bahías de los transformadores de potencia en 138 kV N° 01; 02 y 03; las Barras en 10 kV “A” y “B”; y los catorce (14) alimentadores en media tensión en 10kV.

Así mismo se ha incorporado al sistema SCADA las señales de los reles de protección, con la finalidad de facilitar al operador, el registro de las señalizaciones de las perturbaciones en las estaciones de trabajo del centro de control. De esta forma el operador cuenta con las herramientas necesarias para efectuar el análisis y tomar las decisiones en tiempo real.

#### **3.2 DETALLE DEL SISTEMA DE MEDICIÓN**

Antes de la incorporación de la nueva bahía de transformación 138/60/10.7 kV, el sistema de medición de la subestación Trujillo Sur estaba formado por medidores ABB tipo A1RLQ+, para cada uno de los Alimentadores en Media Tensión, Totalizadores de Barra en 10 y 138 kV, bahías de los transformadores de potencia y el módulo de llegada L-1128.

Con el proyecto de incorporación de la nueva bahía de transformación 138/60/10.7 kV, se incorpora cuatro (04) nuevas celdas de medición y protección para las siguientes bahías: Línea L-1128 (138kV); trafos N° 01; 02 y 03. El sistema de medición de estas celdas esta formado por medidores del tipo ION 7550 e ION 9200 como indicadores de energía.

Los medidores de energía ABB tipo A1RLQ+, no tienen protocolo de comunicación abierto, razón por el cual no es posible el proceso de integración con el sistema SCADA. Por este motivo se han incorporado medidores ION 9200 en los Alimentadores de Media Tensión, Barras en 10 KV y acoplamiento de Barras 10 kV.

Es así que el nuevo sistema de medición de la Subestación Trujillo Sur está formado por medidores multifunción ION 9200; 7550 y 9510, los cuales permiten efectuar el proceso de integración con el Concentrador de Datos.

Los medidores de energía ION 9200 Power Meter, marca SIEMENS, permiten obtener las principales variables eléctricas, como son: corriente, voltaje, potencia y frecuencia. Usa una red de comunicación para su integración con la Station Manager del Concentrador de Datos, formando así una red de medidores.

Tabla 3.1 Relación de medidores de la SE Trujillo Sur

Item	MODULO	INSTALACION	TENSION (KV)	MEDIDOR
1	<b>Bahias</b>	Bahia Línea L-1128	138	ION 9200
2				ION 7550
3		Bahia Trafo N° 01 (TPA027)	138	ION 9200
4				ION 7550
5		Bahia Trafo N° 02 (TPA026)	138	ION 9200
6				ION 7550
7		Bahia Trafo N° 03 (TPA005)	138	ION 9200
8				ION 7550
9	<b>Barras</b>	Barra "A" - Trafo N° 01	10	ION 9200
10		Barra "B" - Trafo N° 02	10	ION 9200
11		Barra "A" - Trafo N° 03	10	ION 9510
12		Acople de Barras "A-B"	10	ION 9200
13	<b>Líneas (salidas)</b>	Línea L-3330	33	ION 9200
14		Línea L-6696	34.5	EPM 9450Q
15	<b>AMTs</b>	AMT TS-01	10	ION 9200
16		AMT TS-02	10	ION 9200
17		AMT TS-03	10	ION 9200
18		AMT TS-04	10	ION 9200
19		AMT TS-05	10	ION 9200
20		AMT TS-06	10	ION 9200
21		AMT TS-07	10	ION 9200
22		AMT TS-08	10	ION 9200
23		AMT TS-09	10	ION 9200
24		AMT TS-10	10	ION 9200
25		AMT TS-11	10	ION 9200
26		AMT TS-12	10	ION 9200
27		AMT TS-13	10	ION 9200
28		AMT TS-14	10	EPM 9450Q

### 3.3 DETALLE DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

El sistema de protección de la subestación Trujillo Sur, comprende a los tres (03) transformadores de potencia, Barras en 138 y 10 KV, Líneas L-1128, L-3330 y L-6696 y Alimentadores de Media Tensión. Los esquemas de protección utilizados comprenden la protección principal y de respaldo local, utilizando reles independientes.

Tabla 3.2 Relación y funciones de los reles de protección

MODULO	DESCRIPCION	RELE	FUNCIONES DE PROTECCION
Bahías	Línea L-1128	F60; D60; F650	67; 67N; 21; 21N; 25
	Trafo N° 01 (TPA027)	T60; F60	50/51; 50/51N; 87;67N
	Trafo N° 02 (TPA026)	T60; F60	50/51; 50/51N; 87
	Trafo N° 03 (TPA005)	T60; F60	50/51; 50/51N; 87;67N
Barras	Barra "A" - Trafo N° 01	SPAJ 140C	50/51; 50N/51N
	Barra "B" - Trafo N° 02	SPAJ 140C	50/51; 50N/51N
	Barra "A" - Trafo N° 03	F60	50/51; 50N/51N; 25
Líneas (salidas)	Línea L-3330	F650; Team Artech	50/51; 50N/51N
	Línea L-6696	F650; D60	50/51; 50N/51N; 21; 21N
AMTs	AMT TS-01	F650	50/51; 50N/51N
	AMT TS-02	F650	50/51; 50N/51N; 81
	AMT TS-03	F650	50/51; 50N/51N; 81
	AMT TS-04	F650	50/51; 50N/51N; 81
	AMT TS-05	F650	50/51; 50N/51N; 81
	AMT TS-06	F650	50/51; 50N/51N; 81
	AMT TS-07	F650	50/51; 50N/51N; 81
	AMT TS-08	F650	50/51; 50N/51N; 81
	AMT TS-09	F650	50/51; 50N/51N; 81
	AMT TS-10	F650	50/51; 50N/51N; 81
	AMT TS-11	F650	50/51; 50N/51N; 81
	AMT TS-12	F650	50/51; 50N/51N; 81
	AMT TS-13	F650	50/51; 50N/51N
	AMT TS-14	F650	50/51; 50N/51N

### 3.4 DETALLE DEL SISTEMA DE CONTROL

El sistema de control comprende a los equipos de maniobras de la subestación Trujillo Sur, como son los seccionadores e interruptores de potencia. En el diagrama unifilar se detallan estos equipos.

Los comandos de apertura y cierre de los equipos de maniobras se efectúan de manera local (desde los mismos equipos) y remota (desde el tablero de control). Poder comandar a los equipos de maniobras, desde el Centro de Control a través del sistema SCADA es uno de los objetivos del presente proyecto.

El seccionador de puesta a tierra franca de la línea 138 kV L-1128 (ST-A014) no tiene mando de apertura y cierre. Las maniobras en este equipo se efectúan de manera local como medida de seguridad. Las señales de estado aperturado / cerrado serán habilitadas.

Los seccionadores de barra y puesta a tierra franca de los AMTs de la Barra 10 kV "B", no tienen mando de apertura y cierre debido a que estos equipos no están acondicionados para efectuar mandos remotos, solo se permiten maniobras de manera manual, usando una pértiga aislante. Las señales de estado aperturado / cerrado, quedaran deshabilitados como reservas para un futuro reemplazo de estos equipos por otros de mayor tecnología.

En la Tabla 3.3 se detallan los seccionadores que no están acondicionados para mandos remotos.

Tabla 3.3 Seccionadores no condicionados para mandos remotos

AMT	SECCIONADOR	
	De Barra	De Tierra
TSU-04	SB-1077	ST-1021
TSU-05	SB-1076	ST-1020
TSU-08	SB-1078	ST-1022
TSU-10	SB-1079	ST-1023
TSU-13	SB-1108	ST-1045

### 3.5 OBTENCIÓN Y REQUERIMIENTO DE LAS SEÑALES DE INGRESO Y SALIDA (I/O)

Las señales que se requieren para el proceso de integración se agrupan de acuerdo a su función, las cuales son: Señales análogas, señales de estado, señales para comandos, señales de alarmas y señales para el SOE.

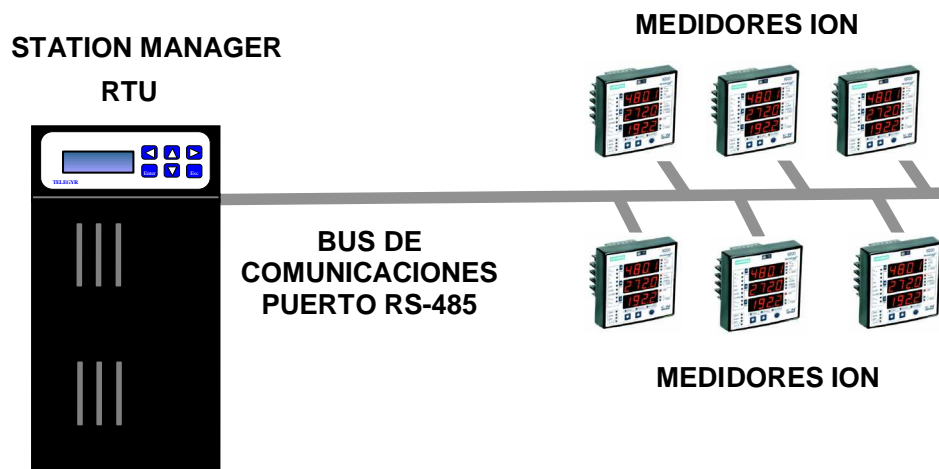
La captación de las señales se efectúa desde los IEDs (existentes e instalados) y de las borneras de tensión de los tableros de control y mando de las bahías, Barras y AMTs.

#### 3.5.1 Señales Analógicas

Agrupas las señales de medición de las variables eléctricas tales como: Tensión, Corriente, Frecuencia, Potencia Activa, Reactiva, Factor de Potencia. Estas señales se obtienen desde los medidores multifunción ION 9200, 7550 y EPM 9450Q.

Para su integración con la Station Manager (RTU) todos los medidores multifunción ION y EPM 9450Q, forman una red de comunicaciones, usando el protocolo Modbus RTU. Estos medidores están instalados en los tableros de medición y protección. En el Anexo D, se muestra la red de medidores ION.

Fig. 3.1 Captación de las señales análogas



### 3.5.2 Señales de Comandos

Agrupar las señales para la apertura y cierre de los equipos de maniobras (interruptores y seccionadores). Estas señales son captadas desde las borneras de tensión existentes de los tableros de control y mando de las bahías, barras y AMTs.

Las señales de comandos son cableados a las borneras X110 y X111, para su conexión con las tarjetas digitales de control (Relay Out Put Controller). Las tarjetas de control comandan a las tarjetas de interfase (Relay Panel Interface) que a través de una red LAN se comunican con la Station Manager, para el proceso de integración.

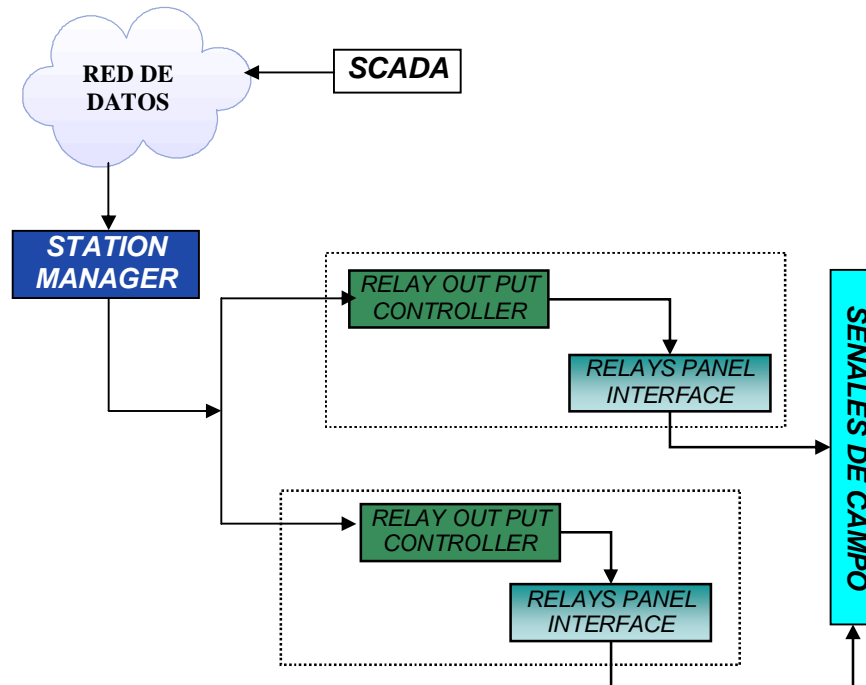
En la celda del concentrador de datos se han instalados dos (02) tarjetas de control y doce (12) tarjetas de Interface cada una de las cuales contiene ocho (08) reles de contacto. Con esta implementación se han habilitado noventa y seis (96) comandos para apertura/cierre de los equipos de maniobras de la subestación Trujillo Sur.

En el Anexo D, se muestra la captación de las señales de comandos desde las borneras existentes a las instaladas y su conexión con las tarjetas de control e interfase.

En la Figura 3.2 se muestra la arquitectura de captación de las señales de comando y su proceso de integración con la Station Manager (RTU) y el SCADA.



Fig. 3.2 Captación de las señales de comandos



### 3.5.3 Señales de Estado

Las señales de estado permiten identificar la posición abierto/cerrado de los equipos de maniobras (interruptores y seccionadores), así como también la posición de los selectores Local / Remoto. Las señales de estado son captadas desde las borneras de tensión existentes de los tableros de control y mando de las bahías, barras y AMTs.

Las señales de estado son cableados a las borneras X115, para su conexión con las tarjetas digitales de ingreso (Digital Input Termination) que a través de una red LAN se comunican con la Station Manager, para el proceso de integración.

En la celda del concentrador de datos se han instalados cinco (05) tarjetas digitales de ingreso (Digital Input Termination) cada una de las cuales permite el ingreso de treinta y dos (32) señales. Con esta implementación se han habilitado ciento sesenta (160) señales de ingreso.

En el Anexo D, se muestra la captación de las señales de estado desde las borneras existentes a las instaladas y su conexión con las tarjetas Digital Input Termination.

#### **3.5.4 Señales de Alarmas**

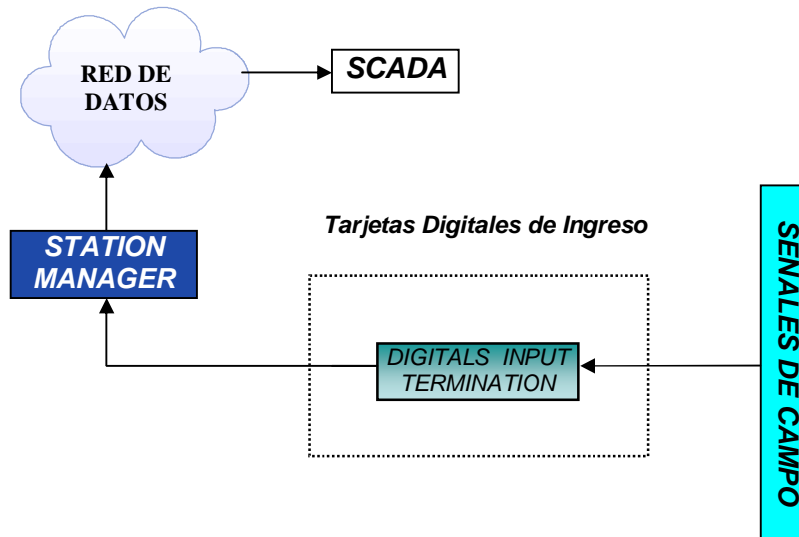
Las señales de alarmas provienen de los equipos de protección, cuando estos actúan ante una perturbación o falla. Estas señales son captadas desde las borneras de alarmas de los tableros de protección.

De manera similar a las señales de estado, las señales de alarmas son cableadas hasta las borneras X115, para su conexión con las tarjetas digitales de ingreso (Digital Input Termination) que a través de una red LAN se comunican con la Station Manager, para el proceso de integración.

En el Anexo D, se muestra la captación de las señales de alarmas desde las borneras existentes a las instaladas y su conexión con las tarjetas Digital Input Termination.

En la Figura 3.3 se muestra la arquitectura de captación de las señales de estado y alarma, para su proceso de la integración con la Station Manager y el SCADA.

Fig. 3.3 Captación de las señales de estados y alarmas



### 3.5.5 Señales de Tele SOE

Agrupar aquellas señales de estado y alarmas necesarias para elaborar la secuencia de eventos de alta resolución. Las señales de SOE se configuran desde el sistema SCADA.

### 3.5.6 Relación de Señales Requeridas

A continuación detallaremos la cantidad de señales requeridas. Es importante definir la cantidad de señales para determinar la cantidad mínima de las tarjetas digitales I/O LAN y los reles repetidores del concentrador de datos.

En las Tablas N° 3.4; 3.5; 3.6 y 3.7 se muestran la relación de señales requeridas.

Tabla 3.4 Señales Analógicas

N°	MODULO	DESCRIPCION	CODIGO	PUNTOS	MEDIDA
1	Módulo L-1128 (138kV)	Tensión	L1128	1	kV
2		Corriente	L1128	1	A
3		Potencia activa	L1128	1	MW
4		Potencia reactiva	L1128	1	MVAR
5		Factor de Potencia	L1128	1	
6		Frecuencia	L1128	1	Hz
7	Bahía Trafo TPA027 (T1 - 30MVA - 138/10 kV)	Tensión	TPA027	1	kV
8		Corriente	TPA027	1	A
9		Potencia activa	TPA027	1	MW
10		Potencia reactiva	TPA027	1	MVAR
11		Factor de Potencia	TPA027	1	
12		Frecuencia	TPA027	1	Hz
13	Bahía Trafo TPA026 (T2 - 25MVA - 138/10 kV)	Tensión	TPA026	1	kV
14		Corriente	TPA026	1	A
15		Potencia activa	TPA026	1	MW
16		Potencia reactiva	TPA026	1	MVAR
17		Factor de Potencia	TPA026	1	
18		Frecuencia	TPA026	1	Hz
19	Bahía Trafo TPA005 (T3 - 50/20/30MVA - 138/60/10,7 kV)	Tensión	TPA005	1	kV
20		Corriente	TPA005	1	A
21		Potencia activa	TPA005	1	MW
22		Potencia reactiva	TPA005	1	MVAR
23		Factor de Potencia	TPA005	1	
24		Frecuencia	TPA005	1	Hz
25	Barra "A" - T1 10KV BA1015 (T1 - 30MVA)	Tensión	BA-T1 1015	1	kV
26		Corriente	BA-T1 1015	1	A
27		Potencia activa	BA-T1 1015	1	MW
28		Potencia reactiva	BA-T1 1015	1	MVAR
29		Factor de Potencia	BA-T1 1015	1	
30		Frecuencia	BA-T1 1015	1	f
31	Barra "A" -T3 10KV BA1015 (T3 - 50/20/30MVA)	Tensión	BA-T3 1015	1	kV
32		Corriente	BA-T3 1015	1	A
33		Potencia activa	BA-T3 1015	1	MW
34		Potencia reactiva	BA-T3 1015	1	MVAR
35		Factor de Potencia	BA-T3 1015	1	
36		Frecuencia	BA-T3 1015	1	f
37	Barra "B" 10KV BA1016 (T2 - 25MVA)	Tensión	BB-1016	1	kV
38		Corriente	BB-1016	1	A
39		Potencia activa	BB-1016	1	MW
40		Potencia reactiva	BB-1016	1	MVAR
41		Factor de Potencia	BB-1016	1	
42		Frecuencia	BB-1016	1	f
43	Acoplamiento de Barras 10 kV "A-B"	Tensión	AC-1002	1	kV
44		Corriente	AC-1002	1	A
45		Potencia activa	AC-1002	1	MW
46		Potencia reactiva	AC-1002	1	MVAR
47		Factor de Potencia	AC-1002	1	
48		Frecuencia	AC-1002	1	f
49	AMT TSU-01 (10kV)	Corriente	TSU01	1	A
50		Potencia activa	TSU01	1	MW
51		Potencia reactiva	TSU01	1	MVAR
52	AMT TSU-02 (10kV)	Corriente	TSU02	1	A
53		Potencia activa	TSU02	1	MW
54		Potencia reactiva	TSU02	1	MVAR
55	AMT TSU-03 (10kV)	Corriente	TSU03	1	A
56		Potencia activa	TSU03	1	MW
57		Potencia reactiva	TSU03	1	MVAR

N°	MODULO	DESCRIPCION	CODIGO	PUNTOS	MEDIDA
58	AMT TSU-04 (10kV)	Corriente	TSU04	1	A
59		Potencia activa	TSU04	1	MW
60		Potencia reactiva	TSU04	1	MVAR
61	AMT TSU-05 (10kV)	Corriente	TSU05	1	A
62		Potencia activa	TSU05	1	MW
63		Potencia reactiva	TSU05	1	MVAR
64	AMT TSU-06 (10kV)	Corriente	TSU06	1	A
65		Potencia activa	TSU06	1	MW
66		Potencia reactiva	TSU06	1	MVAR
67	AMT TSU-07 (10kV)	Corriente	TSU07	1	A
68		Potencia activa	TSU07	1	MW
69		Potencia reactiva	TSU07	1	MVAR
70	AMT TSU-08 (10kV)	Corriente	TSU08	1	A
71		Potencia activa	TSU08	1	MW
72		Potencia reactiva	TSU08	1	MVAR
73	AMT TSU-09 (10kV)	Corriente	TSU09	1	A
74		Potencia activa	TSU09	1	MW
75		Potencia reactiva	TSU09	1	MVAR
76	AMT TSU-10 (10kV)	Corriente	TSU10	1	A
77		Potencia activa	TSU10	1	MW
78		Potencia reactiva	TSU10	1	MVAR
79	AMT TSU-11 (10kV)	Corriente	TSU11	1	A
80		Potencia activa	TSU11	1	MW
81		Potencia reactiva	TSU11	1	MVAR
82	AMT TSU-12 (10kV)	Corriente	TSU12	1	A
83		Potencia activa	TSU12	1	MW
84		Potencia reactiva	TSU12	1	MVAR
85	AMT TSU-13 (10kV)	Corriente	TSU13	1	A
86		Potencia activa	TSU13	1	MW
87		Potencia reactiva	TSU13	1	MVAR
88	AMT TSU-14 (10kV)	Corriente	TSU13	1	A
89		Potencia activa	TSU13	1	MW
90		Potencia reactiva	TSU13	1	MVAR
91	Línea L-3330 (33kV)	Tensión	L3330	1	kV
92		Corriente	L3330	1	A
93		Potencia activa	L3330	1	MW
94		Potencia reactiva	L3330	1	MVAR
95	Línea L-6696 (34,5kV)	Tensión	L6696	1	kV
96		Corriente	L6696	1	A
97		Potencia activa	L6696	1	MW
98		Potencia reactiva	L6696	1	MVAR
<b>TOTAL PUNTOS ANALOGOS</b>				<b>98</b>	

Tabla 3.5 Señales de Comandos

N°	EQUIPO	DESCRIPCION	CODIGO	PUNTOS	MEDIDA
1	Interruptor 138 kV L-1128	Abrir / Cerrar	INA022	1	Posición
2	Seccionador de Barra 138 kV L-1128	Abrir / Cerrar	SBA033	1	Posición
3	Seccionador de Línea 138 kV L-1128	Abrir / Cerrar	SLA014	1	Posición
4	Seccionador de Tierra 138 kV L-1128	Abrir / Cerrar	STA014	1	Posición
5	Interruptor 138 kV Trafo TPA005	Abrir / Cerrar	INA034	1	Posición
6	Seccionador de Barra 138 kV Trafo TPA005	Abrir / Cerrar	SBA034	1	Posición
7	Interruptor 138 kV Trafo TPA027	Abrir / Cerrar	INA025	1	Posición
8	Seccionador de Barra 138 kV Trafo TPA027	Abrir / Cerrar	SBA035	1	Posición
9	Interruptor 138 kV Trafo TPA026	Abrir / Cerrar	INA024	1	Posición
10	Seccionador de Barra 138 kV Trafo TPA026	Abrir / Cerrar	SBA036	1	Posición
11	Interruptor 10kV Barra "A" Trafo TPA005	Abrir / Cerrar	IN1088	1	Posición
12	Interruptor 10kV Barra "A" Trafo TPA027	Abrir / Cerrar	IN1109	1	Posición
13	Interruptor 10kV Barra "B" Trafo TPA026	Abrir / Cerrar	IN1107	1	Posición
14	Interruptor 10kV Acoplamiento Barras "A-B"	Abrir / Cerrar	IN1108	1	Posición
15	Interruptor 10 kV TSU-01	Abrir / Cerrar	IN1119	1	Posición
16	Interruptor 10 kV TSU-02	Abrir / Cerrar	IN1118	1	Posición
17	Interruptor 10 kV TSU-03	Abrir / Cerrar	IN1120	1	Posición
18	Interruptor 10 kV TSU-04	Abrir / Cerrar	IN1111	1	Posición
19	Interruptor 10 kV TSU-05	Abrir / Cerrar	IN1110	1	Posición
20	Interruptor 10 kV TSU-06	Abrir / Cerrar	IN1114	1	Posición
21	Interruptor 10 kV TSU-07	Abrir / Cerrar	IN1121	1	Posición
22	Interruptor 10 kV TSU-08	Abrir / Cerrar	IN1112	1	Posición
23	Interruptor 10 kV TSU-09	Abrir / Cerrar	IN1116	1	Posición
24	Interruptor 10 kV TSU-10	Abrir / Cerrar	IN1113	1	Posición
25	Interruptor 10 kV TSU-11	Abrir / Cerrar	IN1117	1	Posición
26	Interruptor 10 kV TSU-12	Abrir / Cerrar	IN1115	1	Posición
27	Interruptor 10 kV TSU-13	Abrir / Cerrar	IN1158	1	Posición
28	Interruptor 10 kV TSU-14	Abrir / Cerrar	IN1153	1	Posición
29	Seccionador de Barra 10 kV TSU-04	Abrir / Cerrar	SB1077	1	Posición
30	Seccionador de Barra 10 kV TSU-05	Abrir / Cerrar	SB1076	1	Posición
31	Seccionador de Barra 10 kV TSU-08	Abrir / Cerrar	SB1078	1	Posición
32	Seccionador de Barra 10 kV TSU-10	Abrir / Cerrar	SB1079	1	Posición
33	Seccionador de Barra 10 kV TSU-13	Abrir / Cerrar	SB1108	1	Posición
34	Seccionador de Tierra 10 kV TSU-04	Abrir / Cerrar	ST1021	1	Posición
35	Seccionador de Tierra 10 kV TSU-05	Abrir / Cerrar	ST1020	1	Posición
36	Seccionador de Tierra 10 kV TSU-08	Abrir / Cerrar	ST1022	1	Posición
37	Seccionador de Tierra 10 kV TSU-10	Abrir / Cerrar	ST1023	1	Posición
38	Seccionador de Tierra 10 kV TSU-13	Abrir / Cerrar	ST1045	1	Posición
39	Interruptor 34.5 kV Línea L-6696	Abrir / Cerrar	IN3027	1	Posición
40	Seccionador de Línea 34.5 kV Línea L-6696	Abrir / Cerrar	SL3026	1	Posición
41	Seccionador de Tierra 34.5 kV Línea L-6696	Abrir / Cerrar	ST3025	1	Posición
42	Interruptor 33 kV Línea L-3330	Abrir / Cerrar	IN3008	1	Posición
43	Seccionador de Línea 33 kV Línea L-3330	Abrir / Cerrar	SL3010	1	Posición
44	Seccionador de Tierra 33 kV Línea L-3330	Abrir / Cerrar	ST3010	1	Posición
<b>TOTAL PUNTOS DE COMANDOS</b>				<b>44</b>	

Tabla 3.6 Señales de Estado

N°	EQUIPO	DESCRIPCION	CODIGO	PUNTOS	MEDIDA
1	Interruptor 138 kV L-1128	Abierto / Cerrado	INA022	1	Posición
2	Seccionador de Barra 138 kV L-1128	Abierto / Cerrado	SBA033	1	Posición
3	Seccionador de Línea 138 kV L-1128	Abierto / Cerrado	SLA014	1	Posición
4	Seccionador de Tierra 138 kV L-1128	Abierto / Cerrado	STA014	1	Posición
5	Interruptor 138 kV Trafo TPA005	Abierto / Cerrado	INA034	1	Posición
6	Seccionador de Barra 138 kV Trafo TPA005	Abierto / Cerrado	SBA034	1	Posición
7	Interruptor 138 kV Trafo TPA027	Abierto / Cerrado	INA025	1	Posición
8	Seccionador de Barra 138 kV Trafo TPA027	Abierto / Cerrado	SBA035	1	Posición
9	Interruptor 138 kV Trafo TPA026	Abierto / Cerrado	INA024	1	Posición
10	Seccionador de Barra 138 kV Trafo TPA026	Abierto / Cerrado	SBA036	1	Posición
11	Interruptor 10kV Barra "A" Trafo TPA005	Abierto / Cerrado	IN1088	1	Posición
12	Interruptor 10kV Barra "A" Trafo TPA027	Abierto / Cerrado	IN1109	1	Posición
13	Interruptor 10kV Barra "B" Trafo TPA026	Abierto / Cerrado	IN1107	1	Posición
14	Interruptor 10kV Acoplamiento Barras "A-B"	Abierto / Cerrado	IN1108	1	Posición
15	Interruptor 10 kV TSU-01	Abierto / Cerrado	IN1119	1	Posición
16	Interruptor 10 kV TSU-02	Abierto / Cerrado	IN1118	1	Posición
17	Interruptor 10 kV TSU-03	Abierto / Cerrado	IN1120	1	Posición
18	Interruptor 10 kV TSU-04	Abierto / Cerrado	IN1111	1	Posición
19	Interruptor 10 kV TSU-05	Abierto / Cerrado	IN1110	1	Posición
20	Interruptor 10 kV TSU-06	Abierto / Cerrado	IN1114	1	Posición
21	Interruptor 10 kV TSU-07	Abierto / Cerrado	IN1121	1	Posición
22	Interruptor 10 kV TSU-08	Abierto / Cerrado	IN1112	1	Posición
23	Interruptor 10 kV TSU-09	Abierto / Cerrado	IN1116	1	Posición
24	Interruptor 10 kV TSU-10	Abierto / Cerrado	IN1113	1	Posición
25	Interruptor 10 kV TSU-11	Abierto / Cerrado	IN1117	1	Posición
26	Interruptor 10 kV TSU-12	Abierto / Cerrado	IN1115	1	Posición
27	Interruptor 10 kV TSU-13	Abierto / Cerrado	IN1158	1	Posición
28	Interruptor 10 kV TSU-14	Abierto / Cerrado	IN1153	1	Posición
29	Seccionador de Barra 10 kV TSU-04	Abierto / Cerrado	SB1077	1	Posición
30	Seccionador de Barra 10 kV TSU-05	Abierto / Cerrado	SB1076	1	Posición
31	Seccionador de Barra 10 kV TSU-08	Abierto / Cerrado	SB1078	1	Posición
32	Seccionador de Barra 10 kV TSU-10	Abierto / Cerrado	SB1079	1	Posición
33	Seccionador de Barra 10 kV TSU-13	Abierto / Cerrado	SB1108	1	Posición
34	Seccionador de Tierra 10 kV TSU-04	Abierto / Cerrado	ST1021	1	Posición
35	Seccionador de Tierra 10 kV TSU-05	Abierto / Cerrado	ST1020	1	Posición
36	Seccionador de Tierra 10 kV TSU-08	Abierto / Cerrado	ST1022	1	Posición
37	Seccionador de Tierra 10 kV TSU-10	Abierto / Cerrado	ST1023	1	Posición
38	Seccionador de Tierra 10 kV TSU-13	Abierto / Cerrado	ST1045	1	Posición
39	Interruptor 34.5 kV Línea L-6696	Abierto / Cerrado	IN3027	1	Posición
40	Seccionador de Línea 34.5 kV Línea L-6696	Abierto / Cerrado	SL3026	1	Posición
41	Seccionador de Tierra 34.5 kV Línea L-6696	Abierto / Cerrado	ST3025	1	Posición
42	Interruptor 33 kV Línea L-3330	Abierto / Cerrado	IN3008	1	Posición
43	Seccionador de Línea 33 kV Línea L-3330	Abierto / Cerrado	SL3010	1	Posición
44	Seccionador de Tierra 33 kV Línea L-3330	Abierto / Cerrado	ST3010	1	Posición
<b>TOTAL PUNTOS DE ESTADO</b>				<b>44</b>	

Tabla 3.7 Señales de Alarmas

N°	EQUIPO	DESCRIPCION	CODIGO	PUNTOS	MEDIDA
1	Módulo L-1128 (138kV)	Disparo Protección Distancia 21	L1128	1	Grave
2		Disparo Protección Sobrec. 50/51	L1128	1	Grave
3		Disparo Protección Direcc. a Tierra 67N	L1128	1	Grave
4		Falla Vdc Motor de Interruptor	L1128	1	Grave
5		Baja Presion SF6 de Interruptor	L1128	1	Leve
6	Bahía Trafo TPA027 (T1 - 30MVA - 138/10 kV)	Disparo Protección Diferencial 87	TPA027	1	Grave
7		Disparo Protección Buchholz 96	TPA027	1	Grave
8		Disparo Alta Temperatura Aceite	TPA027	1	Grave
9		Disparo Alta Temperatura Bobinado	TPA027	1	Grave
10		Disparo Válvula de Seguridad	TPA027	1	Grave
11		Disparo Conmutador Bajo Carga	TPA027	1	Grave
12		Arranque Protección Diferencial 87	TPA027	1	Grave
13		Alarma Protección Buchholz 96	TPA027	1	Grave
14		Alarma Alta Temperatura Aceite	TPA027	1	Leve
15		Alarma Alta Temperatura Bobinado	TPA027	1	Leve
16		Alarma Mínimo Nivel de Aceite	TPA027	1	Leve
17		Alarma Máximo Nivel de Aceite	TPA027	1	Leve
18		Bahía Trafo TPA026 (T2 - 25MVA - 138/10 kV)	Disparo Protección Diferencial 87	TPA026	1
19	Disparo Protección Buchholz 96		TPA026	1	Grave
20	Disparo Alta Temperatura Aceite		TPA026	1	Grave
21	Disparo Alta Temperatura Bobinado		TPA026	1	Grave
22	Disparo Válvula de Seguridad		TPA026	1	Grave
23	Disparo Conmutador Bajo Carga		TPA026	1	Grave
24	Arranque Protección Diferencial 87		TPA026	1	Grave
25	Alarma Protección Buchholz 96		TPA026	1	Grave
26	Alarma Alta Temperatura Aceite		TPA026	1	Leve
27	Alarma Alta Temperatura Bobinado		TPA026	1	Leve
28	Alarma Mínimo Nivel de Aceite		TPA026	1	Leve
29	Alarma Máximo Nivel de Aceite		TPA026	1	Leve
30	Bahía Trafo TPA005 (T3 - 50/20/30MVA - 138/60/10,7 kV)	Disparo Protección Diferencial 87	TPA005	1	Grave
31		Disparo Protección Buchholz 96	TPA005	1	Grave
32		Disparo Válvula de Seguridad	TPA005	1	Grave
33		Disparo Conmutador Bajo Carga	TPA005	1	Grave
34		Disparo Presión Subita	TPA005	1	Grave
35		Disparo Termómetro AKM	TPA005	1	Grave
36		Alarma Protección Buchholz 96	TPA005	1	Grave
37		Alarma Alta Temperatura Aceite	TPA005	1	Leve
38		Alarma Alta Temperatura Bobinado	TPA005	1	Leve
39		Alarma Máximo Nivel de Aceite	TPA005	1	Leve
40	Módulo L-3330 Bahía Trafo TP3003 (6/6/3MVA - 10/10/33kV)	Disparo Protección Diferencial 87	TP3003	1	Grave
41		Disparo Protección Buchholz 96	TP3003	1	Grave
42		Disparo Alta Temperatura Aceite	TP3003	1	Grave
43		Disparo Alta Temperatura Bobinado	TP3003	1	Grave
44		Disparo Válvula de Seguridad	TP3003	1	Grave
45		Disparo Conmutador Bajo Carga	TP3003	1	Grave
46		Arranque Protección Diferencial 87	TP3003	1	Grave
47		Alarma Protección Buchholz 96	TP3003	1	Grave
48		Alarma Alta Temperatura Aceite	TP3003	1	Leve
49		Alarma Alta Temperatura Bobinado	TP3003	1	Leve
50		Alarma Mínimo Nivel de Aceite	TP3003	1	Leve
51	Alarma Máximo Nivel de Aceite	TP3003	1	Leve	
52	Barra 10kV "A" - T3 Trafo TPA005	Disparo Sobrecorriente 50/51	BA-T3 1015	1	Grave
53		Disparo Sobrecorriente 50/51N	BA-T3 1015	1	Grave
54	Barra 10kV "A" -T1 Trafo TPA027	Disparo Sobrecorriente 50/51	BA-T1 1015	1	Grave
55		Disparo Sobrecorriente 50/51N	BA-T1 1015	1	Grave
56	Barra 10kV "B" Trafo TPA026	Disparo Sobrecorriente 50/51	BB-1016	1	Grave
57		Disparo Sobrecorriente 50/51N	BB-1016	1	Grave
58	AMT TSU-01 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU01	1	Grave
59		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU01	1	Grave



N°	EQUIPO	DESCRIPCION	CODIGO	PUNTOS	MEDIDA
60	AMT TSU-02 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU02	1	Grave
61		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU02	1	Grave
62	AMT TSU-03 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU03	1	Grave
63		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU03	1	Grave
64	AMT TSU-04 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU04	1	Grave
65		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU04	1	Grave
66	AMT TSU-05 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU05	1	Grave
67		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU05	1	Grave
68	AMT TSU-06 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU06	1	Grave
69		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU06	1	Grave
70	AMT TSU-07 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU07	1	Grave
71		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU07	1	Grave
72	AMT TSU-08 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU08	1	Grave
73		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU08	1	Grave
74	AMT TSU-09 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU09	1	Grave
75		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU09	1	Grave
76	AMT TSU-10 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU10	1	Grave
77		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU10	1	Grave
78	AMT TSU-11 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU11	1	Grave
79		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU11	1	Grave
80	AMT TSU-12 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU12	1	Grave
81		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU12	1	Grave
82	AMT TSU-13 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU13	1	Grave
83		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU13	1	Grave
84	AMT TSU-14 (10kV)	Disparo Sobrecorriente 50/51	TSU14	1	Grave
85		Disparo Sobrecorriente 50/51N	TSU14	1	Grave
<b>TOTAL PUNTOS DE ALARMAS</b>				<b>85</b>	

### 3.6 DEFINICIÓN Y CODIFICACIÓN DE LAS SEÑALES DE INGRESO Y SALIDA (I/O)

Las señales se definen y codifican de acuerdo a las normativas de parametrización, las cuales se han detallado en el capítulo 01 del presente proyecto.

