



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

**APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE SUPERVISIÓN DE CONTROL  
AUTOMÁTICO Y ADQUISICIÓN DE DATOS PARA LA RED DE  
DISTRIBUCIÓN DEL ORIENTE DEL PAÍS**

JUAN RODOLFO MONZÓN SÁNCHEZ

ASESORADO POR ING. CARLOS FERNANDO RODAS

GUATEMALA, ENERO DE 2005

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE SUPERVISIÓN DE CONTROL  
AUTOMÁTICO Y ADQUISICIÓN DE DATOS PARA LA RED DE  
DISTRIBUCIÓN DEL ORIENTE DEL PAÍS**

**TRABAJO DE GRADUACIÓN**

**PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR**

**JUAN RODOLFO MONZÓN SÁNCHEZ**  
ASESORADO POR ING. CARLOS FERNANDO RODAS  
AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**GUATEMALA, ENERO DE 2005**

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	ING. Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I	ING. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL II	LIC. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	ING. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	BR. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	BR. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	ING. Pedro Antonio Aguilar Polanco

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	ING. Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADORA	ING. Saúl Cabezas
EXAMINADOR	ING. José Arturo Estrada Martínez
EXAMINADOR	ING. Marvin Hernández Fernández
SECRETARIA	INGA. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE SUPERVISIÓN DE CONTROL  
AUTOMÁTICO Y ADQUISICIÓN DE DATOS PARA LA RED DE  
DISTRIBUCIÓN DEL ORIENTE DEL PAÍS**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha enero de 2002.

Juan Rodolfo Monzón Sánchez

## **ACTO QUE DEDICO A**

**Dios** Por darme la fuerza para perseverar y alcanzar mis metas

**Mis padres** Rodolfo Monzón Ochoa  
Claudia Sánchez de Monzón  
Por su cariño, apoyo y comprensión total durante mis estudios y mi vida

**Mis hermanos** Emilio René, María Conzuelo, Angélica Apolonia y Jairo  
Arnoldo  
Por su apoyo incondicional y su confianza

**Mis sobrinos** Miguel Enrique, Emilio Rodolfo, Willson Arnulfo y Kirsty  
Eleanne

## AGRADECIMIENTOS

Ing. Julio Alonzo Lara

Por su ayuda y amistad

Ing. Carlos Rodas

Mis compañeros de estudio

Williams René San José Orrellana

Gilmer David Palacios López

Jorge Mario Muñoz Paz

Loyda Lizzette Vásquez

Alirio Luciano Zuleta García

Allan Armando Echeverría Gil

Duby Manuel Aguirre Montenegro

José Carlos de León

Luís Roberto Ortiz Oroxòn

Luís Saúl Blanco Dávila

Marco Alfredo Bolaños

Wendy Elizabet Gómez

Por su apoyo y amistad

# ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VI
GLOSARIO.....	VIII
RESUMEN.....	XIII
OBJETIVOS.....	XIV
INTRODUCCIÓN.....	XV
1. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA SCADA.....	1
1.1 Sistema de supervisión de control automático y adquisición de datos.....	1
1.1.1 Descripción.....	1
1.1.2 Conceptos.....	2
1.1.2.1 Tiempo real.....	2
1.1.2.2 PLC.....	3
1.1.2.3 PC.....	4
1.1.2.4 Amplificador.....	5
1.1.2.5 Circuitos integrados.....	5
1.1.2.6 Comunicación de datos.....	6
1.1.2.7 Tarjetas de expansión.....	7
1.1.2.8 La estructura abierta.....	7
1.1.2.9 Módulo del SCADA.....	8
1.1.2.10 Tarjetas de adquisición de datos.....	9
1.2 Componentes del sistema de supervisión de control automático y adquisición de datos.....	10
1.2.1 Estación maestra.....	10
1.2.2 Unidades terminales remotas.....	12

1.2.3	Comunicación.....	13
1.2.3.1	Vías de transmisión.....	15
1.2.3.2	Comunicaciones vía satélite.....	15
1.2.3.3	Telefonía por microondas.....	18
1.2.3.4	Fibras ópticas.....	18
1.2.3.5	Telefonía celular.....	19
1.2.4	Protocolo.....	20
1.2.4.1	Protocolo de control de transmisión/protocolo de interred (TCP/IP)..	20
1.2.4.2	Protocolo de distribución de la red versión 3.0 (DNP 30).....	22
1.2.5	Parámetros.....	25
2.	ANÁLISIS TÉCNICO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN CON OPERACIÓN LOCAL Y CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL AUTOMÁTICO Y ADQUISICIÓN DE DATOS.....	27
2.1	Parámetros eléctricos que deben ser controlados.....	27
2.1.1	Automatización vía SCADA.....	29
2.2	Identificación del tipo de fallas eléctricas.....	32
2.2.1	Alarmas del sistema.....	33
2.3	Tiempo de respuesta en la resolución de las incidencias en la red de distribución.....	36
2.3.1	Procedimiento de operación local.....	36
2.3.2	Procedimiento con sistema SCADA.....	37
2.3.3	Procedimiento que realiza sistema-operador para gestionar una alarma.....	39
2.4	Capacidad para el almacenamiento y ordenamiento de datos.....	40
2.4.1	Almacenamiento de datos del sistema SCADA.....	41

2.5	Confiabilidad del sistema.....	43
3.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL AUTOMÁTICO Y ADQUISICIÓN DE DATOS.....	45
3.1	Sistema de supervisión de control automático y adquisición de datos.....	45
3.1.1	Módulos de un SCADA.....	47
3.1.2	Componentes del sistema.....	49
3.1.3	<i>Hardware</i> del sistema SCADA.....	50
3.1.3.1	Compactos.....	50
3.1.3.2	Modulares.....	52
3.1.3.3	Noción del tiempo de ciclo.....	53
3.1.4	<i>Software</i> del sistema SCADA.....	56
3.1.5	Requerimientos del sistema SCADA.....	57
3.1.6	Redundancia, respaldo ( <i>back-up</i> ) y <i>failover</i> .....	58
3.1.6.1	Funcionalidades del <i>failover</i> .....	61
3.1.7	Administración RDBMS.....	62
3.1.7.1	Módulos de bases de datos.....	64
3.1.8	Adquisición de datos.....	64
3.1.9	Procesamiento de alarmas y eventos.....	65
3.1.10	Interfase gráfica de usuario (IGU).....	65
3.1.11	Criterios de recepción.....	66
3.1.12	Prueba de recepción en fábrica (FAT).....	67
3.1.13	Prueba de recepción en campo (SAT).....	68
3.1.14	Implantación del sistema.....	68
3.1.15	Mantenimiento post-productivo del sistema.....	69
3.2	Lineamientos para el montaje del sistema.....	69

3.2.1	Mecánicos.....	70
3.2.1.1	Materiales de soporte.....	70
3.2.1.2	Estructura.....	71
3.2.2	Eléctricos.....	72
3.2.2.1	<i>Software</i> .....	74
3.2.2.2	<i>Hardware</i> .....	75
3.2.2.3	Comunicación.....	75
3.3	Aplicaciones de la implementación del SCADA.....	79
3.3.1	Descripción funcional del sistema.....	80
3.3.2	Beneficios del sistema.....	82
3.3.3	Instalación del entorno.....	83
3.3.4	Requerimientos especiales.....	83
3.3.5	Prerrequisitos.....	83
4.	COSTOS DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL AUTOMÁTICO Y ADQUISICIÓN DE DATOS.....	85
4.1	Costo de instalación.....	85
4.1.1	Costos de <i>software</i> .....	85
4.1.2	Costo de <i>hardware</i> .....	86
4.1.3	Costos de elementos de telecontrol.....	87
4.1.4	Costos de comunicación.....	89
4.1.5	Costos propios de la instalación.....	90
4.1.6	Costos de actualización.....	90
4.1.7	Costos de instrumentación.....	91
4.1.8	Costos de operación.....	92
4.1.9	Costos de capacitación del personal.....	93
4.2	Costos de penalización de acuerdo a las normas técnicas de distribución de la Comisión Nacional de Energía.....	95

5.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	107
5.1	Compilación de costos de operación e inversión inicial.....	107
5.1.1	Cálculo de valor presente.....	108
5.2	Tasa interna de retorno.....	110
	CONCLUSIONES.....	113
	RECOMENDACIONES.....	114
	BIBLIOGRAFÍA.....	115
	ANEXOS.....	118

# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1	Ubicaciones de los controladores del sistema.....	2
2	PLC LOGO! LB-11.....	3
3	Circuitos integrados.....	6
4	Estación maestra.....	11
5	<i>RTU's</i> conectadas con la estación maestra.....	13
6	Comunicación vía satélite.....	16
7	Los reportes deben ser llenados debidamente.....	28
8	Lecturas recibidas de las subestaciones a través de la pantalla.....	30
9	Diagrama de red de zona en el cual se representa a la red de la zona de la Coruña.....	31
10	Representación de una red de distribución de energía eléctrica.....	32
11	Fallas reincidentes en la red de distribución.....	33
12	Los puntos de seccionadores.....	37
13	Tiempo de ciclo.....	54
14	Formas de integración de una RTU.....	55
15	Integración de los módulos del <i>software</i> .....	56
16	Configuración redundante.....	59
17	Materiales de soporte de los componentes de una RTU.....	71
18	Disposición de los dispositivos en la estructura.....	72
19	Instalación de las <i>RTU's</i> .....	73

20	Sistema de alimentación auxiliar.....	73
21	Sistema de operación y automatización.....	74
22	Elementos del SCADA.....	81
23	Arquitectura del COR.....	82
24	Gráfica del comportamiento de la FMIK.....	103
25	Gráfica del comportamiento del TTIK.....	103
26	Comportamiento de las indemnizaciones.....	105

## **TABLAS**

I.	Características técnicas del SCADA aplicado a la red.....	44
II.	Estimado de la inversión inicial de instalación del SCADA.....	92
III.	Estudio de costos de operación del sistema SCADA.....	94
IV.	Tolerancias de interrupciones.....	98
V.	Índices de calidad del servicio urbano y rural.....	101
VI.	Índices de calidad del oriente del país.....	102
VII.	Gastos de penalización.....	104
VIII.	Gastos de penalización con el SCADA implementado.....	105
IX.	Compilación de costos.....	108

## GLOSARIO

<b>ADC</b>	<i>(Analog to Digital Converter)</i> Convertidor Analógico Digital, es el encargado de convertir señales analógicas a señales digitales.
<b>ANSI</b>	<i>(American National Standards Institute)</i> Instituto Nacional Americano de Estándares.
<b>BACK-UP</b>	Secundario o de apoyo, sistema que realiza las funciones del sistema primario al momento de un fallo.
<b>COR</b>	Centro de Operaciones de Red, lugar donde se encuentran los controles y equipo de la estación maestra.
<b>DAC</b>	<i>(Digital to Analog Converter)</i> Convertidor Digital Analógico, hace el proceso inverso del ADC y convierte las señales analógicas en señales digitales.
<b>DNP</b>	<i>(Distributed Networks Protocol)</i> Protocolo de Red Distribuida.
<b>DSP</b>	<i>(Digital Signal Processing)</i> Proceso Digital de Señal.
<b>EEPROM</b>	<i>(Electrically Erasable Programmable Read-Only Memory)</i> , Memoria de Solo Lectura programable y Borrable Eléctricamente.

<b>ELCOM</b>	Es un protocolo utilizado en los enlaces de servidores de la comunicación del SCADA.
<b>E/S</b>	Entrada/salida.
<b>FA</b>	Fuente de alimentación.
<b>FAILOVER</b>	Función que permite el cambio automático a un dispositivo redundante en el caso de que se produzca un fallo.
<b>FIU</b>	Frecuencia de Interrupción de Usuario.
<b>FLICKER</b>	Es una variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable.
<b>FMK</b>	Frecuencia Media de Interrupción por kVA.
<b>HUBS</b>	Dispositivo utilizado en la vinculación de múltiples redes locales entre sí.
<b>IEEE</b>	<i>(Institute for Electrical and Electronics Engineers)</i> Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
<b>IGU</b>	<i>Interfaz</i> Gráfico de Usuario.
<b>IP</b>	<i>(Internet Protocol)</i> Protocolo Internet, su trabajo es entregar paquetes IP a donde se supone deben ir, dando rutas y evitando la congestión.

<b>LAN</b>	<i>(Local Area Networks)</i> Red de Área Local, son redes de utilizadas en áreas geográficas pequeñas.
<b>LSI</b>	<i>(Large Scale Integrated)</i> Integración a Gran Escala.
<b>MMI</b>	<i>(Man-Machine Interfaz)</i> Interfaz Hombre-Máquina.
<b>NTSD</b>	Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
<b>NEMA</b>	<i>(National Electrical Manufacturers Association)</i> Asociación Nacional de Fabricadores Electricistas.
<b>PBX</b>	<i>(Private Branch Exchange)</i> Central de Ramal Privado.
<b>PC</b>	<i>(Personal Computer)</i> Ordenador Personal.
<b>PCM</b>	<i>(Plug Compatible Manufacturer)</i> Fabricante de Material Compatible.
<b>PLC</b>	<i>(Programmable Logic Controller)</i> Controlador Lógico Programable, es un dispositivo utilizado en la elaboración de circuitos de control.
<b>RDBMS</b>	<i>(Relational Data Base Management System)</i> Sistema de gestión de bases de datos relacionales. Programa que sirve para crear, diseñar y manipular bases de datos relacionales.
<b>RTU</b>	<i>(Remote Terminal Unit)</i> Unidades Terminales Remotas.

<b>SCADA</b>	<i>(Supervisory Control And Data Acquisition)</i> Sistema de Supervisión de Control Automático y Adquisición de Datos, es utilizado en todo tipo de proceso industrial que requiera un alto nivel de control.
<b>SGI</b>	Sistema de Gestión de Incidencias.
<b>SNMP</b>	<i>(Simple Network Management Protocol)</i> Protocolo de Gestión de Redes Simples.
<b>SOAL</b>	Sistema de Operación y Automatización Local.
<b>SQL</b>	<i>(Structured Query Language)</i> Lenguaje Estructurado de Interrogación de Base de Datos Relacionados.
<b>TC</b>	Tiempo de Ciclo.
<b>TCP</b>	<i>(Transmisión Control Protocol)</i> Protocolo de Control de Transmisiones, es el protocolo que permite que una corriente de <i>bytes</i> de una máquina se entregue a otra sin errores en cualquier otra máquina de la interred.
<b>TDMA</b>	<i>(Time División Multiplexing Access)</i> Acceso Multiplexado por División de Tiempos.
<b>TIU</b>	Tiempo de Interrupción de Usuario.
<b>TTIK</b>	Tiempo Total de Interrupción por kVA.

<b>UCI</b>	Interconexión de sistemas abiertos. Programa de normalización internacional creado por ISO e ITU-T para desarrollar normas de redes de datos que faciliten la interoperabilidad de equipos de diferentes proveedores.
<b>VLSI</b>	( <i>Very Large Scale Integrated</i> ) Integración a Mayor Escala.
<b>V-SAT</b>	( <i>Verry Small Aperture Terminal</i> ) Terminal de Apertura muy Pequeña.
<b>WAN</b>	( <i>Wide Area Networks</i> ) Red de Área Amplia, estas redes se extienden sobre un área geográfica extensa.

## **RESUMEN**

Con base en los resultados del análisis, se puede decir en términos generales, que la implementación del sistema de control y adquisición de datos para la red de distribución eléctrica del oriente del país, es una buena opción, debido a sus costos de operación, ventajas tecnológicas, entre otros; aunque la inversión inicial sea grande.

El sistema de control y adquisición de datos tiene una estructura abierta, la cual implica que se puede hacer enlaces de terminales remotas nuevas después de terminada la instalación.

Los procedimientos de operación y maniobras sin el sistema requieren demasiado tiempo en su ejecución, sin la seguridad que la maniobra sea realizada en forma correcta, la recolección de datos es muy corta pues sólo se cuenta con las lecturas registradas cada hora, por el operador. Mientras con el sistema de control automático se realizan las maniobras desde la terminal maestra, el registro de datos es continuo.

# OBJETIVO

## GENERAL

- Determinar las características técnicas de un sistema de control y supervisión SCADA, aplicado a la red de distribución de la región oriente del país.

## ESPECÍFICOS

1. Identificar las necesidades de un sistema de distribución en lo referente a control y adquisición de datos.
2. Evaluar técnica y económicamente el sistema de supervisión de control automático y adquisición de datos, a efecto de poder recomendar la mejor opción a largo plazo.
3. Conocer los principios fundamentales de funcionamiento y de operación del sistema de control automático y adquisición de datos.
4. Seleccionar adecuadamente los diversos dispositivos que conforman el sistema antes mencionado.

# INTRODUCCIÓN

Debido al constante incremento en la demanda de energía eléctrica, que constituye un elemento vital en cualquier proceso productivo del ser humano, es necesario contar con una red de distribución que funcione en la mejor condición posible, que incluya un sistema de control avanzado, el cual despliegue las condiciones de ésta y cuente con un banco de datos donde se almacene dicha información.

En Guatemala, la distribución de la energía eléctrica se realiza a través de Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. (EEGSA) y DEORSA, DEOCSA, las cuales están regidas por las normas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE); institución encargada de velar por la calidad del servicio eléctrico y a su vez esta apoyado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), quien se encarga de la compra y venta de energía.

El presente trabajo se enfoca a la implementación del sistema SCADA en el área de distribución, comparando las ventajas de este sistema automatizado de operación y adquisición de datos, contra el control local.