Se define cada señal a través de los Entity Names, que es el nombre de la señal que aparece en la lista de eventos y alarmas de las pantallas de las estaciones de trabajo. Se codifica cada señal a través de los Trenes, que es el código interno de la señal en la base datos.

En este proyecto también se ha procedido a ingresar a la Station Manager las señales provenientes de los relés de protección: F650, F60, T60 y D60 pertenecen a la familia de relés UR de la marca GE. Los relés F650 y F60 son de sobrecorriente, los relés T60 son para protección diferencial de los transformadores de potencia y el rele D60 es de distancia.

Tabla 3.8 Codificación de señales

TIPO	MODULO	ENTITY NAME	TREN	OBTENCION	MEDIO
ALARMA	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 50 51 DISPARO SCTE	TS29A1015153	DI35	ION LAN
ALARMA	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 50N 51N DISPARO SCTE TIERRA	TS29A1015154	DI35	ION LAN
ALARMA	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 59N DISP SOBRETENSION HOMOP	TS29A1015199	DI36	ION LAN
ALARMA	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 50 51 DISPARO SCTE	TS29BAAT3153	DI36	ION LAN
ALARMA	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 50N 51N DISPARO SCTE TIERRA	TS29BAAT3154	DI36	ION LAN
ALARMA	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 59N DISP SOBRETENSION HOMOP	TS29BAAT3199	DI36	ION LAN
ALARMA	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 67N DISP SCTE DIREC A TIERRA	TS29A1016147	DI35	ION LAN
ALARMA	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 50 51 50N 51N DISPARO SCTE	TS29A1016153	DI35	ION LAN
ALARMA	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 59N DISP SOBRETENSION HOMOP	TS29A1016199	DI35	ION LAN
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 50/51N DISPARO SOBRECORRIENTE	TS13L1128E10	D60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO GENERAL	TS13L1128E11	D60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 RELE D60 EN SERVICIO	TS13L1128E12	D60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 21P ARRANQUE DISTANCIA FASES	TS13L1128E13	D60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 21N ARRANQUE DISTANCIA A TIERRA	TS13L1128E14	D60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 67P ARRANQUE SCTE DIREC FASES	TS13L1128E15	D60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 67N ARRANQUE SCTE DIREC TIERRA	TS13L1128E16	D60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 50/51N ARRANQUE SOBRECORRIENTE	TS13L1128E17	D60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE GENERAL	TS13L1128E18	D60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 21P DISPARO DISTANCIA DE FASES	TS13L1128E19	D60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 21N DISPARO DISTANCIA A TIERRA	TS13L1128E20	D60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 67P DISPARO SCTE DIREC FASES	TS13L1128E21	D60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 67N DISPARO SCTE DIREC TIERRA	TS13L1128E22	D60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 21 DISPARO DISTANCIA	TS13L1128E23	DI34	ION LAN
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 50 51 DISPARO SCTE	TS13L1128E24	DI34	ION LAN
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 67N DISP SCTE DIREC A TIERRA	TS13L1128E25	DI34	ION LAN
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ALARMA BAJA PRESION DE SF6	TS13L1128E26	DI34	ION LAN
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 FALLA VDC MANDO/MOTOR	TS13L1128E27	DI34	ION LAN
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE 50/51G F60	TS13L1128E28	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE 67N F60	TS13L1128E29	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE 67P F60	TS13L1128E30	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE GENERAL F60	TS13L1128E31	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 BLOCK 67A F60	TS13L1128E32	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 BLOCK 67B F60	TS13L1128E33	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 BLOCK 67C F60	TS13L1128E34	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 BLOCK 67N F60	TS13L1128E35	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO 27/59 F60	TS13L1128E36	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO 50/51G F60	TS13L1128E37	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO 50BF1 F60	TS13L1128E38	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO 50BF2 F60	TS13L1128E39	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO 67N F60	TS13L1128E40	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO 67P F60	TS13L1128E41	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO GENERAL F60	TS13L1128E42	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 LED IN SERVICE F60	TS13L1128E43	F60	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE 27	TS13L1128E44	F650	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE 50/51G	TS13L1128E45	F650	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE 50/51P	TS13L1128E46	F650	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE 59	TS13L1128E47	F650	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE GENERAL	TS13L1128E48	F650	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 FALLA MCB INT BARRA	TS13L1128E49	F650	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 FALLA MCB INT LINEA	TS13L1128E50	F650	DNP3
ALARMA	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 INTERRUPTOR ABIERTO	TS13L1128E51	F650	DNP3
ALARMA	L3330	TRUSUR 33KV TRAFQ 3TP3030 87 ARRANQUE DIFERENCIAL	TS20T3030247	D36	ION LAN
ALARMA	L3330	TRUSUR 33KV TRAFQ 3TP3030 87 DISPARO DIFERENCIAL	TS20T3030168	DI35	ION LAN
ALARMA	L3330	TRUSUR 33KV TRAFQ 3TP3030 96 ALARMA BUCHHOLZ	TS20T3030169	DI35	ION LAN
ALARMA	L3330	TRUSUR 33KV TRAFQ 3TP3030 96 DISPARO BUCHHOLZ	TS20T3030170	DI35	ION LAN
ALARMA	L3330	TRUSUR 33KV TRAFQ 3TP3030 DISPARO TEMP ACEITE	TS20T3030173	DI35	ION LAN
ALARMA	L3330	TRUSUR 33KV TRAFQ 3TP3030 DISPARO TEMP BOBINADO	TS20T3030175	DI35	ION LAN
ALARMA	L3330	TRUSUR 33KV TRAFQ 3TP3030 DISPARO VALVULA SEGURIDAD	TS20T3030179	DI35	ION LAN
ALARMA	L3330	TRUSUR 33KV TRAFQ 3TP3030 ALTO NIVEL DE ACEITE	TS20T3030182	DI35	ION LAN
ALARMA	L3330	TRUSUR 33KV TRAFQ 3TP3030 BAJO NIVEL DE ACEITE	TS20T3030183	DI35	ION LAN
ALARMA	L3330	TRUSUR 33KV TRAFQ 3TP3030 DISPARO CONMUTADOR BUCHHOLZ	TS20T3030190	DI35	ION LAN
ALARMA	L3330	TRUSUR 33KV TRAFQ 3TP3030 96 ALARMA TEMP ACEITE	TS20T3030240	DI35	ION LAN
ALARMA	L3330	TRUSUR 33KV TRAFQ 3TP3030 ALARMA TEMP BOBINADO	TS20T3030243	DI35	ION LAN
ALARMA	L6696	TRUSUR 34 5KV LINEA L6696 DISPARO GENERAL	TS19L6696E0	F650	DNP3
ALARMA	L6696	TRUSUR 34 5KV LINEA L6696 67P DISP DIRECCIONAL DE FASE	TS19L6696E1	F650	DNP3
ALARMA	L6696	TRUSUR 34 5KV LINEA L6696 67N DISP DIRECCIONAL A TIERRA	TS19L6696E2	F650	DNP3
ALARMA	L6696	TRUSUR 34 5KV LINEA L6696 27 DISP MINIMA TENSION	TS19L6696E3	F650	DNP3
ALARMA	L6696	TRUSUR 34 5KV LINEA L6696 59 DISP SOBRE TENSION	TS19L6696E4	F650	DNP3
ALARMA	L6696	TRUSUR 34 5KV LINEA L6696 ARRANQUE GENERAL	TS19L6696E5	F650	DNP3
ALARMA	L6696	TRUSUR 34 5KV LINEA L6696 67P ARRANQUE DIRECCIONAL DE FASE	TS19L6696E6	F650	DNP3
ALARMA	L6696	TRUSUR 34 5KV LINEA L6696 67N ARRANQUE DIRECCIONAL A TIERRA	TS19L6696E7	F650	DNP3
ALARMA	L6696	TRUSUR 34 5KV LINEA L6696 27 ARRANQUE MINIMA TENSION	TS19L6696E8	F650	DNP3
ALARMA	L6696	TRUSUR 34 5KV LINEA L6696 59 ARRANQUE SOBRE TENSION	TS19L6696E9	F650	DNP3
ALARMA	SS.AA.	TRUSUR 10KV 3BA1015 SSAA 125VDC ALARMA GENERAL	TS29SA125E01	DI33	ION LAN
ALARMA	SS.AA.	TRUSUR 10KV 3BA1015 SSAA 125VDC ALARMA GRAVE	TS29SA125E02	DI33	ION LAN
ALARMA	SS.AA.	TRUSUR 10KV 3BA1015 SSAA 125VDC ALARMA LEVE	TS29SA125E03	DI33	ION LAN
ALARMA	SS.AA.	TRUSUR 10KV 3BA1015 SSAA 220VAC FALLA	TS29SA125E04	DI33	ION LAN

TIPO	MODULO	ENTITY NAME	TREN	OBTENCION	MEDIO
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO DIFERENCIAL	TS13TA005168	DI36	ION LAN
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ALARMA BUCHHOLZ	TS13TA005169	DI36	ION LAN
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO BUCHHOLZ	TS13TA005170	DI36	ION LAN
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ALARMA REL IMAGEN TERMICA	TS13TA005175	DI36	ION LAN
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO VALVULA SEGURIDAD	TS13TA005179	DI36	ION LAN
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO CONMUTADOR BUCHHOLZ	TS13TA005190	DI36	ION LAN
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO PRESION SUBITA	TS13TA005236	DI36	ION LAN
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO TERMOMETRO AKM	TS13TA005237	DI36	ION LAN
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ALARMA TEMPERATURA ACEITE	TS13TA005240	DI36	ION LAN
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ALARMA MAXIMO NIVEL ACEITE	TS13TA005E01	DI36	ION LAN
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE 27/59	TS13TA005E02	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE 50/51	TS13TA005E03	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE 50/51G	TS13TA005E04	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE 50BF	TS13TA005E05	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE 67N	TS13TA005E06	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE 67P	TS13TA005E07	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE GENERAL	TS13TA005E08	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 27/59	TS13TA005E09	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 50/51	TS13TA005E10	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 50/51G	TS13TA005E11	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 50BF	TS13TA005E12	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 67N	TS13TA005E13	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 67P	TS13TA005E14	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO GENERAL	TS13TA005E15	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 LED EN SERVICIO	TS13TA005E16	F60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE 27	TS13TA005E17	F650	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE 50/51G	TS13TA005E18	F650	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE 50/51P	TS13TA005E19	F650	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE GENERAL	TS13TA005E20	F650	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 27	TS13TA005E21	F650	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 50/51G	TS13TA005E22	F650	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 50/51P	TS13TA005E23	F650	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 59	TS13TA005E24	F650	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO GENERAL	TS13TA005E25	F650	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE VENTILA TEM ACEITE	TS13TA005239	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	ARRANQUE DE VENTILADORES POR TEMPERATURA DE ACEITE	TS13TA005239	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	ALARMA TEMPERATURA DE ACEITE	TS13TA005240	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO TEMPERATURA ACEITE	TS13TA005241	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	DISPARO DE TEMPERATURA DE ACEITE	TS13TA005241	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE VENTILA TEM DEVANADO	TS13TA005242	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	ARRANQUE POR TEMPERATURA DE DEVANADO	TS13TA005242	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ALARMA TEMPERATURA DEVANADO	TS13TA005243	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	ALARMA POR TEMPERATURA DE DEVANADO	TS13TA005243	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO TEMPERATURA DEVANADO	TS13TA005244	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	DISPARO POR TEMPERATURA DE DEVANADO	TS13TA005244	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	MINIMO NIVEL DE ACEITE	TS13TA005245	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 MIN NIVEL ACEITE TANQUE CONMUT	TS13TA005246	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	MAXIMO NIVEL DE DE ACEITE	TS13TA005246	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ALARMA TEMP ACEITE QUALITROL	TS13TA005E26	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 MAXIMO NIVEL ACEITE	TS13TA005E27	QUALITROL	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE 50/51G	TS13TA005E28	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE 51	TS13TA005E29	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE 59	TS13TA005E30	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE 87T	TS13TA005E31	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE GENERAL	TS13TA005E32	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 ARRANQUE OVERFLU	TS13TA005E33	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 BLOCK 67P	TS13TA005E34	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 50/51G	TS13TA005E35	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 51	TS13TA005E36	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 59	TS13TA005E37	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO 87T	TS13TA005E38	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO GENERAL	TS13TA005E39	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 DISPARO OVERFLU	TS13TA005E40	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 LED EN SERVICIO	TS13TA005E41	T60	DNP3
ALARMA	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 RESET 86	TS13TA005E42	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 87 DISPARO DIFERENCIAL	TS13TA026168	DI34	ION LAN
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 96 ALARMA BUCHHOLZ	TS13TA026170	DI34	ION LAN
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ALARMA TEMP BOBINADO	TS13TA026174	DI34	ION LAN
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO TEMP BOBINADO	TS13TA026175	DI34	ION LAN
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO VALVULA SEGURIDAD	TS13TA026179	DI34	ION LAN
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ALTO NIVEL DE ACEITE	TS13TA026182	DI34	ION LAN
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 BAJO NIVEL DE ACEITE	TS13TA026183	DI34	ION LAN
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO CONMUTADOR BUCHHOLZ	TS13TA026190	DI34	ION LAN
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 96 DISPARO BUCHHOLZ	TS13TA026E01	DI34	ION LAN
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ALARMA TEMP ACEITE	TS13TA026E02	DI34	ION LAN
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO TEMP ACEITE	TS13TA026E03	DI34	ION LAN
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE 27/59	TS13TA026E04	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE 50/51	TS13TA026E05	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE 50/51G	TS13TA026E06	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE 50BF	TS13TA026E07	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE 67N	TS13TA026E08	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE 67P	TS13TA026E09	F60	DNP3

TIPO	MODULO	ENTITY NAME	TREN	OBTENCION	MEDIO
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE GENERAL	TS13TA026E10	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 27/59	TS13TA026E11	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 50/51	TS13TA026E12	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 50/51G	TS13TA026E13	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 50BF	TS13TA026E14	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 67N	TS13TA026E15	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 67P	TS13TA026E16	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO GENERAL	TS13TA026E17	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 LED EN SERVICIO	TS13TA026E18	F60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 25 BLOCK	TS13TA026E19	F650	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 25 IN PROG	TS13TA026E20	F650	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 25 OPERATE	TS13TA026E21	F650	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE 27	TS13TA026E22	F650	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE 50/51G	TS13TA026E23	F650	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE 50/51P	TS13TA026E24	F650	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE GENERAL	TS13TA026E25	F650	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 27	TS13TA026E26	F650	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 50/51G	TS13TA026E27	F650	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 50/51P	TS13TA026E28	F650	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 59	TS13TA026E29	F650	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO GENERAL	TS13TA026E30	F650	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 87 ARRANQUE DIFERENCIAL	TS13TA026E247	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE 50/51G	TS13TA026E31	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE 51	TS13TA026E32	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE 59	TS13TA026E33	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE 87T	TS13TA026E34	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE GENERAL	TS13TA026E35	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 ARRANQUE OVERFLU	TS13TA026E36	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 BLOCK 67P	TS13TA026E37	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 50/51G	TS13TA026E38	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 51	TS13TA026E39	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 59	TS13TA026E40	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO 87T	TS13TA026E41	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO GENERAL	TS13TA026E42	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 DISPARO OVERFLU	TS13TA026E43	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 LED EN SERVICIO	TS13TA026E44	T60	DNP3
ALARMA	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 RESET 86	TS13TA026E45	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 96 DISPARO BUCHHOLZ	TS13TA027170	D134	ION LAN
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO VALVULA SEGURIDAD	TS13TA027179	D134	ION LAN
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ALTO NIVEL DE ACEITE	TS13TA027182	D134	ION LAN
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 87 DISPARO DIFERENCIAL	TS13TA027E01	D134	ION LAN
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 96 ALARMA BUCHHOLZ	TS13TA027E02	D134	ION LAN
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ALARMA TEMP ACEITE	TS13TA027E03	D134	ION LAN
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ALARMA TEMP BOBINADO	TS13TA027E04	D134	ION LAN
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 BAJO NIVEL DE ACEITE	TS13TA027E05	D134	ION LAN
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO CONMUTADOR BUCHHOLZ	TS13TA027E06	D134	ION LAN
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO TEMP ACEITE	TS13TA027E07	D134	ION LAN
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO TEMP BOBINADO	TS13TA027E08	D134	ION LAN
ALARMA	TPA027	TRUSUR 10KV TRAF0 3TPA027 87 ARRANQUE DIFERENCIAL	TS29TP027168	D135	ION LAN
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE 27/59	TS13TA027E09	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE 50/51	TS13TA027E10	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE 50/51G	TS13TA027E11	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE 50BF	TS13TA027E12	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE 67N	TS13TA027E13	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE 67P	TS13TA027E14	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE GENERAL	TS13TA027E15	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 27/59	TS13TA027E16	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 50/51	TS13TA027E17	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 50/51G	TS13TA027E18	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 50BF	TS13TA027E19	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 67N	TS13TA027E20	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 67P	TS13TA027E21	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO GENERAL	TS13TA027E22	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 LED EN SERVICIO	TS13TA027E23	F60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 25 BLOCK	TS13TA027E24	F650	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 25 IN PROG	TS13TA027E25	F650	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 25 OPERATE	TS13TA027E26	F650	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE 27	TS13TA027E27	F650	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE 50/51G	TS13TA027E28	F650	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE 50/51P	TS13TA027E29	F650	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE GENERAL	TS13TA027E30	F650	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 27	TS13TA027E31	F650	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 50/51G	TS13TA027E32	F650	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 50/51P	TS13TA027E33	F650	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 59	TS13TA027E34	F650	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO GENERAL	TS13TA027E35	F650	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE 50/51G	TS13TA027E36	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE 51	TS13TA027E37	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE 59	TS13TA027E38	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE 87T	TS13TA027E39	T60	DNP3

TIPO	MODULO	ENTITY NAME	TREN	OBTENCION	MEDIO
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE GENERAL	TS13TA027E40	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 ARRANQUE OVERFLU	TS13TA027E41	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 BLOCK 67P	TS13TA027E42	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 50/51G	TS13TA027E43	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 51	TS13TA027E44	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 59	TS13TA027E45	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO 87T	TS13TA027E46	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO GENERAL	TS13TA027E47	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 DISPARO OVERFLU	TS13TA027E48	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 LED EN SERVICIO	TS13TA027E49	T60	DNP3
ALARMA	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 RESET 86	TS13TA027E50	T60	DNP3
ALARMA	TSU01	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3008 50N 51N DISPARO SCTE FASE TIERRA	TS29A3008154	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU01	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3008 50 51 DISPARO SCTE	TS29A3008153	DI36	ION LAN
ALARMA	TSU02	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3009 50 51 DISPARO SCTE	TS29A3009153	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU02	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3009 50N 51N DISPARO SBCTE FASE TIERRA	TS29A3009154	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU03	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3010 50 51 DISPARO SCTE	TS29A3010153	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU03	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3010 50N 51N DISPARO SBCTE FASE TIERRA	TS29A3010154	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU04	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3011 50 51 DISPARO SCTE	TS29A3011153	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU04	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3011 50N 51N DISPARO SBCTE FASE TIERRA	TS29A3011154	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU05	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3012 50 51 DISPARO SCTE	TS29A3012153	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU05	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3012 50N 51N DISPARO SBCTE FASE TIERRA	TS29A3012154	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU06	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3013 50 51 DISPARO SCTE	TS29A3013153	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU06	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3013 50N 51N DISPARO SBCTE FASE TIERRA	TS29A3013154	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU07	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3014 50 51 DISPARO SBCTE	TS29A3014153	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU07	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3014 50N 51N DISPARO SBCTE FASE TIERRA	TS29A3014154	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU08	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3015 50 51 DISPARO SCTE	TS29A3015153	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU08	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3015 50N 51N DISPARO SBCTE FASE TIERRA	TS29A3015154	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU09	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3016 50 51 DISPARO SCTE	TS29A3016153	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU09	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3016 50N 51N DISPARO SBCTE FASE TIERRA	TS29A3016154	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU10	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3017 50 51 DISPARO SCTE	TS29A3017153	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU10	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3017 50N 51N DISPARO SBCTE FASE TIERRA	TS29A3017154	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU11	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3018 50 51 DISPARO SCTE	TS29A3018153	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU11	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3018 50N 51N DISPARO SBCTE FASE TIERRA	TS29A3018154	DI36	ION LAN
ALARMA	TSU12	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3019 50 51 DISPARO SCTE	TS29A3019153	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU12	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3019 50N 51N DISPARO SBCTE FASE TIERRA	TS29A3019154	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU12	50/51 ARRANQUE DE SOBRECORRIENTE DE FASES	TS29A3019E01	F650	DNP3
ALARMA	TSU12	50/51 DISPARO DE SOBRECORRIENTE DE FASES	TS29A3019E02	F650	DNP3
ALARMA	TSU12	67SG ARRANQUE DE SOBRECORRIENTE SENSITIVA DE TIERRA	TS29A3019E03	F650	DNP3
ALARMA	TSU12	67SG DISPARO DE SOBRECORRIENTE SENSITIVA DE TIERRA	TS29A3019E04	F650	DNP3
ALARMA	TSU13	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 50N 51N DISPARO SBCTE FASE TIERRA	TS29A3149154	DI35	ION LAN
ALARMA	TSU13	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 50 51 DISPARO SCTE	TS29A3149153	F650	DNP3
ALARMA	TSU13	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 50 51 ARRANQUE SCTE	TS29A3149P07	F650	DNP3
ALARMA	TSU14	TRUSUR 10KV 3BA1016 TRAF0 TP3015 50/51N DISP SBCTE FASE TIERRA	TS29T3015153	F650	DNP3
ALARMA	TSU14	TRUSUR 10KV 3BA1016 TRAF0 TP3015 50/51N DISP SBCTE FASE TIERRA	TS29T3015154	F650	DNP3
ANALOGO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOUPLE 3AC1002 TENSION RN	TS29C1002100	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOUPLE 3AC1002 TENSION SN	TS29C1002101	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOUPLE 3AC1002 TENSION TN	TS29C1002102	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOUPLE 3AC1002 TENSION RS	TS29C1002103	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOUPLE 3AC1002 TENSION ST	TS29C1002104	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOUPLE 3AC1002 TENSION TR	TS29C1002105	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOUPLE 3AC1002 CORRIENTE FASE R	TS29C1002110	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOUPLE 3AC1002 CORRIENTE FASE S	TS29C1002111	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOUPLE 3AC1002 CORRIENTE FASE T	TS29C1002112	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOUPLE 3AC1002 POTENCIA ACTIVA	TS29C1002116	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOUPLE 3AC1002 POTENCIA REACTIVA	TS29C1002117	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOUPLE 3AC1002 FRECUENCIA	TS29C1002123	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOUPLE 3AC1002 FACTOR DE POTENCIA	TS29C1002304	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 TENSION RN	TS29A1015100	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 TENSION SN	TS29A1015101	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 TENSION TN	TS29A1015102	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 TENSION RS	TS29A1015103	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 TENSION ST	TS29A1015104	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 TENSION TR	TS29A1015105	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 CORRIENTE FASE R	TS29A1015110	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 CORRIENTE FASE S	TS29A1015111	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 CORRIENTE FASE T	TS29A1015112	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 POTENCIA ACTIVA	TS29A1015116	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 POTENCIA REACTIVA	TS29A1015117	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 FRECUENCIA	TS29A1015123	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T1	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T1 FACTOR DE POTENCIA	TS29A1015304	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 TENSION RN	TS29BAAT3100	ION 9510	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 TENSION SN	TS29BAAT3101	ION 9510	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 TENSION TN	TS29BAAT3102	ION 9510	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 TENSION RS	TS29BAAT3103	ION 9510	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 TENSION ST	TS29BAAT3104	ION 9510	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 TENSION TR	TS29BAAT3105	ION 9510	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 CORRIENTE FASE R	TS29BAAT3110	ION 9510	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 CORRIENTE FASE S	TS29BAAT3111	ION 9510	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 CORRIENTE FASE T	TS29BAAT3112	ION 9510	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 POTENCIA ACTIVA	TS29BAAT3116	ION 9510	Modbus



TIPO	MODULO	ENTITY NAME	TREN	OBTENCION	MEDIO
ANALOGO	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 POTENCIA REACTIVA	TS29BAAT3117	ION 9510	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 FRECUENCIA	TS29BAAT3123	ION 9510	Modbus
ANALOGO	Barra "A" - T3	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 T3 FACTOR DE POTENCIA	TS29BAAT3304	ION 9510	Modbus
ANALOGO	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 TENSION RN	TS29A1016100	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 TENSION SN	TS29A1016101	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 TENSION TN	TS29A1016102	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 TENSION RS	TS29A1016103	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 TENSION ST	TS29A1016104	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 TENSION TR	TS29A1016105	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 CORRIENTE FASE R	TS29A1016110	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 CORRIENTE FASE S	TS29A1016111	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 CORRIENTE FASE T	TS29A1016112	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 POTENCIA ACTIVA	TS29A1016116	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 POTENCIA REACTIVA	TS29A1016117	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 FRECUENCIA	TS29A1016123	ION 9200	Modbus
ANALOGO	Barra "B"	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1016 FACTOR DE POTENCIA	TS29A1016304	ION 9200	Modbus
ANALOGO	BARRA 138KV	TRUSUR 138KV BARRA 3BAA005 TENSION RN	TS13BA005100	ION 9200	Modbus
ANALOGO	BARRA 138KV	TRUSUR 138KV BARRA 3BAA005 TENSION SN	TS13BA005101	ION 9200	Modbus
ANALOGO	BARRA 138KV	TRUSUR 138KV BARRA 3BAA005 TENSION TN	TS13BA005102	ION 9200	Modbus
ANALOGO	BARRA 138KV	TRUSUR 138KV BARRA 3BAA005 TENSION RS	TS13BA005103	ION 9200	Modbus
ANALOGO	BARRA 138KV	TRUSUR 138KV BARRA 3BAA005 TENSION ST	TS13BA005104	ION 9200	Modbus
ANALOGO	BARRA 138KV	TRUSUR 138KV BARRA 3BAA005 TENSION TR	TS13BA005105	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 TENSION RN	TS13L1128100	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 TENSION SN	TS13L1128101	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 TENSION TN	TS13L1128102	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 TENSION RS	TS13L1128103	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 TENSION ST	TS13L1128104	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 TENSION TR	TS13L1128105	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 CORRIENTE FASE R	TS13L1128110	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 CORRIENTE FASE S	TS13L1128111	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 CORRIENTE FASE T	TS13L1128112	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 POTENCIA ACTIVA	TS13L1128116	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 POTENCIA REACTIVA	TS13L1128117	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 FRECUENCIA	TS13L1128123	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 FACTOR DE POTENCIA	TS13L1128304	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 TENSION RN	TS20T3030100	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 TENSION SN	TS20T3030101	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 TENSION TN	TS20T3030102	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 TENSION RS	TS20T3030103	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 TENSION ST	TS20T3030104	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 TENSION TR	TS20T3030105	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 CORRIENTE FASE R	TS20T3030110	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 CORRIENTE FASE S	TS20T3030111	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 CORRIENTE FASE T	TS20T3030112	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 POTENCIA ACTIVA	TS20T3030116	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 POTENCIA REACTIVA	TS20T3030117	ION 9200	Modbus
ANALOGO	L6696	TRUSUR 34 5KV L6696 TENSION RN	TS19L6696100	F650	DNP3
ANALOGO	L6696	TRUSUR 34 5KV L6696 TENSION SN	TS19L6696101	F650	DNP3
ANALOGO	L6696	TRUSUR 34 5KV L6696 TENSION TN	TS19L6696102	F650	DNP3
ANALOGO	L6696	TRUSUR 34 5KV L6696 TENSION RS	TS19L6696103	F650	DNP3
ANALOGO	L6696	TRUSUR 34 5KV L6696 TENSION TR	TS19L6696104	F650	DNP3
ANALOGO	L6696	TRUSUR 34 5KV L6696 TENSION ST	TS19L6696105	F650	DNP3
ANALOGO	L6696	TRUSUR 34 5KV L6696 CORRIENTE FASE R	TS19L6696110	F650	DNP3
ANALOGO	L6696	TRUSUR 34 5KV L6696 CORRIENTE FASE S	TS19L6696111	F650	DNP3
ANALOGO	L6696	TRUSUR 34 5KV L6696 CORRIENTE FASE T	TS19L6696112	F650	DNP3
ANALOGO	L6696	TRUSUR 34 5KV L6696 POTENCIA ACTIVA	TS19L6696116	F650	DNP3
ANALOGO	L6696	TRUSUR 34 5KV L6696 POTENCIA REACTIVA	TS19L6696117	F650	DNP3
ANALOGO	L6696	TRUSUR 34 5KV LINEA L6696 FRECUENCIA	TS19L6696123	F650	DNP3
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 TENSION RN	TS13TA005100	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 TENSION SN	TS13TA005101	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 TENSION TN	TS13TA005102	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 TENSION RS	TS13TA005103	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 TENSION ST	TS13TA005104	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 TENSION TR	TS13TA005105	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 CORRIENTE FASE R	TS13TA005110	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 CORRIENTE FASE S	TS13TA005111	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 CORRIENTE FASE T	TS13TA005112	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 POTENCIA ACTIVA	TS13TA005116	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 POTENCIA REACTIVA	TS13TA005117	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 FACTOR DE POTENCIA	TS13TA005XX2	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 FRECUENCIA	TS13TPA05123	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 TPA005 TEMPERATURA ACEITE	TS13TPA05600	QUALITROL	DNP3
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 TPA005 MIN TEMPERATURA ACEITE	TS13TPA05601	QUALITROL	DNP3
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 TPA005 MAX TEMPERATURA ACEITE	TS13TPA05602	QUALITROL	DNP3
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 TPA005 TEMPERATURA DEVANADO 138KV	TS13TPA05603	QUALITROL	DNP3
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 TPA005 MIN TEMPERATURA DEVANADO 138KV	TS13TPA05604	QUALITROL	DNP3
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 TPA005 MAX TEMPERATURA DEVANADO 138KV	TS13TPA05605	QUALITROL	DNP3
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 TPA005 TEMPERATURA DEVANADO 60KV	TS13TPA05606	QUALITROL	DNP3
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 TPA005 MIN TEMPERATURA DEVANADO 60KV	TS13TPA05607	QUALITROL	DNP3
ANALOGO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 TPA005 MAX TEMPERATURA DEVANADO 60KV	TS13TPA05608	QUALITROL	DNP3



TIPO	MODULO	ENTITY NAME	TREN	OBTENCION	MEDIO
ANALOGO	TSU09	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3016 CORRIENTE FASE T	TS29A3016112	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU09	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3016 POTENCIA ACTIVA	TS29A3016116	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU09	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3016 POTENCIA REACTIVA	TS29A3016117	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU10	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3017 CORRIENTE FASE R	TS29A3017110	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU10	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3017 CORRIENTE FASE S	TS29A3017111	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU10	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3017 CORRIENTE FASE T	TS29A3017112	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU10	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3017 POTENCIA ACTIVA	TS29A3017116	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU10	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3017 POTENCIA REACTIVA	TS29A3017117	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU11	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3018 CORRIENTE FASE R	TS29A3018110	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU11	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3018 CORRIENTE FASE S	TS29A3018111	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU11	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3018 CORRIENTE FASE T	TS29A3018112	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU11	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3018 POTENCIA ACTIVA	TS29A3018116	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU11	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3018 POTENCIA REACTIVA	TS29A3018117	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU12	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3019 CORRIENTE FASE R	TS29A3019110	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU12	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3019 CORRIENTE FASE S	TS29A3019111	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU12	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3019 CORRIENTE FASE T	TS29A3019112	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU12	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3019 POTENCIA ACTIVA	TS29A3019116	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU12	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3019 POTENCIA REACTIVA	TS29A3019117	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU13	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 CORRIENTE FASE R	TS29A3149110	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU13	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 CORRIENTE FASE S	TS29A3149111	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU13	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 CORRIENTE FASE T	TS29A3149112	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU13	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 POTENCIA ACTIVA	TS29A3149116	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU13	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 POTENCIA REACTIVA	TS29A3149117	ION 9200	Modbus
ANALOGO	TSU14	TRUSUR 10KV 3BA1016 TSU14 CORRIENTE FASE R	TS29TSU14110	EPM 9450Q	Modbus
ANALOGO	TSU14	TRUSUR 10KV 3BA1016 TSU14 CORRIENTE FASE S	TS29TSU14111	EPM 9450Q	Modbus
ANALOGO	TSU14	TRUSUR 10KV 3BA1016 TSU14 CORRIENTE FASE T	TS29TSU14112	EPM 9450Q	Modbus
ANALOGO	TSU14	TRUSUR 10KV 3BA1016 TSU14 POTENCIA ACTIVA	TS29TSU14116	EPM 9450Q	Modbus
ANALOGO	TSU14	TRUSUR 10KV 3BA1016 TSU14 POTENCIA REACTIVA	TS29TSU14117	EPM 9450Q	Modbus
COMANDO	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOPLA 3AC1102 INT 3IN1108 ESTADO	TS29I1108140	RELAY 24	ION LAN
COMANDO	GT	TRUSUR 10KV 3BA1016 SEC 3SB1106 ESTADO	TS29SB106140	RELAY 24	ION LAN
COMANDO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 INT 3INA022 ESTADO	TS13IA022140	RELAY 16	ION LAN
COMANDO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3SBA033 ESTADO	TS13SB033140	RELAY 16	ION LAN
COMANDO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3SLA014 ESTADO	TS13SL014140	RELAY 16	ION LAN
COMANDO	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3STA014 ESTADO	TS13ST014140	RELAY 16	ION LAN
COMANDO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 INT 3IN3008 ESTADO	TS20I3008140	RELAY 25	ION LAN
COMANDO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 SEC 3SL3010 ESTADO	TS20SL010140	RELAY 26	ION LAN
COMANDO	L3330	TRUSUR 33KV LINEA L3330 SEC 3ST3010 ESTADO	TS20ST010140	RELAY 26	ION LAN
COMANDO	L6696	TRUSUR 34 5KV LINEA L6696 INT 3IN3027 ESTADO	TS19I3027140	RELAY 26	ION LAN
COMANDO	L6696	TRUSUR 34.5KV LINEA L6696 SEC 3SL3026 ESTADO	TS19SL026140	RELAY 26	ION LAN
COMANDO	L6696	TRUSUR 34.5KV LINEA L6696 SEC 3ST3025 ESTADO	TS19ST025140	RELAY 27	ION LAN
COMANDO	TPA005	TRUSUR 10KV TRAFQ 3TPA005 INT 3IN1088 ESTADO	TS29I1088140	RELAY 22	ION LAN
COMANDO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAFQ 3TPA005 INT 3INA034 ESTADO	TS13IA034140	RELAY 25	ION LAN
COMANDO	TPA005	TRUSUR 138KV TRAFQ 3TPA005 SEC 3SBA034 ESTADO	TS13SA034140	RELAY 25	ION LAN
COMANDO	TPA026	TRUSUR 138KV TRAFQ 3TPA026 INT 3INA024 ESTADO	TS13IA024140	RELAY 19	ION LAN
COMANDO	TPA026	TRUSUR 138KV TRAFQ 3TPA026 SEC 3SBA036 ESTADO	TS13SB036140	RELAY 19	ION LAN
COMANDO	TPA026	TRUSUR 10KV TRAFQ 3TPA026 INT 3IN1107 ESTADO	TS29I1107140	RELAY 20	ION LAN
COMANDO	TPA027	TRUSUR 138KV TRAFQ 3TPA027 INT 3INA025 ESTADO	TS13IA025140	RELAY 17	ION LAN
COMANDO	TPA027	TRUSUR 138KV TRAFQ 3TPA027 SEC 3SBA035 ESTADO	TS13SB035140	RELAY 17	ION LAN
COMANDO	TPA027	TRUSUR 10KV TRAFQ 3TPA027 INT 3IN1109 ESTADO	TS29I1109140	RELAY 17	ION LAN
COMANDO	TSU01	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3008 INT 3IN1119 ESTADO	TS29I1119140	RELAY 18	ION LAN
COMANDO	TSU02	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3009 INT 3IN1118 ESTADO	TS29I1118140	RELAY 18	ION LAN
COMANDO	TSU03	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3010 INT 3IN1120 ESTADO	TS29I1120140	RELAY 19	ION LAN
COMANDO	TSU04	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3011 INT 3IN1111 ESTADO	TS29I1111140	RELAY 21	ION LAN
COMANDO	TSU04	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3011 SEC 3SB1077 ESTADO	TS29SB077140	RELAY 21	ION LAN
COMANDO	TSU04	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3011 SEC 3ST1021 ESTADO	TS29ST021140	RELAY 21	ION LAN
COMANDO	TSU05	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3012 INT 3IN1110 ESTADO	TS29I1110140	RELAY 20	ION LAN
COMANDO	TSU05	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3012 SEC 3SB1076 ESTADO	TS29SB076140	RELAY 20	ION LAN
COMANDO	TSU05	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3012 SEC 3ST1020 ESTADO	TS29ST020140	RELAY 20	ION LAN
COMANDO	TSU06	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3013 INT 3IN1114 ESTADO	TS29I1114140	RELAY 24	ION LAN
COMANDO	TSU07	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3014 INT 3IN1121 ESTADO	TS29I1121140	RELAY 19	ION LAN
COMANDO	TSU08	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3015 INT 3IN1112 ESTADO	TS29I1112140	RELAY 21	ION LAN
COMANDO	TSU08	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3015 SEC 3SB1078 ESTADO	TS29SB078140	RELAY 22	ION LAN
COMANDO	TSU08	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3015 SEC 3ST1022 ESTADO	TS29ST022140	RELAY 22	ION LAN
COMANDO	TSU09	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3016 INT 3IN1116 ESTADO	TS29I1116140	RELAY 18	ION LAN
COMANDO	TSU10	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3017 INT 3IN1113 ESTADO	TS29I1113140	RELAY 22	ION LAN
COMANDO	TSU10	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3017 SEC 3SB1079 ESTADO	TS29SB079140	RELAY 23	ION LAN
COMANDO	TSU10	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3017 SEC 3ST1023 ESTADO	TS29ST023140	RELAY 23	ION LAN
COMANDO	TSU11	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3018 INT 3IN1117 ESTADO	TS29I1117140	RELAY 18	ION LAN
COMANDO	TSU12	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3019 INT 3IN1115 ESTADO	TS29I1115140	RELAY 17	ION LAN
COMANDO	TSU13	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 INT 3IN1158 ESTADO	TS29I1158140	RELAY 22	ION LAN
COMANDO	TSU13	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 SEC 3ST1045 ESTADO	TS29ST045140	RELAY 23	ION LAN
COMANDO	TSU13	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 SEC 3SB1108 ESTADO	TS29SB108140	RELAY 25	ION LAN
COMANDO	TSU14	TRUSUR 10KV 3BA1016 TSU14 INT 3IN1153 ESTADO	TS29I1153141	RELAY 27	ION LAN
POSICION	Acople "AB"	TRUSUR 10KV ACOPLA INT 3IN1108 LOCAL REMOTO TABLERO MIMICO	TS29I1108E01	D136	ION LAN
POSICION	L1128	TRUSUR 138KV L1128 INT 3INA022 LOCAL REMOTO TABLERO MIMICO	TS13TP026168	D135	ION LAN
POSICION	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 INT 3INA022 LOCAL REMOTO	TS13IA022137	D136	ION LAN
POSICION	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3SBA033 LOCAL REMOTO	TS13SB033137	D136	ION LAN
POSICION	L1128	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3SLA014 LOCAL REMOTO	TS13SL014137	D136	ION LAN
POSICION	TPA005	TRUSUR 138KV TRAFQ 3TPA005 INT 3INA034 LOCAL REMOTO	TS13IA034137	D135	ION LAN
POSICION	TPA005	TRUSUR 138KV TRAFQ 3TPA005 INT 3INA034 LR TABLERO MIMICO	TS13IA034E02	D135	ION LAN



TIPO	MODULO	ENTITY NAME	TREN	OBTENCION	MEDIO
POSICION	TPA005	TRUSUR 10KV TRAF0 3TPA005 INT 3IN1088 LOCAL REMOTO	TS29I1088137	DI35	ION LAN
POSICION	TPA005	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 SEC 3SBA034 LOCAL REMOTO	TS13SA034137	DI36	ION LAN
POSICION	TPA005	TRUSUR 10KV TRAF0 3TPA005 INT 3IN1088 LR TABLERO MIMICO	TS29I1088E03	DI36	ION LAN
POSICION	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 INT 3INA024 LR TABLERO MIMICO	TS13IA024E04	DI35	ION LAN
POSICION	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 INT 3INA024 LOCAL REMOTO	TS13IA024137	DI36	ION LAN
POSICION	TPA026	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA026 SEC 3SBA036 LOCAL REMOTO	TS13SB036137	DI36	ION LAN
POSICION	TPA026	TRUSUR 10KV TRAF0 3TPA026 INT 3IN1107 LR TABLERO MIMICO	TS29I1107E05	DI36	ION LAN
POSICION	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 TPA027 INT 3INA025 LR TABLERO MIMICO	TS13TP030168	DI35	ION LAN
POSICION	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 INT 3INA025 LOCAL REMOTO	TS13IA025137	DI36	ION LAN
POSICION	TPA027	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 SEC 3SBA035 LOCAL REMOTO	TS13SB035137	DI36	ION LAN
POSICION	TPA027	TRUSUR 10KV TRAF0 3TPA027 INT 3IN1109 LR TABLERO MIMICO	TS29I1109E06	DI36	ION LAN

Tabla 3.9 Resumen de señales

TIPO DE SEÑAL	CANTIDAD
ALARMA	284
ANALOGO	224
COMANDO	45
ESTADO	126
<b>TOTAL</b>	<b>679</b>

### 3.7 INGRESO DE SEÑALES A LA BASE DE DATOS DEL SISTEMA SCADA

#### 3.7.1 Sistema Telegyr Source Database Builder (TSDB)

El Telegyr Source Database builder versión TG8000, es un servidor de base de datos diseñado especialmente para su implementación dentro de un sistema SCADA, en el cual se crean y editan las señales provenientes de las unidades terminales remotas. En esta base de datos se capta, registra y calcula las mediciones.

El Telegyr Source Database builder contiene:

- Editor y constructor de la base de datos
- Administrador de la base de datos fuente
- Definición del nombre de los servidores
- Base de datos de fuente compacta
- Reparación de la base de datos fuente

#### 3.7.2 Definición y Dimensionamiento de la Subestación Trujillo Sur

En el sistema Telegyr Source Database builder se definen las características de la subestación Trujillo Sur y sus dimensiones en el sistema SCADA. A continuación se define y dimensiona la subestación Trujillo Sur en el Telegyr Source Database builder:

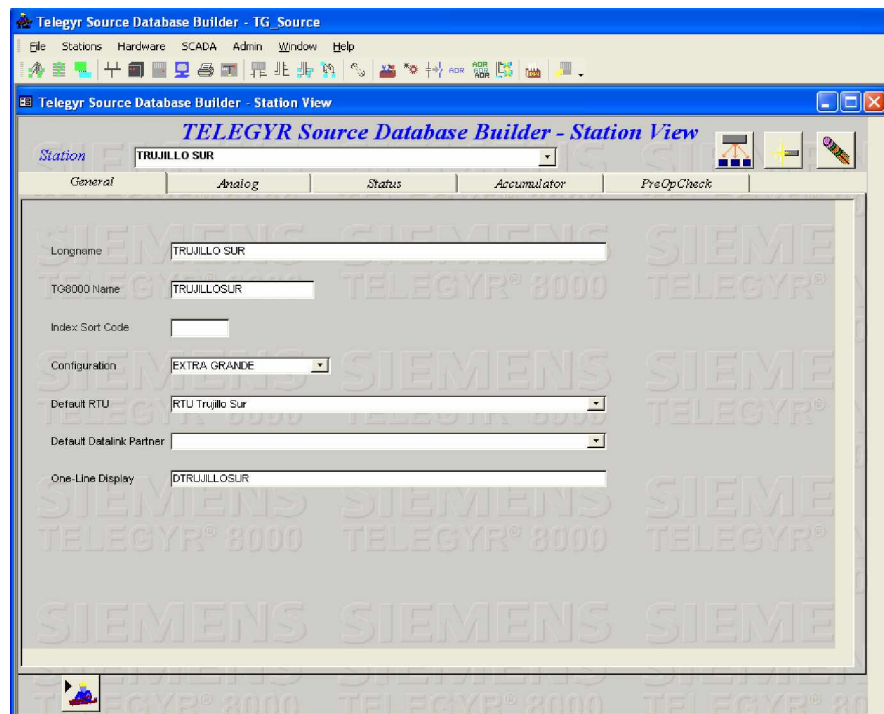
- Longname: Trujillo Sur
- TG8000 Name: Trujillo Sur
- Configuración: Extra Grande
- Default RTU: RTU Trujillo Sur

La configuración Extra Grande, abarca hasta 700 señales, distribuidos de la siguiente manera:

- Señales de Comandos: 100
- Señales Estados y Alarmas: 300
- Señales análogas: 300

En la Figura 3.4 se muestra la creación de la Subestación Trujillo en el Telegyr Source Database Builder. Cuando se crea una nueva subestación aparece una ventana con el nombre de la subestación creada y los datos a completar que definen la característica de la señal a incorporar, las cuales se detallan a continuación:

Fig. 3.4 Creación de la Subestación Trujillo Sur en el TSDB



### 3.7.3 Definición e Ingreso de las Señales al Sistema TSDB

Las señales son definidas e ingresadas en una etiqueta sobre la forma de definición de la subestación. Esta forma contiene cinco etiquetas de información contenida en campos, los cuales son:

- Locate: Esta lista permite seleccionar las señales para su edición.
- Entity Name: Contiene el nombre de la señal y no puede ser corregido.
- TG8000 Name: Controla la base de datos de tiempo.
- Longname: Nombre descriptivo de la señal.
- Point Type: Permite definir el tipo de señal.

Luego de la creación de las señales en el TSDB, se procede a ingresar las características de cada señal en las ventanas de Telemetrida y Control, Alarma, Procesamiento de Data, Limites y Calculadas.

Como ejemplo mostraremos las figuras N° 3.5 y 3.6 en donde se aprecia la creación de las señales de tipo análogas y de estado en TSDB.

Fig. 3.5 Creación de una señal análoga en el TSDB

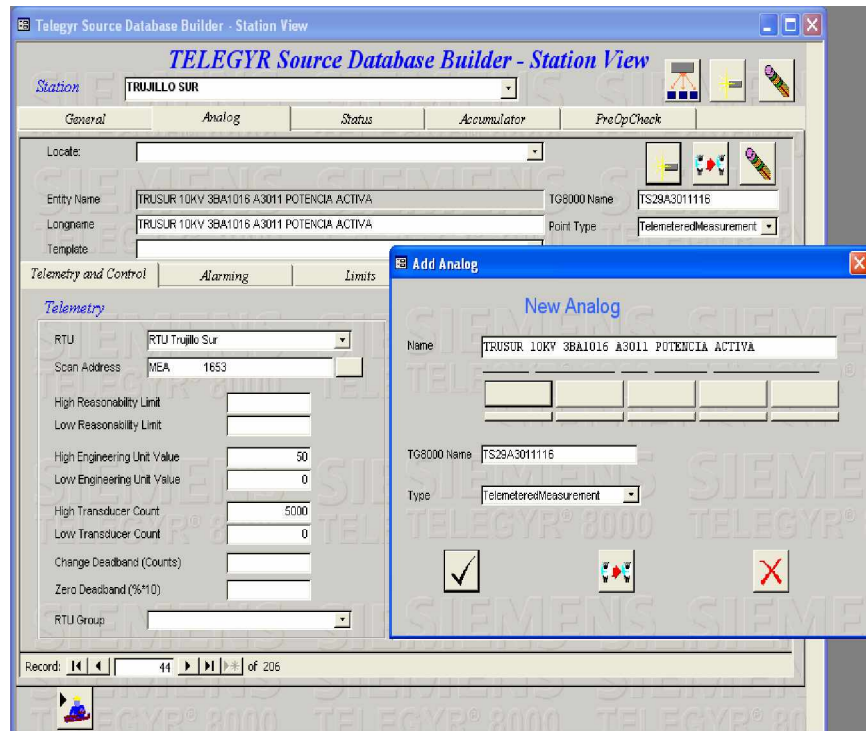
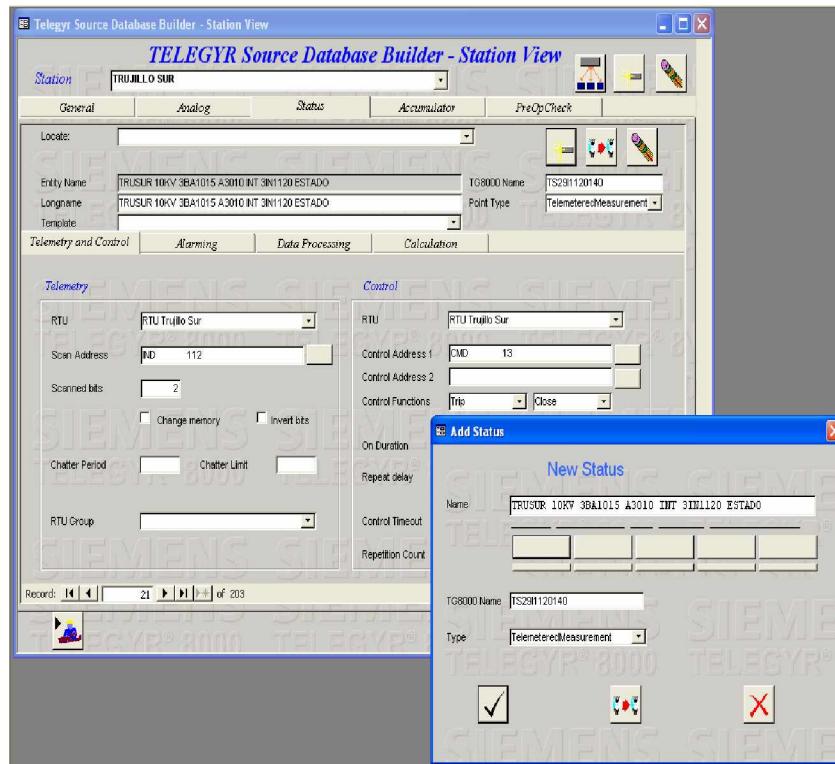


Fig. 3.6 Creación de una señal de Estado en el TSDB



#### a. Telemetría y Control

En esta ventana se asignan principalmente el nombre de la RTU de la subestación Trujillo sur, el Scan Address y Control Address de las señales de Telemetría y Control.

En las Figuras 3.7 y 3.8 se muestran la asignación de las direcciones de medición y control de las señales creadas respectivamente en el TSDB.

Fig. 3.7 Asignación de direcciones de medición en el TSDB

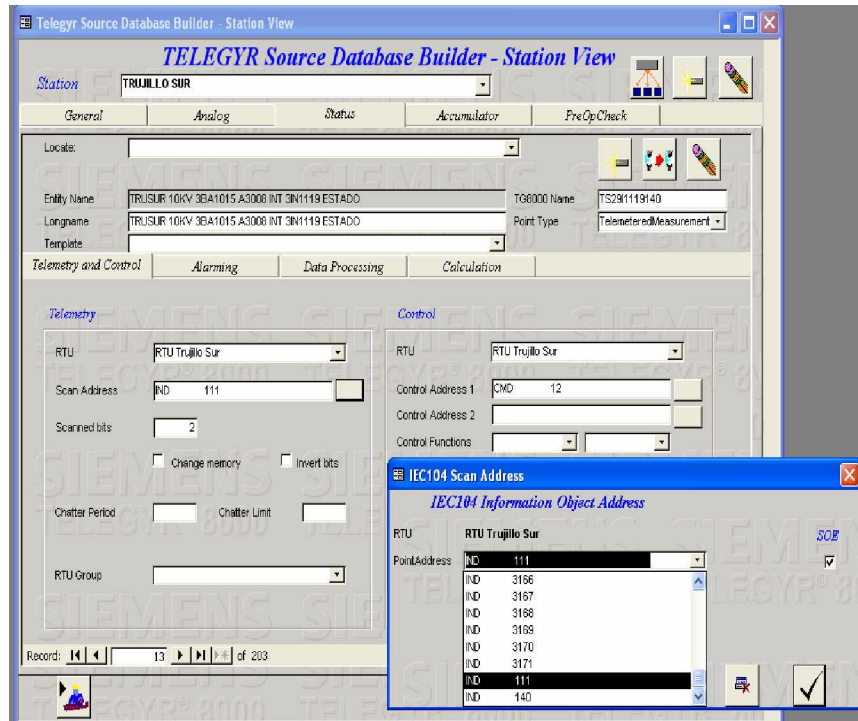
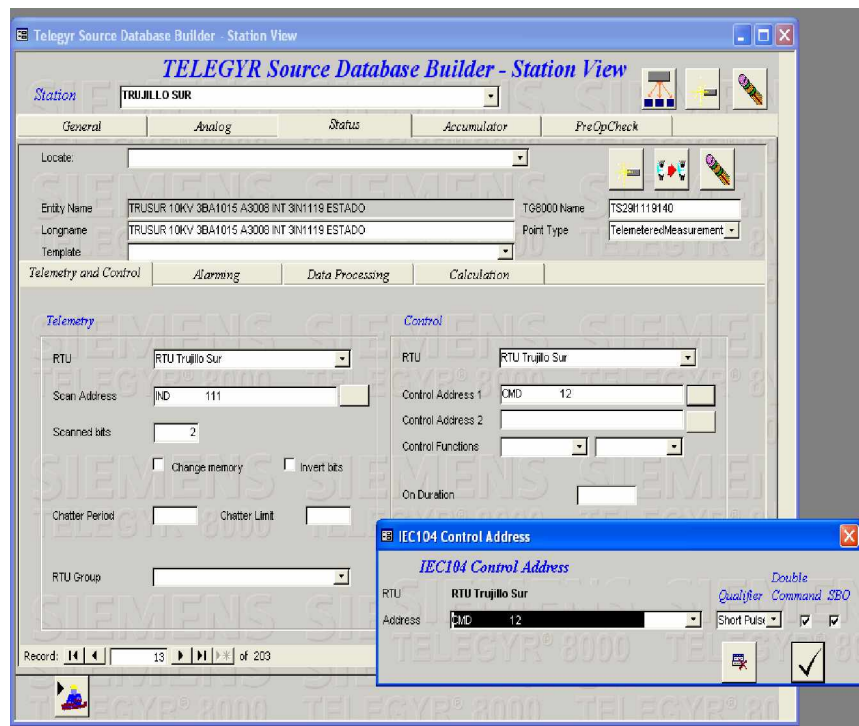


Fig. 3.8 Asignación de direcciones de control en el TSDB



## b. Alarma

Permite poner prioridades despertadoras para varias condiciones y relaciones de amo/esclavo.

La etiqueta alarmante contiene un campo para poner el grupo AOR el cual recibe la advertencia y alarma de la señal. Al lado de la definición de grupo AOR van los ajustes para varias opciones despertadoras el resto de la forma es dividido en dos grupos, el grupo de prioridades de alarma de valor estática y el grupo amo/esclavo de alarmas.

Para que la señal de alarma sea vista en la estación de trabajo, se debe marcar la etiqueta alarmable. En la Figura 3.9 se muestra la asignación de los grupos AOR, las prioridades de las alarmas y el grupo amo/esclavo de alarmas.

Fig. 3.9 Asignación de alarmas en el TSDB

Station: TRUJILLO SUR

Entity Name: TRUSUR 138KV TRAF03TPA005 POTENCIA ACTIVA  
 Longname: TRUSUR 138KV TRAF03TPA005 POTENCIA ACTIVA  
 Template: [dropdown]

TO8000 Name: TS13TA005116  
 Point Type: TelemeteredMeasurement

**Alarming**

AOR Group: EMS

Alarmable  
 No alarm events  
 No warning events

No program events  
 No user events

Exclude from chronological summary  
 Exclude from abnormal summary  
 Exclude from offnormal summary

*State Value Alarm Priorities*

Limit	Normal Mode		Disturbance Mode
	Normal	Slave	
Alarm Limits	High: 1	Low: 1	1
Warning Limits	High: 1	Low: 1	
Return to Normal	1		1
Reasonability Limit Alarm	1		

*Master / Slave Alarms*

This measurement will be a master for: 1 seconds

This point is a slave of:

1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	

Record: 134 of 206

### c. Limites

En esta ventana se limitan los valores de las señales análogas. Cuando los valores de las señales análogas superan el valor límite considerado, entonces se producirá una señal de alarma en la estación de trabajo. En la figura se muestra el ingreso de los límites de las señales análogas.

Fig. 3.10 Asignación de límites en el TSDB

### d. Procesamiento de data

Se llama así, a la forma que permite a usuarios corregir el tratamiento de datos para puntos análogos, entrando en la forma de definición de la subestación.

### e. Calculadas

Define las fórmulas para medidas deliberadas. Las señales pueden ser designadas teniendo un tipo de punto de cálculo para indicar



que el valor es determinado, como consecuencia de una fórmula según el programa obtenido por la telemetría.

Las señales calculadas se obtienen de las análogas y de estado. En la Figura 3.11 se muestra la creación de una señal análoga calculada.

Fig. 3.11 Creación de una señal calculada en el TSDB

Station: TRUJILLO SUR

Entity Name: SUMATORIA DE POTENCIA ACTIVA TOTAL DEL SISTEMA HDNA CALCULADA  
 TG8000 Name: HDSUMTOTA116  
 Longname: SUMATORIA DE POTENCIA ACTIVA TOTAL DEL SISTEMA HDNA CALCULADA  
 Point Type: Calculation

Target variable name: HDSUMTOTA1 Period (sec): 10 Offset (sec): No Triggers

Formula:  

$$HDSUMTOTA116 = ABS (E001) +ABS (E002) +E003+E004+E005+E006+E008+E009+E010+E011+E012+E013$$

Variable Name	Source Measurement
E001	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 POTENCIA ACTIVA
E002	CHIMSUR 138KV CHIMBI L1111 POTENCIA ACTIVA
E003	CHIMBOT2 138KV SALIDA L1107 POTENCIA ACTIVA
E004	CHIMBOT2 138KV SALIDA L1106 POTENCIA ACTIVA
E005	PORVEN 10KV BARRA 3BA1014 POTENCIA ACTIVA
E006	STGCAO 138KV TRUNTE L1118 POTENCIA ACTIVA

Record: 2 of 206



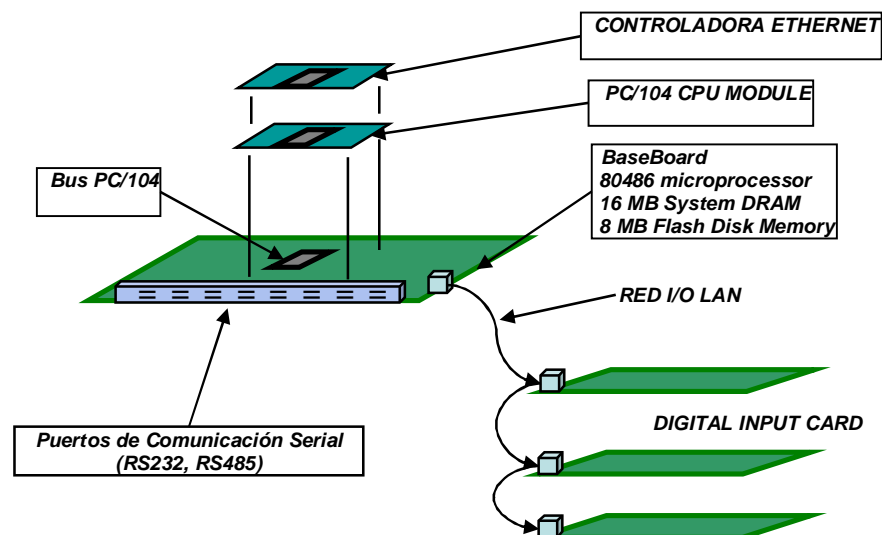
### 3.8 LA STATION MANAGER

El TELEGYR 5700 o Station Manager, es la unidad terminal remota de la Subestación Trujillo Sur. Su finalidad es concentrar las señales para su integración con el sistema SCADA.

Las principales características de la funcionalidad del TELEGYR 5700 son:

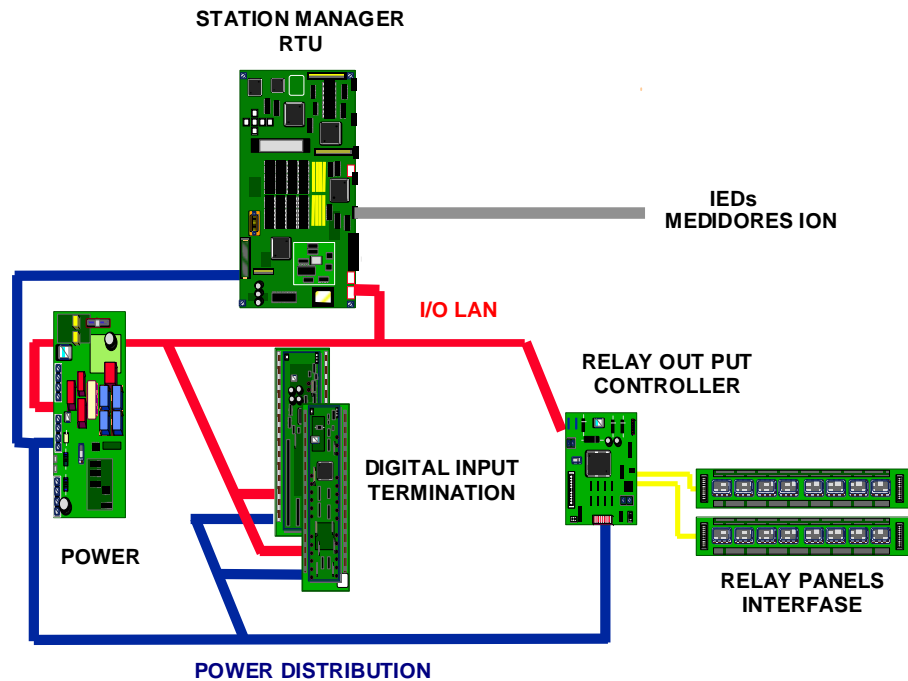
- a. Sincronización por GPS
- b. 8 Puertos seriales
- c. Puerto ethernet
- d. Protocolos de comunicación: DNP3, ModBus, RTU, IEC 101 / 104
- e. Entradas digitales (estados y alarmas)
- f. Salidas instantáneas por rele (comandos)
- g. Salidas sostenidas por rele
- h. Entradas Análogas
- i. Expansiones rápidas y sencillas
- j. Parámetroizable por puerto serial, ethernet y por keypad Local

Fig. 3.12 Arquitectura modular del TELEGYR 5700



En la Figura 3.13 se muestra el diagrama de bloques de los componentes que integran el concentrador de datos, se detalla la red I/O LAN formado por las tarjetas Relay Out Put Controller, Relay Panel Interfase y Digital Input Termination, la fuente de alimentación eléctrica y la Station Manager.

Fig. 3.13 Diagrama de bloques del CDs



### 3.9 EL SOFTWARE CMP DE LA STATION MANAGER

El CMP (Configuration Management Program) es el software del TELEGYR 57000, mediante el cual se configura la Station Manager de la subestación Trujillo Sur.

La funcionalidad del CMP comprende:

- a. Comunicación con el CMP
  - Serial
  - Ethernet
- b. Funciones de las consolas
  - Descargar y cargar la configuración de la Station Manager
  - Clave de descarga

- Descargar y cargar archivos
- Mantenimiento de la pantalla de trabajo
- c. Catalogo
  - Permite copias de IEDs
  - Uso selecto de catálogos
- d. Protocolos de Comunicación
  - Esclavos
    - DNP3 (serial y Ethernet)
    - IEC101 (serial y Ethernet)
    - LTU
    - TELEGYR 8979 (serial y Ethernet)
  - Maestro
    - DNP3 (serial y Ethernet)
    - IEC101 (serial y Ethernet)
    - IEC103
    - JEM2
    - LTU
    - SEL
    - Smart Alarms
    - TELEGYR 8979

### **3.10 CONFIGURACIÓN DE LA STATION MANAGER**

#### **3.10.1 Creación de la Station Manager en el CMP**

La configuración del RTU de la Subestación Trujillo Sur, se inicia por la creación del área de trabajo y la Station Manager en el CMP.

En la Figura 3.14 se muestra la creación de la Station Manager y en la Figura 3.15 se muestra como se añade una Station Manager.

Fig. 3.14 Creación de la Station Manager en el CMP

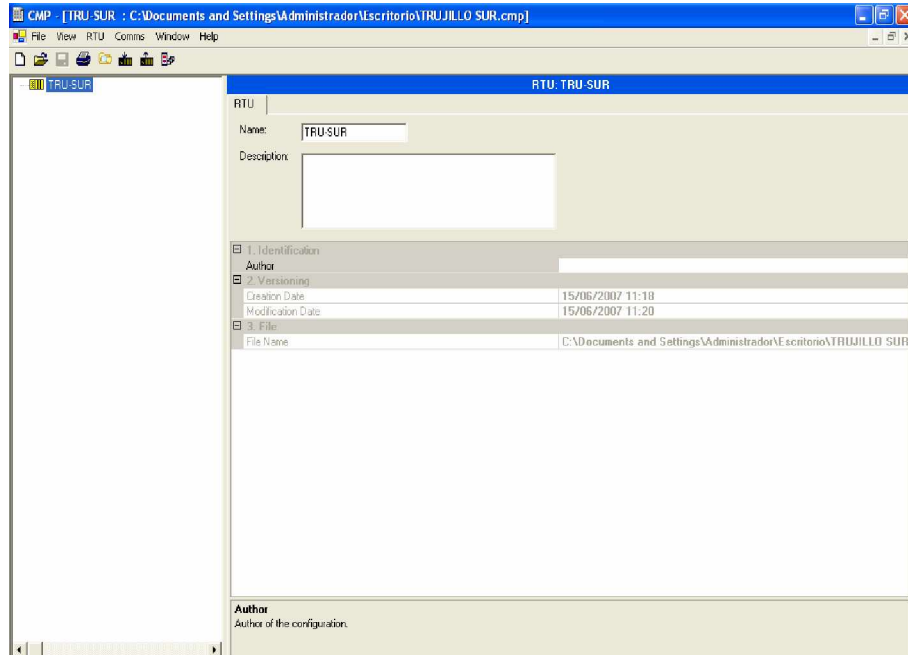
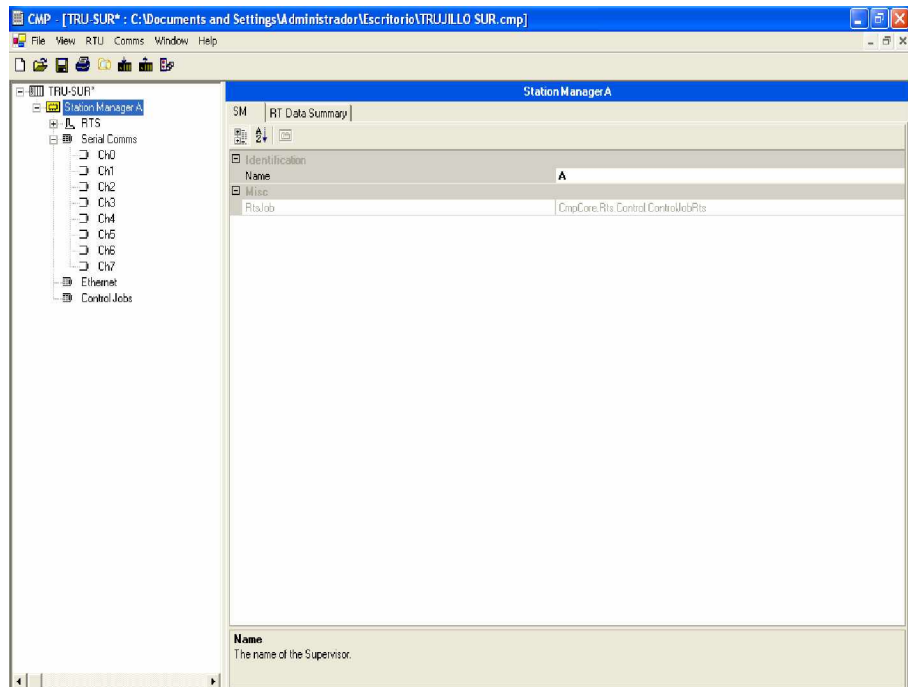


Fig. 3.15 Incorporación de la Station Manager



### 3.10.2 Integración de los IEDs y tarjetas I/OLAN en el CMP

Los IEDs se configuran como equipos esclavos para la Station Manager, por ello el CMP es Master para los IEDs. Los medidores ION y los reles F650 de los AMTs tienen comunicación serial con la Station Manager, por lo cual en el CMP se habilitan los siguientes canales:

- a. Canal CH04, para comunicarse con los medidores ION a través del protocolo modbus.
- b. Canal CH06, para comunicarse con los reles F650 de los AMTs y el equipo Qualitrol del transformador TPA005, a través del protocolo DNP3.
- c. Canal CH07, para comunicarse con las tarjetas que conforman la red I/OLAN.