En el área económica se detalla los costos de una implementación del sistema a la red, entre estos los de operación, mantenimiento, penalizaciones por interrupciones e inversión inicial, además un análisis de recuperación del capital.



# **1. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA SCADA**

El sistema de control y adquisición de datos (SCADA) de reciente implementación en el área oriente de Guatemala, es de gran ayuda en el monitoreo y maniobras que se realizan en la red de distribución, por sus diversas funciones de control y supervisión.

## **1.1 Sistema de supervisión de control automático y adquisición de datos (SCADA)**

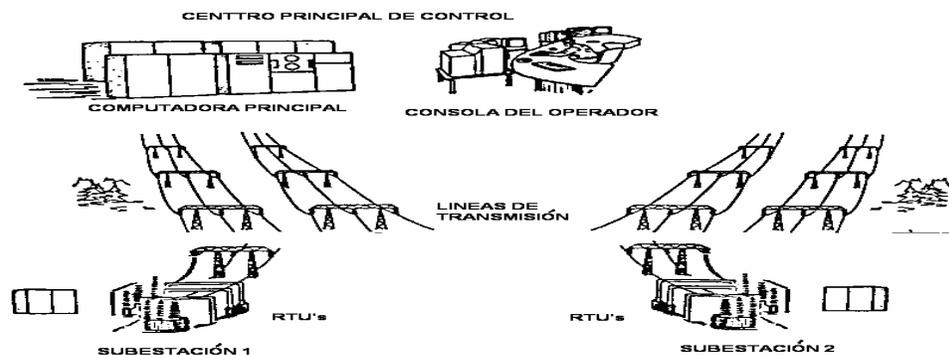
El sistema SCADA tiene multiplicidad de funciones generando una variedad de aplicaciones, entre éstas se encuentran: la utilización en las redes de distribución de energía eléctrica, para realizar maniobras de apertura y cierre de circuitos así como adquisición de datos y un monitoreo en periodos de corto y largo tiempo, que facilita el manejo del centro de mandos encargado de realizar estas funciones, además requiere de un sistema de comunicación que le permita ejecutar las acciones de control y supervisión, el cual debe ser el adecuado a las condiciones geográficas en que se encuentra instalada la red de distribución.

### **1.1.1 Descripción**

Se trata de un sistema que integra la adquisición masiva de datos con el control en tiempo real, de manera que centraliza la información dispersa en una red de telecontrol-teleseñalización y la procesa de forma adecuada y segura.

Esto se logra por medio de computadoras (PC) y controladores lógicos programables (PLC) ubicados en lugares estratégicos. Con programas y sistemas apropiados conectados a un sistema de comunicación que les permite la recolección de datos y control remoto; también se emplea para la identificación de fallas, restauración de servicio, control de generadores de energía eléctrica, administración de carga eléctrica, monitoreo de reguladores de voltaje, interrupción de bancos de capacitores, y medición de temperatura de transformadores, como se presenta en la figura 1.

Figura 1. **Ubicaciones de los controladores del sistema**



Fuente: *Torsten Cegrell. Power System Control.* Pág. 125

## 1.1.2 Conceptos

### 1.1.2.1 Tiempo real

Un sistema de tiempo real es aquel en el que para que las operaciones computacionales estén correctas no depende sólo de que la lógica e implementación de los programas computacionales sea correcto, sino también

en el tiempo en el que dicha operación entrega su resultado, si las restricciones de tiempo no son respetadas el sistema se dice que ha fallado.

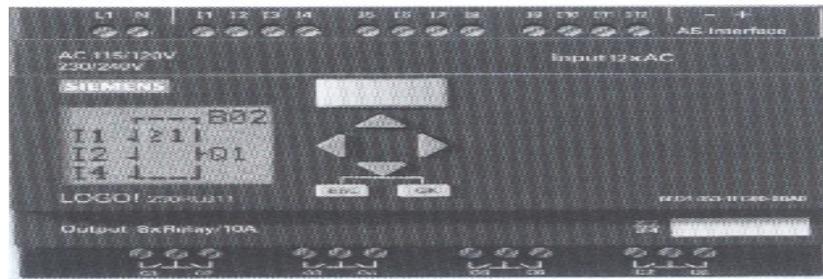
Por lo tanto es esencial que las restricciones de tiempo en los sistemas sean cumplidas. Garantizar el comportamiento en el tiempo requerido necesita que el sistema sea predecible. Es también deseable que el sistema obtenga un alto grado de utilización a la vez que cumple con los requerimientos de tiempo.

### 1.1.2.2 PLC

El controlador lógico programable (PLC) o autómatas programables, es una máquina diseñada para controlar en tiempo real procesos secuenciales. Con el avance de la tecnología han aparecido los *micro-plc's*, destinados a pequeñas necesidades y al alcance de cualquier persona, como se muestra en la figura 2.

Los *PLC's* en la mayoría de los casos, están diseñados especialmente para ser empleados en ambientes industriales exigentes y ha sido continuamente desarrollados de forma que sus sistemas operativos en tiempo real representan su mayor virtud. Ellos son y seguirán siendo la primera elección para todo control de tareas críticas o extremas por su rendimiento y simpleza.

Figura 2. **PLC LOGO! LB-11**



**Fuente:** Catálogo IK 10 – 1998, **Comunicación industrial**, *Siemens*. Pág. 35

En la industria se encuentran necesidades de espacio reducido, procesos cambiantes de producción, procesos secuenciales, etc. El PLC ofrece ventajas entre las que están: menor tiempo de elaboración de proyectos, mínimo espacio de ocupación, mantenimiento económico, puesta en funcionamiento rápido, etc., sus desventajas son el adiestramiento a los operadores y costo de adquisición.

### 1.1.2.3 PC

La computadora (PC) es un dispositivo electrónico capaz de recibir instrucciones y ejecutarlas, realizando cálculos sobre datos numéricos o bien compilando y correlacionando otros tipos de información.

Existen dos tipos de ordenadores: analógico y digital.

El ordenador analógico es un dispositivo electrónico o hidráulico diseñado para manipular la entrada de datos en términos de niveles de tensión o presiones hidráulicas, en lugar de hacerlo como datos numéricos. En el típico ordenador analógico electrónico, las entradas se convierten en tensiones que pueden sumarse o multiplicarse empleando elementos de circuito de diseño especial, las respuestas se generan continuamente para su visualización o conversión en otra forma deseada.

El ordenador digital es un dispositivo electrónico que determina si un conmutador o puerta está abierto o cerrado. Es decir, el ordenador puede reconocer sólo dos estados en cualquiera de sus circuitos microscópicos abierto o cerrado, alta o baja tensión y en el caso de números cero o uno. Sin embargo, es la velocidad con la cual el ordenador realiza este acto tan sencillo lo que le convierte en una maravilla de la tecnología moderna.

Las velocidades del ordenador se miden en megahercios o millones de ciclos por segundo, un ordenador con una velocidad de reloj de 100 MHz, es capaz de ejecutar 100 millones de operaciones discretas por segundo. Si además del control de tareas se necesita un procesamiento de datos, trabajo en red o visualización (una aplicación SCADA), un sistema basado en PC debe ser tomado en consideración. En cuanto a sistemas operativos, *Windows NT* por ejemplo no es estrictamente un sistema operativo en tiempo real como el de un PLC, pero puede actuar de forma suficientemente rápida para aplicaciones suaves en tiempo real, gracias a su arquitectura de *micro-kernel*.

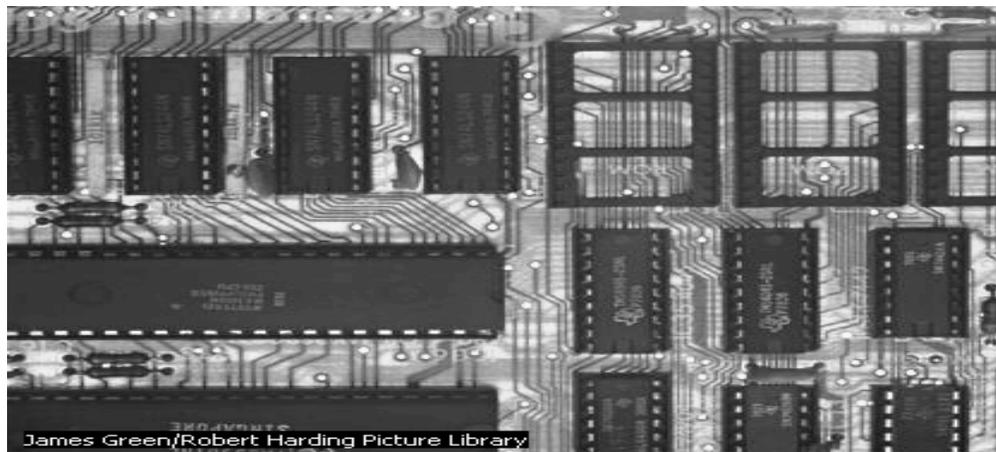
#### **1.1.2.4 Amplificador**

Dispositivo para aumentar la amplitud o potencia de una señal eléctrica. Se utiliza para amplificar la señal de un receptor de radio, la emisión débil de una célula fotoeléctrica, la corriente atenuada de un circuito telefónico de larga distancia, la señal eléctrica que representa al sonido en un sistema de megafonía y para muchas otras aplicaciones.

#### **1.1.2.5 Circuitos integrados**

Es la fabricación de varios transistores en un único sustrato de silicio en el que los cables de interconexión van soldados, el circuito integrado permite una reducción del precio, el tamaño y los porcentajes de error. El microprocesador se convirtió en una realidad con la introducción del circuito de integración a gran escala (LSI, acrónimo del *Large Scale Integrated*) y más tarde con el circuito de integración a mayor escala (VLSI, acrónimo de *Very Large Scale Integrated*), con varios miles de transistores interconectados soldados sobre un único sustrato de silicio. Ver figura 3.

Figura 3. **Circuitos integrados**



Fuente: *Microsoft*. Enciclopedia Encarta 2001. Área de circuitos integrados

### 1.1.2.6 Comunicación de datos

Es el intercambio de información entre computadoras sin excepción alguna, los ordenadores modernos se basan en el concepto de dígitos binarios denominados *bits* que sólo pueden adoptar los valores 0 ó 1. Todos los datos almacenados y procesados por una computadora tienen la forma de *bits*, por lo que la transferencia de datos entre máquinas implica enviar *bits* de un lado a otro.

En un principio resulta muy sencillo ya que la señal está presente o ausente, por ejemplo no existen los matices de tono y volumen que se aprecian en la comunicación de voz.

En la práctica sin embargo, las comunicaciones de datos son más complejas de lo que parecen. Una secuencia de dígitos enviados desde un ordenador debe volverse a transformar en una información significativa con independencia del retardo, ruido y corrupción que sufra en el trayecto.

#### **1.1.2.7 Tarjetas de expansión**

Es una tarjeta de circuitos integrados conectable al bus de una computadora por medio de zócalos de expansión; que sirven para añadir memoria, controladores de discos duros, controladores de video, puertos serie o paralelo y dispositivos de *modem* internos.

Como el sistema operativo sólo puede proporcionar respuestas suaves en tiempo real lo más simple es emplear extensiones *hardware* para las tareas críticas (placas de expansión PC) y soluciones *software* para el resto de tareas.

Esto nos lleva a una compatibilidad con futuros sistemas operativos y una solución totalmente factible en la actualidad. Estas tarjetas de expansión asumen las tareas críticas en el tiempo real que el ordenador (PC) no puede atender, se habla de tarjetas que incorporan DSPs (Procesadores de señales digitales) o microcontroladores que aportan una ayuda a la anterior sobrecarga mencionada para los ordenadores.

### **1.1.2.8 La estructura abierta**

Aún no se ha establecido un estándar para poseer extensiones compatibles en tiempo real de sistemas operativos. De una forma estrictamente determinante, los sistemas estándar actuales deben ser modificados de forma general así que la principal ventaja de un sistema basado en PC, su estructura abierta, puede llegar a ser un inconveniente.

La estructura abierta permite a la empresa o al desarrollador más libertad en la elección de la herramienta adecuada para el análisis, diseño y programación del sistema SCADA, la solución comienza a ser proporcionada nuevamente por la empresa proveedora y la conversión a futuras generaciones de sistemas operativos los hace mas fácil.

### **1.1.2.9 Módulos del SCADA**

Son los que permiten las actividades de adquisición, supervisión y control de la red de distribución de energía eléctrica, entre los cuales están:

- Configuración: en éste se define el entorno de trabajo del SCADA y la adaptación de la aplicación particular que va a desarrollar.
- Interfaz gráfico del operador: proporciona a los operadores las funciones de control y supervisión de la red. El esquema eléctrico se representa a través de simbología almacenada en el ordenador de procesos y generados desde el editor incorporado.

- Módulo de proceso: realiza las acciones de mando preprogramadas a partir de los valores actuales de variables leídas, la programación se efectúa por medio de bloques de programa en un lenguaje de alto nivel como C, *Basic*, etc.
- Gestión y archivo de datos: es el encargado del almacenamiento y procesamiento de los datos para que otro dispositivo acceda a ellos.
- Comunicación: transfiere la información entre la red y la estructura *hardware* que soporta el SCADA, entre ésta y el resto de elementos informativos de gestión.

#### **1.1.2.10 Tarjetas de adquisición de datos**

Están compuestas por convertidores analógico/digital y convertidores digital/analógico que permiten la entrada/salida de señales analógicas y digitales.

- Convertidor analógico/digital (ADC): estos convierten las señales analógicas a códigos digitales, el cual tiene una precisión de conversión que depende del número de *bits* que también define el rango de voltaje entre el máximo y mínimo con el que la señal real puede ser representada analógicamente, ejemplos: grabadores digitales de sonido, de video, equipos de comunicación y ordenadores.
- Convertidor digital/analógico (DAC): es un convertidor que genera una señal analógica en función de un dato digital, el tipo de señal analógica

generada de salida es un voltaje de corriente continua o alterna. El convertidor es limitado por el número de *bits* para efectuar la conversión, ejemplos: en reproductores de discos compactos, reproductores de sonido y de cintas de vídeo digitales.

## **1.2 Componentes del sistema de supervisión de control automático y adquisición de datos**

El SCADA consta de una central de mando usualmente llamada estación maestra o unidad terminal maestra a uno o más recolectores de datos de campo con unidades de mando remotas llamadas estaciones remotas o unidades terminales remotas, que es una colección normal de entradas y salidas controladas por un *software* con supervisión y mando remoto de elementos ubicados en el campo.

También comunicaciones de varios tipos de larga y corta distancia acordes a la topografía del área, protocolos necesarios para la recepción y envío de mandos. Y personal calificada para operación y mantenimiento del sistema.

### **1.2.1 Estación maestra**

Esta estación hace el seguimiento y lleva el control de las terminales remotas y los aparatos eléctricos agregados que contiene, además cuenta con un programa central al que se denomina sistema operador, en este se corren

los programas de aplicación escritos por la empresa adquiriente o por el proveedor del SCADA.

La estación maestra realiza la recolección de los datos y controla las operaciones de la red, además de la información de las base de datos múltiples en conjunto con las alarmas del SCADA. El sistema utiliza la computadora personal como base, están conectadas en red para facilitar la distribución de tareas. En esta red se utiliza una computadora central que almacena la información en un disco duro, ver figura 4.

Figura 4. **Estación maestra**



Fuente: *Microsoft*. Enciclopedia Encarta 2001. Sección de PC

Los sistemas operativos empleados normalmente son *UNIX*, *OS/2* y *Windows-NT*, el *UNIX* y sus clones permiten múltiples tareas y usuarios. Su sistema de archivos proporciona un método sencillo de organizar los archivos y permite la protección de los mismos, sin embargo las instrucciones del *UNIX* no son intuitivas.

Otros sistemas operativos multiusuario y multitarea son OS/2 desarrollado inicialmente por *Microsoft Corporation e Internacional Business Machines* (IBM) y *Windows-NT*, desarrollado por *Microsoft*, el sistema operativo multitarea de las computadoras *Apple* se denomina *Macintosh OS*, el DOS y su sucesor el MS-DOS son sistemas operativos populares entre los usuarios de computadores personales pero sólo permiten un usuario y una tarea.

### **1.2.2 Unidades terminales remotas**

Estas son computadoras de construcción fuerte, diseñadas para soportar un ambiente a temperatura de  $-40^{\circ}$  a  $+85^{\circ}$  C, donde sus salidas y entradas están protegidas contra transitorios eléctricos falsos con apego a la prueba de fluctuaciones especificadas por la IEEE y la norma de ANSI y su alimentación es de 120/240 VCA o de un acumulador de la subestación de 12/24/125/250 VCD.

Las unidades terminales remotas varían de acuerdo al tipo de subestación en la que se encuentran, para las subestaciones de transmisión las terminales son grandes ya que se requiere de un gran número de puntos de control, se alojan en gabinetes construidos con normas NEMA el cual tiene capacidad para varios microprocesadores y tarjetas de entrada y salida (E/S) digitales de conversión múltiple ADC/DAC.

Algunas de estas terminales remotas de transmisión cuentan con un diseño de E/S distribuidas por medio del cual se conectan módulos de E/S a una carretera de datos que pasa en lazos por la subestación, además la

terminal principal se conecta a otras terminales propias de la subestación con funciones específicas como control y computo en un lazo cerrado.

Las terminales en las subestaciones de distribución son más pequeñas y van colocadas normalmente en un gabinete NEMA 4 a prueba de agua. La función de la terminal en esta subestación es controlar los interruptores de aire, bancos de capacitores de compensación de potencia reactiva, interruptores de potencia, etc. En subestaciones más pequeñas las terminales son computadoras de una sola tarjeta en la cual se encuentran todas sus entradas y salidas. Ver figura 5.

Figura 5. **RTU's conectadas con la estación maestra**



Fuente: **PC-LabCard Products. USER'S MANUAL PCL812-PG.** Pág. 68

### 1.2.3 Comunicación

Es el componente más importante del sistema SCADA, este permite la conexión de la estación maestra con las terminales remotas de las subestaciones. Existen varias tecnologías de comunicación como las líneas

telefónicas alámbricas o inalámbricas tal es el caso del celular digital, redes de radio, el sistema de dirección múltiple, microondas, satélite y fibra óptica.

La transmisión de palabras, sonidos, imágenes o datos en forma de impulsos o señales electrónicas o electromagnéticas en largas distancias y en el menor tiempo ha adquirido gran importancia en los últimos años. Los medios de transmisión incluyen el teléfono (por cable óptico o normal), la radio, la televisión, las microondas y los satélites. La transmisión de datos en el sector de las telecomunicaciones es de crecimiento rápido, los datos digitalizados se transmiten por cable, radio o vía satélite.

En una red de transmisión de datos se interconectan un gran número de fuentes de información de tal forma que los datos puedan transmitirse libremente entre ellas. Los datos pueden estar constituidos por un determinado ítem de información, un grupo de estos o por instrucciones de computadora (una noticia, una transacción bancaria, una dirección postal, una carta, un libro, una lista de correo, un balance de un banco o un programa informático).

En las comunicaciones a través de red informática o de computadoras un grupo de dispositivos se interconecta de forma que todos ellos puedan comunicarse y compartir los recursos y ficheros. Así, por ejemplo las computadoras de una sucursal de una empresa se interconectan para intercambiar información y también estar interconectadas de tal forma que puedan compartir el mismo disco duro.

Los tres tipos de redes de computadores son redes de área locales (LAN), redes de área amplia (WAN) y redes de centralita privadas (PBX). Las de área local conectan los dispositivos mediante cableado, estos dispositivos se comunican a gran velocidad y tienen que estar próximos unos a otros.

Las redes de PBX conectan los dispositivos con un sistema de conmutación telefónico, también en este tipo de red los dispositivos tienen que estar próximos. Sin embargo, en las redes de área amplia los dispositivos pueden estar a grandes distancias unos de otros. La conexión de dispositivos se suele realizar por medio de líneas telefónicas.

#### **1.2.3.1 Vías de transmisión**

Los primeros sistemas telefónicos utilizaban cables de acero o de cobre para transmitir la señal eléctrica, sin embargo a medida que el volumen de llamadas y la distancia entre las centrales de conmutación creció, fue necesario utilizar otras vías de transmisión. Las más usadas son el cable coaxial, por radio (sea microondas o por satélite) y la fibra óptica.

#### **1.2.3.2 Comunicaciones vía satélite**

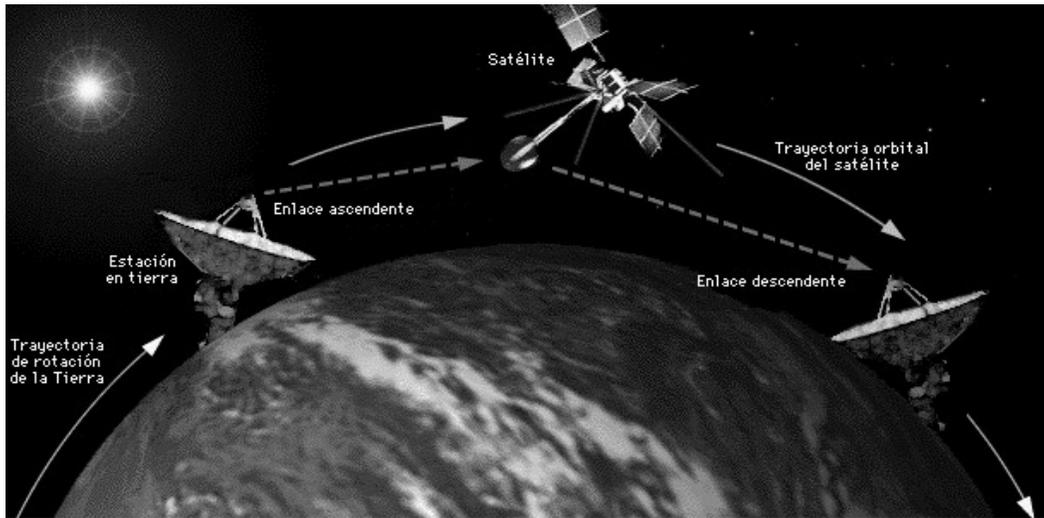
Constituidos por cualquier tipo de comunicación cuyo soporte es una nave espacial en órbita terrestre, capaz de cubrir grandes distancias mediante la reflexión o repetición de señales de radio frecuencia. Actualmente los cientos de satélites activos de comunicaciones en órbita reciben las señales de una estación terrestre las amplifican y las retransmiten con una frecuencia distinta a otra estación.

Cada banda de frecuencias utilizada de 500 MHz, se divide en canales repetidores de diferentes anchos de banda ubicados en 6 GHz para las transmisiones ascendentes y en 4 GHz para las descendentes.

También se utiliza mucho la banda de 14 GHz ascendente y 11 ó 12 GHz descendente, sobre todo en el caso de las estaciones fijas no móviles, las baterías solares montadas en los grandes paneles de los satélites proporcionan la energía necesaria para la recepción y la transmisión.

El satélite recibe una señal de microondas procedente de una estación en tierra (el enlace ascendente), la amplifica y la retransmite de nuevo hacia una estación receptora en tierra con una frecuencia diferente (el enlace descendente). Un satélite de comunicaciones se halla en órbita geoestacionaria, lo que significa que se desplaza con la misma velocidad de giro que la tierra y permanece en una misma posición. Nunca pierde el contacto con el receptor como se muestra en la figura 6.

Figura 6. **Comunicación vía satélite**



Fuente: *Microsoft*. Enciclopedia Encarta 2001. Sección de comunicación

Las comunicaciones por satélite han entrado en una fase de transición desde las comunicaciones por líneas masivas punto a punto entre enormes y costosos terminales terrestres hacia las comunicaciones multipunto a multipunto entre las estaciones pequeñas y económicas. El desarrollo de los métodos de acceso múltiple ha servido para acelerar y facilitar esta transición.

Con el TDMA, a cada estación terrestre se le asigna un intervalo de tiempo en un mismo canal para transmitir sus comunicaciones, todas las demás estaciones controlan estos intervalos y seleccionan aquellas comunicaciones que van dirigidas a ellas. Mediante la amplificación de una única frecuencia portadora en cada repetidor del satélite, TDMA garantiza la mejor utilización del suministro de energía a bordo del satélite.

La técnica denominada reutilización de energía permite a los satélites comunicarse con varias estaciones terrestres mediante una misma frecuencia, al transmitir en pequeños haces dirigidos a cada una de ellas. La anchura de

estos haces se puede ajustar para cubrir zonas tan extensas como los Estados Unidos o tan reducidas como un país del tamaño de Bélgica.

Sin embargo, los satélites presentan una desventaja importante, debido a la gran distancia hasta el satélite y la velocidad limitada de las ondas de radio, hay un retraso apreciable en las respuestas habladas; por eso muchas llamadas sólo utilizan el satélite en un sentido de la transmisión (por ejemplo de Nueva York hacia Madrid) y un enlace terrestre por microondas o cable coaxial en el otro sentido.

Un enlace vía satélite para ambos sentidos resultaría irritante para dos personas conversando entre Nueva York y Hong Kong, ya que apenas podrían efectuar interrupciones, cosa muy frecuente en las conversaciones, y además se verían afectadas por el gran retraso (más de un segundo) en la respuesta de la otra persona.

### **1.2.3.3 Telefonía por microondas**

En este método de transmisión las ondas de radio que se hallan en la banda de frecuencias muy altas y que se denominan microondas, se utilizan como portadoras de señales telefónicas y se transmiten de estación a estación. Dado que la transmisión de microondas exige un camino expédito entre estación emisora y receptora, la distancia media entre estaciones repetidoras es de unos 40 Km.

### **1.2.3.4 Fibras ópticas**

Uno de los grandes avances en las comunicaciones ha sido el uso de señales digitales. En telefonía la señal se digitaliza al llegar a la central de conmutación. La comunicación entre centrales telefónicas es digital, con lo que se reduce el ruido y la distorsión y se mejora la calidad y la capacidad.

Los cables coaxiales se están sustituyendo progresivamente por fibras ópticas de vidrio. Los mensajes se codifican digitalmente en impulsos de luz que se transmiten a grandes distancias. Un cable de fibra puede tener hasta 50 pares de fibras y cada par soporta hasta 4,000 circuitos de voz.

El fundamento de la nueva tecnología de fibras ópticas es el láser que aprovecha la región visible del espectro electromagnético, donde las frecuencias son miles de veces superiores a las de la radio y por consiguiente puede transportar un volumen mucho mayor de información. El diodo emisor de luz (LED) es un dispositivo sencillo que resulta adecuado para la mayoría de las funciones de transmisión.

Un cable de fibra óptica el TAT 8 transporta más del doble de circuitos transatlánticos que los existentes en la década de 1980. Este tipo de cables sirven también de canales para la transmisión a alta velocidad de datos informáticos siendo más segura que la que proporciona los satélites de comunicaciones. Otro avance importante en las telecomunicaciones es TAT 9 un cable de fibra con mucha mayor capacidad, que entró en funcionamiento en 1992 y puede transmitir simultáneamente 75,000 llamadas.

#### **1.2.3.5 Telefonía celular**

Los teléfonos móviles o celulares son en esencia unos radioteléfonos de baja potencia. Las llamadas pasan por transmisores de radio colocados dentro de pequeñas unidades geográficas llamadas células, las células cubren la casi totalidad del territorio, pero especialmente las zonas habitadas y las vías de comunicación como carreteras y vías de ferrocarril desde donde se realizan la mayoría de las llamadas. Los transmisores de radio están conectados a la red telefónica lo que permite la comunicación con teléfonos normales o entre sí.

Células contiguas operan en distintas frecuencias para evitar interferencias dado que las señales de cada célula son demasiado débiles para interferir con las de otras células que operan en las mismas frecuencias, se puede utilizar un número mayor de canales que en la transmisión con radiofrecuencia de alta potencia.

Cuando un usuario pasa de una célula a otra la transmisión tiene que cambiar de transmisor y de frecuencia este cambio se debe realizar a alta velocidad para que un usuario que viaja en un automóvil o tren en movimiento pueda continuar su conversación sin interrupciones.

#### **1.2.4 Protocolos**

Son conjuntos de normas para el intercambio de información consensuadas por las partes comunicantes. En términos informáticos un protocolo es una normativa necesaria de actuación para que los datos enviados se reciban de forma adecuada, hay protocolos de muy diversos tipos.

##### **1.2.4.1 Protocolo de control de transmisión/protocolo de interred (TCP/IP)**

Este protocolo permite la conexión de múltiples computadoras en red, el internet protocol (IP) o capa de interred tiene la función de entregar los datos IP a donde se debe entregar por lo que fija la ruta para evitar congestión en el envío, permitiendo la conexión de varias redes, el IP trabaja con direcciones y cada *host* y enrutador tiene una dirección de IP que codifica su número de red y su número de *host*.

La capa de transporte o transmisión control protocol (TCP) es un protocolo confiable orientado a la conexión que permite que una corriente de *bytes* originada en una máquina se entregue sin errores en otra máquina de la interred, este fragmenta la corriente de *bytes* en mensajes discretos y pasa cada uno a la capa de interred.

En el destino el proceso de TCP receptor reensambla los mensajes recibidos para formar la corriente de salida y se encarga del control de flujo para asegurar que un emisor rápido no pueda abrumar a un receptor lento con más mensajes de los que pueda manejar.

Los interfaces IP aseguran la gestión de los protocolos específicos a cada tipo de red física. Uno de los papeles que les incumbe es la fragmentación de los mensajes que se van a emitir, se trata de dividir los mensajes para enviarlos mediante una trama física. El protocolo IP se utiliza para el intercambio de paquetes de información en modo no conectado, por tanto no garantiza la llegada correcta de los mensajes.

Esta funcionalidad se introduce mediante el protocolo TCP que es un protocolo orientado a conexión que ofrece un servicio seguro de transporte de

información con octetos, que se emiten desde un lado de la conexión y se liberan en el mismo orden del otro lado de la conexión.

La ventana del servidor TCP/IP muestra el puerto por el cual se comunica con los clientes, el número de conexiones de clientes que se encuentran actualmente conectados (dos para cada cliente, lectura y escritura), el estado actual del servidor y una información adicional donde se muestra el VI y las señales de este que se están transfiriendo.

Esta última información ha sido utilizada sobre todo en tiempo de desarrollo del servidor, pero en tiempo de ejecución esta información no es muy útil, ya que es imposible ver cuando se están transmitiendo datos debido a su velocidad, de todas maneras queda disponible en la ventana para que el usuario pueda ver en que consiste el servidor TCP/IP.

#### **1.2.4.2 Protocolo de distribución de la red versión 3.0 (DNP 3.0)**

Es un protocolo abierto y público desarrollado por Harris, División de Control, Productos de Distribución Automatizada. A finales del 1993, se definieron las más amplias características técnicas y propiedades de DNP y se volcó al DNP de grupos de usuarios. El DNP grupo de los usuarios es compuesto de utilidades e intermediarios quienes utilizan el protocolo.

DNP consta de cuatro documentos principales que no se consideran propiedades e incluyen los datos de enlace de estos: capa de descripción protocolar, funciones del transporte, aplicación de la capa de descripción protocolar y biblioteca de datos del objeto.

EPROM basa sus diseños de programas para la operación en el GE Fanuc 90-30 ó 90-70 series de módulos de coprocesadores programables (PCM). La implementación permite que estos aparatos actúen como un DNP esclavo emulando las funciones de una RTU en respuesta al patrón de elección requerida, esta versión del DNP 3.0 esclavo no apoya el modo de respuesta no solicitada sino se suministran a petición de la estación maestra los datos del evento del cambio e informe por excepciones de datos.

El DNP es configurable por el número de entradas y salida disponibles, el usuario puede configurar cualquier tipo de entradas y salidas de cero hasta el máximo que se tiene, estos valores configurables pueden ser: 128 entradas binarias, 64 salidas binarias, 32-16 *bit* contadores binarios, 64-16 *bit* entradas analógicas ó 32-32 *bit* entradas analógicas y 64-16 *bit* salidas analógicas ó 32-32 *bit* salidas analógicas.

DNP 3.0 ofrece flexibilidad y funcionalidad que va más allá de protocolos de utilidad convencional, entre sus características incluye: opciones de salida, transferencia segura de configuración/archivo, dirigir por encima de 65,000 aparatos en un solo enlace, tiempo de sincronización, tiempo de señal de eventos, mensajes de la transmisión, datos de enlaces y aplicación de capa de confirmación. En la informática moderna utiliza muchos protocolos distintos, pero la norma publicada por la *Internacional Standards Organization* y conocida como modelo de 7 niveles, recoge la estructura general común a todos ellos. Los aspectos contemplados en la comunicación de los ordenadores se clasifica

en estos niveles que se desarrollan para que puedan entenderse y tener una eficaz comunicación y su función es la siguiente:

Nivel 1 ó físico: se refiere a la forma de transmitir cada 0 y 1 que conforman toda información digital que viaja de un punto a otro. Esto incluye la definición de un 1 y un 0 en cuanto a señales eléctricas.

Nivel 2 ó enlace: describe la forma de transportar de manera fiable los *bits* desde un nodo a otro en una red conmutada. Define conceptos tales como tramas, detección, corrección de errores y control de flujo.

Nivel 3 ó red: se centra en el establecimiento de una conexión punto a punto entre cliente y servidor. Es el nivel en el que se trata por ejemplo el direccionamiento y encauzamiento global.

Nivel 4 ó transporte: es el primero de los niveles encargados del funcionamiento punto a punto. Se ocupa del formato y su misión es asegurar que una secuencia recibida de *bits* se transforme en datos significativos. Este nivel supone la existencia previa de una conexión fiable.

Nivel 5 ó sesión: es el encargado de la diferenciación y control del diálogo para las aplicaciones que lo precisan. En el caso de la mayoría de las modernas aplicaciones informáticas (que se hallan divididas en componentes cliente y servidor), este nivel constituye un elemento inherente del propio diseño.

Nivel 6 ó presentación: proporciona un mecanismo de negociación de los formatos de representación (conocidos como sintaxis de transferencia) para un determinado contenido del mensaje.

Nivel 7 ó aplicación: recoge el resto de las necesarias funciones dependientes de la aplicación.

Hay en la práctica otras muchas formas de estructurar y llevar a cabo las necesarias comprobaciones para que una computadora pueda dialogar con otra. El modelo de siete niveles constituye sin embargo, un modelo útil y se utiliza con carácter general, especialmente en los niveles inferiores, cuyos protocolos son de normas más estables.

Un error en la transmisión puede echar por tierra todo un diálogo por tal razón, la comprobación y prevención de errores constituye un requisito básico de cualquier tipo de comunicación de datos. La protección contra los errores suele efectuarse añadiendo *bits* adicionales a los paquetes que contienen los datos a transferir. Alrededor del 4 por ciento de los *bits* en un paquete de datos se dedican a la detección de errores.