Los reles F650, F60, D60 y T60 de las bahías de los trafos N° 01; 02 y 03 y del módulo de la línea L-1128, se comunican por ethernet a través del protocolo DNP3, por lo cual en el CMP se habilita la comunicación vía ethernet B.

Antes de la integración de la Station Manager con los IEDS, estos deben ser mapeados y parametrizados respectivamente, equipo por equipo, de manera tal que el CMP pueda reconocer a cada equipo con sus respectivas señales. Es así que se estructura un mapin en el CMP para medidores ION, reles F650, reles F60, reles D60, reles T60, equipo Qualitrol y tarjetas I/OLAN. En el proceso de parametrización se asigna a cada equipo una dirección, el cual debe ser el mismo en la Station Manager para que estos se puedan comunicar. En el proceso de mapeo cada señal proveniente del IED es reconocido por la Station Manager de acuerdo al tipo de señal.

En las figuras 3.16; 3.17 y 3.18 se muestran las configuraciones de los canales de la Station Manager para su integración con los medidores ION; reles F650 y Qualitrol; y tarjetas I/OLAN respectivamente.

En la Figura 3.19 se muestra la configuración del puerto ethernet para su integración con los reles F650, F60, D60 y T60 de las bahías de los trafos N° 01, N° 02 y N° 03 y del módulo de la línea L-1128.

Fig. 3.16 Configuración del canal CH04

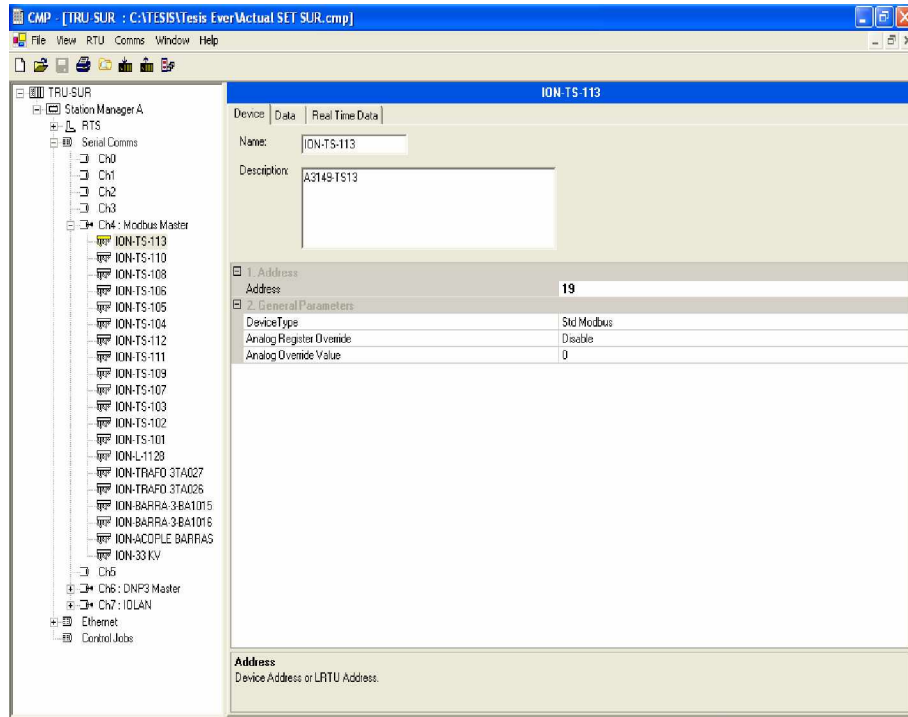


Fig. 3.17 Configuración del canal CH06

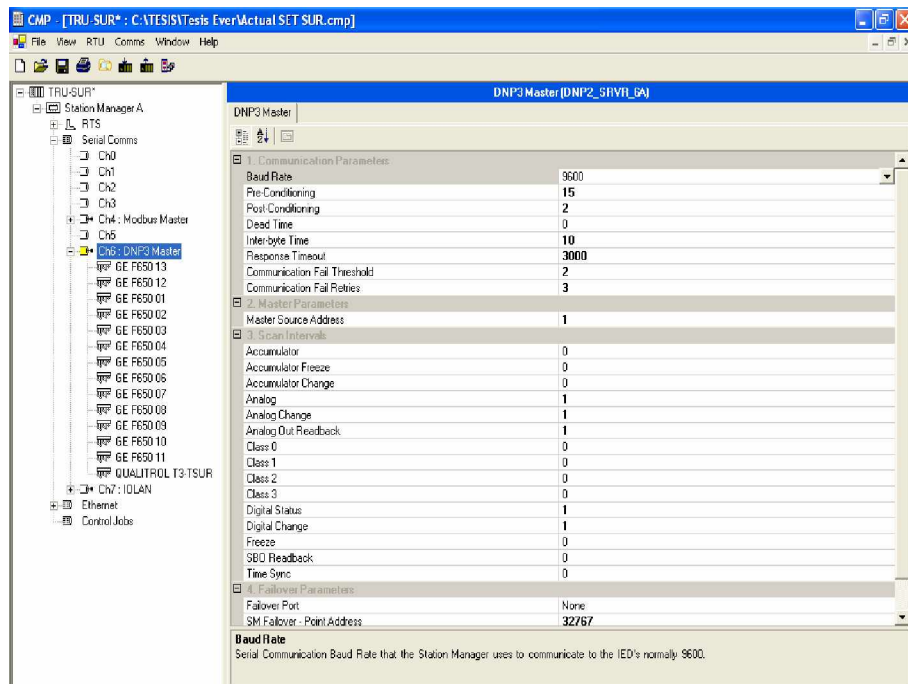


Fig. 3.18 Configuración del canal CH07

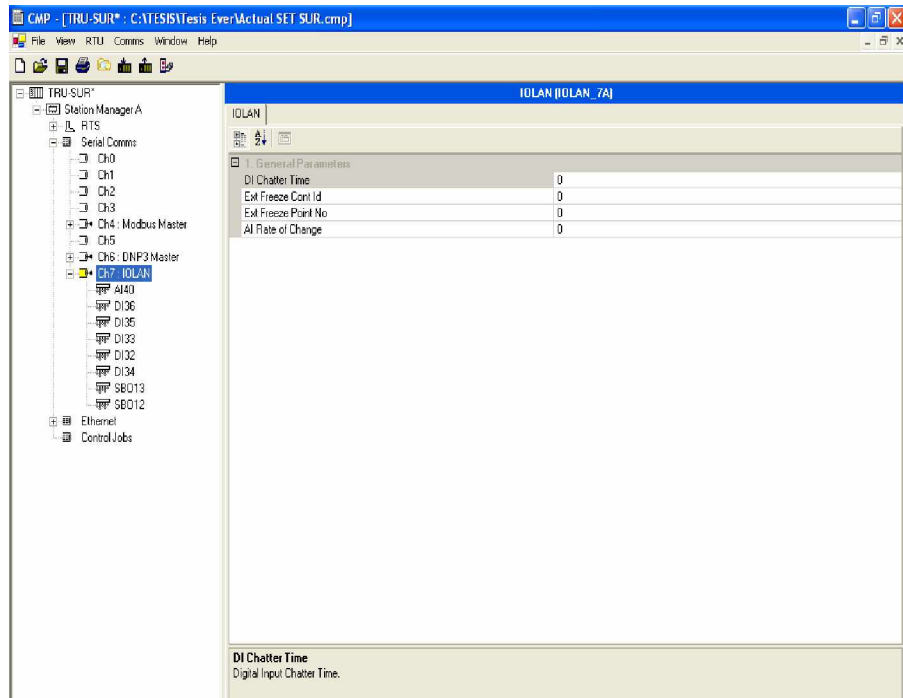
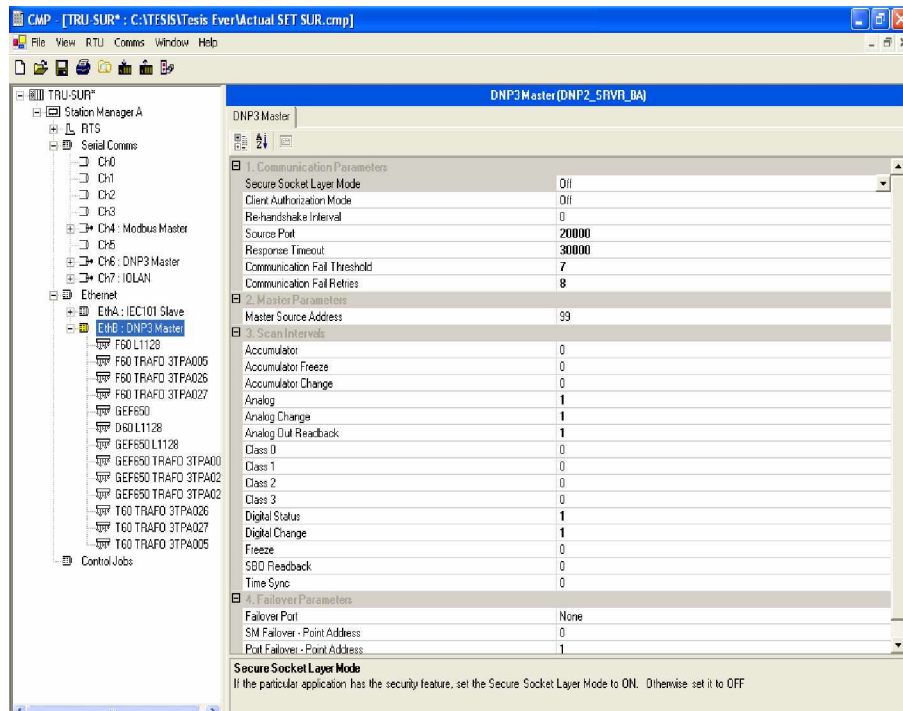


Fig. 3.19 Configuración del puerto ethernet



### 3.10.3 Mapeo e Ingreso de las Señales al CMP de la Station Manager

Después de configurar los canales de comunicación para los IEDs y tarjetas I/OLAN en el CMP, se procede al ingreso de las señales por cada IED de acuerdo a su definición y codificación.

A continuación se detalla los mapeos e ingreso de las señales al CMP de los relés de protección, medidores ION, tarjetas digitales I/OLAN y Qualitrol.

Fig. 3.20 Muestra el mapeo e ingreso de las señales análogas al CMP

The screenshot shows the TRU-SUR software interface. The left pane displays a tree view of the Station Manager A configuration, including channels (Ch1-Ch5) and various IEDs like ION-TS-113 through ION-TS-107, ION-TS-103, ION-TS-102, ION-TS-101, ION-L-123, ION-TRAFD 3T A027, ION-TRAFD 3T A025, ION-BARRA-3-BA101, ION-BARRA-2-BA101, ION-ACORPLE BARRA, ION 23 KV, and ION-DNP3 Master with GE F690 13 through GE F690 04. The right pane shows the configuration for the ION-BARRA-3-BA1015 device, with a table of points. The table has columns for No, Description, Select, RegisterType, and ScaleFactor. A 'Hide unused data tabs' checkbox is checked in the top right of the table area.

No	Description	Select	RegisterType	ScaleFactor
100	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 TENSION RN	<input checked="" type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
101	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 TENSION SN	<input checked="" type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
102	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 TENSION TN	<input checked="" type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
103	kVln avg	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
104	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 TENSION RS	<input checked="" type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
105	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 TENSION ST	<input checked="" type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
106	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 TENSION TR	<input checked="" type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
107	kVll avg	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
108	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 CORRIENTE FASE R	<input checked="" type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
109	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 CORRIENTE FASE S	<input checked="" type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
110	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 CORRIENTE FASE T	<input checked="" type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
111	I avg	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
115	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 FRECUENCIA	<input checked="" type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
116	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 FACTOR DE POTENCIA	<input checked="" type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
117	PF sign a	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
118	PF sign b	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
119	PF sign c	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
120	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 POTENCIA ACTIVA	<input checked="" type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
121	TRUSUR 10KV BARRA 3BA1015 POTENCIA REACTIVA	<input checked="" type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
122	MVA total	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
123	MW a	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
124	MW b	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
125	MW c	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
126	MVAR a	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
127	MVAR b	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
128	MVAR c	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
129	MVA a	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)
130	MVA b	<input type="checkbox"/>	AI	N/A (0)



Fig. 3.21 Muestra el mapeo e ingreso de las señales de relés al CMP

The screenshot shows the CMP software interface for device F60 L1128. The left pane displays a tree view of the station hierarchy, including Serial Comms (Ch0-Ch7), Modbus Master, DNP3 Master, IOLAN, Ethernet (EdA, EdB), and various relays (F60 TRAF0 3TPA005, F60 TRAF0 3TPA006, F60 TRAF0 3TPA007, GEF60, D60 L1128, GEF60 L1128, GEF60 TRAF0 3TPA00, GEF60 TRAF0 3TPA02, GEF60 TRAF0 3TPA02, T60 TRAF0 3TPA006, T60 TRAF0 3TPA007, T60 TRAF0 3TPA005). The right pane shows a table of points for F60 L1128:

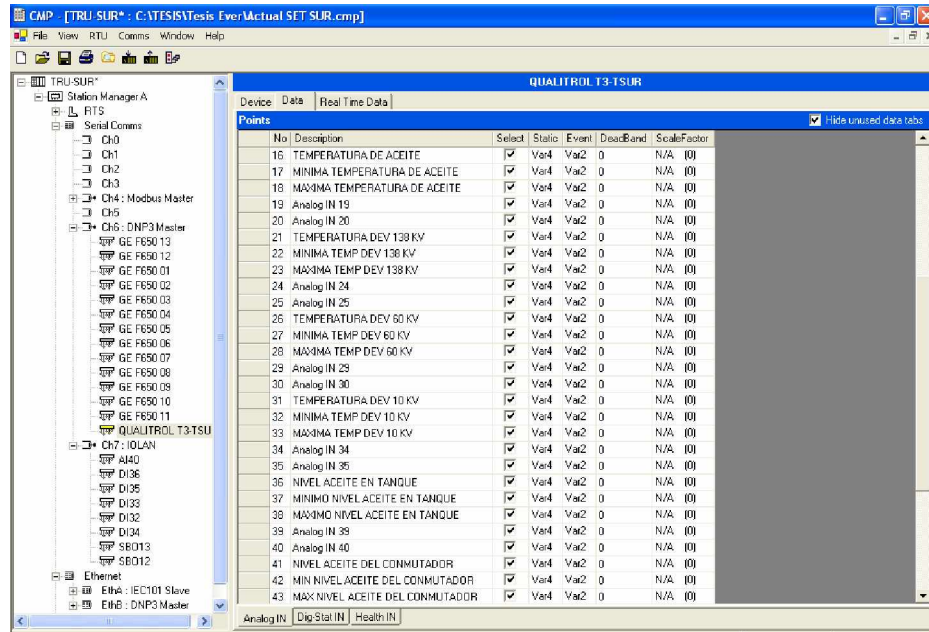
No	Description	Select	Status	Event
0	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 LED IN SERVICE F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
1	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE 67P F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
2	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE 67N F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
3	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE 60/51G F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
4	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 ARRANQUE GENERAL F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
5	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO 27/59 F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
6	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO 67N F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
7	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO 67P F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
8	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO 60/51G F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
9	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO 908F1 F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
10	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO GENERAL F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
11	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO 908F1 F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
12	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 DISPARO 908F2 F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
13	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 BLOCK 67A F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
14	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 BLOCK 67B F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
15	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 BLOCK 67C F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2
16	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 BLOCK 67N F60	<input checked="" type="checkbox"/>	Var2	Var2

Fig. 3.22 Muestra el mapeo e ingreso de las señales I/O LAN al CMP

The screenshot shows the CMP software interface for device SB012. The left pane displays a tree view of the station hierarchy, including Serial Comms (Ch0-Ch7), Modbus Master, DNP3 Master, IOLAN, Ethernet (EdA, EdB), and various relays (GE F690 13, GE F690 12, GE F690 01, GE F690 02, GE F690 04, GE F690 05, GE F690 06, GE F690 07, GE F690 08, GE F690 09, GE F690 10, GE F690 11, QUALITROL T3TSU, Ch7 IOLAN, AI40, DI36, DI35, DI33, DI32, DI34, SB013, SB012). The right pane shows a table of points for SB012:

No	Description	Select	CloseTime	Comment1	Comment2	Comment3
0	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 INT 3INA022 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	4000			
1	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3SLA014 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
2	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3SB003 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
3	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3STA014 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
4	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA007 INT 3INA025 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
5	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA007 SEC 3SB005 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
6	TRUSUR 10KV TRAF0 3TPA007 INT 3IN1109 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
7	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3019 INT 3IN1115 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
8	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3016 INT 3IN1116 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
9	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3018 INT 3IN1117 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
10	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3008 INT 3IN1118 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
11	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3008 INT 3IN1119 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
12	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3010 INT 3IN1120 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
13	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3014 INT 3IN1121 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
14	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA005 INT 3INA024 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
15	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA006 SEC 3SB006 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
16	TRUSUR 10KV TRAF0 3TPA006 INT 3IN1107 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
17	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3012 INT 3IN1110 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
18	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3012 SEC 3SB1076 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
19	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3012 SEC 3ST1020 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
20	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3011 INT 3IN1111 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
21	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3011 SEC 3SB1077 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
22	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3011 SEC 3ST1021 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
23	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3015 INT 3IN1112 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
24	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3015 SEC 3SB1078 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
25	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3015 SEC 3ST1022 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
26	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 INT 3IN1158 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
27	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 SEC 3SB1108 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
28	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3149 SEC 3ST1045 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			
29	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3013 INT 3IN1113 ABRIR/CERRAR	<input checked="" type="checkbox"/>	500			

Fig. 3.23 Muestra el mapeo e ingreso de las señales del Qualitrol al CMP



### 3.11 INTEGRACIÓN DE LA STATION MANAGER CON EL SISTEMA SCADA

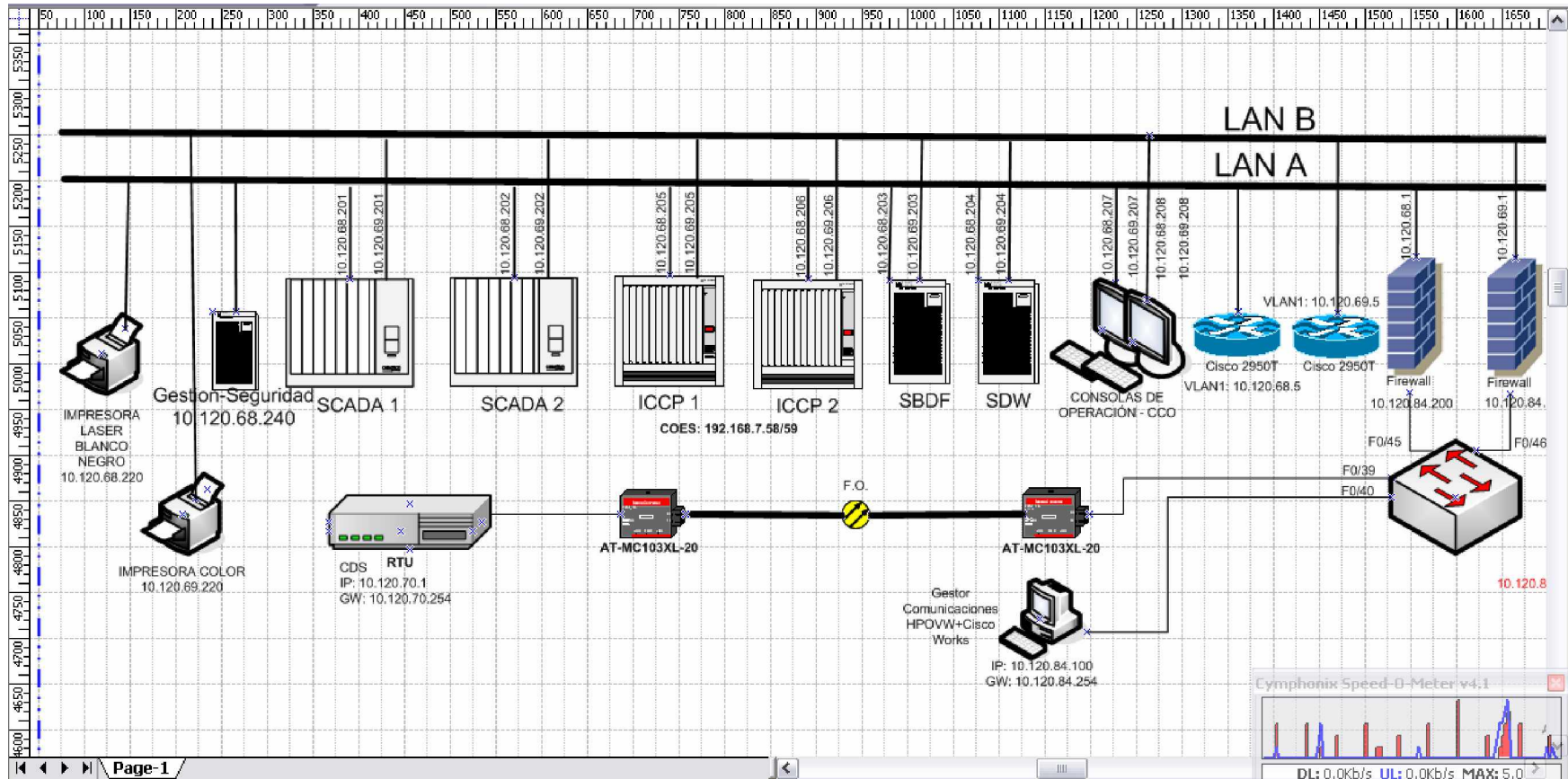
#### 3.11.1 Integración con el Sistema de Comunicaciones

La integración de la Station Manager de la Subestación Trujillo Sur con el Sistema SCADA se efectúa usando el sistema de comunicaciones basada en la red IP VPN tipo WAN, con el protocolo IEC 60870-5-104 sobre TCP/IP.

El medio físico usado para el traslado de la información es la fibra óptica, que a través de un enrutador son direccionadas a las redes LAN A y LAN B del sistema SCADA. Los equipos firewalls son los encargados de seleccionar la información y los equipos media converter transforman las señales digitales en haz de luz y viceversa para el traslado de la información a través de la fibra óptica.

En la Figura 3.24 se muestra la integración de la Station Manager con el Sistema SCADA.

Figura 3.24 Se muestra la integración de la Station Manager con el Sistema SCADA.



### 3.11.2 Asignación y Codificación de las Señales en el CMP y TSDB

Para la transmisión de las señales entre la Station Manager y el Sistema SCADA, estas se deben asignar y codificar usando el protocolo IEC 60870-5-104, tanto en el CMP y en el Telegyr Source Database Builder.

La codificación de las señales consiste en asignarles unas direcciones de ruteo denominadas Scan Address. Para las señales de control también debemos codificar las direcciones de control denominados Control Address.

En la Figura 3.25 se muestra un ejemplo del proceso de codificación de las señales en el CMP de la Station Manager: Se codifica la señal de comando TRUSUR 10KV 3BA1015 INT 3IN1120, con el código IEC 112. En la Tabla 3.10 se muestra los intervalos de codificación IEC por cada tipo de señal.

Fig. 3.25 Codificación de la señal de comando en el CMP

No	Name
0	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 INT 3INA022 ABIERTO/CER...
1	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 INT 3INA022 ABIERTO/CER...
2	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3SLA014 ABIERTO/C...
3	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3SLA014 ABIERTO/C...
4	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3SB4033 ABIERTO/C...
5	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3SB4033 ABIERTO/C...
6	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3STA014 ABIERTO/C...
7	TRUSUR 138KV PORVEN L1128 SEC 3STA014 ABIERTO/C...
8	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 INT 3INA025 ABIERTO/C...
9	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 INT 3INA025 ABIERTO/C...
10	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 SEC 3SBA036 ABIERTO/C...
11	TRUSUR 138KV TRAF0 3TPA027 SEC 3SBA036 ABIERTO/C...
12	TRUSUR 10KV TRAF0 3TPA027 INT 3IN1109 ABIERTO/C...
13	TRUSUR 10KV TRAF0 3TPA027 INT 3IN1109 ABIERTO/C...
14	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3019 INT 3IN1115 ABIERTO/CER...
15	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3019 INT 3IN1115 ABIERTO/CER...
16	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3016 INT 3IN1116 ABIERTO/CER...
17	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3016 INT 3IN1116 ABIERTO/CER...
18	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3018 INT 3IN1117 ABIERTO/CER...
19	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3018 INT 3IN1117 ABIERTO/CER...
20	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3009 INT 3IN1118 ABIERTO/CER...
21	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3009 INT 3IN1118 ABIERTO/CER...
22	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3008 INT 3IN1119 ABIERTO/CER...
23	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3008 INT 3IN1119 ABIERTO/CER...
24	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3010 INT 3IN1120 ABIERTO/CER...
25	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3010 INT 3IN1120 ABIERTO/CER...
26	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3014 INT 3IN1121 ABIERTO/CER...
27	TRUSUR 10KV 3BA1015 A3014 INT 3IN1121 ABIERTO/CER...

Tabla 3.10 Intervalos de codificación IEC por cada tipo de señal

SEÑAL	SCAN ADDRESS		
	De	A	Total
ALARMAS	2000	2003	4
	2005	2023	19
	2026	2034	9
	2037	2045	9
	2047	2047	1
	2049	2049	1
	2051	2051	1
	2053	2053	1
	2055	2055	1
	2057	2057	1
	2059	2059	1
	2061	2061	1
	2063	2063	1
	2065	2065	1
	2067	2067	1
	2069	2069	1
	2080	2093	14
	2095	2095	1
	2200	2209	10
	2250	2262	13
	3140	3140	1
	3145	3169	25
	3200	3216	17
	3222	3223	2
	3226	3231	6
	3240	3254	15
	3260	3274	15
	3281	3292	12
	3300	3314	15
	3320	3334	15
	3341	3352	12
	3360	3374	15
	3380	3394	15
	3401	3409	9
	3413	3415	3
	3432	3433	2
	3440	3443	4
	3446	3446	1
	3451	3453	3
	3457	3460	4
3466	3467	2	
<b>Subtotal</b>			<b>284</b>

SEÑAL	SCAN ADDRESS		
	De	A	Total
ANALOGAS	1000	1010	11
	1020	1040	21
	1050	1054	5
	1100	1110	11
	1150	1161	12
	1200	1211	12
	1250	1261	12
	1300	1304	5
	1350	1354	5
	1400	1404	5
	1450	1454	5
	1500	1504	5
	1550	1554	5
	1600	1604	5
	1650	1654	5
	1700	1704	5
	1750	1754	5
	1800	1804	5
	1850	1854	5
	1900	1904	5
	1910	1915	6
	1920	1925	6
	1930	1940	11
	1942	1954	13
1980	1991	12	
3411	3412	2	
3416	3431	16	
3449	3450	2	
3455	3456	2	
3461	3465	5	
<b>Subtotal</b>			<b>224</b>
POSICION	2035	2036	2
	2072	2079	8
	2096	2097	2
	3410	3410	1
	3444	3445	2
	3447	3448	2
3454	3454	1	
<b>Subtotal</b>			<b>18</b>

SEÑAL	SCAN ADDRESS		
	De	A	Total
COMANDOS	100	134	35
	137	139	3
	3434	3439	6
	3468	3468	1
	<b>Subtotal</b>		
<b>CONTROL ADDRESS</b>			
1	35	35	
38	47	10	
<b>Subtotal</b>			<b>45</b>

### 3.12 CONSTRUCCIÓN DEL DESPLIEGUE DE LA SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR

El software Interactive Picture Editor (IPE) es el editor de despliegues interactivos del sistema SCADA, el cual esta basado en estándares gráficos, y permite la generación, modificación, adición y eliminación de despliegues con el sistema SCADA en línea. Mediante el IPE se procede a elaborar el despliegue de la subestación Trujillo Sur.

Para la elaboración del despliegue de la Subestación Trujillo sur, el IPE cuenta con figuras, símbolos, acceso a fuentes de textos incluyendo tamaño, tipo y colores; librería con íconos, facilidades para la inclusión de nuevos íconos, asignación de colores a los símbolos básicos y dibujos preparados por el usuario. El sistema es capaz de manejar los despliegues por páginas. Cada despliegue básicamente consta de dos partes:

- Una parte estática que hace la representación gráfica del entorno sobre el cual se va a mostrar la información dinámica, y que permite orientarse rápidamente al operador en sus funciones de supervisión.
- Una parte dinámica que está constituida por todas aquellas formas de representación de la información recolectada o calculada por el sistema y que en forma periódica es refrescada en la pantalla del operador.

El despliegue de la subestación Trujillo sur, muestra los puntos de estado a través de gráficas diseñadas por el usuario y los puntos análogos se mostrarán en forma numérica y con membretes de distintos tamaños (fonts escalables y diversos tamaños y colores)

A continuación detallaremos las funciones del editor de despliegues IPE:

- Gráfica los elementos a partir de figuras predefinidas por el sistema o creadas por el usuario como por ejemplo arcos, líneas, rectángulos, etc.
- Capacidad de insertar, borrar, mover, rotar y copiar partes del gráfico.
- Capacidad de copiar partes de otros despliegues definidos con anterioridad.
- Para la creación de la parte dinámica de los despliegues, incluye menús de búsqueda y selección de puntos en la base de datos, y el empleo de librerías para la definición de las distintas formas de presentación de los puntos; también incluirá funciones de borrar, copiar y mover la parte dinámica dentro del gráfico.



- Define enlaces a otros despliegues y programas.
- Combina capas de despliegue dentro de despliegues.
- La ejecución del Subsistema Editor de Despliegues no interfiere con las funciones en línea del sistema SCADA.
- Dotación dinámica a objetos.

En la Figura 3.26 se muestra el área de trabajo del editor de despliegues IPE.

En las figuras 3.27 y 3.28 se muestra la creación de los equipos y la vista final del despliegue de la subestación Trujillo Sur con la incorporación de las señales de medición al costado de cada bahía.

Fig. 3.26 Muestra el área de trabajo del IPE

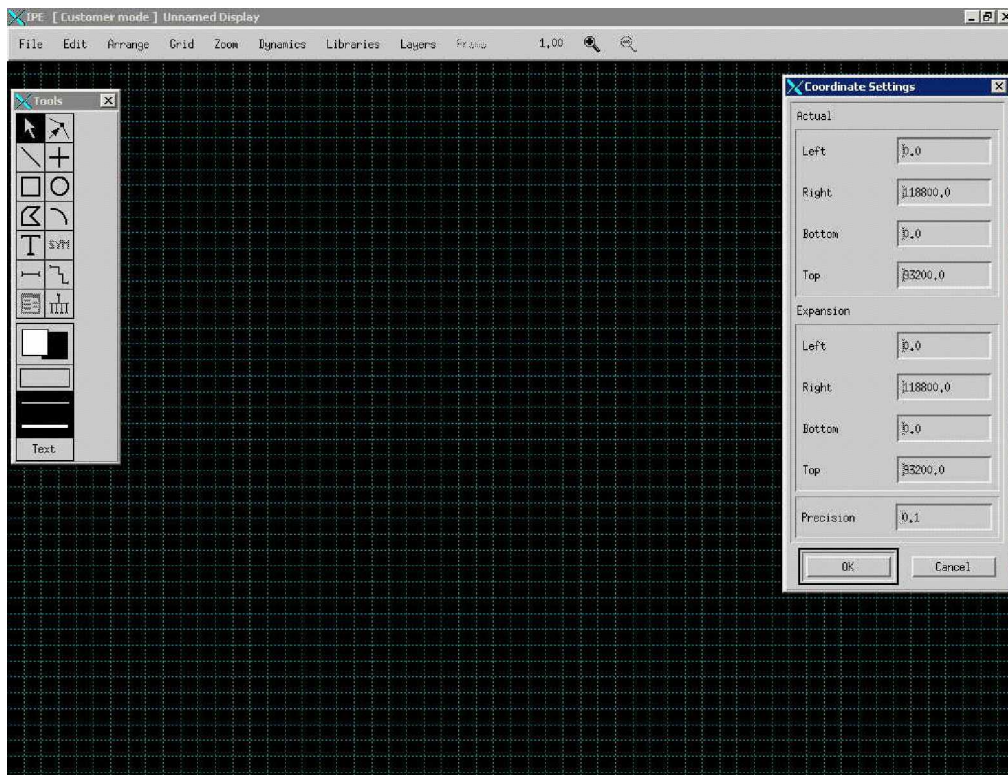


Fig. 3.27 Muestra la creación de los equipos de la SE Trujillo Sur en el IPE

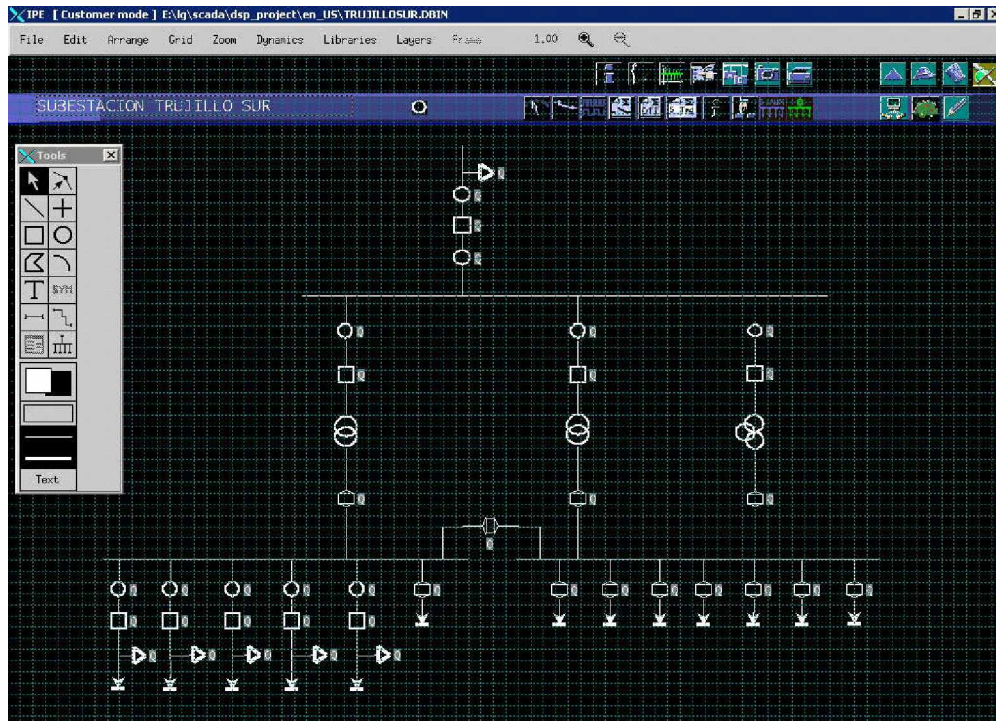
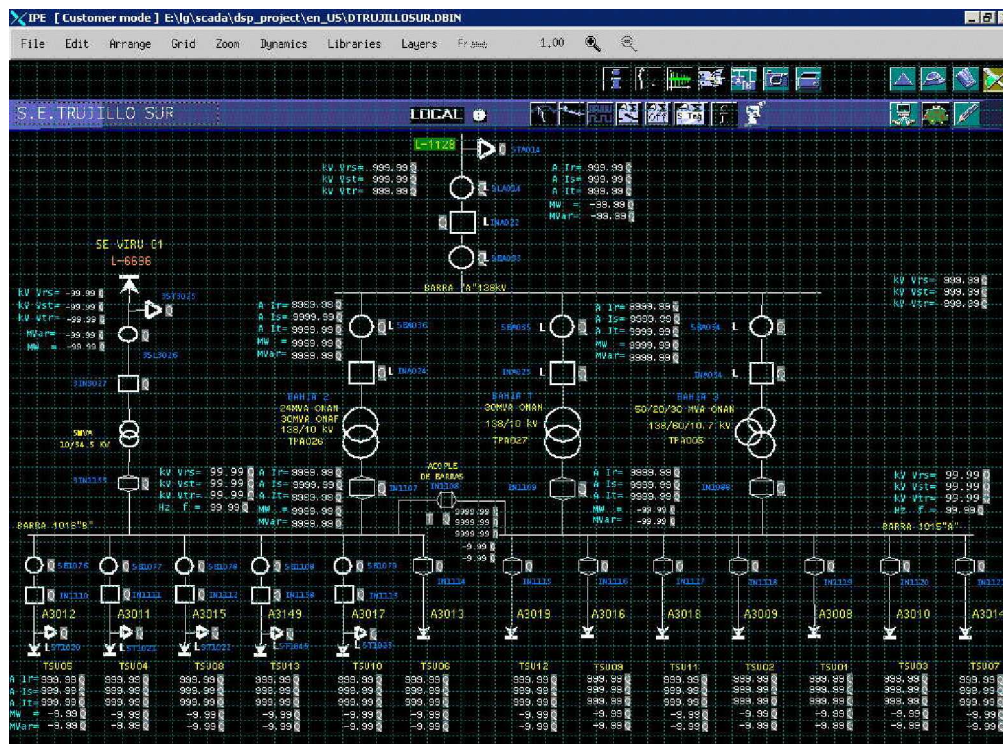


Fig. 3.28 Vista final del despliegue de la SE Trujillo Sur en el IPE





## **CAPITULO IV**

### **INTERFAZ DE OPERACIÓN**

#### **4.1 INTRODUCCIÓN**

La interfaz de operación o interfaz humano – máquina (HMI), contiene los elementos necesarios para la visualización parcial o total de la subestación Trujillo Sur, con el fin de tomar decisiones para una optima operación del sistema eléctrico. La HMI corresponde a un esquema sinóptico de la configuración de la subestación Trujillo Sur, en donde se representan los equipos de maniobras (interruptores y seccionadores), las mediciones análogas, los reportes de alarmas y eventos, y el reporte de información histórica. Por lo general un conjunto de elementos que nos permiten interactuar desde una estación de trabajo como si estuviéramos en el tablero de control.