El método más sencillo de aprovechar estos *bits* es fijar un *bit* de paridad, un único dígito que se coloca para que la suma de una determinada secuencia de *bits* sea 1 ó 0. Es una forma muy eficaz de detectar errores de *bits* aislados, pero no sirve cuando hay errores que afectan a 2 ó 4 *bits*.

Normalmente se utilizan otras técnicas más depuradas conocidas como sumas de control que se fundamentan en complejos cálculos matemáticos y resultan eficaces para detectar diferentes tipos de errores, otras técnicas de

corrección de errores, que suelen precisar un porcentaje mayor de *bits*, pero que son capaces de corregir realmente errores de transmisión eliminando la necesidad de retransmitir paquetes enteros por culpa de un único *bit*.

Este es requerido para el intercambio de información entre la estación maestra y las terminales remotas y establece las convenciones necesarias de trayectoria normal de comunicación y un elemento de datos estándar. Entre los protocolos más usados están de *bits*, de *bytes* y el más reciente de sistemas abiertos UCA.

### **1.2.5 Parámetros**

En la red de distribución se tienen subestaciones que operan con diferentes valores de voltaje, capacidad de carga o potencia, además de los amperajes y factor de potencia con que están operando. El SCADA permite tener los datos de los parámetros con valores instantáneos y verificar si estos se encuentran en los niveles establecidos de la subestación, el SCADA permite observar directamente de la pantalla los valores instantáneos del voltaje amperaje y potencia.

**2. ANALISIS TÉCNICO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN  
OPERADA LOCALMENTE Y CON LA IMPLEMENTACIÓN  
DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL  
AUTOMÁTICO Y ADQUISICIÓN DE DATOS**

En la red de distribución es necesario contar con lecturas de parámetros eléctricos requeridos para establecer el estado de funcionamiento de la red acorde a los niveles establecidos de operación, esto proporciona datos para la planificación y prevención de contingencias, lo que requiere su almacenamiento y ordenamiento. Además, es preciso conocer sobre la ocurrencia de fallas en los circuitos controlados para reducir el tiempo de resolución.

Se explica el enfoque de operación de la red de distribución del área oriente del país comparando las condiciones cuando la misma carece de un sistema telecontrolado y cuando se implementa el sistema de supervisión y control automático y adquisición de datos.

## **2.1 Parámetros eléctricos que deben ser controlados**

En todo circuito eléctrico es indispensable conocer lo que ocurre en él, esto se logra a través de las mediciones de los parámetros eléctricos básicos de voltaje, corriente, potencia; en un circuito eléctrico pequeño esto es fácil, pero en una red de distribución eléctrica se complica sobre manera ya que existe un gran número de subestaciones a grandes distancia a las cuales es conveniente realizar las mediciones para llevar un registro de su comportamiento.

Las mediciones de los parámetros en las subestaciones normalmente se realizan con instrumentos analógicos adecuados y son registrados en el lugar de forma manual por medio de reportes que deben ser llenados por un operador de subestación, quien es el encargado de registrar las mediciones y tenerlas disponibles cuando sean requeridas por el centro de operaciones realizando la comunicación vía teléfono, radio o microondas.

Las lecturas se realizan en intervalos de 30 minutos y son trasladados al reporte, el cual es archivado para su posterior envío al centro de operaciones de red (COR) donde se examina y almacena; los reportes son como se presentan en la figura 7.

Figura 7. **Los reportes deben ser llenados debidamente**

**REPORTE DE MEDICIONES DE PARÁMETROS**

**SUBESTACIÓN:** \_\_\_\_\_

**DISPOSITIVO:** \_\_\_\_\_

PARAMETROS	7AM	8AM	9AM	10AM	11AM	12AM	1PM	2PM	3PM	4PM	5PM	6PM	7PM	8PM	9PM	10PM	11PM	12PM	1AM	2AM	3AM	4AM	5AM	6AM	
VOLTAJES (kV) L <sub>AB</sub>																									
VOLTAJES (kV) L <sub>BC</sub>																									
VOLTAJES (kV) L <sub>AC</sub>																									
VOLTAJES (kV) L <sub>AN</sub>																									
VOLTAJES (kV) L <sub>BN</sub>																									
VOLTAJES (kV) L <sub>CN</sub>																									
FRECUENCIA (Hz)																									
POTENCIA (mW)																									
CORRIENTE (A) L <sub>A</sub>																									
CORRIENTE (A) L <sub>B</sub>																									
CORRIENTE (A) L <sub>C</sub>																									

Fuente: **Unión FENOSA**, Manual de operación

### 2.1.1 Automatización vía SCADA

Al implementar este sistema la información, los parámetros se observan en tiempo real lo cual permite tener un conocimiento más efectivo sobre lo que ocurre en la red, ya que los datos están desplegados en la pantalla del operador del COR, estas lecturas son tomadas por las terminales remotas (RTU's) colocadas en las subestaciones las cuales reciben la información de los

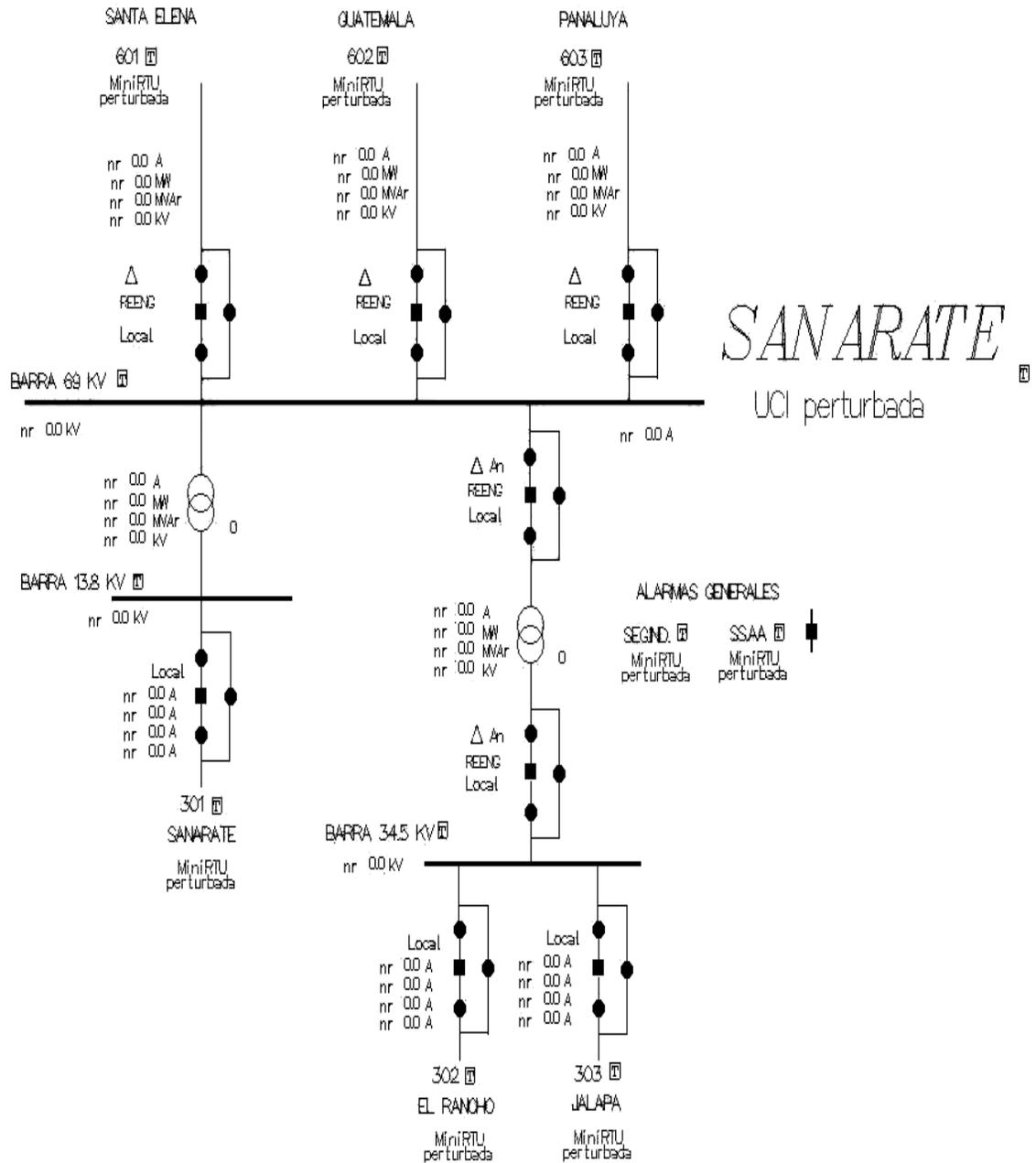
instrumentos de medición, la procesan y la envían al COR por medio del sistema de comunicación.

Los parámetros se visualizan dentro de un diagrama unifilar, el cual simboliza los elementos claves de la subestación como transformadores, barras, interruptores, etc., y de los cuales se necesitan las mediciones de sus parámetros que son: la corriente, la potencia real, potencia reactiva, potencia aparente y voltaje.

El SCADA permite observar una subestación a la vez en la pantalla aunque cuenta con las lecturas de todas las subestaciones controladas para que sean visualizadas en el plano unifilar además de visualizar los parámetros se observan los elementos del mismo nivel de tensión, representados por el mismo color. Ver figura 8.

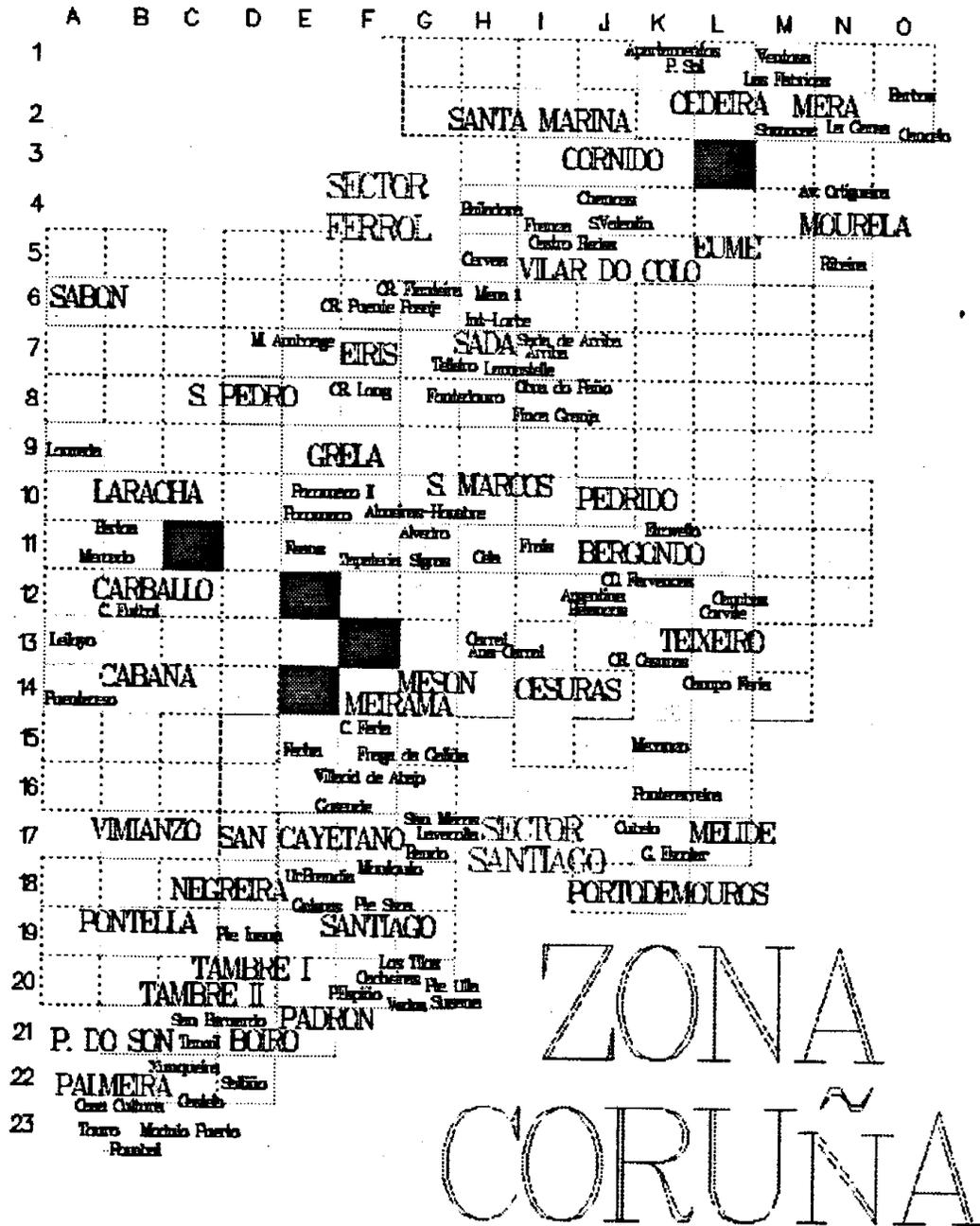
En el diagrama de red de zona se presentan los nombres de todas las subestaciones que componen la red de zona y al pulsar una casilla debajo del nombre permite el acceso de forma automática al diagrama unifilar de la subestación. Ver figura 9.

**Figura 8. Lecturas recibidas de las subestaciones a través de la pantalla**



Fuente: **Unión FENOSA**, Manual de operación sistema SCADA

Figura 9. **Diagrama de red de zona en el cual se representa a la red de la zona de la Coruña**

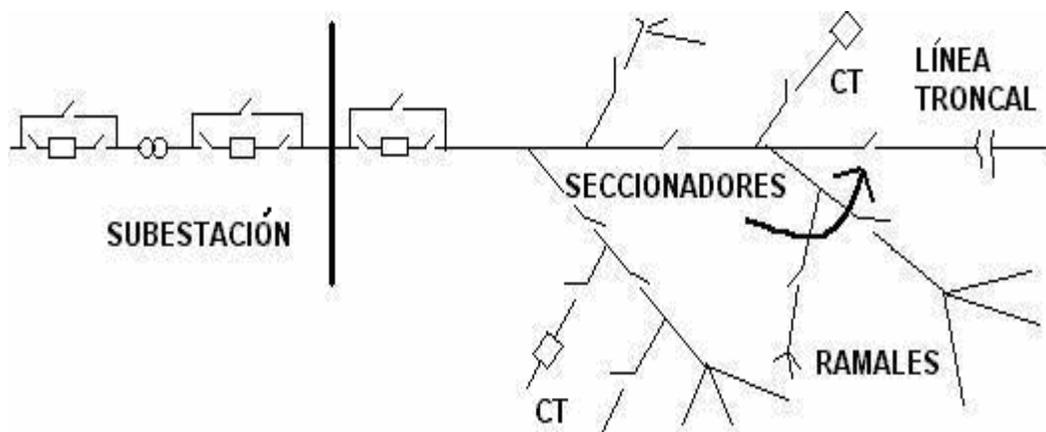


Fuente: Unión FENOSA. Manual de operación sistema SCADA

## 2.2 Identificación del tipo de falla eléctrica

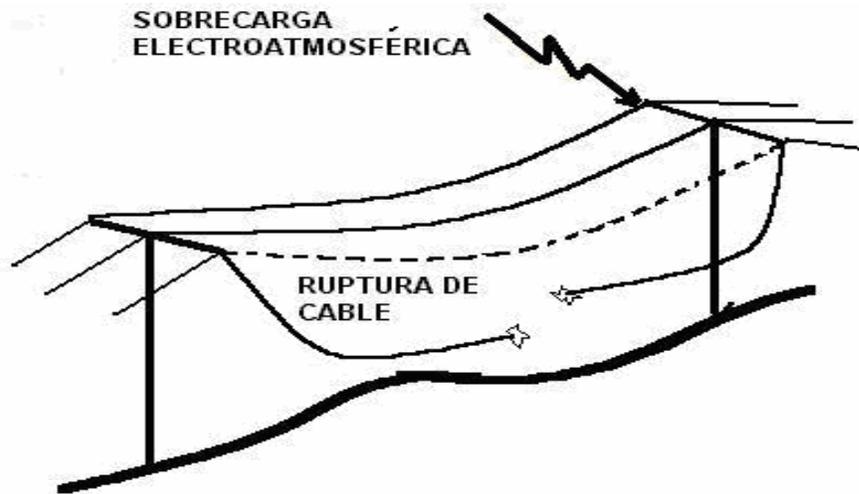
En el proceso de distribución de la energía eléctrica dada la extensión y ramificación de la red (ver figura 10), presenta mayores probabilidades de experimentar una interrupción del servicio. Estas incidencias o fallas que impiden seguir prestando un servicio continuo, pueden ser de varios tipos que se identifican de acuerdo a un patrón el que se observa de las experiencias y los registros realizados con anterioridad.

Figura 10. **Representación de una red de distribución de energía eléctrica**



Algunas interrupciones que se presentan, varían de acuerdo con los siguientes factores: la época del año, nivel cerámico del terreno, mantenimiento preventivo mal implementado, etc. En el verano suceden rupturas de cables debidas a corrosión en puntos de sujeción, a tala de árboles efectuadas por terceros, fuertes vientos; en invierno ocurren descargas electroatmosféricas y a veces también ruptura de cables por derrumbes y deslaves. Ver figura 11.

Figura 11. **Fallas reincidentes en la red de distribución**



Otras fallas se registran por sobrecarga en las líneas en épocas como navidad, semana santa u ocasiones especiales debido a que la demanda se incrementa. Así mismo se tienen las interrupciones que se producen por el desbalance de carga en las líneas, el cual provoca que los dispositivos de seguridad actúen.

### 2.2.1 Alarmas del sistema

El SCADA tiene un sistema que contiene una lista de alarmas reconocidas y no reconocidas (las alarmas no reconocidas son marcadas por el sistema con una "A" para que el operador las identifique), el operador puede identificar las alarmas que llegan al sistema de dos formas que son: las reconocidas sobre el propio diagrama unifilar o automáticamente sobre el esquema de red y de la lista de alarmas no reconocidas, todas las alarmas se dividen en siete tipos predefinidos que son los siguientes:

- **Alarmas sin reconocer**

Es una lista que visualiza las alarmas que necesitan ser reconocidas por el operador, los datos presentados son los que requieren reconocimiento incluyendo las alarmas por sobrepaso de límites de medidas, interruptores y seccionadores. Al ser reconocidas, la línea correspondiente desaparece de la lista, a esta se accede desde la ventana básica de señalizaciones, con la característica de que los mensajes asociados a interruptores y seccionadores se reconocen sólo desde las ventanas gráficas.

- **Alarmas de protecciones e interruptores**

Muestran las actuaciones de protecciones y los elementos de corte asociados, esta dirigida a suministrar información al departamento de protecciones de la empresa, no tiene características especiales y visualiza las alarmas de protecciones e interruptores exclusivamente.

- **Lista de alarmas de maniobras**

Esta lista recoge el movimiento de los elementos maniobrables del sistema como interruptores seccionadores y tomas de transformación, informa el orden en que se han realizado las maniobras y el estado en que se encuentra el elemento.

- **Alarmas activas**

Esta es una lista que refleja las alarmas hasta el momento en que desaparecen la causa o las causas que los motiva, tiene la característica de una comprensión automática de los mensajes con la misma dirección, presenta todas las alarmas tipo A + D (aparecer y desaparecer) incluyendo digitales y medidas.

- **Lista de alarmas de comunicaciones**

En esta lista aparecen todas las alarmas provenientes del subsistema de comunicaciones de telecontrol, además se visualizan datos del UCI, ELCOM, acoplamientos entre sistemas, canales de comunicación, también aparece el estado en que se encuentra las *RTU's* de las subestaciones ante la presencia de un error o deficiencia.

- **Alarmas de estados anómalos**

En esta lista están contenidos los mensajes que provienen de aquellos elementos en los que se ha definido en un estado normal de funcionamiento, pero el estado en ese momento es el contrario al previamente definido, lo que permite verificar si las *RTU's* realmente funcionan perfectamente o si el programa indica los estados de operación correctos.

- **Alarmas de regulación de transformadores**

En esta lista están contenidos los mensajes que provienen de la aplicación de regulación automática de transformadores, indicando los estados de operación y la regulación que tiene en ese momento.

Con el sistema de operación local se tiene que las alarmas de fallas son indicadas al operador por el usuario o personal en subestación vía teléfono o radio, microondas, etc. Debido a esto se da la consecuencia que el operador no cuenta con un sistema de alarmas y el aviso de la incidencia es con retraso el cual es ingresado al sistema de gestión de incidencias (SGI), el cual es retirado hasta que se da por finalizada la incidencia.

## **2.3 Tiempo de respuesta en la resolución de las incidencias de la red de distribución**

### **2.3.1 Procedimiento de operación local**

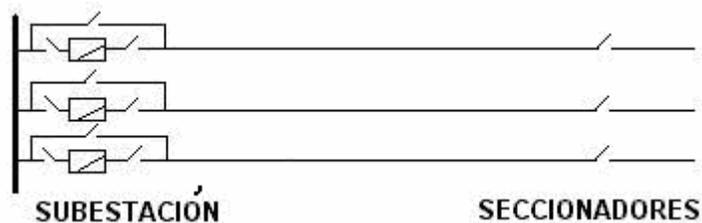
Al presentarse la incidencia el operador del centro de operación de la red (COR) no tiene la información hasta que le es comunicada por un usuario o personal que se encuentra en la subestación vía teléfono o radio, el operador del COR al ser informado de la falla se comunica con el operador de la subestación para que realice una prueba de cierre para ver si la falla es transitoria. Si no es transitoria, llama a la brigada de turno para que inspeccione la línea troncal que salio de operación desde la subestación al primer punto de seccionadores o dependiendo del lugar donde se encuentre la brigada en turno comienza del punto de seccionadores más cercano.

Estos están colocados en puntos estratégicos de la línea de media tensión, que el departamento de estudio y planificación determine necesario. Sí

no se localiza la falla se continua la búsqueda. Al ser detectado el punto de la falla se aísla la zona y se repone el servicio y se procede a la resolución de la avería. Ver figura 12.

Como se puede observar el tiempo de respuesta en la resolución de las incidencias es prolongado ya que el operador del COR no percibe la falla hasta que es informado, luego reacciona con las maniobras básicas de comprobación de falla transitoria, pero estas son llevadas a cabo por personal de la zona en comunicación con el operador vía radio o teléfono lo que representa un tiempo largo de ejecución de las maniobras, para luego proseguir con la localización de la avería si ésta no fuera transitoria, hasta lograr aislar el área afectada.

Figura 12. **Los puntos de seccionadores**



### **2.3.2 Procedimiento con sistema SCADA**

El sistema SCADA ofrece varias opciones de operación que pueden ser utilizadas en casos de presentarse una incidencia, cada área del programa tiene asociada un menú de trabajo. En el plano unifilar de la subestación se encuentran las principales opciones de trabajo para realizar dos operaciones posibles que son: operaciones sobre valores y operaciones sobre elementos.

- **Operaciones sobre valores**

Las operaciones que se pueden ejecutar sobre los valores en el cual reconoce un valor por uno nuevo desde el teclado o puede bloquearse. Al hacer esto no se sustituyen con los datos procedentes de las terminales remotas hasta ser desbloqueado por el operador, pero puede ser sustituido por éste.

- **Operaciones sobre elementos**

Las operaciones sobre los elementos permite reconocer individualmente los elementos en los que se ha producido una alarma y reconoce simultáneamente todas las alarmas activas de los elementos que se presentan en la porción de plano actualmente visible. Estas operaciones son imposibles con el sistema de operación local.

El SCADA permite hacer modificaciones en la pantalla sin que afecte las instalaciones reales de la red, esto se realiza para seguridad en las operaciones de apertura/cierre de elementos de corte que puede originar que algunos elementos pasen a tener otra tensión o quedar puestos a tierra con el cual el sistema se actualiza con la red para verificar la acción. Las operaciones de apertura/cierre se realizan en elementos como seccionadores e interruptores y cambio en las tomas de regulación de los transformadores.

### **2.3.3 Procedimiento que realiza sistema-operador para gestionar una alarma**

Al producirse físicamente la incidencia que puede ser alguna de las indicadas con anterioridad suena un “gong” en el COR y para gestionarla se realiza el siguiente procedimiento:

- a) El sistema coloca en primer término el menú principal y hace parpadear el botón correspondiente a la red donde se produce la alarma.
- b) El operador visualiza la red donde se produce la alarma al pulsar el botón de nivel de tensión que parpadea.
- c) Al visualizar el plano general de ese nivel de tensión el sistema hace parpadear la subestación donde se produce la alarma.
- d) El operador selecciona la subestación que parpadea y el sistema a través de parpadeos presenta en el plano unifilar el elemento o elementos que producen la alarma.
- e) El operador procede a reconocer el o los elementos de alarma con los comandos “REC PAG” ó “REC UNO” dependiendo si se desean reconocer todos los elementos a la vez o uno a uno.
- f) Al reconocer las alarmas se procede a realizar las maniobras para la resolución de la incidencia.
- g) Las maniobras se inician con la identificación de una falla transitoria y se realizan las pruebas de cierre de elementos desde la sala de mando. Si los elementos de la subestación no responden se procede a delimitar el

área afectada con los puntos de seccionadores telecontrolados, luego se realizan las pruebas hasta delimitar el área y se llama a la brigada para que revise la zona para encontrar la avería y repararla.

#### **2.4 Capacidad para el almacenamiento y ordenamiento de datos**

Los reportes enviados por los operadores de las subestaciones y las incidencias son almacenados y ordenados en el COR, en el caso de incidencias se lleva un control sobre ellas desde su inicio hasta que sea finalizada o reparada. Para hacer esta operación se cuenta con un programa de control denominado Sistema de Gestión de Incidencias (SGI) que se opera en el COR.

Este programa tiene un gran número de funciones de registro entre las que se encuentran: registro de clientes, identificación geográfica y pronóstico del tiempo aproximado. Además, cuenta con una opción de consulta estadística de las incidencias que se ingresan en un período de tiempo y también los datos de incidencias pendientes por duración.

Además tiene una sección de control del mantenimiento que se ha efectuado y el que está pendiente de efectuar, dividido en áreas entre las cuales se tiene: estructura de la red en esta área se registran las maniobras de mantenimiento realizadas en la red, instalaciones con problemas, aquí se consultan y evalúan las instalaciones que cambian la alimentación.

Aparte cuenta con un área donde están registradas las brigadas así como las tareas que deben realizar, esto permite que se pueda gestionar su trabajo; en los reportes climatológicos se encuentra la información de las

condiciones ambientales que dan apoyo a los operadores del COR para tratamiento de futuras incidencias y las tablas básicas que se encargan del mantenimiento de los parámetros base del sistema, algunas de estas tablas son: causas de incidencias, tipos de instalaciones, de acciones de prioridades, etc.

En el caso del SGI los datos son ingresados por el operador, en tanto que el SCADA los datos son ingresados automáticamente por el sistema al área correspondiente donde se mantiene la información en un periodo de tiempo establecido con anterioridad.

#### **2.4.1 Almacenamiento de datos del sistema SCADA**

La capacidad de almacenamiento y ordenamiento de los datos del SCADA esta basada en periodos de tiempos que varían de semanas, meses o años y con almacenamiento en cintas magnéticas para periodos mayores teniendo un registro completo del comportamiento de la red de distribución.

Entre los datos que se almacenan están: los valores de los parámetros eléctricos, de todas las subestaciones telecontroladas así como el estado de operación de cada uno de los elementos telecontrolados de la subestación, además almacena los datos de todas las alarmas que se producen y se trabajan por medio de las listas; las incidencias cada vez que se producen se anotan automáticamente a un archivo denominado libro diario e igualmente se envía a una impresora donde queda registrado.

El libro diario muestra en la pantalla las últimas anotaciones hechas en este y tiene características especiales ya que recoge cualquier tipo de

incidencia, tanto las ocurridas en subestaciones, puntos de red, como las generadas por los componentes del sistema de comunicaciones. En este libro se presenta mensaje por mensaje en la impresora y refleja un mensaje asociado al reconocimiento de la última alarma de una estación, estos se direccionan a un fichero histórico que guarda la información.

El sistema maneja archivos con dos tipos de información, los mensajes que aparecen en las listas y los valores calculados que se presentan en las tablas como valores medios, máximos y mínimos de P, Q, U, I, de líneas y barras. Esta es la información que se guarda con una duración definida tiempo por ejemplo una semana, un mes, un año, etc. Al terminar el periodo el siguiente valor que ingrese se escribe encima del primer dato del período anterior y continua así con el resto de los datos.

También el ordenamiento como el almacenamiento de los datos los realiza el sistema automáticamente y si por alguna razón no lo puede ejecutar avisa al operador del COR, el sistema selecciona los datos recibidos de las terminales remotas y los almacena en los puntos definidos para ello, permitiendo con esto la realización de gráficas de los valores archivados e incluso la superposición de varias curvas para su estudio.

## **2.5 Confiabilidad del sistema**

Por lo que se observa en este análisis la confiabilidad de la red de distribución está limitado a las incidencias, debido a la naturaleza y tipos de incidencias por factor de servicio, la confiabilidad de la red radica en la velocidad de reacción y los procedimientos en la resolución de las mismas, lo que conlleva a decir cuan confiable es el método de accionamiento manual al accionamiento telecontrolado.

El método manual depende primordialmente de la disponibilidad que tenga el operador de subestación para realizar las maniobras solicitadas por el operador del COR y con el telecontrolado depende de la disponibilidad del sistema SCADA encargado de ejecutar las maniobras.

**Tabla 1. Características técnicas del SCADA aplicado a la red**

<b>CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS</b>	<b>SIN SCADA</b>	<b>CON SCADA</b>
PARÁMETROS MONITOREADOS E INFORMACIÓN ADICIONAL	Los parámetros de mayor importancia como voltaje, potencia y amperaje registrados en reportes se almacenan en el SGI.	Voltaje amperaje y potencia, son visualizados en la pantalla, al igual que el diagrama unifilar de la subestación se almacenan en discos duros.
SISTEMA DE ALARMAS	Las alarmas no existen en el sistema y las incidencias son dadas por terceras personas por radio o teléfono.	Las alarmas se visualizan en la pantalla y se define a que tipo de corresponde.
MANIOBRAS DE RESOLUCIÓN DE INCIDENCIA	Las maniobras se realizan de forma manual de acuerdo a las indicaciones del operador del COR.	Las maniobras las ejecutan el operador del COR por medio del telecontrol.
MANIOBRAS DE OPERACIÓN	Son realizadas de forma manual.	Son realizadas por telecontrol
PROCESAMIENTO DE DATOS	Los datos son ingresados al sistema SGI de forma manual.	Los datos son ingresados por el SCADA a la base de datos automáticamente.
CONFIABILIDAD	El método es poco confiable pues el operador del COR no puede verificar si sus instrucciones son seguidas de forma adecuada	El sistema permite al operador verificar cada acción que realiza y ver si la maniobra que piensa ejecutar es la adecuada.
COMUNICACIÓN	La comunicación se realiza con el operador vía teléfono o celular.	La comunicación se realiza vía satélite con todos los elementos de telecontrol de las subestaciones y puntos de seccionamientos.
MANTENIMIENTO	Aquí el equipo utilizado es menor, por lo que no se hace necesario un mantenimiento.	El equipo necesita buen programa de mantenimiento preventivo.
CAPACITACIÓN	En formas tradicionales no se pueden realizar prácticas	Este sistema permite hacer las simulaciones de operación maniobras y fallas.

### **3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL AUTOMÁTICO Y ADQUISICIÓN DE DATOS**

En la selección de un sistema SCADA es necesario que se cumpla con los requerimientos técnicos y especificaciones de operación de la red, para que satisfaga las necesidades del operador del COR y que su instalación sea apropiada a los lugares especificados de la red y no presente problemas.

### **3.1 Sistema de supervisión y control automático y adquisición de datos**

El sistema tiene un *software* especialmente diseñado para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo como controladores autónomos, autómatas programables, etc. y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador. Además provee toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios tanto a los encargados de la operación como a los que se encargan de analizar los datos obtenidos.

En este sistema normalmente hay un ordenador que efectúa las tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como el tratamiento de datos y control de procesos. La comunicación se ejecuta en tiempo real y el operador controla y supervisa dichos proceso desde la pantalla.

El sistema SCADA debe estar en disposición de ofrecer las siguientes funciones:

- Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del operador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.
- Generación de datos del proceso, que pueden ser volcados para su análisis sobre una hoja de cálculo.
- Ejecución de programas que modifican la ley de control o incluso anular o modificar las tareas asociadas, bajo ciertas condiciones.
- Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre el CPU del ordenador.

Al contar con estas funciones se pueden desarrollar aplicaciones con ordenadores tipo PC con captura de datos, análisis de señales, presentaciones en pantalla, envío de resultados a disco e impresora, etc. Algunos SCADA's ofrecen librerías de funciones para lenguajes de uso general que permiten personalizar de manera amplia la aplicación que desee realizarse con dicho SCADA; el cual debe cumplir varios objetivos para que su instalación sea perfectamente aprovechada:

- Debe ser sistema de arquitectura abierta capaz de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la red.
- La comunicación se realiza con toda facilidad y de forma transparente al usuario con el equipo de planta y con las redes locales y de gestión de la empresa.

- Los programas deben ser sencillos de instalar sin excesivas exigencias del *hardware* y fáciles de utilizar con interfaces amigables con el usuario.

### 3.1.1 Módulos de un SCADA

Los módulos del *software* que permiten las actividades de adquisición, supervisión y control son los siguientes:

- **Configuración:** que permite al usuario definir el entorno de trabajo de su SCADA adaptándolo a la aplicación particular que se desea desarrollar.
- **El interfaz gráfico del operador:** proporciona a éste las funciones de control y supervisión de la planta, el proceso se representa mediante sinópticos gráficos almacenados en el ordenador de proceso y generados desde el editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación durante la configuración del paquete.
- **El módulo de proceso:** ejecuta las acciones de mando preprogramadas a partir de valores actuales de variables leídas.
- **La gestión y archivo de datos:** se encarga del almacenamiento y proceso ordenado de los datos de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.
- **Las comunicaciones:** se encarga de la transferencia de información entre la central y la arquitectura *hardware* que soporta el SCADA y entre esta y el resto de elementos informáticos de la gestión.

Hay una gran variedad de sistemas SCADA que son distribuidos por las diferentes empresas dedicadas a esto como por ejemplo: USDATA con su producto *Factory Link 7*, *Advantech* con *Paradym-31*, *AlterSys* con *Virgo 2000*, GE FAPUC con *Cimplicity*, *Siemens* con *Hybrex* y *WinCC CMI 5.0*, *Web Control Center*, *Simatic WinAC ODK*, *Simatic WinAC*. Otros fabricantes son: *Asea Brown Boveri*, *Allen Bradley*, *Moeller*, *National*, *Mitsubishi*, etc.