La HMI permite fundamentalmente supervisar tres actividades principales: La operación del sistema eléctrico de potencia las 24 horas del día; el mantenimiento de los datos para soportar las funciones de la operación; y el Mantenimiento del sistema relacionado con los equipos, software y los despliegues que determinan como opera el sistema.

Las estaciones de trabajo o consolas de operación contienen al interfaz hombre máquina, las cuales han sido equipadas con la tarjeta controladora de gráficos NVIDIA QUADRO 400, para permitir la instalación de dos monitores en cada consola de operación, lo cual permitirá facilitar la supervisión y control del sistema SCADA.

En este parte del proyecto se detalla todas las funcionalidades del HMI, desde como arrancar, hasta la ejecución de comandos, ingreso de datos, navegación en el sistema y uso de ventanas.

## 4.2 ARRANQUE DEL SISTEMA

A continuación se detalla el proceso de inicio del sistema, tomando en cuenta las medidas de seguridad.

### 4.2.1 Acceso a la Estación de Trabajo (Workstation)

Para acceder a la estación de trabajo se requiere un login y una contraseña. Después de ingresado los datos, el sistema se despliega varias ventanas una de ellas es la sesión manager, la cual se usará para arrancar el workstation.

### 4.2.2 Acceso al Sistema TELEGYR

Para lo cual se requiere un nombre y una contraseña. El despliegue Operador Logon controla el acceso al sistema TELEGYR. Este nombre y contraseña provee alguna información básica acerca del usuario, incluyendo sus áreas de responsabilidad, modos de consolas, áreas de visualización, su configuración de ventanas y despliegues preferidos al arrancar.

Figura 4.1 Acceso al sistema TELEGYR



### 4.3 SEGURIDAD DEL SISTEMA TELEGYR

El sistema TELEGYR tiene varias medidas de seguridad incorporadas para prevenir el uso inapropiado del personal no autorizado al sistema.

#### 4.3.1 Chequeos de Seguridad

Cuando se presiona una tecla o selecciona en el despliegue una solicitud de menú, un programa o una ejecución, el sistema TELEGYR ejecuta los siguientes chequeos:

- Si el usuario tiene acceso al ambiente de operación actual.
- Correspondencia del modo de consola asignado al operador con el modo consola asignados al despliegue.
- Correspondencia al área de responsabilidad asignado al operador con el área de responsabilidad asignados al despliegue.
- Correspondencia al área de visibilidad asignado al operador con el área de visibilidad asignados al despliegue.

#### 4.3.2 Modos de Consola

El sistema TELEGYR usa diferentes modos de consola para permitir o restringir el acceso a diferentes funciones. Todo tipo de despliegue, operaciones de control o entrada de datos esta limitado a una asignación específica del modo de consola.

El sistema ejecuta chequeos de violación de restricciones cada vez que el operador selecciona un icono o usa una tecla funcional. El sistema permite un comando o una operación de entrada de datos, solo y solo si, uno o más modos de consola asignados al operador, corresponden con uno o más de los modos de la consola desplegados.

Cada despliegue tiene un conjunto de modos de consola. Adicionalmente, cada botón en el despliegue también tiene un conjunto de modos de consola. Los modos de despliegue de la consola controlan efectivamente la entrada de datos. Los modos de consola asociados con cada botón controla quien puede ejecutar operaciones de control usando aquel botón seleccionado.

Fig. 4.2 Asignación de modos de consola

The screenshot shows the 'Console Modes Assignments' window in the Siemens Spectrum Power TC interface. The window title is 'CRT 1, Window 1 Console Modes Assignments CONS\_MODE\_ASSIGN.DBIN'. The interface includes a menu bar with 'Displays', 'Controls', 'Browsers', 'Real Time', and '1.00'. Below the menu bar, there are tabs for 'Operator', 'Cons. Modes', and 'Cons. AQR'. The main content area is titled 'Console Modes Assignments' and contains a table of assigned console modes.

Cons. No.	Operator Name	Assigned Console Modes															Mode No.	Mode Name
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
1	LGS	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	1	Training
2	LGS	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	2	Programming
3	LGS	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	3	Study
4																	4	Dispatch
																	5	Supervisor
																	6	Remote
																	7	Scheduling
																	8	Engineering
																	9	Data Maint.
																	10	System Maint.
																	11	Custom Mode 5
																	12	Custom Mode 4
																	13	Custom Mode 3
																	14	Custom Mode 2
																	15	Custom Mode 1

Note: Mode assignments made here are temporary until operator logs off.  
Permanent changes must be made from SDB for the operator.

### 4.3.3 Áreas de Visualización (AOV)

El sistema TELEGYR usa áreas de visualización como verificación final de un despliegue dado. Cuando se selecciona un icono, botón, una tecla funcional o un ítem de menú que contiene una solicitud de despliegue, el sistema inicialmente ejecuta un chequeo del ambiente operativo. El chequeo final de poder ver un despliegue es correspondido con las áreas de visibilidad.

Cada despliegue y cada operador tienen una asignación de 1 a 64 AOV. Si uno (o más) de sus AOV corresponde con uno de los AOV de los despliegues, se podrá ver el despliegue, siempre y cuando las otras condiciones se cumplan.

La mayoría de los despliegues base de TELEGYR tienen asignados todos los AOV. Sin embargo SIEMENS asigna sus despliegues base para visualización universal, las características de áreas de visualización le permiten restringir visualización de despliegues en la forma que desee.

Con 64 AOV, se puede proveer un alto grado de flexibilidad y selectividad para visualización de despliegues.

#### **4.3.4 Áreas de responsabilidad (AOR)**

El sistema provee 64 áreas de responsabilidad. La asignación de AOR esta predefinida para cada operador basada en el nombre del logon del operador. Un operador con modos de consola apropiado puede temporalmente cambiar las asignaciones de AOR desde la consola de asignaciones o cambiar permanentemente las asignaciones desde el despliegue "Asignaciones del Operador".

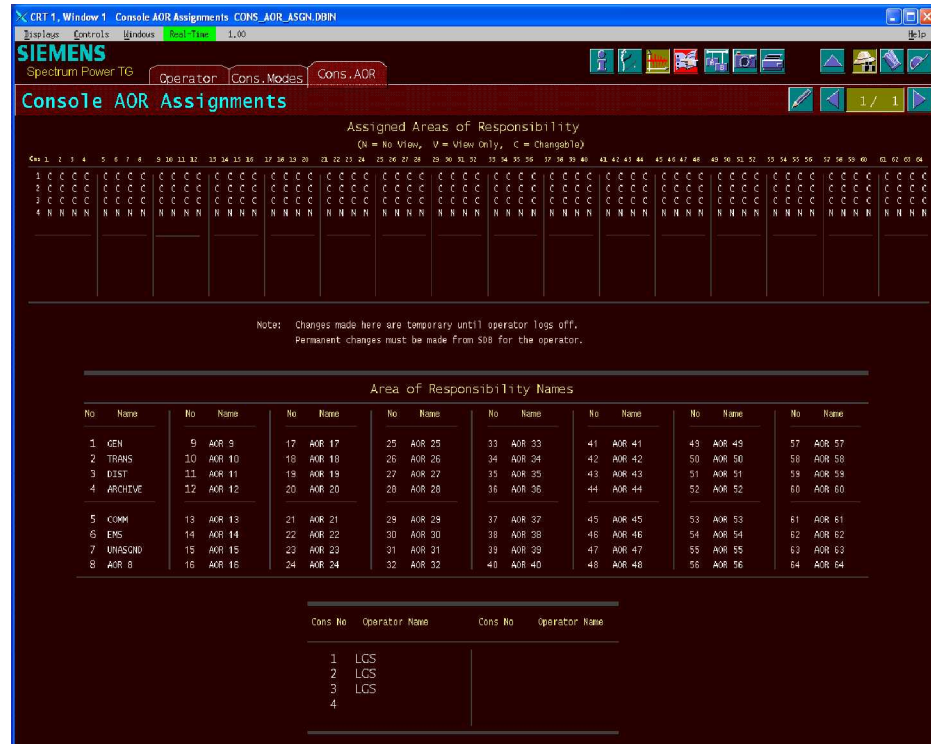
A continuación detallamos algunos de los objetivos de los AORS:

- Prevenir al operador de ser perturbado por eventos que vienen de lugares fuera de sus responsabilidades asignadas.
- Prevenir la emisión de comandos inadvertidos por los operadores que no tiene la asignación apropiada de AOR.
- Prevenir la entrada de datos de operadores que no tiene la asignación apropiada de AOR. Cada punto en el sistema tiene asignado un grupo de AOR.

Los siguientes puntos de operación están restringidos por AOR:

- Anuncio de alarmas audibles.
- Despliegue de alarmas en el despliegue con resumen de alarmas en la consola.
- Reconocimiento y eliminación de alarmas.
- Impresión de mensajes de alarmas y mensajes (en la impresora de la consola)
- Inhibición y habilitación de alarmas.
- Control de equipos.
- Marcación de equipos.
- Entrada de datos.

Fig. 4.3 Muestra las áreas de responsabilidad y visibilidad



## 4.4 DESPLIEGUES PRIMARIOS

El HMI tiene tres despliegues de índice primario, los cuales son:

- Índice de Operaciones (Operations Index)
- Índice de Mantenimiento de Datos (Data Maintenance Index)
- Índice de Mantenimiento del Sistema (System Maintenance Index)

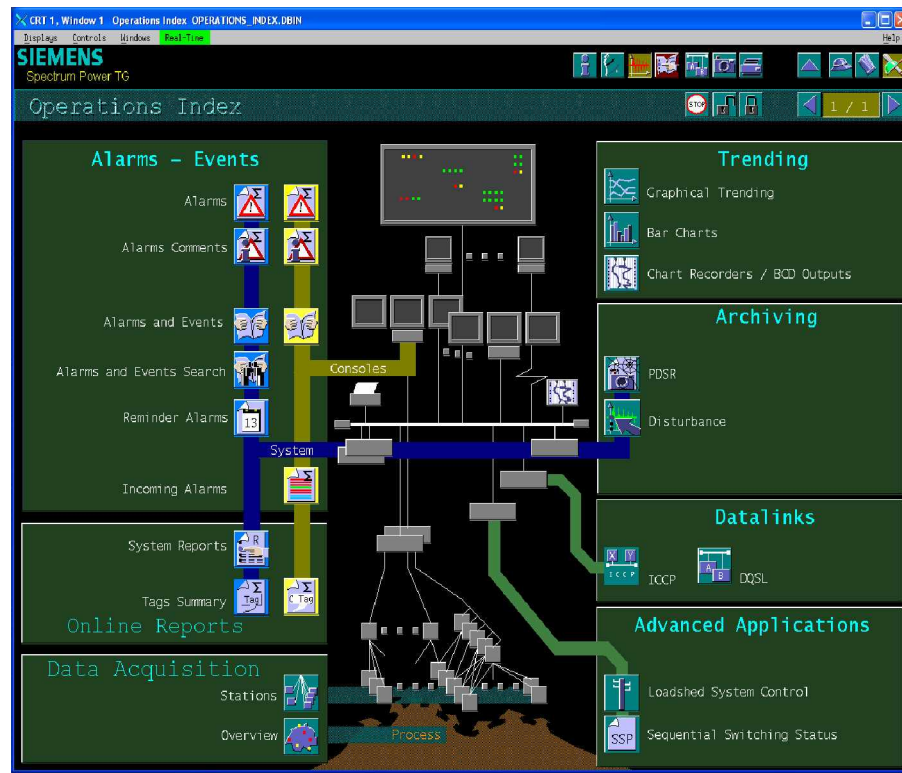
### 4.4.1 Índice de Operaciones

El Índice de operaciones es el despliegue principal para los operadores. Este provee acceso a los despliegues de operaciones en el sistema. Estos despliegues están agrupados bajo las siguientes categorías:

- Alarmas y Eventos:** Se usan estos despliegues para manejar el sistema de alarmas.
- Online Reports:** Se usan estos despliegues para obtener resúmenes rápidos de lo que esta pasando en el sistema en relación con marcas, puntos, puntos anormales y fuera de normal, puntos fuera de barrido, puntos con inhibición de alarmas, etc.

- c. **Data Acquisition:** Se usan estos despliegues para monitorear subestaciones desde la Stations Index, System Overview y navegar en los despliegues de los equipos.
- d. **Trending:** Se usan estos despliegues para ver gráficas y representaciones digitales de tendencias y mostrar cartas de datos acerca del sistema TELEGYR.
- e. **Archiving:** Se usan estos despliegues para acceder a tres tipos de formas de archivar datos: archivos básicos, almacenamiento periódico de datos y recuperación, y perturbaciones. Se pueden ver datos, capturar datos, cambiar datos y ejecutar recálculos y generar reportes acerca del comportamiento del sistema.
- f. **Datalinks:** Se usan estos despliegues para controlar el envío y recibo de datos usando varios enlaces de datos y protocolos.
- g. **Advanced Applications:** Se usan estos despliegues para controlar deslastres de carga y aplicaciones de sistemas de potencia.

Fig. 4.4 Despliegue del índice de operaciones

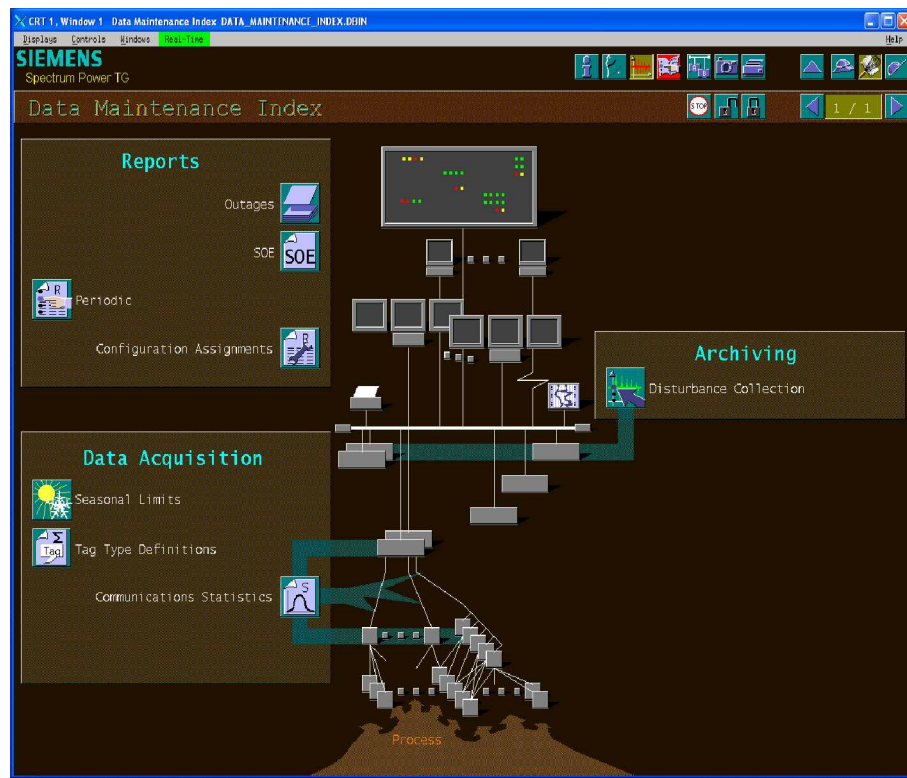


#### 4.4.2 Índice de Mantenimiento de Datos

El Data Maintenance Index es el despliegue principal para el personal de mantenimiento de datos. Sus subdespliegues están agrupados bajo las siguientes categorías:

- a. **Reports:** Se usan estos despliegues para hacer set up y ver varios reportes del sistema. La mayoría de estos son reportes imprimibles como complemento a reportes online. También se puede crear reportes bajo demanda desde algunos de estos despliegues.
- b. **Data Acquisition:** Se usan estos para monitorear las estadísticas de comunicaciones, para controlar los límites análogos dependientes de la estación del año, y para definir tipos de marcas para el sistema.
- c. **Archiving:** Se usan estos despliegues para hacer set up de la funcionalidad básica de la función de archivo y el mantenimiento de los archivos dañados.

Fig. 4.5 Despliegue del índice de mantenimiento de datos



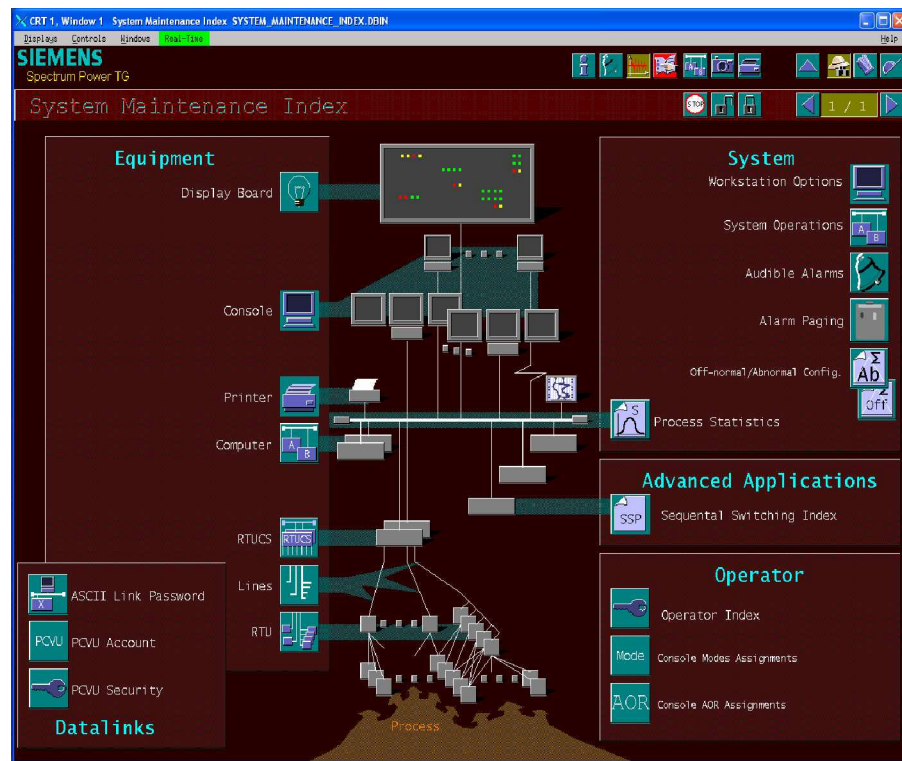


#### 4.4.3 Índice de Mantenimiento del Sistema

El System Maintenance Index es el despliegue principal para el personal de mantenimiento del sistema. Sus subdespliegues están agrupados bajo las siguientes categorías:

- a. **Equipment:** Se usa estos despliegues para obtener el status de todos los equipos y poder configurar impresoras. Se puede ajustar el equipo online y offline y proveer fuentes alternativas. También se puede configurar como entran los datos al sistema a través de líneas de comunicación y de los RTUCS.
- b. **Operador:** Se usa estos despliegues para determinar quien puede usar el sistema TELEGYR y que privilegios en los accesos pueden tener en cuanto a los modos de las consolas, áreas de responsabilidad y áreas de visualización.
- c. **System:** Se usa estos despliegues para hacer set up en varias opciones del sistema TELEGYR, para determinar que puntos aparecen en otros despliegues y monitorear las estadísticas del proceso.

Fig. 4.6 Despliegue del índice de mantenimiento del sistema



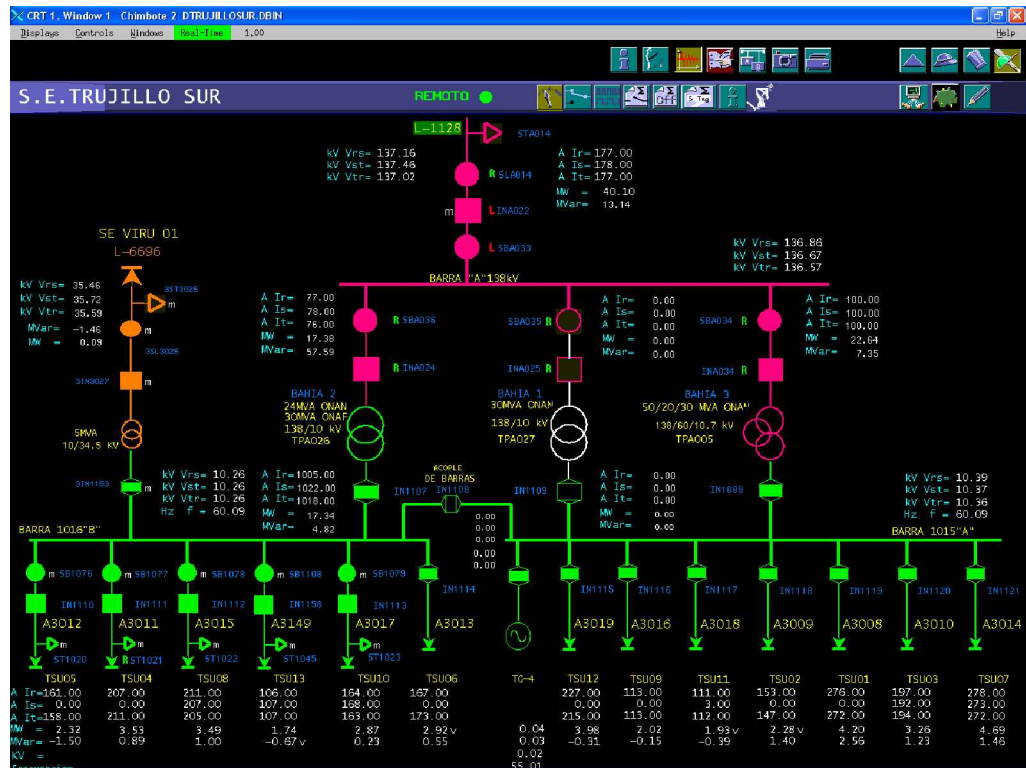
### 4.5 DESPLIEGUE DE LA SUBESTACIÓN TRUJILLO SUR

El despliegue de la subestación Trujillo Sur es el diagrama unifilar de dicha subestación. En el se puede apreciar los valores de medición análogos (potencias activas y reactivas, tensiones, corrientes por fase y frecuencia), los estados de los equipos de maniobras los cuales pueden estar abiertos o cerrados y ejecutar los comandos sobre dichos equipos.

Los valores de las mediciones análogas son en tiempo real, por lo cual están en constante variación. Los estados de los equipos de maniobras se distinguen por el color sombreado dicho equipo, si esta sombreado significa que el equipo esta cerrado y si no lo está, significa que el equipo esta abierto.

Los colores del diagrama unifilar identifican el nivel de tensión al que los equipos operan, es así que el color verde identifica que se opera en 10 kV y el color morado en 138 kV. En el capítulo N° 01, respecto a la parametrización de los equipos se detalló este criterio adoptado.

Fig. 4.7 Despliegue de la SE Trujillo Sur

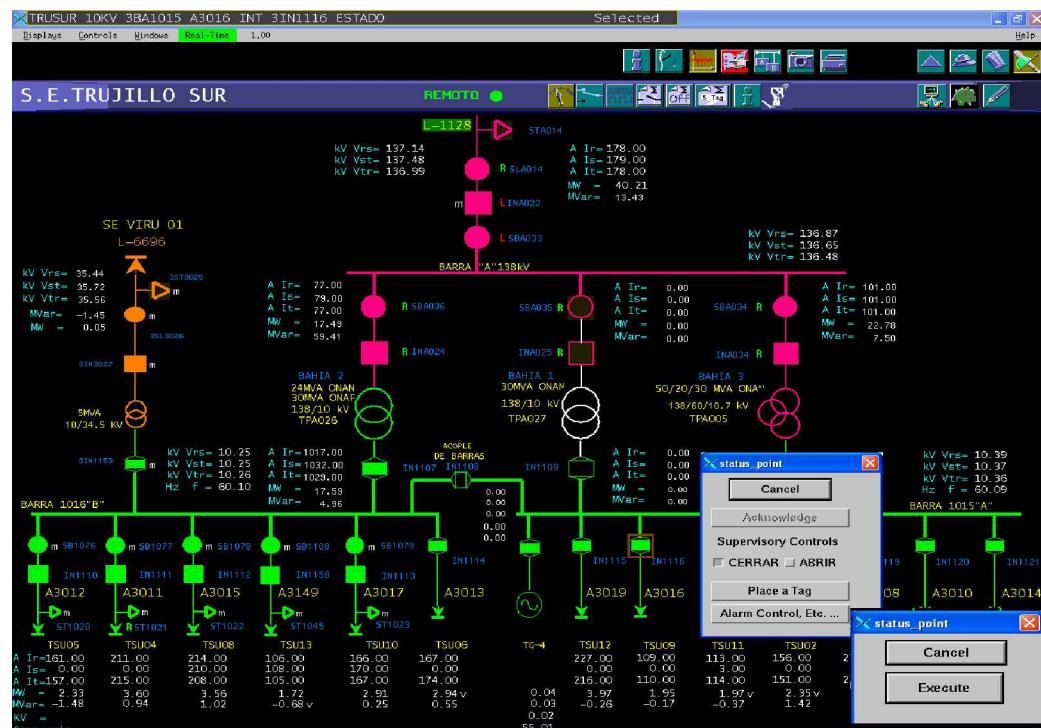


## 4.6 EJECUCIÓN DE CONTROLES

Ejecutar un control, significa ejecutar una función tal como comandando a un equipo para que abra y/o cierre, lo cual es un control supervisorio. Sin embargo existe también un número de actividades en el sistema, tales como la copia del despliegue, reconocimiento de alarmas, o parar una Workstation que también son controles. A continuación se detalla los pasos a seguir para el proceso de control supervisorio de un equipo de maniobra:

- Seleccionar con el mouse el equipo del despliegue del diagrama unifilar al cual se va ejecutar un comando.
- Se desplegará una ventana con las opciones abrir y cerrar. Si el estado del equipo es cerrado, entonces la opción cerrar aparecerá de un tono de color gris mas débil que la opción abrir, y viceversa.
- Se selecciona la opción abrir o cerrar.
- Se confirma a través de una última ventana la opción seleccionada. En el desligue el equipo se verá sombreado si se ha ejecutado la opción cerrar, y sin sombrear si se ha seleccionado la opción abrir.

Fig. 4.8 Ejecución de comandos en un interruptor



## 4.7 SUBSISTEMA DE GENERACIÓN DE REPORTES

Con la finalidad de efectuar el análisis de la operación en tiempo real y para la post operación del sistema eléctrico, el HMI contiene un subsistema de generación de reportes. A continuación se detalla los reportes como herramienta de análisis para el operador.

### 4.7.1 Reportes de Eventos y Alarmas

El despliegue de alarmas y eventos, es el segundo despliegue mas usado por operador. El sistema HMI almacena las alarmas y eventos en las estaciones de trabajo de manera automática, en archivos de texto con extensión SAE.

Fig. 4.9 Despliegue de reportes de eventos y alarmas

The screenshot shows the 'Alarms Summary' window in a Siemens HMI. The window title is 'Alarms Summary ALARMS\_SUMMARY.DBIN'. The interface includes a toolbar with various icons and a list of alarm events. The events are displayed in a table format with columns for time, station, and status.

Time	Station	Status
10/07 18:40:45	RTU Trujillo Sur	RTN TO SERVICE
10/07 18:40:45	RTU Trujillo Sur	FAILED
10/07 18:40:45	Linea 4	FAILED
10/07 18:40:45	RTU Trujillo Sur	RTN TO SERVICE
10/07 18:40:52	GUADA 220KV REACTOR R5 INT IN2172 ESTADO	ABIERTO
10/07 19:23:25	TRUSUR 10KV ACCOPLE 3ACLI02 INT 3IN1108 ESTADO	ERROR STATE
10/07 19:23:25	TRUSUR 10KV ACCOPLE 3ACLI02 INT 3IN1108 ESTADO	ABIERTO
10/07 19:23:29	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3013 INT 3IN1114 ESTADO	ERROR STATE
10/07 19:23:29	TRUSUR 10KV INT EQU 3IN1001 CALCULADO	ABIERTO
10/07 19:23:31	TRUSUR 10KV 3BA1016 A3013 INT 3IN1114 ESTADO	CERRADO
10/07 19:23:31	TRUSUR 10KV INT EQU 3IN1001 CALCULADO	CERRADO
10/07 19:25:51	RTU Trujillo Sur	FAILED
10/07 19:25:51	Linea 4	FAILED
10/07 19:26:23	RTU Trujillo Sur	RTN TO SERVICE
10/07 21:42:28	RTU Pallasca	FAILED
10/07 21:42:28	Linea 13	FAILED
10/07 21:42:30	Linea 13 switched to RTUCS 1A	
10/07 21:43:34	RTU Pallasca	RTN TO SERVICE
10/07 22:25:22	CHIMBOI 13.8KV BANCO BQ2 INT IN1196 ESTADO	ABIERTO
10/07 22:42:12	GUADA 220KV REACTOR R5 INT IN2172 ESTADO	CERRADO
10/07 22:56:55	SUMATORIA DE POTENCIA ACTIVA SISTEMA HDNA HUALLANCA CALCULAD	UNDR OPER LIM 10.000 9.910
11/07 00:00:26	RTU Pallasca	FAILED
11/07 00:00:26	Linea 13	FAILED
11/07 00:01:04	RTU Pallasca	RTN TO SERVICE
11/07 00:19:59	TRUSUR 34 SKV LINEA L6696 ARRANQUE GENERAL	ENGANCHO
11/07 00:19:59	TRUSUR 34 SKV LINEA L6696 67P ARRANQUE DIRECCIONAL DE FASE	ENGANCHO
11/07 00:19:59	TRUSUR 34 SKV LINEA L6696 ARRANQUE GENERAL	DESENGANCHO
11/07 00:19:59	TRUSUR 34 SKV LINEA L6696 67P ARRANQUE DIRECCIONAL DE FASE	DESENGANCHO
11/07 02:13:48	PORVEN 10KV TP0004 A3023 5051 DISPARO SCTE	ENGANCHO
11/07 02:13:48	PORVEN 138KV TRAF0 3TPA025 ALARMA VALVULA DE SEGURIDAD	ENGANCHO
11/07 02:13:48	PORVEN 10KV TP0004 A3023 5051 DISPARO SCTE	DESENGANCHO
11/07 02:13:48	PORVEN 10KV 3BA1014 TP0001 INT 3IN1100 ESTADO	IN - TRANSIT
11/07 02:13:48	PORVEN 10KV 3BA1014 TP0001 INT 3IN1100 ESTADO	ABIERTO
11/07 02:13:48	PORVEN 10KV INT EQU 3IN1001 CALCULADO	ABIERTO
11/07 02:17:54	PORVEN 138KV TRAF0 3TPA025 ALARMA VALVULA DE SEGURIDAD	DESENGANCHO
11/07 02:46:31	PORVEN 10KV 3BA1014 TP0001 INT 3IN1100 ESTADO	IN - TRANSIT
11/07 02:46:31	PORVEN 10KV 3BA1014 TP0001 INT 3IN1100 ESTADO	CERRADO
11/07 02:46:31	PORVEN 10KV INT EQU 3IN1001 CALCULADO	CERRADO
11/07 06:39:04	RTU Pallasca	FAILED
11/07 06:39:04	Linea 13	FAILED

#### 4.7.2 Reporte Histórico de Valores Periódicos (Datawarehouse)

El servidor Datawarehouse, provee el almacenamiento de datos históricos de la base de datos en tiempo real y en la base de datos SQL Server para que los datos sean accesibles por los usuarios del sistema.

El sistema HMI almacena las señales análogas automáticamente. El periodo y tiempo de almacenamiento es programable. Se ha programado para que las señales de mediciones análogas se almacenen cada minuto y por un periodo de cada dos meses, al cabo del cual se procede a grabar la información.

El reporte del Datawarehouse se efectúa en archivos con extensión exe y en forma gráfica.