El proveedor y el sistema SCADA deben cumplir como mínimo con los siguientes requerimientos técnico/funcional:

- Toda la gestión del proyecto, ingeniería de *software* y *hardware*, integración del sistema, pruebas en fábrica, instalación en campo y puesta en marcha que sean requeridos para proporcionar una solución adecuada debe ser bajo la supervisión del director del proyecto.
- Es necesario el soporte técnico durante el transcurso del proyecto hasta su aceptación final, inclusive el periodo de garantía.
- Se necesita la formación de operadores, personal técnico para responsabilizarse de las partes de administración y operación del sistema.
- Es indispensable la documentación precisa y detallada de todos los componentes de *hardware* y *software* suministrados.
- Este sistema debe integrarse con el sistema de comunicaciones, para comunicarse con las respectivas subestaciones, dicho sistema tiene que funcionar de forma continua en modo autónomo y *on-line* por lo que se

requiere una adecuada redundancia y medidas de control necesarias para garantizar la disponibilidad total del sistema.

### **3.1.2 Componentes del sistema**

Todo *hardware* y *software* del sistema debe estar basado en productos estándar soportados por sus respectivos fabricantes, el sistema o sistemas operativos deben ser productos estándar que funcionen sin modificaciones para evitar que dichos productos sean obsoletos conforme la evolución del *hardware*.

Los equipos LAN/WAN tienen que ser capaces de soportar los protocolos comunes de red aunque no limitándose a los siguientes: TCP/IP, SNMP, LAT, X25, etc. Los apartados que aparecen a continuación proporcionan una descripción de los requisitos de *hardware*, *software* y capacidades del sistema SCADA.

Los detalles de forma global de la estructura del *hardware* y *software* funcionamiento, redundancia, respaldo (*back-up*), adquisición de datos, procesamiento de alarmas y eventos, interfase gráfica del usuario, administración RDBMS y criterios de recepción correspondientes del sistema, se describen a continuación.

### **3.1.3 Hardware del sistema SCADA**

Los componentes en la estación maestra son: servidores, disco de datos históricos, conmutador, PC terminal de acceso a servidores, impresora, conectados en red de área local (LAN) tipo 10/100 estándar. Adicionalmente proporcionan las conexiones a otras redes LAN de la misma empresa y a la red de comunicaciones vía satélite mediante *Bridges*, *Routers* o equipos similares; este *hardware* proporciona garantía y capacidad de unir el tráfico entre las diferentes conexiones de red mediante *Hubs* y *Switches* de red.

Los equipos utilizados en las terminales remotas son: el equipo de comunicación, las unidades de alimentación auxiliar, los módulos de adquisición de datos digitales o analógicos con estradas estándar de 4 -20 mA., convertidores, transductores o transmisores de señales de proceso, instrumentación de medida, actuadores, o relés de operación para el telecontrol y estaciones auxiliares. Estos equipos son productos estándar y disponibles comercialmente, fabricados por suministradores acreditados los cuales utilizan componentes que incorporan las más avanzadas tecnologías. El *hardware* utilizado normalmente son conocidos como autómatas programables de dos clases que son: compactos y modulares.

### **3.1.3.1 Compactos**

Este tipo de autómatas, llamados en el mercado nanoautomatas, permiten programar hasta 48 entradas/salidas (E/S) son autómatas potentes a nivel de programación y comunicaciones con equipos externos y sobre todo terminales de diálogo, se fabrican para aplicaciones pequeñas y disponen desde cálculos matemáticos básicos hasta calendario real con la posibilidad de activar variables en función del tiempo, desde segundos hasta años.

Además de la memoria de trabajo RAM disponen de otra memoria EEPROM la cual permite asegurar la salvaguarda del programa por tiempo ilimitado.

Para la alimentación de sus entradas ofrecen una tensión de 24Vcc y unos 250 mA, en mayores consumos como detectores y fotocélulas principalmente se implementa una fuente externa de mayor calibre, la mayoría disponen de la posibilidad de utilizar algunas de sus entradas como entradas rápidas y detectar impulsos desde 100 us; o bien de utilizarlas como contadores rápidos hasta 10 kHz. Tienen también salidas especiales para generar impulsos para control de motores paso a paso o equipos que requieran impulsos de una frecuencia rápida, normalmente hasta 5 Hz.

Existen en el mercado nanoautomatas que disponen de un diálogo automático entre ellos, pero es digno de reseñar las características de esta comunicación interautomatas integrada en el propio equipo, se conectan varios equipos con sólo 2 hilos y hasta 200 metros ideales para intercambio de información en instalaciones. La programación se realiza con *software* o con terminales dedicados, las características son:

- Memoria de 1K, unas 1000 instrucciones
- Reloj calendario
- 32 temporizadores, 16 descontadores, programadores cíclicos
- Control analógico externo
- Programación de lista de instrucciones, contactos
- Protección del programa sin posibilidad de acceso
- Saltos de programa condicionados
- Operaciones matemáticas básicas como raíz cuadrada y exponenciación

- Entradas marcha/parada, salidas de seguridad o defecto
- Entra y salida analógica
- Variables numéricas de 16 *bits*, constantes

### 3.1.3.2 Modulares

Los autómatas modulares son los que permiten una ampliación de sus posibilidades, es decir se amplían con los diferentes módulos que se necesiten, estos suelen ser de:

- Entradas digitales o analógicas
- Salidas ídem
- Comunicaciones
- E/S combinadas
- Contador rápido
- Ejes y pesaje
- Regulación
- Funciones especiales

El autómata se compone de un chasis principal, en el cual están alojados los diferentes módulos, estos son limitados principalmente en número, en función de las características del Autómata Programable (AP) o CPU. Dentro de una gama de un mismo autómata pueden existir varios tipos de chasis o *racks*, unidades centrales, fuentes de alimentación (FA), módulos especiales, el orden que se utiliza normalmente es FA-CPU-MÓDULOS, todos están sujetos físicamente al *RACK* y lógicamente al *BUS* de comunicación que se genera entre ellos.

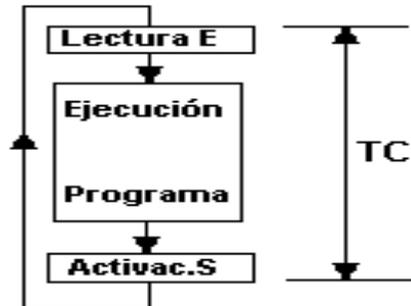
Hoy día prácticamente todos los autómatas utilizan *BUS* serie, el cual permite una distancia mayor entre los *racks* y por supuesto un soporte de diálogo entre ellos más simple (2 ó 4 hilos trenzados y apantallados o cable coaxial). Los chasis tienen desde 2 hasta 10 emplazamientos, los hay que llevan integrada la FA y la CPU, existen de varios calibres eléctricos en función de los consumos de los módulos, existen CPU más o menos potentes con más o menos memoria, esto permite disponer de autómatas prácticamente a medida.

### **3.1.3.3 Noción de tiempo de ciclo**

Se llama Tiempo de Ciclo (TC) al tiempo que los periféricos tardan en realizar un ciclo completo en el autómata programable, es decir desde que lee las entradas hasta que escribe las salidas, ver figura 13. El “perro de guardia” controla este tiempo y si en alguna ocasión este tiempo supera al que se ha establecido previamente el sistema se para. A esta parada se le llama “salto del perro de guardia”, de esta forma se garantiza que el proceso o la instalación está bajo control.

El “perro de guardia” es un programa que reacciona a cualquier tipo de incidencia que se presente en el sistema y afecte el ciclo de forma que no pueda realizar el proceso en el tiempo establecido, que produce una operación de reestablecimiento del ciclo y de no conseguirlo provoca un paro en el sistema.

Figura 13. Tiempo de ciclo



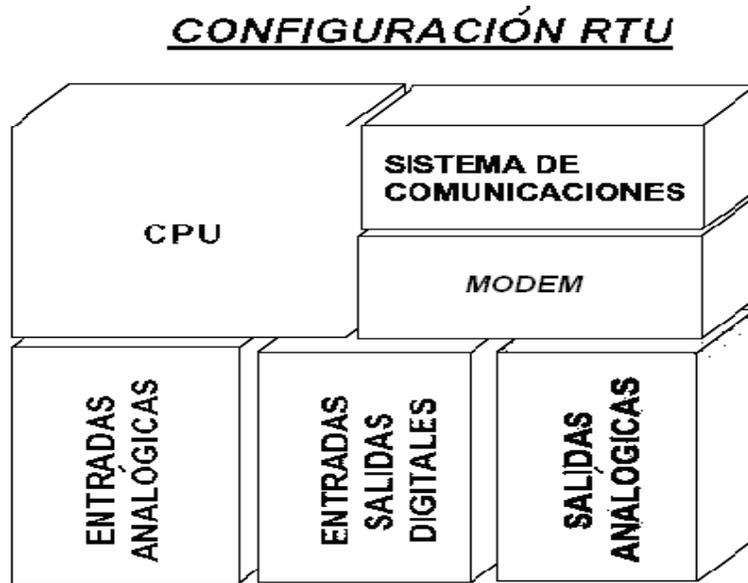
Fuente: **communication & system control.** [www.PowerDelivery.com](http://www.PowerDelivery.com)

Hoy día existe la posibilidad de configurar el AP con un tiempo fijo y periódico de esta forma si el programa tarda menos, espera al final el tiempo establecido o ciclo periódico; se debe tener en cuenta que el programa permite leerse y ejecutarse hacia delante y atrás, entrar en bucle por lo que la activación de salidas no se lleva a cabo.

Las *RTU's* (Unidades Terminales Remotas) son equipos donde la CPU muchas veces viene integrada con las E/S, en general su grado de expansión y cantidad de E/S es menor que los PLC, pero poseen una gran capacidad para comunicarse vía radio y muchas veces poseen puertos para comunicación con instrumentos. En cuanto a control tienen un grado medio de control similar a los PLC, en algunos casos permiten mejor manejo de procesamiento porque poseen lenguajes de programación de alto nivel como C o *Basic*.

Los principales componentes de las *RTU's* se observan en la figura 14 y los contadores son los indicados para realizar el control digital o analógico con lazos múltiples PID, poseen una gran capacidad de cálculo, pero no poseen una gran capacidad de comunicación.

Figura 14. Formas de integración de una RTU



Fuente: communication & system control. [www.PowerDelivery.com](http://www.PowerDelivery.com)

Los sensores y actuadores son los que están en contacto con el proceso y los que realiza una conversión de variables físicas como temperatura, presión, caudal, etc. en variables eléctricas y viceversa ya sean estas analógicas, como es el caso de señales de 4 – 20 mA, discretas o en señales digitales como es el caso de instrumentos inteligentes que se comunican con el nivel inmediato superior a través de protocolos de campo como por ejemplo los protocolos *HART*, *FIELDBUS*, *PROFIBUS*, *MODBUS*, etc.

Dicho *hardware* debe tener el detalle tanto de las limitaciones insalvables como las limitaciones que recurrían *hardware* o *software* adicional, lo cual indica que debe tenerse en cuenta la posibilidad de la expansión y escalabilidad de algunos componentes como: procesadores, memoria principal, unidades de almacenamiento, *software* y sistema operativo.

### 3.1.4 Software del sistema SCADA

El *software* utilizado en el centro de control de red de la estación maestra se compone de *software* de comunicación o *drivers*, interfase hombre – máquina (MMI), *software* para el despliegue de datos en tiempo real, *software* de registro de tendencias e histórico de variables, módulos de configuración de pantallas, módulos de manejo de alarmas y módulos de configuración de base de datos el que se basa en un diseño modular utilizando técnicas de implementación probadas y evaluadas en campo. Todos estos módulos se hallan integrados formando un paquete de *software* que permite desarrollar aplicaciones de monitoreo y control bastante complejo.

Figura 15. Integración de los módulos del *software*



Fuente: *communication & system control*. [www.PowerDelivery.com](http://www.PowerDelivery.com)

Dicho *software* debe tener las licencias necesarias y consiste en paquetes que tienen el soporte debido por el proveedor y también se especifica e identifica las diferencias respecto a productos estándar, en las terminales remotas se tienen los procesadores de comunicación, datos y archivo de configuración.

El *software* que proporciona *Siemens* son: *Sinaut Spectrum* 1.8.2 de visualización, entorno gráfico *Open Windows* de *Sun*, *X* – Visión de *Sun* para servidor de visualización y sistema operativo *Solaris* 2.6.

El *software* del sistema también incluye las funciones de librería y/o utilidades bien documentadas y fáciles de usar que proporcionen acceso a todas las estructuras de datos del sistema, funciones de procesos de datos que permitan la adición de estructuras de datos y funciones de procesos definibles por el usuario.

La arquitectura del *software* del sistema SCADA soporta peticiones tipo cliente/servidor desde los nodos lógicos que existen dentro de la LAN de SCADA, así como desde el entorno de la WAN cuando esto sea pertinente, los datos obtenidos mediante funciones que operan entre otros nodos dentro de la red se hacen disponibles mediante técnicas de acceso implementadas dentro del entorno de la LAN/WAN.

### **3.1.5 Requerimientos del sistema SCADA**

Se espera que el sistema SCADA sea un sistema fácil de arrancar, conmutar al sistema redundante y parar o apagar para tareas de mantenimiento, ya que por lo general el sistema funciona de manera continua, además se debe suministrar mecanismos que permitan iniciar fácilmente el arranque o parada del sistema completo o de partes de este y la conmutación de servicios redundantes.

El sistema debe permitir de manera sencilla las tareas siguientes:

- Parada total del sistema, parada parcial de servicios y aplicaciones

- Servicio de tiempo real
- Servicio de histórico
- *Interfaz* gráfica de usuario (IGU)
- Aplicación de regulación de transformadores
- Interfaz con el modulo de operación
- Parada de todos los servicios y aplicaciones residentes en una maquina
- Arranque total del sistema, arranque parcial de servicios y aplicaciones
- Conmutación manual de servicios y de todos los servicios residentes en una máquina

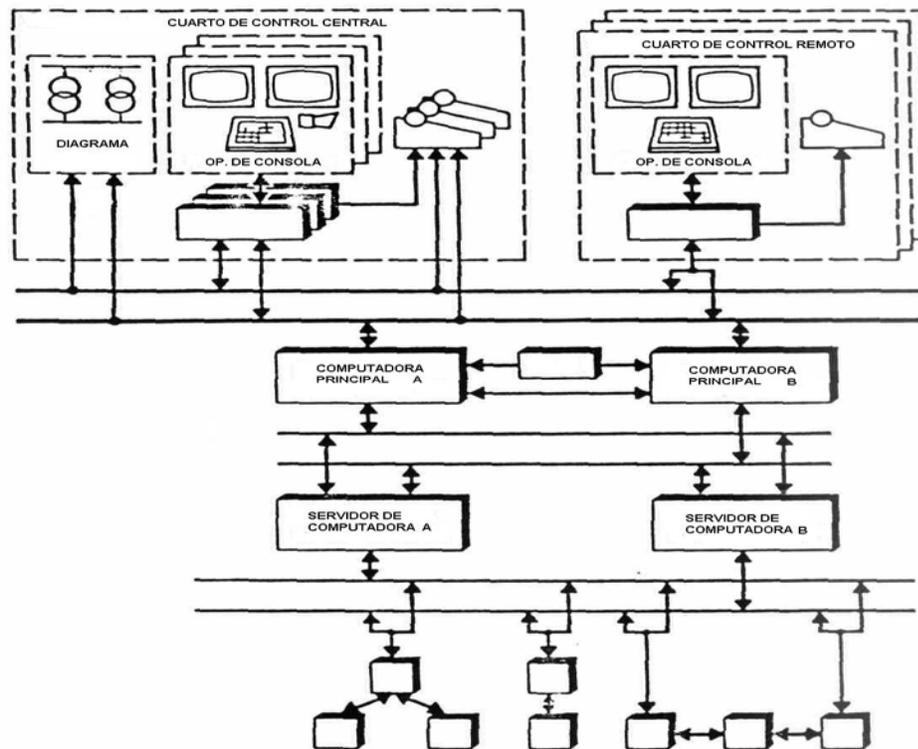
### **3.1.6 Redundancia, Respaldo (*Back – Up*) y *Failover***

Cuando la disponibilidad del sistema de control se ve incrementada, es necesario contar con la duplicación de todo el equipo para que la disponibilidad del sistema sea alta, pero la mayoría de casos esta duplicación sólo se incluye a la terminal maestra por ejemplo la computadora principal, servidores, monitores, etc. una duplicación del sistema de comunicación y del sistema local de las terminales remotas resulta favorable en muchos casos, pero no siempre se cuenta con esto.

Con la configuración redundante los computadores duales son funcionalmente idénticos y trabajan continuamente en un principal/apoyo en modo amo/esclavo o en modo paralelo, en el modo principal/apoyo la base de datos se transfiere continuamente de la computadora primaria a la computadora de apoyo o respaldo automáticamente, si la computadora primaria a la computadora trabajan en el modo paralelo ambas computadoras pone al día su banco de datos propios.

En la figura 16 se presenta un ejemplo de una configuración de este tipo y se observa que el sistema central consta de tres subsistemas separados funcionalmente que son: el subsistema hombre-máquina, el de la computadora principal y el de los servidores.