Fig. 4.10 Acceso al Datawarehouse desde la estación de trabajo

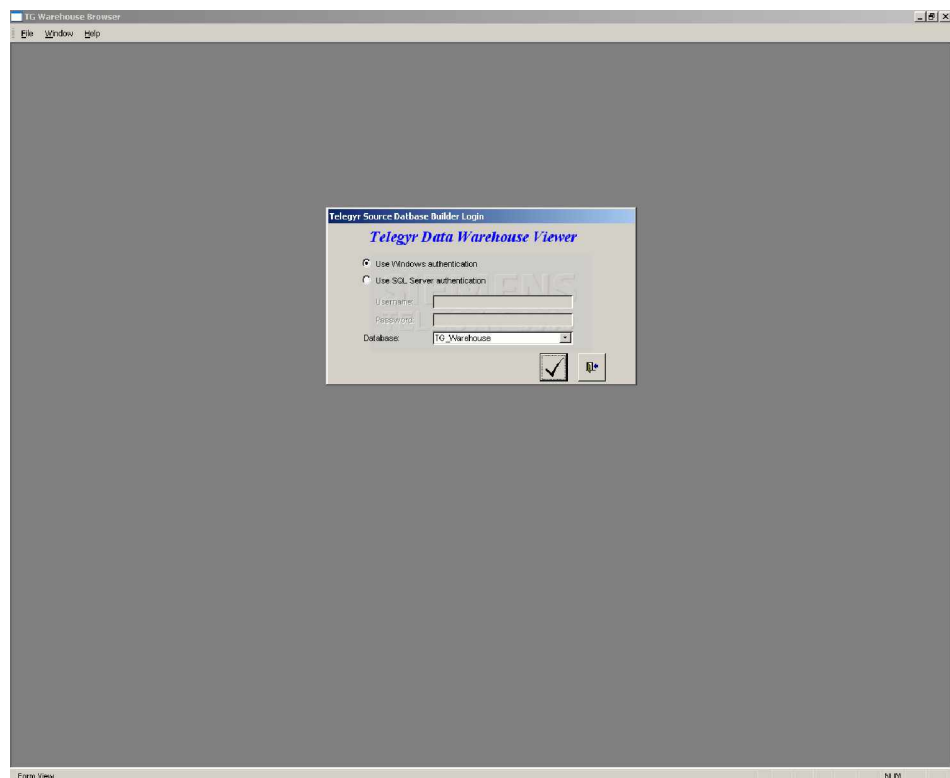
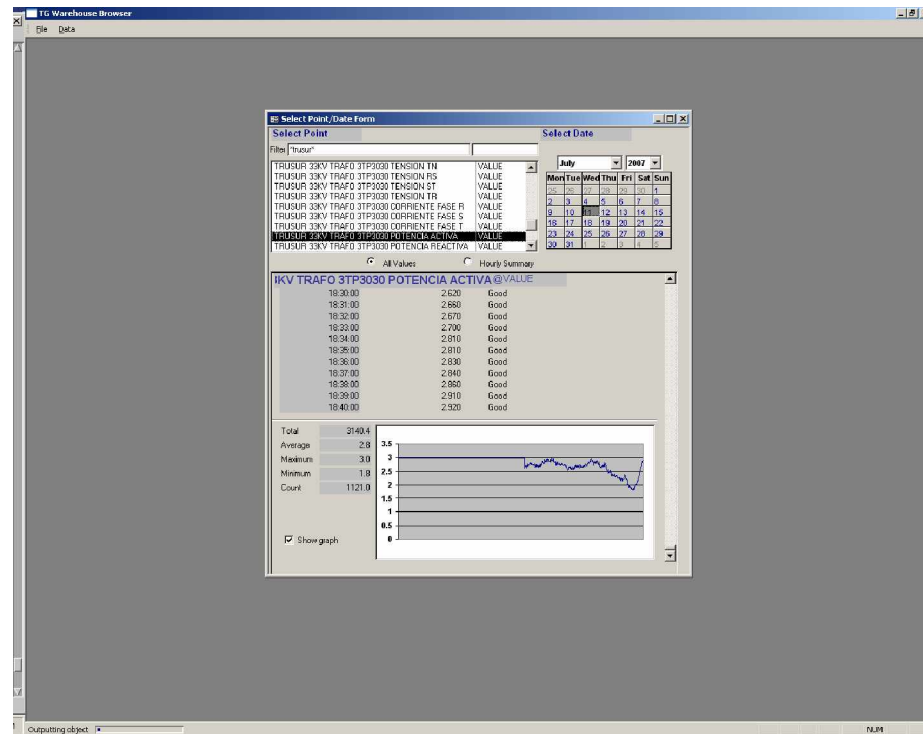


Fig. 4.11 Reporte del Datawarehouse desde la estación de trabajo



#### 4.7.3 Reporte de Secuencia de Eventos (SOE)

Este reporte detalla la secuencia cronológica de los eventos, para el análisis de una perturbación o falla en el sistema eléctrico. El SOE reporta las señales de cambio de estados de los interruptores y las alarmas de los sistemas de protección ante un evento.

El sistema HMI almacena el SOE automáticamente en las estaciones de trabajo, en archivos de texto.

La estampa de tiempo del SOE, lo efectúa el sistema de tiempo y frecuencia con sincronización por satélite de marca TRUETIME, instalado en la parte exterior del tablero de control de la Subestación Trujillo Sur.



Fig. 4.12 Muestra el despliegue del SOE

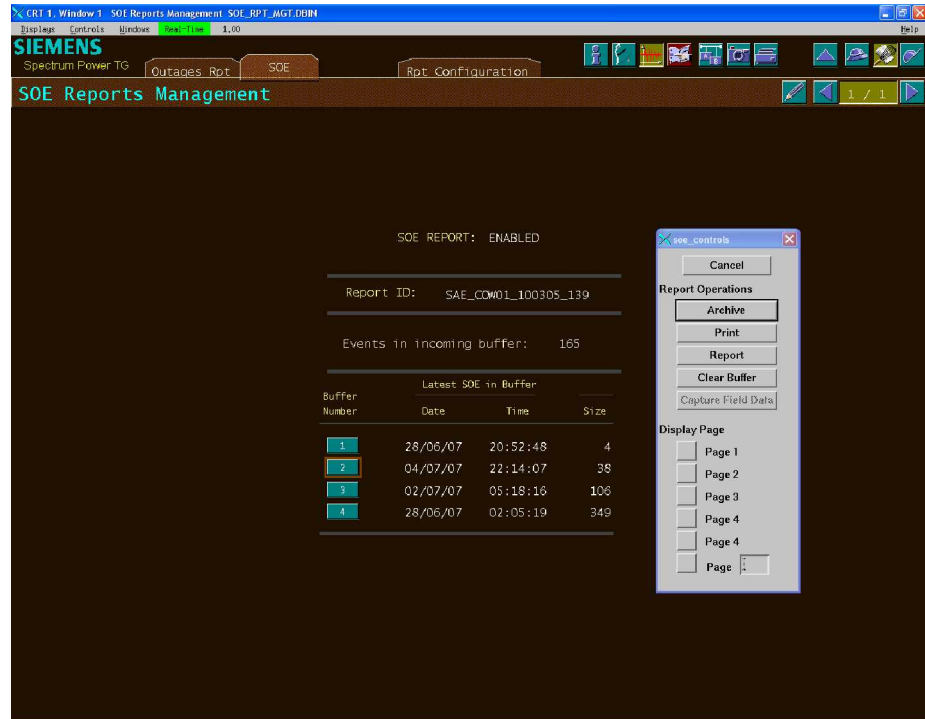
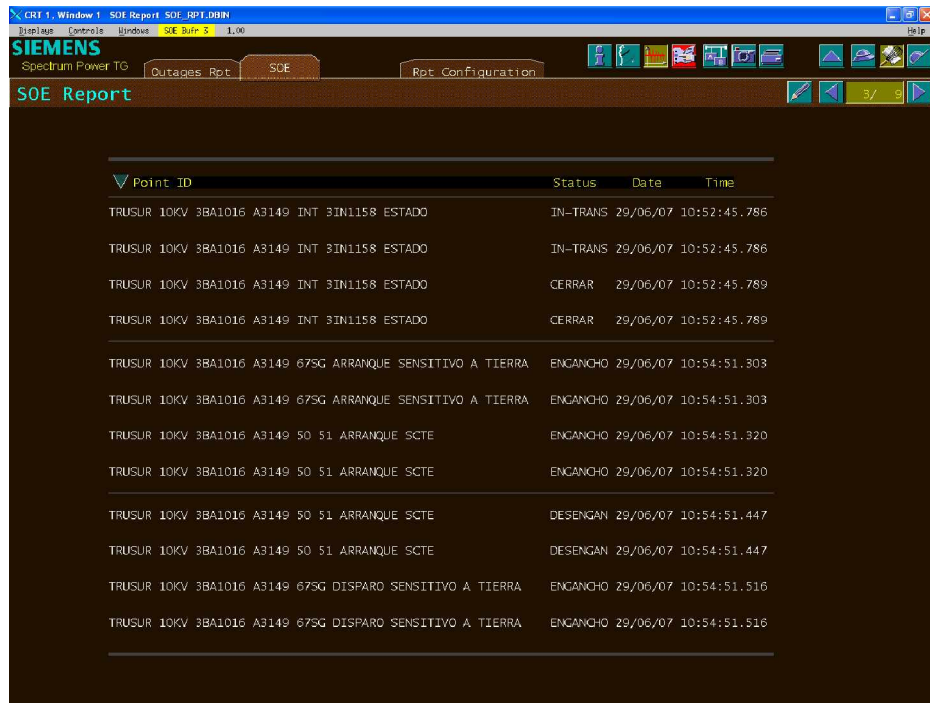


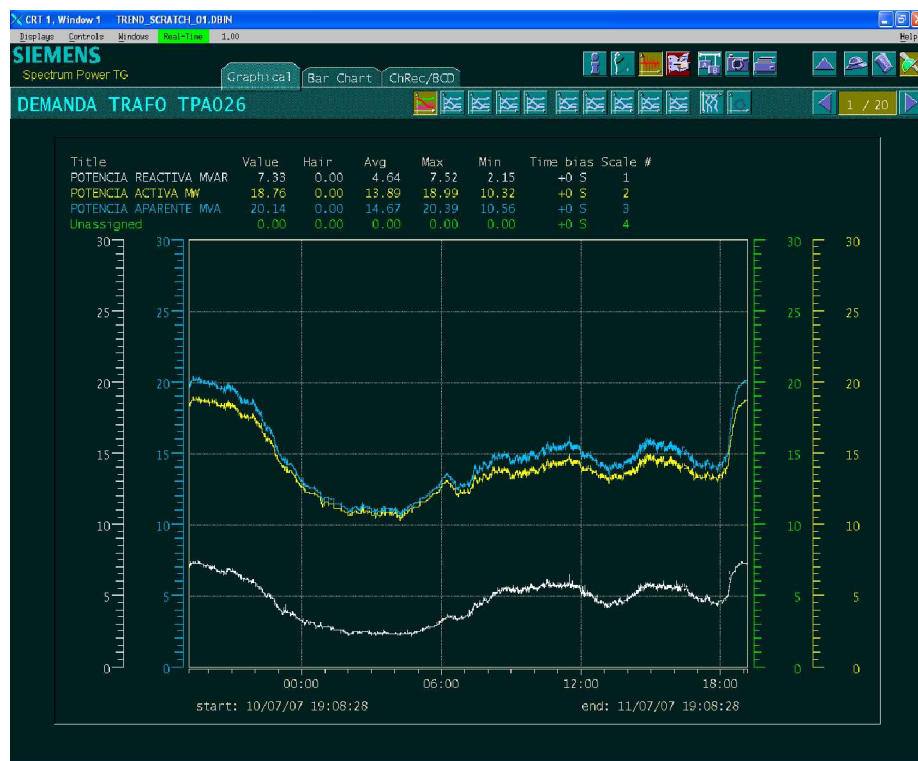
Fig. 4.13 Reporte del SOE



#### 4.7.4 Gráficos de Tendencias

Se usan estos despliegues para ver gráficas y representaciones digitales de tendencias, los cuales nos permiten analizar el comportamiento de una variable eléctrica en un determinado periodo de tiempo. Las señales análogas de la Subestación Trujillo sur se han programado por un periodo de 24 horas. Un ejemplo práctico de este aplicativo es el monitoreo de la temperatura del transformador TPA005, los perfiles de niveles de tensión de la Barras 10 kV "A" y "B" y 138 kV, los perfiles de cargas de las bahías de los transformadores y de la línea L-1128.

Fig. 4.14 Perfil de carga del transformador TPA026





## CAPITULO V

### METRADO DEL PROYECTO

#### 5.1 INTRODUCCIÓN

La automatización de la subestación Trujillo Sur es parte del proyecto de la implementación del sistema SCADA en HIDRANDINA, cuyo costo corresponde al suministro de equipos, programas y servicios de diseño, ingeniería, pruebas, puesta en servicio y operación experimental en el centro de control.

La implementación del sistema SCADA comprende la automatización de trece (13) subestaciones de potencia, una de las cuales es la subestación Trujillo Sur.

#### 5.2 RESUMEN DEL METRADO DEL SISTEMA SCADA

El costo total del proyecto de implementación del sistema SCADA en HIDRANDINA asciende a **1'046,308** Dólares Americanos incluido IGV. En la tabla 5.1 se detalla el resumen del costo del proyecto.

Tabla 5.1 Resumen del metrado del sistema SCADA

N°	DESCRIPCION	PRECIOS \$U.S.		TOTAL \$U.S.
		EXTERIOR	LOCAL	
	HIDRANDINA			
A	SUMINISTRO	540,574	13,687	554,261
B	SERVICIOS		283,164	283,164
C	SUBTOTAL SUMINISTRO + SERVICIOS	540,574	296,850	837,425
D	GG. GG. Y UTILIDADES			41,825
	TOTAL			879,250
	IGV (19%)			167,058
	TOTAL GENERAL			1'046,308

### 5.3 DETALLE DEL METRADO DEL SISTEMA SCADA

En el Anexo C del presente proyecto se detalla el suministro y servicio de la implementación del sistema SCADA.

#### 5.3.1 Suministro de Equipos

##### a. Hardware

- Servidores principales incluyendo comunicación con el COES (tase.2)
- Servidores de información histórica
- Consolas basadas en estaciones de trabajo con dos monitores
- Red de área local
- Impresora láser blanco y negro
- Impresora láser a color
- Computador portátil
- Proyector multimedia
- Sistema estándar de tiempo y frecuencia con sincronización por satélite
- Fuente Ininterrumpida de energía (UPS)
- Concentrador de datos de subestación
- Concentrador de datos regional
- Interfases para CDs y CDR con comunicaciones redundantes
- Interfaz con LAN corporativa existente con firewall

##### b. Softwares

- Software de sistemas
- Software del SCADA
- Software de aplicaciones

##### c. Repuestos y Herramientas

- Repuestos
- Herramientas

##### d. Documentos

- Manuales de Mantenimiento
- Manuales de Operación
- Información en Medios Ópticos

- e. Transportes y Seguros
- f. Pagos de Aduana

### 5.3.2 Servicios de Implantación

- a. Administración del Proyecto
- b. Desarrollo de Ingeniería
- c. Pruebas de Fábrica
- d. Supervisión en Instalación de Concentradores
- e. Servicios de Instalación del H/S
- f. Pruebas de Sitio
- g. Entrenamiento, Inspección y Pruebas

Tabla 5.2 Metrado del sistema SCADA

N°	DESCRIPCION	CANT.	UND.	PRECIO EXTERIOR \$U.S.		PRECIO LOCAL \$U.S.	
				UNITARIO	PARCIAL	UNITARIO	PARCIAL
A	SUMINISTRO						
I	HARDWARE						
1	Servidores Principales incluyendo comunicación con el COES (TASE.2)	2	U	7,706	15,413	0	0
2	Servidores de Información Historica	2	U	4,527	9,053	0	0
3	Consolas Basadas en Estaciones de Trabajo con dos monitores	2	U	4,703	9,406	0	0
4	Red de Área Local	1	U	2,662	2,662	0	0
5	Impresora Láser Blanco y Negro	1	U	1,270	1,270	0	0
6	Impresora Láser a Color	1	U	0	0	0	0
7	Computador Portátil	2	U	1,501	3,002	0	0
8	Proyector Multimedia	1	U	3,714	3,714	0	0
9	Sistema Estándar de Tiempo y Frecuencia con Sincronización por Satélite	1	U	13,512	13,512	0	0
10	UPS	1	U	0	0	12,732	12,732
11	Concentrador de Datos de Subestación	13	U	22,308	290,004	0	0
12	Concentrador de Datos Regional	1	U	10,379	10,379	0	0
13	Interfases para CDS y CDR con Comunicaciones Redundantes	1	U	0	0	0	0
14	Interfaz con LAN corporativa existente con Firewall	2	U	6,036	12,071	0	0
15	Otros	1	G	48,181	48,181	0	0
	SUBTOTAL				418,667		12,732
II	SOFTWARE						
16	Software de Sistemas	1	U	14,802	14,802	0	0
17	Software de SCADA	1	U	10,610	10,610	0	0
18	Software de Aplicaciones	1	U	0	0	0	0
19	Otros	1	G	16,703	16,703	0	0
	SUBTOTAL				42,115		0
III	REPUESTOS Y HERRAMIENTAS						
20	Repuestos	1	G	11,154	11,154	0	0
21	Herramientas	1	G	8,878	8,878	0	0
	SUBTOTAL				20,032		0

N°	DESCRIPCION	CANT.	UND.	PRECIO EXTERIOR \$U.S.		PRECIO LOCAL \$U.S.	
				UNITARIO	PARCIAL	UNITARIO	PARCIAL
IV	DOCUMENTOS						
22	Manuales de Mantenimiento	2	J	0	0	159	318
23	Manuales de Operación	2	J	0	0	159	318
24	Información en Medios Ópticos	2	J	0	0	159	318
	SUBTOTAL						955
	SUBTOTAL SUMINISTRO FOB				480,813		13,687
V	TRANSPORTES Y SEGUROS						
25	Costo	1	G	15,131	15,131	0	0
	SUBTOTAL				15,131		
	SUBTOTAL SUMINISTRO CIF						
VI	PAGOS DE ADUANA						
26	Derechos Arancelarios	1	G	44,630	44,630	0	0
	SUBTOTAL				44,630		
	TOTAL SUMINISTRO				540,574		13,687
B	SERVICIOS						
VII	SERVICIOS DE IMPLANTACION						
27	Administración del Proyecto	1	G	0	0	15,908	15,908
28	Desarrollo de Ingeniería	1	G	0	0	49,924	49,924
29	Pruebas de Fabrica	1	G	0	0	7,685	7,685
30	Supervisión en Instalación de Concentradore	1	G	0	0	82,979	82,979
31	Servicios de Instalación del H/S	1	G	0	0	3,448	3,448
32	Pruebas de Sitio	1	G			83,642	83,642
33	Otros	1	G			9,846	9,846
	SUBTOTAL				0		253,432
VIII	SERVICIOS VARIOS						
34	Entrenamiento, Inspección y Pruebas	1	G	0	0	29,731	29,731
35	Seguros	1	G	0	0	0	0
36	Otros	1	G	0	0	0	0
	SUBTOTAL				0		29,731
	TOTAL SERVICIOS				0		283,164
C	TOTAL SUMINISTRO + SERVICIOS						837,425

## CONCLUSIONES

- La concepción del nuevo Centro de Control de Operaciones con la Implementación del sistema SCADA, se fundamenta en la operación y supervisión eficiente de los sistemas eléctricos, mejorando la calidad del servicio y estableciendo las bases para una creciente y necesaria automatización. Así mismo compatibilizar los requerimientos de automatización cumpliendo lo dispuesto por la NTOTRSI vigente.
- El desarrollo de la ingeniería para la automatización de las doce (12) subestaciones de potencia adicionales que comprende la implementación del sistema SCADA, es idéntico al descrito en el presente proyecto. Para la integración de los concentrados de datos se utilizan medios de comunicación como fibra óptica, red inalámbrica y onda portadora. De esta manera se sientan las bases para que en etapas posteriores y de acuerdo a las necesidades a un universo mayor de subestaciones, se puedan implementar la automatización progresiva de las redes de distribución en HIDRANDINA.
- El sistema SCADA ayuda a mejorar la performance de la operación y gestión de los sistemas eléctricos disponiendo de información en tiempo real, confiable y seguro. Almacena la información en su sistema histórico de datos y se comunica con los centros de control a través del protocolo ICCP transmitiendo y recibiendo las señales requeridas de SEIN.
- La utilización del Concentrador de Datos (CDs) permite la implementación de la automatización de la subestación Trujillo Sur y en forma progresiva por etapas controlar las señales provenientes de los equipos de maniobras intermedios ubicados en los alimentadores de Distribución. Permite una fácil integración con los IEDs (reles digitales, medidores multifunción, qualitrol, etc.) que cuenten con los protocolos de comunicación Modbus, DNP 3.0, IEC 60870-5-101, 104, etc. y con diferentes medios de comunicación, tales como, Wireless, redes LAN, etc.

- La arquitectura abierta del sistema SCADA permite la incorporación e integración de nuevas tecnologías, de tal manera que sea fácilmente actualizable, protegiendo las inversiones realizadas. El software del sistema permite la posibilidad de integrarse con software externos.
- Los aplicativos del HMI (tendencias y manejo de datos históricos, reporte de pérdidas de energía, reporte de perturbaciones, entre otros) son elementos importantes en el análisis del sistema eléctrico, permitiendo proyectar las tendencias de las variables eléctricas supervisadas, para la post operación.
- El sistema de manejo de alarmas, telecomandos, mediciones, perturbaciones ó eventos en tiempo real, permiten al operador de la subestación Trujillo Sur contar con todas las herramientas necesarias para realizar una eficiente operación del sistema eléctrico.
- Con el sistema SCADA se implanta una nueva arquitectura de operación en el Centro de Control de Operaciones, permitiendo mejorar el performance de la operación y gestión del sistema eléctrico disponiendo de la información en tiempo real, confiable y seguro. Se construye un moderno centro de control dentro de las instalaciones de la subestación Trujillo Sur, con ambientes para las sala de UPs, sala de servidores, sala de estaciones de trabajo, sala de reuniones de coordinación y sala para la jefatura del CCO.
- Se aprovecha la plataforma de comunicaciones del SCADA para comunicarnos vía ethernet con los reles digitales de las trece subestaciones automatizadas, permitiendo así acceder a los reportes de los eventos, reportes de fallas y oscilogramas para el análisis en tiempo real.
- La inversión inicial del sistema de automatización tiene un costo relativamente alto, pero si a futuro deseamos aumentar mas bahías el costo de automatización no aumentará en forma proporcional, ya que la inversión inicial contempla el equipamiento del sistema de automatización. Es así que para automatizar la nueva bahía 138/60/10.7 KV de la subestación Trujillo Sur, no se requirió del suministro de nuevos equipos, solo el valor de la mano de obra calificada del profesional especialista.

- Para automatizar una subestación de potencia es recomendable que este cumpla los siguientes criterios: Sea subestación frontera con generadores y transmisores, atienda una demanda mayor a 2.5 MW y/o poblaciones importantes y cuenten con equipamiento moderno y tecnología adecuada para la implementación del sistema SCADA.
- Se ha recomendado el proceso de adaptación de la Subestación Trujillo Sur al sistema SCADA. Este proceso incluye el reemplazo progresivo de equipos obsoletos. Es necesario el cambio de todas las celdas 10 kV, debido a que muchas de ellas cuentan con más de 20 años antigüedad. Los seccionadores de las celdas de la barra B, no cuentan con mando a distancia lo cual no permite el control total sobre estos equipos desde el sistema SCADA.
- Se recomienda que los equipos de protección, medición y control tales como: reles, medidores, reclosers, equipos que monitorean la temperatura de los transformadores, reguladores de tensión, etc. que se van a incorporar a las bahías en las subestaciones de potencia, cumplan con los requisitos técnicos mínimos para su integración al sistema SCADA.
- De acuerdo a la escala de multas y sanciones de la gerencia de fiscalización eléctrica, corresponde efectuar el pago 650 UIT por infracción al no implementar los equipos o sistemas de control, protección, registro de eventos, entre otros establecidos por el COES o la norma. Para el ejercicio del año 2007 una UIT equivale a 3,450 Nuevos Soles, lo cual representaría un multa de 2'242,500 Nuevos Soles, que tendría que efectuar HIDRANDINA al ente fiscalizador si no hubiese implementado el sistema SCADA.
- En las subestaciones que se han implementado el sistema SCADA se ha reducido progresivamente la participación de personal técnico, lo cual permite un ahorro para la empresa de 270,000 Nuevos Soles Anuales.
- Considerando la multa por incumplimiento de la NTOTRSI y el ahorro por reducción de persona técnico, el proyecto de inversión de la implementación del sistema SCADA se recuperaría en 4 años.

**ANEXO A**  
**TERMINOLOGÍA**



**1. CDR**

Concentrador de Datos Regional, que opera en forma independiente del SCADA del CCO. En caso de falla de este o de las comunicaciones con el SCADA, la operación del CDR no debe verse afectada.

**2. Confiabilidad**

Se define como una medida de un equipo o sistema para realizar las funciones pretendidas bajo condiciones especiales por un periodo de tiempo especificado. Es un valor probabilístico basado en información de fallas y duración del tiempo de operación.

**3. Despliegue**

Información alfanumérica y/o gráfica presentada en una ventana. Un despliegue usualmente contiene alguna información estática de fondo y datos que se actualizan periódicamente.

**4. Disponibilidad**

Habilidad del sistema para realizar su función requerida en cualquier momento dado. Es un valor probabilístico que concierne la operación en un determinado instante, en contraste con la confiabilidad que concierne la operación sobre un periodo dado.

El cálculo de disponibilidad se efectúa utilizando la siguiente ecuación:

$$Disponibilidad (\%) = \frac{(Tiempo\ total\ transcurrido - Tiempo\ total\ de\ parada)}{Tiempo\ total\ transcurrido} * 100$$

**5. Expandibilidad**

La expandibilidad de un sistema de telecontrol es la característica que expresa su habilidad de ser ampliado o modificado. La expandibilidad puede ser evaluada por el esfuerzo requerido para realizar ampliaciones o modificaciones y por la duración de los fuera de servicio del sistema, o partes del sistema, que son ampliadas.

**6. DNP 3.0 (Distributed Network Protocol)**

Protocolo para transmisión de datos usando comunicación serial. El DNP 3.0 ha sido diseñado para optimizar la transmisión de la adquisición de datos y comandos de control de un dispositivo a otro. No es de propósito general del protocolo transferir textos o grandes archivos.

**7. Ethernet**

Topología de red de área local basada en la norma IEEE 802.3, en el cual los dispositivos que están conectados al canal de comunicación compiten por el acceso al mismo, basado en la detección de portadora de acceso múltiple y detección de colisiones (CSMA/CD). Ethernet soporta diferentes velocidades Fast Ethernet y Gigabit Ethernet.

**8. Firewall**

Es un dispositivo que funciona como cortafuegos entre redes, permitiendo o denegando las transmisiones de una red a la otra. Un uso típico es situarlo entre una red local y la red Internet, como dispositivo de seguridad para evitar que los intrusos puedan acceder a información confidencial.

**9. Gateway**

Convertidor de protocolos. Dispositivo utilizado para convertir protocolos, que permite interconectar redes con protocolos diferentes.

**10. Subsistema HMI (Human Machine Interface)**

La HMI es definida como el límite compartido entre el terminal del sistema de procesamiento de información y el operador. El requerimiento básico para una comunicación óptima "hombre-máquina", es proveer a los operadores y al personal de mantenimiento la información adecuada y confiable sobre el estado actual del sistema de potencia y el propio sistema de telecontrol y hacer uso de las facilidades centrales para permitir la posible intervención en el proceso.

**11. IED**

Denominados dispositivos electrónicos inteligentes, tales como reles digitales, medidores multifunción, reguladores de tensión, qualitrol, entre otros. Estos equipos se conectan directamente al RTU en modo esclavo usando protocolos de comunicación abiertos.

**12. LAN (Local Área Network)**

Son redes privadas de comunicaciones que pueden tener una extensión de hasta algunos kilómetros. Conectan computadoras personales y estaciones de trabajo en oficinas y fábricas para compartir recursos e intercambiar información.

**13. NTOTRSI**

Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobado por R.D. N° 014-2005-EM/DGE.

**14. Qualitrol**

Monitor electrónico de transformadores de potencia. Es un dispositivo electrónico inteligente. Combina la tecnología de microprocesadores y el avanzado procesamiento digital de señales, para de una manera precisa evaluar el estado físico, y el desempeño de los transformadores.

**15. Router**

Dispositivo que filtra el tráfico de la red mediante protocolos específicos, en lugar de dirección de paquetes. Dividen las redes de manera lógica. Un router IP puede dividir la red en varias sub-redes de forma tal que solo el tráfico destinado para direcciones IP particulares puede pasar entre segmentos.

**16. RS-485**

Norma Internacional de comunicación serial que permite entablar la comunicación entre 32 dispositivos sobre un mismo canal. Esta forma tiene la característica de transmisión diferencial y permite la comunicación entre dos dispositivos separados a una distancia máxima de 1200 metros.

**17. RSSTAE**

Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas, aprobado por RM-107-2007 MEM/DM.

**18. RTU (Unidad Terminal Remota)**

Dispositivos de propósito especial que contienen convertidores analógicos a digital, entradas y salidas digitales. Estos son utilizados en la subestaciones para recolectar datos de los IEDs.

**19. SCADA**

Proviene de las siglas de Supervisory Control And Data Acquisition (Adquisición de datos y supervisión de control). Es una aplicación software de control, que se comunica con los dispositivos de campo y controla el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador. Proporciona información del proceso a diversos usuarios: operadores, supervisores de control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc.

**20. Seguridad**

La seguridad de un sistema de telecontrol puede ser definida como su habilidad de evitar colocar el sistema controlado en una situación potencialmente peligrosa o inestable. Se relaciona con las consecuencias de fallas que surgen de los mal funcionamientos del equipamiento de telecontrol, errores de información no detectados, así como pérdidas de información.

**21. Switch**

Conmutador de datos. Es un dispositivo que selecciona una ruta o circuito para enviar una unidad de datos a su destino. Este dispositivo puede realizar las funciones de un ruteador, pero a diferencia de estos, el conmutador de datos es mas simple y rápido.

**22. Tarjetas Digital Input Termination**

Son tarjetas digitales usadas para captación de diferentes tipos variables de parámetros. En la automatización de la subestación Trujillo Sur se ha usado para captar las señales de estado y alarmas. Puede controlar hasta 32 puntos por tarjeta.

**23. Tarjetas Relay Out Put Controller**

Son tarjetas digitales, cuya función principal es controlar las señales de comando. Controla hasta 32 puntos. Estas tarjetas comandan a las tarjetas de interface de los reles.

**24. Tarjetas Relay Panel Interface**

Son tarjetas digitales de interface, que contienen los reles de comando. Cada tarjeta tiene 8 reles de contacto, para controlar a cuatro equipos de maniobras (interruptores y seccionadores) con mandos de apertura y cierre.

**25. Wireless LAN**

Redes inalámbricas de comunicaciones. La tecnología Wireless permite montar una red de comunicaciones sin tirar ni un solo cable.

**ANEXO B**

**TABLA ESTANDARIZADA PARA DEFINIR EL ENTITY NAME Y TREN DE LAS  
SEÑALES**

NIVEL TENSION	CODIGO (2 caracteres)
500KV	10
230KV	11
220KV	12
138KV	13
115KV	14
110KV	15
69KV	16
66KV	17
44KV	18
34 5	19
33KV	20
18KV	21
13 8	22
13 2	23
6 6KV	24
11KV	25
16 5	26
22 9	27
60KV	28
10KV	29
4 16	30

SUBESTACION	NOMBRE CORTO (2 Caracteres)	NOMBRE LARGO (6 Caracteres)
CAJAMARCA	CA	CAJAMA
CARAZ	CZ	CARAZ
CARHUAZ	CH	CARHUA
CHIMBOTE 2	C2	CHIMB2
CHIMBOTE SUR	CS	CHIMSU
GALLITO CIEGO	GA	GALLCI
HUARAZ	HU	HUARAZ
LA PAMPA	LA	LAPAMP
PALLASCA	PL	PALLAS
EL PORVENIR	PO	PORVEN
SANTIAGO DE CAO	SC	STGCAO
TRAPECIO	TR	TRAPEC
TRUJILLO SUR	TS	TRUSUR

EQUIPO	CODIGO (5 caracteres)
INTERRUPTOR	IXXXX
SECCIONADOR	SXXXX
TRAFO	TXXXX
BARRA	BXXXX
LINEA	LXXXX
ALIMENTADOR	AXXXX
SSAA	UXXXX

TABLA	SEÑAL NORMALIZADA	CODIGO	DETALLE
ANALOG	TENSION RG	100	RG
ANALOG	TENSION SG	101	SG
ANALOG	TENSION TG	102	TG
ANALOG	TENSION RS	103	RS
ANALOG	TENSION RT	104	RT
ANALOG	TENSION ST	105	ST
ANALOG	TENSION LADO BARRA	106	BARRA
ANALOG	TENSION LADO LINEA	107	LINEA
ANALOG	TENSION SYNCRONISMO	108	TENSION DIFF
ANALOG	TENSION	109	
ANALOG	CORRIENTE FASE R	110	FASE R
ANALOG	CORRIENTE FASE S	111	FASE S
ANALOG	CORRIENTE FASE T	112	FASE T
ANALOG	CORRIENTE	113	
ANALOG	TEMPERATURA ACEITE	114	
ANALOG	MINIMA TEMPERATURA ACEITE	115	
ANALOG	POTENCIA ACTIVA	116	TRIFA
ANALOG	POTENCIA REACTIVA	117	TRIFA
ANALOG	POTENCIA APARENTE	118	TRIFA
ANALOG	POTENCIA FASE S	119	MONO
ANALOG	POTENCIA FASE R	120	MONO
ANALOG	POTENCIA FASE T	121	MONO
ANALOG	MAXIMA TEMPERATURA ACEITE	122	
ANALOG	FRECUENCIA	123	FREC
ANALOG	FRECUENCIA MINIMA	124	FREC MIN
ANALOG	FRECUENCIA MAXIMA	125	FREC MAX
ANALOG	FRECUENCIA SYNCRONISMO	126	FREC DIFF
ANALOG	TEMPERATURA DE DEVANADO	127	
ANALOG	ENERGIA ACTIVA TOTAL	128	
ANALOG	ENERGIA REACTIVA TOTAL	129	
ANALOG	ENERGIA APARENTE TOTAL	130	
STATUS	POSICION	139	
STATUS	ESTADO	140	COMANDO
STATUS	21 ARRANQUE DISTANCIA	141	
STATUS	21 DISPARO DISTANCIA	142	
STATUS	21N ARRANQUE DISTANCIA A TIERRA	143	
STATUS	21N DISPARO DISTANCIA A TIERRA	144	
STATUS	21 FALLA INTERNA RELE	145	
STATUS	67 ARRANQUE SCTE DIREC	146	
STATUS	67N DISPARO SCTE DIREC A TIERRA	147	
STATUS	67NA DISPARO CORRIENTE HOMOPOLAR	148	
STATUS	67 FALLA INTERNA RELE	149	
STATUS	50BF FALLA INTERRUPTOR	150	
STATUS	50 51 ARRANQUE SCTE	151	
STATUS	50N 51N ARRANQUE SCTE A TIERRA	152	
STATUS	50 51 DISPARO SCTE	153	
STATUS	50N 51N DISPARO SCTE A TIERRA	154	
STATUS	46 DISPARO SECUENCIA NEGATIVA	155	



TABLA	SEÑAL NORMALIZADA	CODIGO	DETALLE
STATUS	49 DISPARO SOBRECARGA	156	
STATUS	27 ALARMA MÍNIMA TENSION	157	
STATUS	59 ALARMA MÁXIMA TENSION	158	
STATUS	59N DISPARO SCTE HOMOPOLAR	159	
STATUS	79 ARRANQUE RECIERRE	160	
STATUS	79 RECIERRE EN PROGRESO	161	
STATUS	79 RECIERRE FUERA SERVICIO	162	
STATUS	79 RECIERRE EFECTUADO	163	
STATUS	81 ALARMA MÁXIMA FRECUENCIA	164	
STATUS	81 ALARMA MÍNIMA FRECUENCIA	165	
STATUS	81 DISPARO FRECUENCIA	166	
STATUS	86 DISPARO Y BLOQUEO	167	
STATUS	87 DISPARO DIFERENCIAL	168	
STATUS	96 ALARMA BUCHHOLZ	169	
STATUS	96 DISPARO BUCHHOLZ	170	
STATUS	ALARMA ALTA PRESION DE TRAF0	171	
STATUS	ALARMA NIVEL DE ACEITE	172	
STATUS	DISPARO ALTA TEMP ACEITE	173	
STATUS	ALARMA TEMP BOBINADO	174	
STATUS	DISPARO TEMP BOBINADO	175	
STATUS	DISPARO TEMP BOBINADO PRIMARIO	176	
STATUS	DISPARO TEMP BOBINADO SECUNDARIO	177	
STATUS	DISPARO TEMP BOBINADO TERCARIO	178	
STATUS	ALARMA VALVULA SEGURIDAD	179	
STATUS	DISPARO VALVULA SEGURIDAD	180	
STATUS	DISPOSITIVO VALVULA SEGURIDAD	181	
STATUS	ALARMA ALTO NIVEL DE ACEITE	182	
STATUS	ALARMA BAJO NIVEL DE ACEITE	183	
STATUS	ALARMA BAJO NIVEL DE ACEITE CONMUT	184	
STATUS	ALARMA BAJO NIVEL DE ACEITE	185	
STATUS	DISPARO BAJO NIVEL DE ACEITE	186	
STATUS	ALARMA BAJA PRESION DE SF6	187	
STATUS	DISPARO BAJA PRESION DE SF6	188	
STATUS	BLOQUEO BAJA PRESION SF6	189	
STATUS	DISPARO CONMUT BUCHHOLZ	190	
STATUS	ALARMA CONMUT	191	
STATUS	ALARMA CIRCUITO DISPARO	192	
STATUS	AUTODIAGNOSTICO RELE	193	
STATUS	ALARMA BAJA PRESION DE AIRE	194	
STATUS	BLOQUEO DEL RECIERRE	195	
STATUS	BLOQUEO INTERRUPTOR	196	
STATUS	DISPARO FUSION FUSIBLE	197	
STATUS	DISPARO CIERRE SOBRE FALLA	198	
STATUS	59N DISPARO TENSION HOMOPOLAR	199	
STATUS	DISPARO RELE CONMUT	200	
STATUS	FALLA CIRCUITO DISPARO 1	201	
STATUS	FALLA CIRCUITO DISPARO 2	202	
STATUS	FALLA VDC MANDO Y PROTECCION	203	
STATUS	FALLA VDC MOTOR	204	
STATUS	FALLA VAC SERVICIO AUXILIAR	205	

TABLA	SEÑAL NORMALIZADA	CODIGO	DETALLE
STATUS	FALLA VAC RELE	206	
STATUS	ALARMA ALTA TEMP ACEITE	207	
STATUS	FALLA INTERRUPTOR	208	
STATUS	FALLA TRAF0 MEDIDA	209	
STATUS	FALLA VDC MONITOR	210	
STATUS	FALLA VDC A TIERRA	211	
STATUS	FALLA VDC BATERIA A TIERRA	212	
STATUS	FALLA VDC PROTECCION	213	
STATUS	FALLA VDC RECTIFICADOR	214	
STATUS	FALLA VDC CONMUT	215	
STATUS	FALLA VDC CONTROL	216	
STATUS	FALLA VDC SEÑAL	217	
STATUS	FALLA VDC VENTILACION	218	
STATUS	MANDO LOCAL	219	
STATUS	MANDO REMOTO	220	
STATUS	MINIMA TENSION VAC	221	
STATUS	MINIMA TENSION VAC/DC	222	
STATUS	MINIMA TENSION VDC	223	
STATUS	RESORTE DESCARGADO	224	
STATUS	SOBRECARGA VENTILADORES	225	
STATUS	FALLA VDC	226	
STATUS	FALLA TRAF0 MEDIDA	227	
STATUS	FALLA VDC ALARMAS	228	
STATUS	AUTODIAGNOSTICO RELE	229	
STATUS	DISPARO GENERAL DEL RELE	230	
STATUS	FALLA VDC CALEFACCION	231	
STATUS	ALARMA FUSION FUSIBLE	232	
STATUS	FALLA VDC ALARMAS	233	
STATUS	CORRIENTE CIRCULANTE	234	
STATUS	ALARMA MINIMA TENSION VDC	235	
STATUS	DISPARO PRESION SUBITA	236	
STATUS	DISPARO TERMOMETRO AKM	237	
STATUS	ARRANQUE DE VENTILADORES POR TEM ACEITE	239	
STATUS	ALARMA TEMPERATURA DEL ACEITE	240	
STATUS	DISPARO TEMPERATURA DEL ACEITE	241	
STATUS	ARRANQUE DE VENTILADORES POR TEM DEVANADO	242	
STATUS	ALARMA TEMPERATURA DEVANADO	243	
STATUS	DISPARO TEMPERATURA DEVANADO	244	
STATUS	MINIMO NIVEL DE ACEITE TANQUE PRINCIPAL	245	
STATUS	MINIMO NIVEL DE ACEITE TANQUE CONMUTADOR	246	
ANALOG	MINIMA TEMPERATURA DEVANADO	300	
ANALOG	MAXIMA TEMPERATURA DEVANADO	301	
ANALOG	CORRIENTE DEVANADO	302	
ANALOG	MAXIMA CORRIENTE DEVANADO	303	
ANALOG	FACTOR DE POTENCIA	304	

**ANEXO C**

**SUMINISTRO Y SERVICIOS DE LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA SCADA EN  
HIDRANDINA S.A.**

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO</b>	
<b>I</b>	<b>HARDWARE</b>	
<b>1</b>	<b>SERVIDORES PRINCIPALES incluyendo comunicación con COES</b>	<b>2</b>
	Consistente de:	
<b>1.1</b>	<b>Servidores Principales</b>	<b>2</b>
	<b>SCADA01 y SCADA02</b>	
	Cada uno equipado con	
	<b>Servidor HP Compaq Proliant Modelo ML370 G3</b>	<b>1</b>
	<b>Procesador:</b> One (1) Intel Xeon Processors 2.4 GHz Processors standard (soporta hasta 2)	
	<b>Memoria Cache:</b> 512-KB second level ECC cache (full speed)	
	<b>Memoria RAM:</b> 512 MB (Standard) to 12 GB (Maximum) of 2-way interleaved capable PC2100 DDR DRAM running at 266MHz, with Advanced ECC capabilities	
	<b>Memoria RAM Adicional:</b> 512 MB PC2100 DDR SDRAM (2x256)	<b>1</b>
	<b>Disco Duro:</b> 36,4 GB Pluggable Ultra320 SCSI 10,000 rpm Universal Hard Drive (3)	<b>3</b>
	<b>Controladora de Discos Duros:</b> Adaptador Integrado Dual Channel Wide Ultra3 SCSI para Controlar hasta 16 discos duros	<b>1</b>
	<b>Controlador de Red:</b> NC7781 PCI-X Gigabit NIC (integrada)	<b>1</b>
	<b>Controlador Gráfico:</b> ATI Rage 8MB (integrada)	<b>1</b>
	<b>Sistema Operativo:</b> Window 2000 Server. Incluido en Item 16.1 de la Lista de Equipos y Programas	
	<b>Optical Drive:</b> 16X DVD-ROM Option CBN	<b>1</b>
	<b>Unidad de Diskette:</b> 3.5 pulgadas y 1.44MB	
	<b>Fuente de Alimentación:</b> 500 Watt-CE	
	<b>Tarjeta Controladora de Red:</b> NC3134 Dual Port 10/100 64 PCI NIC	<b>1</b>
	Tarjeta Modem v90 56K PCI	<b>1</b>
	<b>Teclado, Monitor, Mouse para servidores:</b>	
	<b>Monitor Plano :</b> HP TFT1701 17", Flat screen, LCD, Carbon/silver o Carbonite	<b>1</b>
	Teclado Compaq PS/2 standard 108 teclas, Mouse 3 botones	<b>1</b>
	<b>KVM:</b> 4-Port OmniView con cables	<b>1</b>
<b>1.2</b>	<b>ESTACION ICCP para comunicación con el COES</b>	<b>1</b>
	Consistente de:	
	<b>WORKSTATION Modelo xw4100</b>	
	<b>Procesador:</b> Intel® Pentium 4 de 2.8 GHz HT	<b>1</b>
	<b>Memoria Cache:</b> 512 KB	
	<b>Memoria RAM:</b> 512 MB	
	<b>Disco Duro:</b> 80 GB Ultra ATA/100(7200 rpm)	<b>1</b>
	<b>Controladora de Discos Duros:</b> Ultra ATA/100 (Integrada), maneja hasta 2 discos duros	<b>1</b>
	<b>Controlador Gráfico:</b> NVIDIA 32 MB AGP	<b>1</b>
	<b>Contrador de red integrado:</b> Integrated Gbit (10/100/1000Mb) Ethernet adapter	
	<b>Audio:</b> Sistema de Audio AC97 16 bit Full Duplex	
	<b>Sistema Operativo:</b> Window 2000 Professional. Incluido en Item 16.1 de la Lista de Equipos y Programas	
	<b>Optical Drive:</b> 48X Combo Drive DVD-ROM/CD-RW	<b>1</b>
	<b>Unidad de Diskette:</b> 3.5 pulgadas y 1.44MB	
	<b>Monitor Plano:</b> HP TFT1701 Flat screen, LCD ,17 pulgadas, Carbon/Silver o Carbonite)	<b>1</b>
	<b>Fuente de Alimentación:</b> 280 watts	
	Teclado Compaq Easy Access PS/2, HP scroll mouse	
	<b>Tarjeta de red:</b> Broadcom Gbit LAN 10/100/1000Mbs Network Interface	<b>1</b>

Item	Descripción	Cant.
	<b>Un (1) Enrutador serial (Router) CISCO Modelo 1721</b>	1
	con:	
	Un procesador RISC para soportar alto desempeño de enrutamiento, encriptación y servicios de banda ancha.	
	Un puerto autosensor 10/100 Fast Ethernet port	1
	Dos ranuras para tarjetas de interfaz WAN interface (WIC) con conector DB25 para comunicaciones	
	Un puerto serial auxiliar (AUX) (hasta 115.2-kbps asincronico serial) para parametrización externa	
	Un puerto de consola para diagnsticos y mantenimiento	
	Una ranura de expansión para tarjats de encriptación de VPN asistidas por Harware (MOD1700-VPN)	
	Una tarjeta para interfaz con WAN: WIC	1
<b>2</b>	<b>SERVIDORES DE INFORMACION HISTORICA</b>	<b>2</b>
	Consistente de:	
<b>2.1</b>	<b>Servidor para Base de Datos Fuente</b>	<b>1</b>
	<b>Servidor HP Compaq Proliant Modelo ML370 G3</b>	1
	<b>Procesador:</b> One (1) Intel Xeon Processors 2.4 GHz Processors standard (soporta hasta 2)	
	<b>Memoria Cache:</b> 512-KB second level ECC cache (full speed)	
	<b>Memoria RAM:</b> 512 MB (Standard) to 12 GB (Maximum) of 2-way interleaved capable PC2100 DDR DRAM running at 266MHz, with Advanced ECC capabilities	
	<b>Memoria RAM Adicional:</b> 512 MB PC2100 DDR SDRAM (2x256)	1
	<b>Disco Duro:</b> 36,4 GB Pluggable Ultra320 SCSI 10,000 rpm Universal Hard Drive (1)	1
	<b>Controladora de Discos Duros:</b> Adaptador Integrado Dual Channel Wide Ultra3 SCSI para Controlar hasta 16 discos duros	1
	<b>Controlador de Red:</b> NC7781 PCI-X Gigabit NIC (integrada)	1
	<b>Controlador Gráfico:</b> ATI Rage 8MB (integrada)	1
	<b>Sistema Operativo:</b> Window 2000 Server. Incluido en Item 16.1 de la Lista de Equipos y Programas	
	<b>Optical Drive:</b> 16X DVD-ROM Option CBN	1
	<b>Unidad de Diskette:</b> 3.5 pulgadas y 1.44MB	
	<b>Fuente de Alimentación:</b> 500 Watt-CE	
	<b>Tarjeta Controladora de Red:</b> NC3134 Dual Port 10/100 64 PCI NIC	1
<b>2.2</b>	<b>Servidor para Datawarehouse con RAID</b>	<b>1</b>
	<b>DW1</b>	
	<b>Servidor HP Compaq Proliant Modelo ML370 G3</b>	1
	<b>Procesador:</b> One (1) Intel Xeon Processors 2.4 GHz Processors standard (soporta hasta 2)	
	<b>Memoria Cache:</b> 512-KB second level ECC cache (full speed)	
	<b>Memoria RAM:</b> 512 MB (Standard) to 12 GB (Maximum) of 2-way interleaved capable PC2100 DDR SDRAM running at 266MHz, with Advanced ECC capabilities	
	<b>Memoria RAM Adicional:</b> 512 MB PC2100 DDR SDRAM (2x256)	1
	<b>Disco Duro:</b> 36,4 GB Pluggable Ultra320 SCSI 10,000 rpm Universal Hard Drive (1)	1
	<b>Discos Duros Espejos (RAID 1) :</b>	2

Item	Descripción	Cant.
	2 x 36,4 GB Pluggable Ultra 320 SCSI 10,000 rpm	
	<b>Tarjeta Controladora de arreglos:</b> 64-bit PCI Smart Array 532 Controller	1
	<b>Controlador Gráfico:</b> ATI Rage 8MB (integrada)	1
	<b>Audio:</b> Sistema de Audio AC97 16 bit Full Duplex	1
	<b>Sistema Operativo:</b> Window 2000 Server. Incluido en Item 16.1 de la Lista de Equipos y Programas	
	<b>Optical Drive:</b> 16X DVD-ROM Option CBN	1
	<b>Unidad de Diskette:</b> 3.5 pulgadas y 1.44MB	
	<b>Fuente de Alimentación:</b> 500 Watt-CE	
	<b>Tarjeta Controladora de Red:</b> NC3134 Dual Port 10/100 64 PCI NIC	1
	<b>Teclado, Monitor, Mouse para servidores:</b>	
	<b>Monitor Plano :</b> HP TFT1701 17", Flat screen, LCD, Carbon/silver o Carbonite	1
	Teclado Compaq PS/2 standard 108 teclas, Mouse 3 botones	1
	<b>KVM:</b> 4-Port OmniView con cables	1
3	<b>Consolas Basadas en Estación de Trabajo con dos Monitores UI01 y UI02</b>	2
	<b>WORKSTATION Modelo xw4100</b>	
	<b>Procesador:</b> Intel® Pentium 4 de 2.8 GHz HT	1
	<b>Memoria Cache:</b> 512 KB	
	<b>Memoria RAM:</b> 512 MB	
	<b>Disco Duro:</b> 80 GB Ultra ATA/100(7200 rpm)	
	<b>Controlador:</b> Ultra ATA/100	
	<b>Controladora Gráfica:</b> Tarjeta Gráfica NVIDIA Quadro NVS 400 , soporta Quad Analog o Quad Digital DVI, dos chips gráficos Quadro 2D/3D 128-bit (GPU), PCI Bus , 64 MB de memoria DDR (32 MB independent frame buffer por chip), 350Mhz RAMDAC por chip, soprta	1
	<b>Contrador de red integrado:</b> Integrated Gbit (10/100/1000Mb) Ethernet adapter	
	<b>Audio:</b> Sistema de Audio AC97 16 bit Full Duplex	
	<b>Sistema Operativo:</b> Window 2000 Profesional. Incluido en Item 16.1 de la Lista de Equipos y Programas	
	<b>Optical Drive:</b> 48X Combo Drive DVD-ROM/CD-RW	1
	<b>Unidad de Diskette:</b> 3.5 pulgadas y 1.44MB	
	<b>Monitor Plano :</b> HP L2025, Pantalla plana, LCD, Resolución: 1280 x 1024	2
	Diagonal: 20,1" real	
	Dot pitch: 0,255 mm	
	Angulos de visión: 160º horizinlat y 160º vertical	
	Señales: VGA, DVI-H, Video, S-Video	
	<b>Fuente de Alimentación:</b> 280 watts	
	Teclado Compaq Easy Access PS/2, HP scroll mouse	
	<b>Tarjeta de red:</b> Broadcom Gbit LAN 10/100/1000Mbs Network Interface	1
4	<b>RED DE AREA LOCAL Redundante (LAN DEL SISTEMA)</b>	1
	LAN Fast Ethernet redundante 100 Mbps	
	Consistente de:	
	Hub	2
	- Hub de 16 puertos para Sistema redundante incluyendo Interfaz con Firew	
	Marca: Netgear o equivalente	

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
	Modelo: DS116 (Hub 1 y Hub 2) Para 16 puertos R45	
	Hub - Un (1) Hub de 4 puertos para red LAN redundante, para optimizar concepto Hot Stand By entre servidores SCADA 01 y SCADA 02 (Hub 3) Marca: NetGear Modelo: DS 104 o equivalente	1
	- Un (1) Hub de 6 puertos para Enlace ICCP (Hub 4) Marca: Netgear Modelo: DS106	1
	Metros de cables para Red	50
	Juego de Conectores para LAN	1
	Patch Panel RJ45, de 12 Puertos <b>CAT. 5E</b> Enhanced, Marca : <b>AMP</b>	2
	Patch Cords, Cat 5E d	14
<b>5</b>	<b>IMPRESORA LASER BLANCO Y NEGRO</b> <b>HP Laser 2300N</b> (B&W, 25ppm, 1200dpi, 32MB, USB, Paralelo, Tarjeta de Red) Buffer de datos mínimo de 32 Mbyte Resolución 1200 x 1200ppp Capacidad de HPPCL (Hewlett Packard Plotter Control Language) Cargado de fuentes a través de software como tambien fuentes permanentes: Capacidad de salida de gráficos  Botones de tablero frontal para seleccionar las operaciones de fuera de línea y modo de prueba Indicador visible de atascamiento del papel y de finalizacion del mismo Alarma monitoreada por el sistema para atascamiento del papel, cuando seacaba el papel y cuando se sale de linea, si la impresora ha sido asignada a una tarea operativa  Nivel audible de ruido medible en cualquier punto a 3 pies de distancia con respecto del dispositivo, sin excederse de 55 dBA cuando se esta imprimiendo o en stand by Diseño para hojas sencillas de formato A3 en papel Bond comercial	<b>1</b>
<b>6</b>	<b>IMPRESORA LASER A COLOR</b>	<b>0</b>
<b>7</b>	<b>COMPUTADORA PORTATIL</b> <b>HP Compaq nx9010</b> <b>Procesador:</b> Intel Pentium 4 2.4 GHz <b>Memoria Cache:</b> 512KB L2 cache <b>Memoria RAM:</b> 256MB DDR RAM <b>Disco Duro:</b> 40GB HDD <b>Audio:</b> AC Link audio; integrated speakers, volume control and mute buttons <b>Sistema Operativo:</b> Microsoft® Windows® XP Professional Edition <b>Optical Drive:</b> 24X DVD/CD-RW Combo Unidad de Diskette 3.5 pulgadas y 1.44MB <b>Monitor:</b> 15-inch color TFT XGA	<b>2</b>

Item	Descripción	Cant.
	<p><b>Power Supply:</b> Lilon Battery, External 90W AC adapter, power cord included. Hibernation; Instant-on via Standby; One custom level of power conservation; Energy Star compliant.</p> <p>Full-size desktop-compatible keyboard, Touchpad with dedicated 2-way scroll, On/Off Touchpad button</p> <p>Integrated 10/100 NIC; 56K (V.92) modem</p>	
8	<p><b>PROYECTOR MULTIMEDIA</b></p> <p>Marca: EPSON</p> <p>Modelo: Powerlite 9100i</p> <p>Características técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Diseño Modular: Incluye modulo de expansión</li> <li>- Tecnología: DLP de Texas Instruments</li> <li>- Resolución Real: SVGA (800x600)</li> <li>- Compatibilidad con: SXGA; XGA; SVGA; VGA, Macintosh</li> <li>- Luminosidad: 2000 ANSI Lumens</li> <li>- Contraste: 400:1</li> <li>- Compatibilidad de Video: NTSC, PAL, SECAM, PAL-N, PAL-M</li> <li>- Cantidad de colores: 16.7 millones</li> <li>- Unidad Base: Fuentes de Entrada: 1 computador, S-Video, Video, Audio</li> <li>- Fuentes de salida: Monitor y Video</li> <li>- Con Módulo: Fuentes de Entrada: 2 computador, S-video, RCA, RCA componente, Audio Stereo, Mouse, RS-232.</li> <li>- Fuentes de salida: Monitor, Video y Audio</li> <li>- Lente de Proyección: Zoom Manual</li> <li>- Distancia de Proyección Mínima: 1.5 ( 5 pies)</li> <li>- Audio: Estéreo y mono de 3.0 vatios</li> <li>- Vida útil de la lámpara: 2000 horas</li> <li>- Dimensiones: 260 mm (ancho), 85mm (alto), 280 mm (largo)</li> <li>- Peso: 2.6 kg (5.7 libras)</li> <li>- Ruido audible: 39 dB</li> <li>- Incluye: Estuche de transporte blando, control remoto con todas las características, cable para la computadora con USB, MI-D/A analógico, cable de video compuesto, cable de audio y conectores, cable eléctrico, manual del usuario.</li> </ul>	1
1	<p>Ecran (telon Da Lite , Pantalla B 70" x 70 " (1.78 x178 m)</p> <p>Telón manual durable para instalación en techo o pared</p> <p>Superficie mate ideal para precisión y reproducción del color en forma uniforme</p> <p>Soporte de nylon que suavizan el despliegue del relón</p> <p>Superficie lavable, resistente a la humedad</p>	1
9	<p><b>SISTEMA ESTÁNDAR DE TIEMPO Y FRECUENCIA CON SINCRONIZACION POR SATELITE</b></p> <p>Consistente de:</p> <p>Equipo de Medición de Tiempo y Frecuencia que recibe señales vía satellite</p> <p>Marca: Truetime, Modelo: XL-DC-602</p> <p>Precisión menos de 40 nanosegundos y mayor a 1 x 10-12 de precision de fr</p> <p>Incluye:</p>	1



Item	Descripción	Cant.
	Unidad principal con:	
	Un (1) Despliegue Digital integrado tipo LCD de 10 dígitos, 1 línea para indicación de valores parametrizables	
	Un (1) Despliegue alfanumérico Frontal para parámetros de inicialización, alarmas y mensajes de 2 líneas y 32 caracteres, tipo LCD	
	Un (1) Receptor de GPS	
	Interfase de servicio RS 422, Simulación DCF77.	
	Una (1) interfase de salida serial RS 232	
	Una (1) tarjeta de interfaz para LAN con conector RJ-45 10/100 Base T Ethernet (Interfaz de conexión al sistema de computadoras)	
	Una (1) antena externa	
	Un (1) cable coaxial de 70 m	
	Un (1) Receptor de GPS	
	Un (1) protector contra sobretensiones	1
	Un (1) Servidor de Tiempo de Red, NTP	1
	Un (1) Adaptador para Reloj Truetime Clock, Allied Telesis2	1
	Dos (2) Splitter para compartir Modem RS232	2
	Un (1) Convertidor RS232 to RS485 (Blackbox)	1
	<b>Despliegues Digitales para presentación de señales seleccionables:</b>	3
	Marca: Vorne	
	Modelo: 77/232	
	Para entre otras las siguientes señales: hora local (GPS), hora del sistema, frecuencia del sistema, desviación de tiempo, desviación de frecuencia	
	Despliegue LCD, 6 dígitos con coma, tamaño: 3,3 pulgadas	
	Tensión auxiliar: 120 VAC 60 Hz o 24 V DC	
	Conectado directamente a la Unidad de Tiempo	
	<b>Despliegues Digitales para presentación de señales seleccionables:</b>	3
	Marca: Vorne	
	Modelo: 77/232	
	Para entre otras las señales de propósito general tales como Carga del sistema etc.	
	Despliegue LCD, 6 dígitos con coma, tamaño: 3,3 pulgadas	
	Tensión auxiliar: 120 VAC 60 Hz o 24 V DC	
	Conectadas directamente a ambos Computadores Host, al puerto serial	
	<b>Juego de Accesorios para correcto funcionamiento:</b>	
	Cable, DB9F to RJ45-10pin Straight Pinning, 30 Foot	4
	Cable, DB9F to DB25F Null, 6 pies	1
	Cable, DB9F to Wire Lugs, 50 pies	1
	Cable, 2-Twisted Pair 500 pies	1
<b>10</b>	<b>FUENTE ININTERRUMPIDA DE ENERGIA</b>	
	Consistente de:	
<b>10.1</b>	<b>Sistema Ininterrumpido de Potencia U.P.S.</b>	1
	Marca: GAMATRONIC ELECTRONIC INDUSTRIES	
	Potencia: 6 kVA (58 % de capacidad adicional para expansiones)	

Item	Descripción	Cant.
------	-------------	-------

Modelo :  $\mu$ PS  
 Procedencia: ISRAEL  
 Tecnología:RUE ON LINE, DOBLE CONVERSION  
 Sistema Redundante (falla una, entra la otra)  
 Entrada:  
 Voltaje de entrada: 220 V AC  
 Rango de entrada : 160 - 270 V AC  
 Frecuencia 50/ 60 Hz +/- 10%  
 Factor de Potencia: 0,95% en atraso  
 Fases: Trifásica con línea a tierra  
  
 Cuenta con circuito corrector de factor de potencia garantizándose una máxima eficiencia. Reduciendo los armónicos de la línea de entrada 5%.  
 Salida:  
 Voltaje de Salida trifásica: 220 V AC  
 Regulación de Salida: +/- 1%  
 Tiempo de Transferencia: Cero segundos  
 Frecuencia Nominal: 60 Hz (0,1% de carrera libre)  
 Transformador de salida: Fase Neutro Tierra  
 Forma de Onda: Sinusoidal pura  
 Distorsión Armónica (carga resistiva): Menos al 2%  
 Distorsión Armónica (sin carga): 2%  
 T.H.D.: Menos del 2%  
 Factor de Cresta: 3:01  
 Capacidad de Sobrecarga Soportada: 125% por 10 minutos, 175% por 10 s  
 Protección Contra Corto Circuito y Sobrecarga: IEC 146-4  
 Factor de Potencia: 0.8% de retraso  
 Alarmas: Visuales  
 Eficiencia: : 90% a full carga

#### CARACTERISTICAS DE LAS BATERIAS:

Tiempo de Autonomía: 8 horas  
 Tiempo de Recarga de Baterías: 8 horas  
 Tiempo de Vida de Baterías 3 a 5 años  
 Instrumentos de Lectura Autotest de baterías  
 Indicador de Baterías: Avería / Cruzada  
 Tipo de Baterías: Selladas, libre de mantenimiento

#### CARACTERISTICAS FISICAS:

Temperatura de Operación: -10 °C a 40 °C  
 Humedad Relativa  
 Nivel de Ruido: Menor a 45 Db a 1 metro  
 Altitud de Operación: 5000 m.s.n.m (sin limite de operación)

#### OTRAS CARACTERISTICAS:

- Transformador de Aislamiento.
- Doble Aislamiento
- Switch Estático
- Arranque en DC
- Cargador grande para extender autonomía mediante banco de batería
- Presenta pantalla indicadora con Display Digital LCD, en la cual se indica full estadísticas del UPS, hasta 200 eventos:
  - Voltaje
  - Corriente
  - Nivel de Voltaje de Baterías

Item	Descripción	Cant.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Frecuencia de Entrada y Salida</li> <li>- Chequeo automático cada 200 horas de las baterías</li> <li>- Barra de nivel de carga mediante leds</li> <li>- Temperatura</li> <li>- Reloj en Tiempo Real</li> <li>- Chequeo de cada etapa electrónica del equipo, etc.</li> <li>- Sistema de By Pass Estático Automático y Manual</li> <li>- Test Automático y Manual de Baterías</li> <li>- Tiempo de Recarga de Baterías: 04 horas aprox. al 100% de carga lo que permite soportar varios cortes de energía en un mismo día</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alarma Audible</li> <li>- By Pass de mantenimiento mediante switch estático súper rápido de 0.5 milisegundos de tiempo de transferencia</li> <li>- Presenta interfase de comunicación serial: Protocolo de Comunicación RS 232 y "Alarm".</li> </ul>	
<b>11</b>	<b>CONCENTRADORES DE DATOS SUBESTACIONES</b>	<b>13</b>
	<b>CDS Trujillo Sur</b>	<b>1</b>
	<p>Consistente de:</p> <p>Station Manager CPU con Procesador 80486 INTEL</p> <p>4 Mb RAM</p> <p>2 MB Solid Sate Hard Disk</p> <p>Display Integrado de dos Líneas con seis Teclas de navegación para gestión y parametrización local.</p> <p>Un (1) Puerto RS232 para Mantenimiento y Parametrización</p> <p>Un (1) Puerto Ethernet (IEC 870-5-104) para conexión can la LAN</p> <p>Cuatro (4) Puertos RS232 para conexión de IEDs, configurables como puertos Ethernet adicionales</p> <p>Dos (2) Puertos RS232 / RS485 para conexión de IEDs</p> <p>Un (1) Puerto RS485 para conexión módulos periféricos de medidas análogas MODBUS</p> <p>Un (1) Puerto para comunicación con módulos periféricos IO-LAN</p> <p>Unidad GPS con antena Aerea</p> <p>Fuente de alimentación</p> <p>48Vdc / 125 Vdc / 250Vdc</p>	
	Módulos Periféricos IO:	
	Módulos de Entradas Digitales (32 señales)	9
	Módulos de Entradas Analógicas (24 señales)	1
	Módulos de Salidas Digitales (32 señales)	3
	Módulos Periféricos de Medidas Análogas:	
	Módulos de Medidas de Potencia Modelo 9200	7
	Conexión directa de CTs y PTs	
	Gabinete 2200 x 800 x 600 IP 52 Incluye Accesorios	1
	<b>CDS Chimbote 2, Chimbote Sur, Trapecio, Caraz, Carhuaz, Huaraz, La Pampa, Pallasca, Cajamarca, Gallito Ciego, Santiago de Cao, Porvenir, Trujillo Sur</b>	<b>12</b>
	<p>Marca: SELTA</p> <p>Modelo: STCE</p>	

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
	<p>Consistente de:</p> <p>Cabinet including power distribution-IP54 protection class</p> <p>Cubicle light 230V/60W with door positioning switch</p> <p>Temperature controller heater</p> <p>Local/Remote switch</p> <p>Kit distrib. alimentaz.</p> <p>Kit distrib. alimentaz. in doppio</p> <p>Base subrack</p> <p>Extention subrack</p> <p>24 - 48 Vdc Power Supply</p> <p>Central Unit - CPU 2000</p> <p>Memory Expansion</p> <p>Ethernet interface 10BASET</p> <p>64 ODI Unit</p> <p><b>Tarjeta de 30 entradas Anlógicas AC Unit</b></p> <p><b>Módulo para Transformador de Corriente / Voltaje (3I or 3U)</b></p> <p><b>Subrack para 5 TA/TV module</b></p> <p><b>Cable para Direct AI (2.5 m.)</b></p> <p>Tarjetas de 2 X 32 Salidas Digitales - DCO</p> <p>4 SC Unit</p> <p>MODULO VIA SER. RS232 OPTOISOL.</p> <p>MODULO VIA SER.RS485 OPTOISOL.</p> <p>MONOGRAFIA APP. STCE/RTU</p> <p>PIASTRA DI COPERTURA 12 SU 10mp2</p> <p>PIASTRA DI COPERTURA 12 SU 6mp2</p> <p>PROFILO DI COPERTURA 12 SU 1mp2</p> <p>COPERTURA GUIDA CAVI 14 POS.</p> <p>CABLE RTU 34CM /L HV 5mt</p> <p>CAVO RTU 34CM /L HV 10mt</p> <p>CAVO RTU 34CM /L HV 20mt</p> <p>As built Hw documentation</p> <p>CONFIGURATION SW</p>	
<b>12</b>	<b>CONCENTRADOR DE DATOS REGIONAL</b>	<b>1</b>
<b>13</b>	<b>INTERFASES PARA CDS y CDR CON COMUNICACIONES REDUNDANTES</b>	<b>13</b>
<b>14</b>	<b>INTERFAZ CON LAN CORPORATIVA EXISTENTE CON FIREWALL</b>	<b>1</b>
	<p><b>Firewall para conexión con Red Corporativa</b></p> <p>Consistente de:</p> <p>Unidad de Firewall CISCO PIX 515E (19" Chasis)</p> <p>Modelo: PIX-515-R-DMZ o equivalente</p> <p>Soporta hasta seis (6) Interfases Fast Ethernet 10/100</p> <p>Con dos (2) puertos para acceso dual a mabas LAN del SCADA</p> <p>Con un (1) puerto para interconexión con LAN corporativa</p> <p>Con un (1) puerto para conexión con Computador de Servidor de Seguridad</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 188 Mbps de throughput</li> <li>- Hasta 133.000 sesiones simultaneas</li> <li>- Soporte 2.000 IP simultaneamente</li> </ul>	<b>1</b>
	<p>Software Cisco Secure Access Control Server</p> <p>Bajo Window</p>	<b>1</b>

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
	Para control de acceso y encriptación	
	Software ISA Server para la función de Servidor Proxy Bajo Window	1
	Servidor de Seguridad HP ML 310 Procesador: Intel Pentium 4 2.5 GHz Memoria Cache: 512KB L2 cache Memoria RAM: 768 MB RAM Disco Duro: 40GB HDD <b>Controladora de Discos Duros:</b> Adaptador Integrado Dual Channel Ultra ATA/100 para Controlar hasta 4 discos duros con ATA RAID 0, 1, & 1+0 integrado	1
	<b>Controlador de Red:</b> NC7760 PCI Gigabit NIC (integrada)	1
	<b>Controlador Gráfico:</b> ATI Rage 8MB (integrada)	1
	Sistema Operativo: Window 2000 Server. Incluido en Item 16.1 de la Lista de Optical Drive: 48X CD-ROM <b>Unidad de Diskette:</b> 3.5 pulgadas y 1.44MB <b>Fuente de Alimentación:</b> 300 Watt-CE Teclado Compaq PS/2 standard 108 teclas, Mouse 3 botones En configuración tipò rack	
<b>15</b>	<b>OTROS (Interfaces con el proceso)</b>	<b>1</b>
	<b>CDS Chimbote 2</b>	
	Reles repetidores de contactos para repetir indicaciones Marca: Phoenix Tipo: PLC de 2 contactos de 125 V DC / 48 V DC	131
	Cable multiconductor para señales de CTs 4 x 12 AWG	50
	Cable multiconductor para señales de PTs 4 x 14 AWG	50
	Cable multiconductor para Señales de Control 12 x 16 AWG	800
	Cable multiconductor para Señales de Comandos 6 x16 AWG	1100
	Cable Comunicaciones para Conexión de Módulos I/O periféricos	200
	<b>CDS Chimbote Norte</b>	
	Reles repetidores de contactos para repetir indicaciones Marca: Phoenix Tipo: PLC de 2 contactos de 125 V DC / 48 V DC	108
	Cable multiconductor para señales de CTs 4 x 12 AWG	25
	Cable multiconductor para señales de PTs 4 x 14 AWG	25
	Cable multiconductor para Señales de Control 12 x 16 AWG	1700
	Cable multiconductor para Señales de Comandos 6 x16 AWG	2300
	Cable Comunicaciones para Conexión de Módulos I/O periféricos	400
	<b>CDS Trapecio</b>	
	Reles repetidores de contactos para repetir indicaciones Marca: Phoenix Tipo: PLC de 2 contactos de 125 V DC / 48 V DC	73
	Cable multiconductor para señales de CTs 4 x 12 AWG	55
	Cable multiconductor para señales de PTs 4 x 14 AWG	55