Figura 16. Configuración redundante



Fuente: *Torsten Cegrell, Power System Control*. Pág. 124

Este tipo de configuración permite una capacidad mayor de procesos de los datos al igual que el volumen de funcionalidad y funciones extras para ambas terminales. Central y remota se pueden encontrar en el control automático de la configuración junto con aplicaciones orientadas a estas funciones. En esta configuración se tiene opciones de cálculos extensivos que pueden supervisar los resultados contra los límites específicos. Las opciones que se pueden ejecutar con esta configuración de sistema son:

- Adquisición de datos como voltaje, corriente, potencia, etc.
- Control de operaciones como encendido/apagado de interruptores, disyuntores, etc.
- Supervisión como recolección de datos, cambios de posición, señales de alarma, etc.
- Cálculo de potencia aparente de las mediciones de potencia activa y reactiva. Esto puede ser de gran importancia en la revisión de carga que operan las subestaciones y líneas.
- Ejecutar sumas de producción de potencia o consumo dentro de una determinada región, basándose en la utilidad económica, etc. Esta función es vital para propósitos estadísticos y operacionales.
- Ejecución de funciones del sistema general de energía como la carga – corriente, estimación del estado, control automático de la generación, etc.

Con equipo más poderoso y capacidad de almacenamiento más grande se puede hacer uso de la instalación no sólo para la operación del sistema de potencia actual, sino también para informes de propósitos estadísticos, esto se puede cubrir a diario, por semana o reportes de producción mensuales, de carga, intercambio de potencia, etc. Así como reportes de eventos en el sistema de potencia como en el mando. También hay facilidades para reportes del estatus interno del sistema de control y operación.

Con esta configuración trabajan varios operadores con su respectiva unidad de PC, estos lugares de trabajo pueden ser instalados en lugares remotos, son usadas impresoras para las copias de los reportes de eventos, y un diagrama del sistema general para una mejor visualización, pero normalmente no se usa en la operación.

El sistema debe proporcionar herramientas y utilidades adecuadas que permitan realizar conmutación a los sistemas redundantes, también debe ser posible la conmutación de todos los servicios residentes en una máquina por los residentes en su máquina redundante.

Se realizan copias de seguridad automáticas del sistema operativo, aplicaciones, base de datos en tiempo real y base de datos histórica, con una periodicidad diaria, semanal o mensual, dependiendo de los intervalos recomendados para realizar las copias de seguridad, a través de un *software* que debe incluir también procedimientos de recuperación adecuados.

El sistema debe permitir la reubicación automática de funciones del sistema tras un fallo de *software* o *hardware*, la función *Failover* está disponible en los servidores SCADA, dicho proceso de transferencia de operaciones al equipo redundante debe liquidar la función degradada en el ordenador primario y arrancarla en el componente secundario cuando sea adecuado, todo servidor es capaz de actuar como servidor primario o secundario.

El sistema debe proporcionar un método para recuperar el control desde el equipo redundante tras una transferencia, no tiene que iniciar operaciones de transferencia si el componente redundante no se encuentra plenamente operativo, por lo que es necesaria la función *failover* que hace el cambio automático y manual del sistema secundario para la transferencia y posterior recuperación de responsabilidad por parte del equipo primario.

#### **3.1.6.1 Funcionalidades del *failover***

- Permitir a cada servidor comprobar la integridad de los otros servidores.
- Admitir a cada servidor comprobar su propia integridad.

- Permitir a cada servidor determinar su tarea propia (primario / secundario) y función de *software*.
- Prevenir que dos servidores asuman el mismo papel al mismo tiempo.
- Permitir el cambio manual de tareas y funciones de *hardware* y *software*.
- Acceder el cambio automático de tareas y funciones de *hardware* y *software*.
- Realizar operaciones de depuración sin forzar un cambio de tarea o función.

### **3.1.7 Administración RDBMS**

Las bases de datos son un conjunto de datos organizados para su almacenamiento en la memoria de un ordenador, diseñado de tal forma que facilite su mantenimiento y acceso de un forma estándar, los datos suelen aparecer en forma de texto, números o gráficos, hay varios modelos y los principales son: el modelo jerárquico, el modelo relacional es el más utilizado y los datos se almacenan en tablas a los que se accede mediante consultas escritas en SQL.

La base de datos relacional es un sistema de administración de bases de datos que almacena información en tablas con filas y columnas de datos y realiza búsquedas utilizando los datos de columnas especificadas de una tabla, en una base de datos relacional, las filas representan registros o conjuntos de datos acerca de elementos separados y las columnas representan campos o atributos particulares de un registro. Al realizar las búsquedas, una base de datos relacional hace coincidir la información de un campo de una tabla con información en el campo correspondiente de otra tabla y con ello produce un tercera tabla que combina los datos solicitados de ambas tablas.

Por ejemplo, si una tabla contiene los campos NUM-EMPLEADO, APELLIDO, NOMBRE Y ANTIGÜEDAD y otra tabla contiene los campos DEPARTAMENTO, NUM-EMPLEADO y SALARIO, una base de datos relacional hace coincidir el campo NUM-EMPLEADO de las dos tablas para encontrar información, como por ejemplo los nombres de los empleados que ganan un cierto salario o los departamentos de todos los empleados contratados a partir de un día determinado, la base de datos relacional utiliza los valores coincidentes de dos tablas para relacionar información de ambas.

Mientras que las bases de datos de tipo jerárquico organizan la información que contiene mediante un esquema de árbol, el cual identifica los datos y define las relaciones que existen entre ellos clasificándose a su vez en diversos tipos dependiendo de la relación que existe entre dichos datos.

La administración de bases de datos debe ser relacional, (accesible a la PC mediante los lenguajes SOL u *Oracle*), sus estructuras tienen que almacenar tanto información en tiempo real como información histórica, dicha información es configurable y debe proporcionar capacidades de exportación a través de la interfase estándar; el servicio de RDBMS consta de todas las características típicas que se encuentran en sistemas de gestión de bases de datos para crear diseñar y manipular bases de datos relacionales.

Se suministrará dos servidores de bases de datos, uno de ellos es para tiempo real y el segundo para almacenar datos históricos y tienen la característica de que ambos soportaran redundancia.

### **3.1.7.1 Módulos de bases de datos**

- Bases de datos en tiempo real para el control y procesamiento de la información adquirida desde las instalaciones remotas.
- Sistema de gestión de base de datos relacional, RDBMS, para mantener la información de configuración de la base de datos históricos del SCADA, alarmas, eventos y cierta información de operación como pueden ser las acciones realizadas por los operadores del sistema.
- Archivo de datos a corto y largo plazo, se debe mantener en línea de datos históricos de hasta un mes de antigüedad.

### **3.1.8 Adquisición de datos**

La adquisición de datos de campo se realiza usando el protocolo de transmisión IEC – 870 – 5 – 104 en los servidores UCI's y las *RTU's* que recogen la información, esta puede ser: de estados, alarmas, medidas analógicas y digitales. Para realizar la comunicación entre la estación central y la estación remota lleva un número determinado de intentos continuos de establecerla y de no ser posible, finaliza con la terminación de dicha conexión junto con la generación de una alarma.

Se debe suministrar todos los componentes de *software*, servicios de comunicación, utilidades y funcionalidad necesarios para obtener una comunicación fiable y eficiente con las estaciones remotas. A la hora de ejecutar un comando sobre una estación remota cuyas comunicaciones aparecen en fallo, es necesario que el sistema verifique previamente la comunicación con dicha estación o componente remoto.

### **3.1.9 Procesamiento de alarmas y eventos**

El sistema verifica constantemente que los mensajes enviados han sido recibidos de acuerdo a las siguientes condiciones:

Ha respondido el dispositivo remoto apropiado, la longitud del mensaje es la apropiada, el mensaje tiene un código de seguridad válido. Si el sistema detecta que ha habido algún fallo deben continuar los valores correctos anteriores al fallo.

El sistema SCADA debe generar un mensaje (configurable) de alarma y/o evento cuando el estado de cualquier estación o componente remoto cambie y dichas alarmas pertenecen a un área de responsabilidad distinta a la del operador del sistema. Como mínimo el mensaje debe incluir indicadores de: pérdida de comunicación, comunicación restablecida, calidad de datos del mensaje, transgresiones de seguridad, etc. También debe identificar el tipo de alarma, como alarma sin reconocer, protecciones e interrupciones, maniobras, alarmas activas, comunicaciones, regulación, alarmas de estados anómalos.

### **3.1.10 Interfase gráfica de usuario (IGU)**

La interfase gráfica de usuario, es la ventana que representa al usuario toda la información del sistema, datos de tiempo real, calculados, históricos y aquellos que le proporcionen otras aplicaciones paralelas. Por ello la IGU debe ser capaz de ofrecer a cada usuario la información que pueda necesitar en todo momento y debe ser compatible con la estrategia de operación utilizada en la actualidad por UNIÓN FENOSA.

La funcionalidad de la IGU debe ser implementada mediante aplicaciones nativas de *Windows* y no requiere la adición de productos de terceros para lograr funcionalidad, debe operar como conexión cliente/servidor con la comunicación mediante el protocolo de transmisión TCP/IP y sus correspondientes capacidades y funciones.

### **3.1.11 Criterios de recepción**

Este apartado trata sobre el criterio del plan de pruebas y los procedimientos que estas deben incluir para probar todos los componentes de *hardware* y *software* del sistema. Dichas pruebas incluyen: pruebas de recepción en fábrica, pruebas de recepción en campo y posterior a dichas pruebas se tiene un periodo de aceptación u operación provisional o mantenimiento post-productivo.

En el plan de pruebas se detallaran los siguientes procedimientos:

- Como se prueba cada propiedad del sistema.
- En el caso de la prueba de recepción en fabrica, además se explica:
  - ◆ Como se simulan las entradas al sistema procedentes de dispositivos de campo.
  - ◆ Cuales son las diferencias entre las configuraciones en campo y las configuraciones de prueba.
  - ◆ Cuales son los efectos de dichas diferencias originan en los resultados de las pruebas de funcionalidad.

### 3.1.12 Prueba de recepción en fábrica (FAT)

La prueba de recepción en fábrica se realiza en las instalaciones del proveedor utilizando todos los componentes de *software* y *hardware* que son entregados a la empresa distribuidora en Guatemala, se pueden añadir equipos de *software* adicionales donde sea necesario para simular condiciones y equipos de campo.

Esta prueba incluye aunque no debe limitarse a:

- Las pruebas del *hardware* (estaciones, servidores, equipos de comunicación LAN/WAN, periféricos).
- Interfases de *software*.
- Herramientas de desarrollo y mantenimiento.
- Expansión, carga y prestaciones del sistema.
- Componentes de *software* estándar.

El objetivo de esta prueba es demostrar que el sistema cumple adecuadamente con todas las propiedades y funciones pedidas, todos los problemas o discrepancias encontradas durante la realización de la prueba de recepción en fábrica deben ser resueltos antes de que el equipo sea enviado y quedar resueltos antes de la ejecución de la prueba de recepción en campo (prueba SAT).

### **3.1.13 Prueba de recepción en campo (SAT)**

Finalizada la instalación en campo de todo el *hardware* y *software*, ya habiendo solucionado todos y cada uno de los problemas o discrepancias del FAT y realizada con éxito la integración del sistema y todos los equipos de comunicación, se da inicio a la prueba de recepción en campo. El procedimiento de la prueba de recepción en campo incluye una lista completa de todas las condiciones posibles de alarmas y/o evento que puedan darse en el sistema.

Luego de esto se revisan todos los conceptos contemplados en la prueba de recepción en fábrica, además se realizan pruebas exhaustivas de integración y para ello se usan condiciones reales de campo, los equipos de comunicación instalados y las configuraciones de *hardware* exactas y definitivas. Se forzaría cualquier condición posible de alarma y/o evento mediante combinación de condiciones actuales de campo y datos simulados.

Después de realizar las pruebas correspondientes, tras la finalización exitosa de las mismas y la resolución de todos los problemas y discrepancias pendientes, se da inicio al periodo de aceptación u operación provisional o mantenimiento post-productivo del sistema.

### **3.1.14 Implantación del sistema**

En la implantación del sistema se debe definir un plan detallado de la instalación de todos los equipos a suministrar según se haya especificado anteriormente. En dicho plan se especifica o define un procedimiento paso a paso para la instalación de los nuevos equipos e incluir planos detallados en donde se especifica la ubicación de los equipos mencionados anteriormente.

Los requisitos de espacio requeridos, el montaje de los mismos, la distribución de potencia y el cableado adecuados. Dicho plan de implantación debe incluir la documentación relacionada con la instalación de los diferentes equipos a utilizar, el cual es entregado a la empresa distribuidora por lo menos con dos meses de antelación a la fecha prevista de instalación de los mismos.

### **3.1.15 Mantenimiento post – productivo del sistema**

Este periodo da inicio después de que hayan sido finalizadas con éxito las fases de prueba anteriores y que se hayan resuelto por completo todos los problemas y discrepancias pendientes. Después de esto el sistema SCADA queda en funcionamiento permanente durante 90 días consecutivos; si en ese tiempo el comportamiento del sistema es satisfactorio para la empresa y no quedan problemas pendientes de resolución por parte del proveedor, el sistema debería ser aceptado por la distribuidora, luego se da inicio a un periodo de garantía que es extendido a un año.

## **3.2 Lineamientos para el montaje del sistema**

Hay muchos factores que influyen en la correcta selección del tipo de componentes del SCADA para una aplicación dada, los factores más comunes son las capacidades de manejo de información, compatibilidad de protocolos, tipos de comunicación a utilizar, limitaciones de espacio, consideraciones ambientales, distancias promedio de líneas, dispositivos que se desean telecontrolar, etc.

Normalmente los componentes de telecontrol de las subestaciones están instalados en el área donde se encuentra ésta, en una cabina de control donde se encuentran la mayoría de los elementos electrónicos, de esta cabina sale información que se obtiene de los dispositivos de la subestación y se envía a la estación maestra, la cabina se debe encontrar a una temperatura específica que permita el buen funcionamiento de los elementos, por lo que se hace necesario refrigerarla.

### **3.2.1 Mecánicos**

Para soportar e instalar debidamente el equipo se requiere contar con elementos mecánicos que permitan hacerlo de forma fácil como por ejemplo: un gabinete adecuado a las dimensiones y a la operación de los componentes del sistema, contar con estructura para los elementos que las necesiten utilizar.

#### **3.2.1.1 Materiales de soporte**

Los materiales de soporte que se utilizan normalmente son: acero, aluminio, polímeros y concreto, de los cuales están construidos la mayoría de elementos de montaje que se utilizan en la instalación de los componentes del sistema SCADA, como se ven en la figura 17.

Figura 17. **Materiales de soporte de los componentes de una RTU**



Fuente: **Unión FENOSA**. Subestación El Rancho

### **3.2.1.2 Estructura**

El sistema SCADA cuenta con elementos que necesitan una estructura para instalarse apropiadamente, en la subestación se requiere contar como se menciona anteriormente con una cabina de control donde se encuentran los tableros que alojan a los dispositivos de telecontrol como las *RTU's*, los contadores interruptores de potencia, de accionamiento motorizado o manual y alimentación auxiliar.

En los elementos que van montados con los dispositivos de la subestación utilizan la misma estructura, la cual se construye de acero y aluminio teniendo cimientos de concreto, estas estructuras constan de columnas simples tipo tubular o de patín ancho; estructuras de bastidor rígido compuestas de secciones tubulares y patín ancho o estructuras reticulares hechas de ángulos, las estructuras de acero deben tener un acabado galvanizado o pintado y el diseño de estas se hace de acuerdo a las distancias entre fases y altura libre bajo los hilos que se requieren. Ver figura 18.

Figura 18. **Disposición de los dispositivos en la estructura**

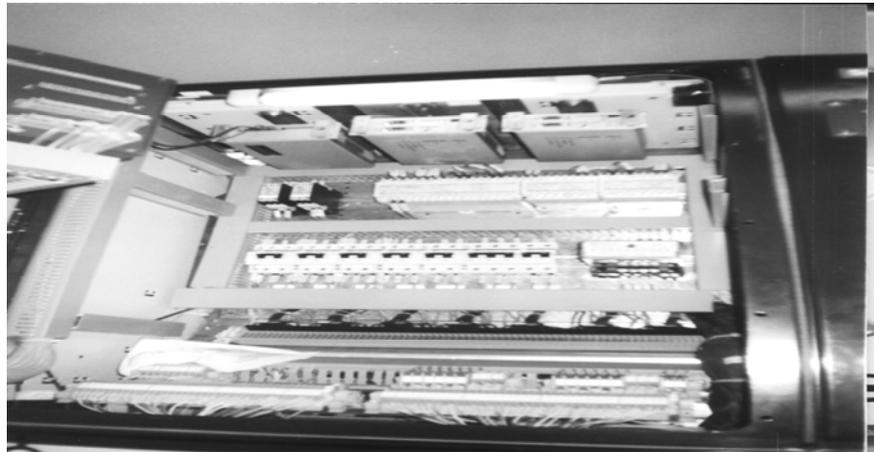


Fuente: **Unión FENOSA**. Subestación El Rancho

### **3.2.2 Eléctricos**

En el montaje eléctrico se realizan de acuerdo con los diagramas y recomendaciones del fabricante quien proporciona los planos eléctricos necesarios para la instalación de todos los elementos que los necesiten, entre los cuales están las terminales remotas, los *fomac*, interruptores de telecontrol protecciones, etc., como se observa en la figura 19.