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
	Cable multiconductor para Señales de Control 12 x 16 AWG	#jREF!
	Cable multiconductor para Señales de Comandos 6 x16 AWG	500
	Cable Comunicaciones para Conexión de Módulos I/O periféricos	200
<b>CDS Caraz</b>		
	Reles repetidores de contactos para repetir indicaciones	73
	Marca: Phoenix	
	Tipo: PLC de 2 contactos de 125 V DC / 48 V DC	
	Cable multiconductor para señales de CTs 4 x 12 AWG	25
	Cable multiconductor para señales de PTs 4 x 14 AWG	25
	Cable multiconductor para Señales de Control 12 x 16 AWG	500
	Cable multiconductor para Señales de Comandos 6 x16 AWG	600
	Cable Comunicaciones para Conexión de Módulos I/O periféricos	200
<b>CDS Carhuaz</b>		
	Reles repetidores de contactos para repetir indicaciones	51
	Marca: Phoenix	
	Tipo: PLC de 2 contactos de 125 V DC / 48 V DC	
	Cable multiconductor para señales de CTs 4 x 12 AWG	15
	Cable multiconductor para señales de PTs 4 x 14 AWG	15
	Cable multiconductor para Señales de Control 12 x 16 AWG	400
	Cable multiconductor para Señales de Comandos 6 x16 AWG	400
	Cable Comunicaciones para Conexión de Módulos I/O periféricos	200
<b>CDS Huaraz</b>		
	Reles repetidores de contactos para repetir indicaciones	73
	Marca: Phoenix	
	Tipo: PLC de 2 contactos de 125 V DC / 48 V DC	
	Cable multiconductor para señales de CTs 4 x 12 AWG	15
	Cable multiconductor para señales de PTs 4 x 14 AWG	15
	Cable multiconductor para Señales de Control 12 x 16 AWG	500
	Cable multiconductor para Señales de Comandos 6 x16 AWG	600
	Cable Comunicaciones para Conexión de Módulos I/O periféricos	200
<b>CDS La Pampa</b>		
	Reles repetidores de contactos para repetir indicaciones	52
	Marca: Phoenix	
	Tipo: PLC de 2 contactos de 125 V DC / 48 V DC	
	Cable multiconductor para señales de CTs 4 x 12 AWG	30
	Cable multiconductor para señales de PTs 4 x 14 AWG	30
	Cable multiconductor para Señales de Control 12 x 16 AWG	400
	Cable multiconductor para Señales de Comandos 6 x16 AWG	500
	Cable Comunicaciones para Conexión de Módulos I/O periféricos	200
<b>CDS Pallasca</b>		
	Reles repetidores de contactos para repetir indicaciones	63
	Marca: Phoenix	
	Tipo: PLC de 2 contactos de 125 V DC / 48 V DC	
	Cable multiconductor para señales de CTs 4 x 12 AWG	45
	Cable multiconductor para señales de PTs 4 x 14 AWG	45

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
	Cable multiconductor para Señales de Control 12 x 16 AWG	
	Cable multiconductor para Señales de Comandos 6 x16 AWG	500
	Cable Comunicaciones para Conexión de Módulos I/O periféricos	200
	<b>CDS Cajamarca</b>	
	Reles repetidores de contactos para repetir indicaciones	103
	Marca: Phoenix	
	Tipo: PLC de 2 contactos de 125 V DC / 48 V DC	
	Cable multiconductor para señales de CTs 4 x 12 AWG	30
	Cable multiconductor para señales de PTs 4 x 14 AWG	30
	Cable multiconductor para Señales de Control 12 x 16 AWG	1600
	Cable multiconductor para Señales de Comandos 6 x16 AWG	1700
	Cable Comunicaciones para Conexión de Módulos I/O periféricos	400
	<b>CDS Gallito Ciego</b>	
	Reles repetidores de contactos para repetir indicaciones	40
	Marca: Phoenix	
	Tipo: PLC de 2 contactos de 125 V DC / 48 V DC	
	Cable multiconductor para señales de CTs 4 x 12 AWG	0
	Cable multiconductor para señales de PTs 4 x 14 AWG	0
	Cable multiconductor para Señales de Control 12 x 16 AWG	300
	Cable multiconductor para Señales de Comandos 6 x16 AWG	300
	Cable Comunicaciones para Conexión de Módulos I/O periféricos	200
	<b>CDS Santiago de Cao</b>	
	Reles repetidores de contactos para repetir indicaciones	85
	Marca: Phoenix	
	Tipo: PLC de 2 contactos de 125 V DC / 48 V DC	
	Cable multiconductor para señales de CTs 4 x 12 AWG	50
	Cable multiconductor para señales de PTs 4 x 14 AWG	50
	Cable multiconductor para Señales de Control 12 x 16 AWG	900
	Cable multiconductor para Señales de Comandos 6 x16 AWG	1000
	Cable Comunicaciones para Conexión de Módulos I/O periféricos	300
	<b>CDS Porvenir</b>	
	Reles repetidores de contactos para repetir indicaciones	50
	Marca: Phoenix	
	Tipo: PLC de 2 contactos de 125 V DC / 48 V DC	
	Cable multiconductor para señales de CTs 4 x 12 AWG	15
	Cable multiconductor para señales de PTs 4 x 14 AWG	15
	Cable multiconductor para Señales de Control 12 x 16 AWG	600
	Cable multiconductor para Señales de Comandos 6 x16 AWG	600
	Cable Comunicaciones para Conexión de Módulos I/O periféricos	300
	<b>CDS Trujillo Sur</b>	
	Reles repetidores de contactos para repetir indicaciones	141
	Marca: Phoenix	
	Tipo: PLC de 2 contactos de 125 V DC / 48 V DC	
	Cable multiconductor para señales de CTs 4 x 12 AWG	35
	Cable multiconductor para señales de PTs 4 x 14 AWG	35

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
	Cable multiconductor para Señales de Control 12 x 16 AWG	
	Cable multiconductor para Señales de Comandos 6 x16 AWG	1400
	Cable Comunicaciones para Conexión de Módulos I/O periféricos	300
<b>II</b>	<b>SOFTWARE</b>	
<b>16</b>	<b>SOFTWARE DE SISTEMAS</b>	<b>1</b>
<b>16.1</b>	<b>Sistemas Operativos:</b>	
	Window 2000 Professional Para Computadores UI01, UI02, y ICCP	3
	Window 2000 Server para hasta 5 clientes Para Servidores SCADA01, SCADA02, SDB, DW1, y Servidor de Seguridad	5
<b>16.2</b>	<b>Utilitarios:</b>	
	Hummingbird Exceed License para proveer Interfaz con X- Window, así: Una (1) para Servidor SCADA01, una (1) para Servidor SCADA02 , una (1) para la Consola de Operación 01, una (1) para la Consola de Operación 02, una para Servidor SDB y una par servido	6
	PCAnywhere Para soporte via telefónica con modem V.34	2
	Una (1) para el Servidor SCADA01 y una (1) para el Servidor SCADA02 cada una con un acceso remoto Proveedor: Symantec	
	ICCP MMSEASE 132 de Sisco Para enlace ICCP	1
	Una (1) para Servidor ICCP Proveedor: SISCO	
<b>16.3</b>	<b>Programa de Acceso a Base de Datos API</b>	
	Microsoft SQL 2000 Server Standard para hasta 10 clientes así:	2
	Una (1) para Servidor SDB y una (1) para Servidor DW1 Nota: Servidor SCADA01 y SCADA02 no requiere	
	Microsoft SQL Desktop engine para Servidor ICCP	1
<b>16.4</b>	<b>Programas de Oficina y Desarrolladores</b>	<b>1</b>
	Una (1) Licencia de Microsoft Office incluye:	1
	- MS Word	
	- MS Excel	
	- MS Power Point	
	Un (1) paquete Vstudio.NET conteniendo:	1
	Visual Basic	1
	C, C++	1



<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
	Una (1) Licencia de Visual Fortran	1
<b>17</b>	<b>Software de SCADA</b>	<b>1</b>
	TELEGYR Operator Interface Software Version 7.3h	4
	Una (1) para Servidor SCADA01, una (1) para Servidor SCADA02 , una (1) para la Consola de Operación 01 y una (1) para la Consola de Operación 02.	
	TELEGYR Interactive Picture Editor Versión 7.3h	4
	Una (1) para Servidor SCADA01, una (1) para Servidor SCADA02 , una (1) para la Consola de Operación 01 y una (1) para la Consola de Operación 02.	
	TELEGYR Network Management Software Vers.7.3h	2
	Una (1) para Servidor SCADA01, una (1) para Servidor SCADA02 .	
	TELEGYR ScriptCALC software Version 7.3h	2
	Una (1) para Servidor SCADA01, una (1) para Servidor SCADA02	
	TELEGYR Take Over Software	2
	Una (1) para Servidor SCADA01, una (1) para Servidor SCADA02	
	TELEGYR Source Database Builder Server Vers.7.3h	1
	Una (1) para Servidor SDB.	4
	TELEGYR Source Database Builder Client Vers.7.3h	
	Una (1) para Servidor SCADA01, una (1) para Servidor SCADA02, una (1) para Computador Consola UI01, una (1) para Computador Consola UI02.	
	TELEGYR Data Warehouse Server Vers.7.3h	2
	Una (1) para Servidor DW1, y una (1) para Servidor SDB	4
	TELEGYR Data Warehouse Browser Vers.7.3h	
	Una (1) para Servidor SCADA01, una (1) para Servidor SCADA02, una (1) para Computador Consola UI01, una (1) para Computador Consola UI02.	
	TELEGYR Communication via ICCP para Computador ICCP.	1
<b>18</b>	<b>Software de Aplicaciones</b>	
	Incluido en item 17.	
<b>19</b>	<b>Software para Concentradores de Datos de Subestaciones</b>	<b>1</b>
<b>19.1</b>	<b>Configuration Management Software por cada CDS</b>	<b>9</b>
	Para parametrización y configuración de la CDS incluyendo comunicaciones con CCOs y con IEDs	
<b>19.2</b>	<b>Software ISaGRAF</b>	<b>1</b>
	Incluye:	
	Paquete para programación de aplicaciones de PLCs	
	Runtime Target para ejecución de programas creados en ISaGRAF	
	Soporta los siguientes lenguajes según la norma IEC 1131 - 3:	
	- Sequential Function Chart (SFC)	
	- Function Block Diagram (FDB)	
	- Ladder Diagram	
	- Structured Text (ST)	
	- Instruction List	

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
	Soporta bloques escritos en C	
<b>19.3</b>	<b>SICAM WinCC</b>	<b>1</b>
<b>III</b>	<b>REPUESTOS Y HERRAMIENTAS</b>	
<b>20</b>	<b>REPUESTOS</b>	<b>1</b>
<b>20.1</b>	<b>REPUESTOS SISTEMA SCADA</b>	
20.1.1	Computador como Estación de Operación con Software cargado y listo para conectar y entrar en Operación Idem item 4	1
20.1.2	Servidor de SCADA con Software cargado y listo para conectar y entrar en Operación Sin incluir Tarjeta Controladora de Comunicación con Remotas ni módulo de compartición de canales de comunicaciones Idem Item 1	1
<b>20.2</b>	<b>REPUESTOS CONCENTRADORES DE DATOS DE SUBESTACION</b>	<b>1</b>
	<b>Conteniendo:</b>	
	Power converter 49 V CD / 125 V DC	1
	Módulo de entradas digitales con controlador de enlace	1
	Regelta terminal de Módulo de entrada digital	1
	Módulo de entradas analogas DC	1
	Regleta terminal de Módulode entradas analogas	1
	Módulo de comandos	1
	Regleta de reles KUEP-3	1
	Módulos de Medidas de Potencia Modelo 9200	1
	Conexión directa de CTs y PTs	
<b>21</b>	<b>Herramientas Concentradores de Datos de Subetación</b>	<b>1</b>
	<b>COMPUTADORA PORTATIL</b>	<b>1</b>
	<b>HP Compaq nx9010</b>	
	<b>Procesador:</b> Intel Pentium 4 2.4 GHz	
	<b>Memoria Cache:</b> 512KB L2 cache	
	<b>Memoria RAM:</b> 256MB DDR RAM	
	<b>Disco Duro:</b> 40GB HDD	
	<b>Audio:</b> AC Link audio; integrated speakers, volume control and mute buttons	
	<b>Sistema Operativo:</b> Microsoft® Windows® XP Professional Edition	
	<b>Optical Drive:</b> 24X DVD/CD-RW Combo	
	Unidad de Diskette 3.5 pulgadas y 1.44MB	
	<b>Monitor:</b> 15-inch color TFT XGA	
	<b>Power Supply:</b> Lilon Battery, External 90W AC adapter, power cord included. Hibernation; Instant-on via Standby; One custom level of power conservation; Energy Star compliant.	
	Full-size desktop-compatible keyboard, Touchpad with dedicated 2-way scroll, On/Off Touchpad button	
	Integrated 10/100 NIC; 56K (V.92) modem	

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
	<b>Software de Diagnóstico</b> Software ASE RTU Protocol Test Set Para mantenimiento y pruebas de enlaces de comunicación	1
<b>IV</b>	<b>DOCUMENTOS</b>	<b>1</b>
<b>22</b>	<b>Manuales de Mantenimiento</b> Juegos de Manuales de Mantenimiento	2
<b>23</b>	<b>Manuales de Operación</b> Juegos de Manuales de Operación	2
<b>24</b>	<b>Información en medios ópticos</b> Juego de CDs con Información en medios magneticos	2
<b>V</b>	<b>TRANSPORTE Y SEGUROS</b>	
<b>25</b>	<b>Costo</b> Incluye: Transporte y Seguro Internacional Transporte y Seguro del Aeropuerto a la Sede de Siemens en Lima Transporte y Seguro de la Sede de Lima a Sitio	
<b>VI</b>	<b>PAGOS DE ADUANA</b>	
<b>26</b>	<b>Derechos Arancelarios</b>	
<b>B</b>	<b>SERVICIOS</b>	
<b>VII</b>	<b>SERVICIOS DE IMPLANTACION</b>	
<b>27</b>	<b>ADMINISTRACION DEL PROYECTO</b> Consistente de: Una (1) Gerencia Regional del Proyecto Un (1) Supervisor Local en Perú del Proyecto Un (1) Administrador Regional del Proyecto Un (1) Administrador Local del Proyecto Supervisión Técnica del Proyecto Supervisión Comercial del Proyecto Para las siguientes actividades entre otras: Fase de Aclaración Administrativa y Especificaciones Funcionales Colocar y Controlar las Ordenes de Trabajo Implementación del HW y coordinación de la implementación del SW del sistema Control del Cronograma del Proyecto Coordinación de soluciones técnicas Elaboración de informe simple semanal de avance del proyecto Elaboración de informe pomerizado al final de cada mes adjuntando diagrama PERT Interlocutor en reuniones habituales y a juicio de las DD.EE.	<b>1</b>

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
<b>28</b>	<b>DESARROLLO DE INGENIERIA</b>	<b>1</b>
<b>28.1</b>	<p><b>SISTEMA SCADA</b></p> <p><b>Implementación del Sistema SCADA</b></p> <p>Instalación del Sistema SCADA en los equipos específicos en Lima (Fábrica)</p> <p>Integración del Software en el SCADA</p> <p>Diseño e Ingeniería</p> <p>Elaboración y preparación de documentación completa de HW</p> <p>Elaboración y preparación de documentación completa de SW</p> <p>Preparación de documentación para instalación y para realización de alimentación de tensión auxiliar</p> <p>Preparación de libros de Pruebas en Fabrica y Pruebas en sitio</p> <p>Preparación y Parametrización de Base de Datos y de Despliegues</p> <p>Parametrización de Protocolo IEC-870-5-101 / -104 con remotas</p> <p>Definición del código de señales y de símbolos de despliegues conjuntamente con DDEE</p> <p>Edición de base de datos</p> <p>Construcción de los despliegues (tabulares, de configuración del sistema, unifilares, de la red, los dinámicos, de los servicios auxiliares, reportes por pantalla etc) no realizados por DDEE</p> <p>Integración de todo el HW y SW asociado con la base de datos poblada y despliegues construidos por DDEE</p> <p>Coordinación, preparación y elaboración de Pruebas en fábrica</p> <p>Coordinación, preparación y elaboración de Pruebas en Campo (Sitio)</p> <p>Coordinación de Pruebas Punto a Punto</p> <p>Incluye pruebas de integración con CDS y CDR en Lima</p> <p><b>Implementación del enlace ICCP con el COES</b></p> <p>Bloques 1, 2 y 5</p> <p>Instalación del SW para los enlaces ICCP en los equipos específicos en Lima</p> <p>Integración del Software en los enlaces ICCP</p> <p>Determinación de Base de Datos Bilaterales</p> <p>Preparación de libros de Pruebas en Fabrica y Pruebas en sitio</p> <p>Definición de Códigos de Señales y de señales a ser intercambiadas</p> <p>SIEMENS debe obtener los datos relevantes requeridos del COES</p> <p>Sistema de Comunicación será RS232</p> <p>Coordinación, preparación y elaboración de Pruebas en fábrica</p> <p>Coordinación, preparación y elaboración de Pruebas en Campo (Sitio)</p> <p>Coordinación de Pruebas Punto a Punto</p>	<b>1</b>
<b>28.2</b>	<p><b>SISTEMA CDS</b></p> <p><b>Implementación del Sistema CDS</b></p> <p>Diseño e Ingeniería de Detalle</p> <p>Elaboración y preparación de documentación completa de HW</p> <p>Elaboración y preparación de documentación completa de SW</p> <p>Preparación de documentación para instalación y para realización de alimentación de tensión auxiliar</p> <p>Preparación de libros de Pruebas en Fabrica y Pruebas en sitio</p> <p>Preparación y Parametrización de Base de Datos</p> <p>Parametrización de Protocolos de Comunicación</p> <p>Edición de base de datos</p>	<b>1</b>

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
	<p>Coordinación, preparación y elaboración de Pruebas en fábrica</p> <p>Coordinación, preparación y elaboración de Pruebas en Campo (Sitio)</p> <p>Coordinación de Pruebas Punto a Punto</p>	
<b>29</b>	<b>PRUEBAS EN FABRICA</b>	<b>1</b>
<b>29.1</b>	<p><b>Sistema SCADA</b></p> <p>Consistente de:</p> <p>Pruebas Funcionales</p> <p>Verificación del funcionamiento de los diferentes sistemas de control, cumpliendo con las exigencias funcionales y técnicas requeridas, las cuales comprenden:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Prueba de comunicación con un Concentrador de Datos de Subestación (CDS) de Prueba, incluyendo verificación de datos y modificación de parámetros y ajustes.</li> <li>* Simulación de entradas y salidas desde el CDS de Prueba.</li> <li>* Verificación de funcionamiento del Sistema Operativo, base de datos, reloj de tiempo real, registro secuencial de eventos, comunicaciones de datos, rutinas de iniciación y reinicio, indicación de fallas y alarmas, autoprueba y autodiagnóstico y programa</li> </ul> <p>* Facilidades de programación y modificación de programas y de equipos.</p> <p>* Pruebas de los equipos perifericos</p> <p>* Demostración de la correcta operación de las estaciones de operación</p> <p>* Demostración de la correcta operación de todas las operaciones de supervisión y control del sistema</p> <p>* Demostración de todas las funciones de curvas de tendencias en despliegues y en la impresora.</p> <p>* Demostración de la impresión de las páginas de video.</p> <p>* Verificación de la asignación de unidades de ingeniería, límites de alarma, designaciones, descripciones y atributos para los datos de la base de datos.</p> <p>* Verificación de los formatos de todos los despliegues y reportes</p> <p>* Verificación de todas las operaciones de entradas de datos a la base de datos</p> <p>* Verificación de las funciones de alarma</p> <p>* Demostración de reportes impresos</p> <p>* Demostración de la capacidad para supervisión y control de las comunicaciones</p> <p>* Verificación de la estabilidad, robustez y desempeño del sistema</p> <p>* Verificación de los cambios de configuración de puertos y funciones del Front-end</p> <p>* Verificación de la capacidad de expansión del sistema</p> <p>* Demostración de las facilidades del soporte de programación del sistema</p> <p>* Demostración de las facilidades para generación y reconfiguración del sistema</p>	<b>1</b>

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
	Prueba de Recuperación del Sistema (Fail Over) - Para probar los tiempos de recuperación del sistema Pruebas de Desempeño  * Demostración del cumplimiento de los tiempos de respuesta especificados	1
<b>29.2</b>	<b>Sistema CDS</b> Consistente de: Pruebas de Rutina Pruebas Visuales para confirmar los requisitos de construcción y dimensionamiento Pruebas Funcionales Verificación del funcionamiento de los diferentes sistemas de control, cumpliendo con las exigencias funcionales y técnicas requeridas, las cuales comprenden: * Prueba de comunicación con estación Maestra, incluyendo verificación de datos y modificación de parámetros y ajustes. * Simulación de entradas y salidas * Verificación de funcionamiento del Sistema Operativo, base de datos, reloj de tiempo real, registro secuencial de eventos, comunicaciones de datos, rutinas de iniciación y reinicio, indicación de fallas y alarmas, autoprueba y autodiagnóstico y programa  * Facilidades de programación y modificación de programas y de equipos. * Pruebas de los equipos periféricos * Verificación de la estabilidad, robustez y desempeño del sistema * Verificación de la capacidad de expansión del sistema  * Demostración de las facilidades del soporte de programación del sistema * Demostración de las facilidades para generación y reconfiguración del sistema	1
<b>30</b>	<b>SUPERVISION DE INSTALACION DE CONCENTRADORES</b>  <b>Supervisión de instalación de CDS</b> Montaje Gabinete Cableado y conexión de la alimentación auxiliar en los puntos de ubicación de los equipos Modificación y Adquisición de señales (Instalación de Relés Repetidores y Módulos de Medida Análogos Distribuidos) Cableado y Conexión de Señales al CDS Instalación y conexión de Redes de Comunicación de los CDS	1
<b>31</b>	<b>SERVICIOS DE INSTALACION DEL H/S</b>	1
<b>31.1</b>	<b>Servicios de Instalación para el SCADA</b> Cableado estructurado	

Item	Descripción	Cant.
	<p>Instalación , cableado y puesta en servicio de todos los componentes que forman parte del contrato hasta tener el sistema instalado y listo para inicial</p> <p>Preuebas en sitio</p> <p>Suministro, instalación y puesta en servicio de la acometida para alimentación auxiliar en los puntos de ubicación de los equipos</p> <p>Instalación de Sistema de Comunicación a tarjeta de Interfaz de Comunicaciones.</p> <p>Disposición del Sistema de UPS</p> <p>Condiciones ambientales adecuadas</p>	
32	<b>PRUEBAS EN SITIO</b>	1
32.1	<p><b>Pruebas en sitio SCADA</b></p> <p><b>Pruebas de Aceptación en Sitio</b></p> <p>Consistente de:</p> <p>Pruebas de Instalación en Campo y Pruebas de Integración en Campo</p> <p>Pruebas Funcionales</p> <p>Verificación del funcionamiento de los diferentes sistemas de control, cumpliendo con las exigencias funcionales y técnicas requeridas, las cuales comprenden:</p> <p>* Prueba de comunicación con cada una de las subestaciones, incluyendo verificación de datos y modificación de parametros y ajustes.</p> <p>* Simulación de todas las entradas y salidas de cada una de las subestaciones.</p> <p>* Verificación de funcionamiento del Sistema Operativo, base de datos, reloj de tiempo real, registro secuencial de eventos, comunicaciones de datos, rutinas de iniciación y reinicio, indicación de fallas y alarmas, autoprueba y autodiagnóstico y programa</p> <p>* Facilidades de programación y modificación de programas y de equipos.</p> <p>* Pruebas de los equipos perifericos</p> <p>* Demostración de la correcta operación de las estaciones de operación</p> <p>* Demostración de la correcta operación de todas las operaciones de supervisión y control del sistema</p> <p>* Demostración de todas las funciones de curvas de tendencias en despliegues y en la impresora.</p> <p>* Demostración de la impresión de las páginas de video.</p> <p>* Verificación de la asignación de unidades de ingeniería, límites de alarma, designaciones, descripciones y atributos para los datos de la base de datos.</p> <p>* Verificación de los formatos de todos los despliegues y reportes</p> <p>* Verificación de todas las operaciones de entradas de datos a la base de datos</p> <p>* Verificación de las funciones de alarma</p> <p>* Demostración de reportes impresos</p> <p>* Demostración de la capacidad para supervisión y control de las comunicaciones</p>	1

Item	Descripción	Cant.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Verificación de la estabilidad, robustez y desempeño del sistema</li> <li>* Verificación de los cambios de configuración de puertos y funciones del Front-end</li> <li>* Verificación de la capacidad de expansión del sistema</li>   <li>* Demostración de las facilidades del soporte de programación del sistema</li> <li>* Demostración de las facilidades para generación y reconfiguración del sistema</li> <li>* Prueba de los mecanismos de detección de fallas, automonitoreo y autodiagnóstico de todo el sistema</li> </ul>	
	<p><b>Pruebas Punto - Punto de todas las señales, medidas y comandos del sistema</b></p> <p>para cada una de las Subestaciones asociadas</p>	
	<p><b>Prueba de Desempeño en Campo</b></p> <p>Validación de las pruebas en Fábrica con sistema en Condiciones Normales y de Emergencia</p>	
	<p><b>Pruebas para integración al Centro de Control del CNDC</b></p> <p>Via ICCP</p>	
	<p><b>Pruebas de 100 Horas de Operación</b></p> <p>Para verificación de operación libre de errores</p>	
	<p><b>Prueba de Operación Experimental</b></p> <p>Por 60 días continuos para comprobar disponibilidad del 99,95 % para funciones críticas y 99,8% para funciones no críticas</p>	
32.2	<p><b>Pruebas en sitio CDS</b></p> <p><b>Pruebas de Aceptación en Sitio</b></p> <p>Consistente de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Pruebas de Instalación en Campo y Pruebas de Integración en Campo</li> <li>Pruebas de Rutina</li> <li>Pruebas Visuales para confirmar los requisitos de construcción y dimensionamiento</li> <li>Pruebas Funcionales</li> </ul> <p>Verificación del funcionamiento de los diferentes sistemas de control, cumpliendo con las exigencias funcionales y técnicas requeridas, las cuales comprenden:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* Prueba de comunicación con estaciones maestras, incluyendo verificación de datos y modificación de parámetros y ajustes.</li> <li>* Simulación de todas las entradas y salidas</li> <li>* Verificación de funcionamiento del Sistema Operativo, base de datos, reloj de tiempo real, registro secuencial de eventos, comunicaciones de datos, rutinas de iniciación y reinicio, indicación de fallas y alarmas, autoprueba y autodiagnóstico y programa</li> </ul>	1



Item	Descripción	Cant.
	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Facilidades de programación y modificación de programas y de equipos.</li> <li>* Pruebas de los equipos periféricos</li> <li>* Demostración de la correcta operación de todas las operaciones de supervisión y control del sistema</li> <li>* Demostración de la capacidad para supervisión y control de las comunicaciones</li> <li>* Verificación de la estabilidad, robustez y desempeño del sistema</li> <li>* Verificación de la capacidad de expansión del sistema</li>   <li>* Demostración de las facilidades del soporte de programación del sistema</li> <li>* Demostración de las facilidades para generación y reconfiguración del sistema</li> <li>* Prueba de los mecanismos de detección de fallas, automonitoreo y autodiagnóstico de todo el sistema</li> </ul>	
	<b>Pruebas Punto - Punto de todas las señales, medidas y comandos del sistema</b>	
	<b>Prueba de Desempeño en Campo</b> Validación de las pruebas en Fábrica con sistema en Condiciones Normales y de Emergencia	
	<b>Pruebas de 100 Horas de Operación</b> Para verificación de operación libre de errores	
	<b>Prueba de Operación Experimental</b> Por 60 días continuos para comprobar disponibilidad del 99,95 % para funciones críticas y 99,8% para funciones no críticas	
<b>33</b>	<b>OTROS (GARANTIA)</b>	<b>1</b>
<b>33.1</b>	<b>Sistema SCADA</b> Servicios para soportar la garantía técnica de los bienes y equipos SCADA suministrados incluyendo el Software suministrado durante 2 años después de la Recepción Provisional de la obra Incluye: Servicio remoto de soporte todo el periodo de garantía desde Lima, Bogotá o San Jose de California Asistencia en sitio en caso de que el soporte remoto no sea suficiente Disposición de una Replica actualizada del sistema en Lima para optimización de tiempo de respuestas	<b>1</b>
<b>33.1</b>	<b>Sistema CDS</b> Servicios para soportar la garantía técnica de los bienes y equipos CDS suministrados incluyendo el Software suministrado durante 2 años después de la Recepción Provisional de la obra Incluye: Servicio remoto de soporte todo el periodo de garantía desde Lima, Bogotá o San Jose de California Asistencia en sitio en caso de que el soporte remoto no sea suficiente	<b>1</b>

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
<b>VIII</b>	<b>SERVICIOS VARIOS</b>	
<b>34</b>	<b>ENTRENAMIENTO, INSPECCION Y PRUEBAS</b>	<b>1</b>
<b>34.1</b>	<b>ENTRENAMIENTO, INSPECCION Y PRUEBAS SCADA</b>	<b>1</b>
34.1.1	<p>Entrenamiento de Hardware (Fase 1)</p> <p>Doce (12) Especialistas una semana</p> <p>Lugar: Siemens Lima</p> <p>Duración: Una (1) semana</p> <p>- Diagnostico, mantenimiento y programacion de las computadoras y del equipamiento en general</p> <p>Cinco (5) días hábiles (1 semana) de curso para doce (12) especialistas de DISTRILUZ</p> <p>Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tiquetes aéreos para Ingenieros de DD.EE</li> <li>- USD 42,- por día por Ingeniero incluyendo los días de ida y regreso</li> </ul>	
34.1.2	<p>Entrenamiento en Software (Cursos) (Fase 2)</p> <p>Doce (12) Especialistas dos (2) semanas</p> <p>Seis (6) Especialistas de Software dos (2) semanas</p> <p>Lugar: Siemens Lima</p> <p>Duración: Dos (2) semanas</p> <p>- Administracion del sistema, mto base de datos, edicion de despliegues y reportes, desarrollos de programas de aplicacion, generacion y manejo de los reportes de datos historicos y proyecciones</p> <p>Diez (10) días hábiles (2 semanas) de curso para 12 espe</p> <p>* Entrenamiento de la Edición de la Base de Datos y la Elaboración de Despliegues como Entrenamiento en sitio de trabajo consistente de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Curso "Mantenimiento Básico del Sistema de Gestión de Sistemas de Potencia Telegyr NMS on NT</li> </ul> <p>* Instrucciones y capacitación para preparación de la información y señales de las Subestaciones</p> <p>Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tiquetes aéreos para doce (12) Ingenieros de DD.EE</li> <li>- USD 42,- por día por Ingeniero incluyendo los días de ida y regreso</li> </ul>	
34.1.3	<p>Entrenamiento en Sitio ( Training on the Job) (Fases 3 y 4)</p> <p>Consistente de dos (2) etapas:</p> <p>Doce (12) especialistas una (1) semana</p> <p>Seis (6) Especialistas Ocho (8) semanas</p> <p>Lugar: Siemens Lima</p> <p>consistente de:</p> <p>Para las siguientes actividades:</p> <p>Instruir y preparar con 18 personas de DISTRILUZ la informacion para la edicion de la base de datos y de los despliegues y todo lo del proyecto y edicion de base de datos y elaboración de despliegues</p>	

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
	<p>Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tiquetes para 18 personas</li> <li>- USD 42,- por día por Ingeniero incluyendo los días de ida y regreso</li> </ul> <p>Primera etapa:</p> <p>Doce (12) especialistas + Seis (6) especialistas una (1) semana Preparación de información para Base de Datos de 4 subestaciones, una por Centro de Control, Construcción de despliegues, parametrización de enlaces con RTUs y edición</p> <p>Segunda etapa:</p> <p>Doce (12) especialistas ocho (8) semanas Preparación de información para Base de Datos resto de subestaciones, Construcción de despliegues, parametrización de enlaces con RTUs y edición</p> <p>Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tiquetes para 18 personas</li> <li>- USD 42,- por día por Ingeniero incluyendo los días de ida y regreso</li> </ul>	
34.1.4	<p>Participación en las Pruebas de Fabrica (Fase 5)</p> <p>Doce (12) especialistas dos (2) semanas Participación en Pruebas de Fábrica Lugar: Siemens Lima</p> <p>Responsabilidad de DISTRILUZ:</p> <p>Poner en Lima a disposición del equipo de Siemens los técnicos para participar en la Transferencia tecnológica y el entrenamiento asociado. Siemens evaluará estas personas y podrá solicitar su cambio si no ofrecen el rendimiento</p> <p>Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tiquetes para 18 personas</li> <li>- USD 42,- por día por Ingeniero incluyendo los días de ida y regreso</li> </ul>	
34.1.5	<p>Entrenamiento en Operación (Fase 6)</p> <p>Operadores en Sitio</p>	
<b>34.2</b>	<b>ENTRENAMIENTO, INSPECCION Y PRUEBAS CDS y CDR</b>	<b>1</b>
34.2.1	<p>Entrenamiento de Hardware CDS y CDR (Fase 1)</p> <p>Cuatro (4) Especialistas CDS y CRD una semana Responsabilidad de DISTRILUZ:</p> <p>Poner en Bogotá a disposición del equipo de Siemens los técnicos para participar en la Transferencia tecnológica y el entrenamiento asociado.</p> <p>Lugar: Siemens Bogotá Duración: Una (1) semana</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Diagnostico, mantenimiento y programación de las CDS, CDR y del equipamiento en general</li> </ul> <p>Cinco (5) días hábiles (1 semana) de curso para cuatro (4) especialistas de DISTRILUZ</p> <p>Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tiquetes aéreos para Ingenieros de DD.EE</li> <li>- USD 100,- por día por Ingeniero</li> </ul>	

<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cant.</b>
34.2.2	<p>Entrenamiento en Software CDS y CRD (Cursos) (Fase 2)</p> <p>Cuatro (4) Especialistas CDS y CDR una (1) semana</p> <p>Lugar: Siemens Bogotá</p> <p>Duración: Una (1) semana, inmediatamente después de la Fase 1</p> <p>- Administración del sistema, mto base de datos, edición de despliegues y reportes, desarrollos de programas de aplicación, generación y manejo de los reportes de datos históricos. Cinco (5) días hábiles (1 semana) de curso para cuatro (4) especialistas</p> <p>Incluye:</p> <p>- USD 100,- por día por Ingeniero</p>	
34.2.3	<p>Participación en las Pruebas de Fabrica (Fase 3)</p> <p>Cuatro (4) especialistas CDS y CDR una (1) semana</p> <p>Lugar: Siemens Bogotá</p> <p>Duración: Una (1) semana, inmediatamente después de la Fase 2</p> <p>Incluye:</p> <p>- USD 100,- por día por Ingeniero</p>	
34.2.4	<p>Entrenamiento en Sitio ( Training on the Job) (Fases 4)</p> <p>Cuatro (4) especialistas CDS y CRD tres (3) semanas</p> <p>Cuatro (4) Especialistas Montaje tres (3) semanas</p> <p>Lugar: Subestación Piloto</p> <p>Para las siguientes actividades:</p> <p>Instruir y preparar con personal de DISTRILUZ el montaje, puesta en servicio y pruebas de una CDS y CDR típica del sistema. Esta capacitación servirá de base para que el personal de DISTRILUZ continúe los trabajos de montaje</p> <p>Incluye:</p> <p>- Tiquetes para 8 personas</p> <p>- USD 42,- por día por Ingeniero incluyendo los días de ida y regreso</p>	
34.2.5	<p>Entrenamiento en Operación (Fase 5)</p> <p>Operadores en Sitio</p>	
<b>35</b>	<b>Seguros</b>	
<b>36</b>	<b>Otros (Servicios)</b>	

## BIBLIOGRAFIA

1. Mejia Villegas S.A., "Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión" - Colombia 2003.
2. Rodolfo Pellizoni, "Seminario Internacional de Telecontrol en Sistemas Eléctricos de Potencia" TRANSENER Y TECSUR - Lima 2004.
3. David Kreiss, "Utility Automation", Kreiss Jonson Solutions tha empower – San Diego, 2003.
4. Isaac Becerra Urrutia y Migue García García, "Seminario Internacional sobre Automatización de redes de distribución de energía eléctrica y centros", Comisión de Integración Energética Regional IV CIERTEC – Brasil 2002.
5. IEEE Sección Perú "Substation Automation Tutorials", IEEE Power Engineering Society, Tutorial On Automation Systems – Lima 2006.
6. TG 5700 Configuration Managment Program – CMP10 Quick Start Manual - Enero 2005.
7. Manual del ION 9200 Power Meter "9200 Power Meter Features Guide".
8. TG5700 RTU Technical Manual – Abril 2004
9. TG5700 Installation and Maintenance Manual – Abril 2004
10. Interactive Picture Editor, Manual del software Ver. 7.3 – Julio 2001
11. Telegyr Source Database Builder User's Guide – Junio 2002
12. Basic SCADA Operations User's Guide – Setiembre 2001
13. The Telegyr User Interface - Setiembre 2001.