Figura 19. *Instalación de las RTU's*



Fuente: **Unión FENOSA.** Subestación El Rancho

También se tiene los elementos de protección de puesta a tierra telecontrolado que esta situado a la intemperie y permite la manipulación desde el COR. En la subestación se necesita la instalación del sistema de alimentación auxiliar el cual se compone de un banco de baterías y permite realizar las maniobras necesarias al momento de una falla en la subestación. Ver figura 20.

Figura 20. **Sistema de alimentación auxiliar**



Fuente: **Unión FENOSA.** Subestación El Rancho

### 3.2.2.1 Software

El *software* que requiere el sistema es proporcionado por el fabricante y es instalado por su personal, considerando la debida capacitación al personal de la empresa, este *software* es compatible con el *hardware* que se tiene instalado y el nuevo que se instale para que no presente algún problema de ambigüedad.

En las subestaciones se instala una unidad o sistema de operación y automatización (SOAL), que controla las terminales remotas y desde la cual se hacen la maniobras de forma local, esta unidad posee un *software* que representa los esquemas de las *RTU's*. Ver figura 21.

Figura 21. **Sistema de operación y automatización**



Fuente: **Unión FENOSA**. Subestación El Rancho

### **3.2.2.2 Hardware**

Se cuenta con un *hardware* que se modifica de acuerdo a los requerimientos del sistema y se instalan nuevos elementos donde sea necesario. En la estación maestra es donde se modifica menos, mientras que en las subestaciones se debe instalar la mayoría de componentes de telecontrol. La instalación del equipo nuevo y la actualización del existente los realiza el proveedor del sistema y proporciona todos los elementos necesarios.

### **3.2.2.3 Comunicación**

Se realiza un análisis para la selección de la mejor opción, que depende de las características del terreno donde se ubica la red de distribución, en el caso del área oriente del país se tiene terreno muy montañoso y en época de invierno las vías de ingreso a las subestaciones son casi inaccesibles por lo cual se analizan las opciones de la comunicación vía radio, microondas, teléfono y vía satélite.

Las radiocomunicaciones son aquellas comunicaciones en que no se emplea un medio físico para la transmisión, es decir, el medio de transmisión es la atmósfera. La comunicación se puede realizar vía radio el cual puede operar en las frecuencias de:

- ◆ 1400 mHz banda – 1350 a 1550 mHz
- ◆ 400 mHz banda – 400 a 470 mHz
- ◆ 300 mHz banda – 330 a 400 mHz

La ventaja de este tipo de comunicaciones es el ahorro del cableado ya sea coaxial, de fibra óptica, etc. Las ondas de radio de alta frecuencia transmitidas desde antenas en la tierra siguen dos trayectorias. La onda terrestre sigue la superficie de la tierra y la onda aérea rebota de ida y vuelta entre la superficie de la tierra y varias capas de la ionósfera terrestre.

Las ondas terrestres tienen un alcance de hasta 400 millas y trabajan particularmente bien sobre el agua. La onda aérea propaga señales a distancias de hasta 4,000 millas con una confiabilidad en la trayectoria de 90%. La trayectoria de propagación de las ondas aéreas son afectadas por dos factores que son el ángulo y la frecuencia. Si la onda radiada entra en la capa ionizada con un ángulo mayor que el ángulo crítico entonces la onda no es reflejada; pero si el ángulo es menor la onda será reflejada y regresara a la tierra.

La distancia también varía con la frecuencia de la onda transmitida. Ya que el peso y la densidad de las capas de la ionósfera dependen también la radiación solar, hay una significativa diferencia entre la distancia de salto de las transmisiones diurnas y las nocturnas. Las ondas terrestres en cambio tiene un alcance más cortó comparadas con las ondas aéreas.

Las ondas terrestres tienen tres componentes: la onda directa, la onda de superficie y la onda reflejada. Las ondas terrestres son afectadas por la conductividad y las características de la superficie de la tierra, a más alta conductividad mejor transmisión así las ondas terrestres viajan mejor sobre el agua de mar, dulce o pantanosas, etc. Sobre terreno rocoso y desierto la transmisión es muy pobre, mientras que en zonas selváticas es prácticamente inutilizable.

La comunicación por microondas se realiza por encima de los 100 MHz, las ondas viajan en línea recta, por tanto se pueden enfocar en un haz estrecho y las antenas transmisoras y receptoras deben estar muy bien alineadas entre sí. Además esta direccionalidad permite a transmisores múltiples alineados en una fila comunicarse con receptores múltiples en fila sin interferencia.

A diferencia de las ondas de radio, a frecuencias más bajas, las microondas no atraviesan bien los edificios. Además, aún cuando el haz puede estar bien enfocado en el transmisor, hay cierta divergencia en el espacio. Algunas ondas pueden refractarse en las capas atmosféricas más bajas y tardar un poco más en llegar, que las ondas directas. Las ondas diferidas pueden llegar fuera de fase con la onda directa y cancelar así la señal. Este efecto se llama desvanecimiento de trayectoria múltiple y con frecuencia es un problema serio que depende del clima y de la frecuencia.

La creciente demanda de espectro obliga a mejorar continuamente la tecnología de modo que las transmisiones puedan usar frecuencias todavía más altas. Las bandas de hasta 10 GHz son ahora de uso rutinario pero a casi 8 GHz se presenta un nuevo problema: la absorción del agua. Estas ondas sólo tienen unos centímetros de longitud y la lluvia las absorbe. Este efecto sería benéfico si se quisiera construir un enorme horno de microondas para exteriores, pero para la comunicación es un problema grave. Al igual que con el desvanecimiento de trayectoria múltiple, la única solución es apagar los enlaces afectados por la lluvia y enrutarlos dando un rodeo.

Esta tecnología tiene varias ventajas significativas respecto a la fibra óptica, la principal es que no necesita derecho de paso; basta comprar un terreno pequeño cada 50 Km. y construir en él una torre de microondas para saltarse el sistema telefónico y comunicarse en forma directa.

La transmisión por satélite ofrece muchas ventajas para una compañía, los precios de renta de espacio satelital es más estable que los que ofrecen las compañías telefónicas; ya que la transmisión por satélite no es sensitivo a la distancia y además existe un gran ancho de banda disponible.

Los beneficios de la comunicación por satélite desde el punto de vista de comunicación de datos son las siguientes:

- Tránsito de información a altas velocidades (Kbps, Mbps).
- Ideal para comunicaciones en puntos distantes y no fácilmente accesibles geográficamente.
- Ideal en servicios de acceso múltiple a un gran número de puntos.
- Permite establecer la comunicación entre dos usuarios distantes con la posibilidad de evitar las redes públicas telefónicas.

Entre las desventajas de la comunicación por satélite tenemos las siguientes:

- 1/4 de segundo de tiempo de propagación (retardo).
- Sensitividad a efectos atmosféricos.
- Sensibles a eclipses.
- Falla del satélite (no es muy común).
- Requieren transmitir a mucha potencia.
- Posibilidad de interrupción por cuestiones de estrategia militar.

A pesar de las anteriores limitaciones la transmisión por satélite sigue siendo muy popular.

La comunicación debe ser instalada de forma adecuada para que garantice la confiabilidad del sistema, si la comunicación es defectuosa el SCADA no puede operar correctamente, dando como resultado una falla en la recolección de datos y en la ejecución de maniobras.

### **3.3 Aplicaciones en la implementación del SCADA**

La implementación del sistema SCADA a la red de distribución de oriente se hará de la forma siguiente: el sistema de telecontrol abarca en este año 15 subestaciones (12 nuevas, 3 existentes). En las subestaciones nuevas. Los interruptores a controlar son normales (no recloser), los *RTU's* son de SAC, contarán con UCI y SOAL. En las subestaciones existentes: los interruptores son recloser, los *RTU's* son de *Cooper* y *ABB* (soportan DNP3).

El transductor es el dispositivo utilizado para realizar las mediciones de los cuales hay varios tipos como los analógicos convencionales que proveen la entrada de señales analógicas a los *PLC's*, *SCADA*, *RTU's*, unidades automáticas de control, los transductores inteligentes que utilizan microcomputadores. Las diversas variables pueden medirse y/o calcularse desde el conjunto de los voltajes y corrientes AC del circuito aplicados al transductor.

Aunque el transductor inteligente puede programarse para fingir al transductor análogo y proveer una o más señales analógicas, muchas ventajas se obtienen cuando los datos se manipulan en la forma digital, existen otros tipos por su funcionamiento interno pueden ser resistivos, capacitivos, transformador diferencial, piezoeléctricos, fotoeléctricos, fotoconductoras, por efecto may, etc.

Como ya se describió el transductor utilizado es analógico ya que le es permitido utilizarse con las *RTU's* de forma directa, mientras que el computarizado hace cálculos para obtener ciertos parámetros.

Los parámetros que se miden son:

- Intensidad en las 3 fases + neutro
- Tensión en las 3 fases
- Factores de potencia de cada fase
- Potencia activa
- Potencia reactiva
- Energía activa
- Energía reactiva

En los transformadores que están en las terminales remotas existentes se necesita fijar la intensidad nominal para unificarse con las terminales remotas nuevas y el regulador de tensión de los transformadores es controlado a través del sistema de control automático y localmente se regula con el SOAL.

El enlace de comunicación vía satélite a Guatemala, es por medio de estaciones v-sat, con un ancho de banda aun no determinado. (El hub está en Telecomunicaciones de Guatemala).

### **3.3.1 Descripción funcional del sistema**

Elementos de un sistema SCADA en figura 22:

Figura 22: Elementos del SCADA



Fuente: Unión FENOSA. Requerimiento del sistema

Adquisición de datos: un conjunto de sistemas de adquisición de datos (*RTU's*, concentradores, *UCIs*), se encargan de recoger la información de los puntos de medida. La información que se recoge y controla suele ser de tres tipos:

- Estados (abierto/cerrado) y alarmas
- Medidas analógicas
- Contadores (medidas digitales)

Proceso de datos: es el encargado de la gestión de:

- Base de datos en tiempo real
- Motor de cálculo
- Sistema de refresco de datos
- Gestor de alarmas
- Datos históricos–tendencias
- Elaboración de informes

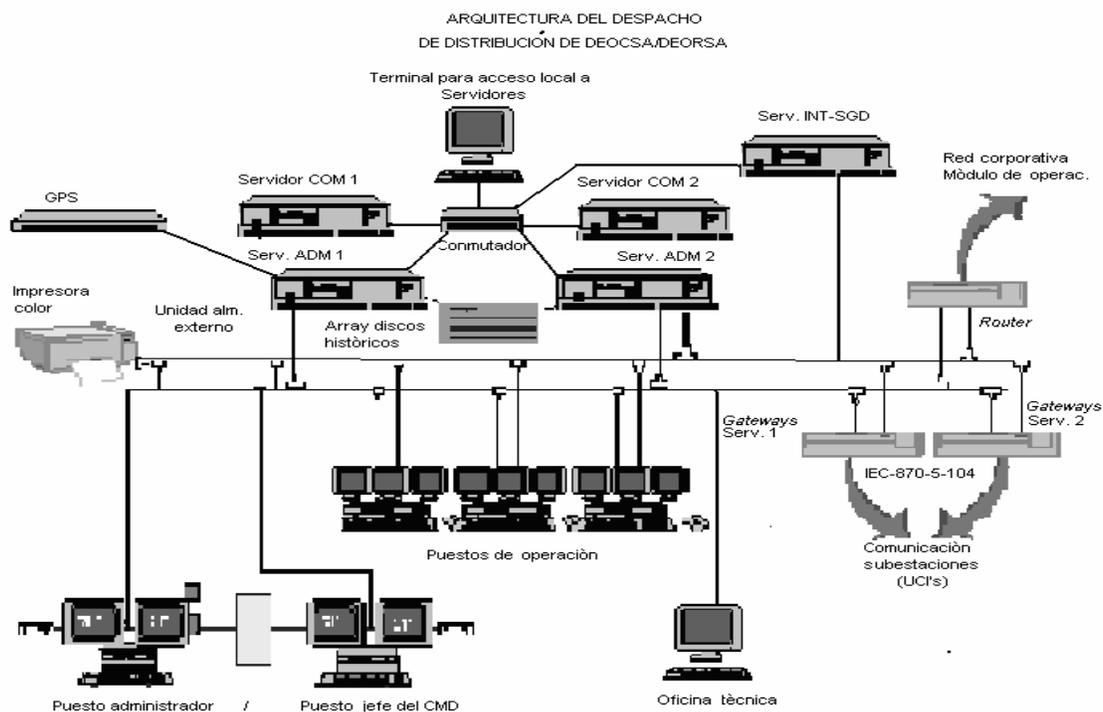
Representación de datos: permite la representación de forma gráfica e intuitiva la información de los puntos de la red y su control.

### 3.3.2 Beneficios del sistema:

- Mejora la calidad de servicio por reducción del número y duración de las interrupciones.
- Mejora de la fiabilidad de la red, gracias a configuraciones más adecuadas.
- Reducción de costes de operación.
- Mejora de la seguridad de personas e instalaciones.
- Mejor conocimiento del funcionamiento de la red.

Los elementos que conforman la estación maestra y su arquitectura se representan en la figura 23.

Figura 23. **Arquitectura del COR**



Fuente: **Unión FENOSA**. Requerimiento del sistema

Resumen de las abreviaturas utilizadas en el gráfico

ADM:	Administrador
MMI:	<i>Interfaz hombre-máquina (Man-Machina Interfaz)</i>
GWY:	<i>Gateway</i> de comunicaciones
COM:	Comunicador
SPA:	Máquina <i>Spare</i>
INT:	<i>Interfaz</i>

### **3.3.3 Instalación del entorno**

Ámbito: Centro de Operaciones de Red (COR)

### **3.3.4 Requerimientos generales**

- Datos de operación del SGD.
- Procesos *batch*: seguridad, recuperación y depuración de datos.

### **3.3.5 Prerrequisitos**

Para cada una de las máquinas que constituyen el entorno, los requerimientos mínimos son:

Hardware:

- Procesador: Estación *Sun UltraSparc II* o superior
- Memoria RAM: 128 Mb (*Admiguat* 256 Mb)
- Disco duro: 20 Gb de capacidad
- Conexión de red: 1 ó 2 puertos
-

- Monitor: Color de 1 a 3 en las máquinas MMI  
opcional en el resto

*Software:*

- Sistema operativo Solaris 2.6
- Entorno grafico *OpenWindows* de *Sun*
- *Software Sinaut Spectrum 1.8.2* de *Siemens*

## **4. COSTOS DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL AUTOMÁTICO Y ADQUISICIÓN DE DATOS**

En todo proyecto se cuenta con varias características técnicas que son requeridas para satisfacer las necesidades del mismo, pero no solo este aspecto se debe considerar ya que si bien el aspecto técnico es importante también lo es el aspecto económico el cual permite considerar las opciones del sistema SCADA en el mercado, tomando el que se ajuste a la inversión adecuada a la capacidad de la empresa.

### **4.1 Costos de instalación**

Al hacer la implementación del sistema de control se requiere de una inversión para la compra del sistema y los dispositivos de actualización que sean necesarios y su debida instalación en la estación maestra y en las terminales remotas, al hacer el desglose de los costos de instalación se tiene lo siguiente:

#### **4.1.1 Costo de software**

Este es un costo que abarca el conjunto de programas elaborados para realizar las operaciones y funciones necesarias que proporcionan un mejor control de la red de distribución de energía eléctrica, entre estos programas están: sistema operativo solaris 2.6, entorno gráfico *openwindows* de *sun*, *software sinaut spectrum 1.8.2* de *siemens*.

El *software* que se incluye es:

- *Microsoft Windows*™ 2000 Profesional
- *Microsoft Office*™ 2000 Edición del Negocio Pequeño
- *Unix* sistema operativo
- HyperTAC II SCADA Software
- *MySQL Software*

El software operativo de *Unix* y *Windows* se tienen al mismo tiempo al contar con dos particiones en el disco duro del servidor central. Al contar con los dos se tienen las ventajas de ambos sistemas operativos, ya que el *Unix* es un sistema estable y es utilizado en la comunicación con los dispositivos de telecontrol, el sistema *Windows* es de fácil operación y el más utilizado.

El sistema de base de datos utilizado es el *MySQL Software* que es compatible con ambos sistemas operativos el cual permite que estén ingresando datos en sistema *Unix* y los pueda estar observando en sistema *Windows*.

#### **4.1.2 Costo de *hardware***

Aquí se incluyen los dispositivos electrónicos necesarios para la instalación del *software* en las diferentes estaciones remotas así como en la estación maestra en la cual se realizan las actualizaciones, algunos de los dispositivos son: procesador de estación sun *ultrasparc* II o superior, memoria RAM de 128Mb (admiguat 256 Mb), disco duro de 40 Gb de capacidad, conexión de red de 1 ó 2, monitor de color de 1 a 3 en las máquinas MMI, opcional en el resto.

El equipo será distribuido en las estaciones remotas que será un sistema auxiliar para maniobrar la subestación localmente y las demás en la estación maestra que serán utilizadas por los operadores y las auxiliares encargadas de tener la información a disposición de otros departamentos que suman 40 unidades nuevas.

El *hardware* que se incluirá tendrá una configuración de sistema de:

- Intel™ *Pentium*™ III Procesador a 1Ghz
- Integró Audio/ NIC, 192MB SDRAM a 133Mhz
- 20 GB *Hard Drive*, 16MB ATI Rada 128Pro Video, 48X EIDE *CDROM*
- 56K voz/ *módem* de los datos
- Monitor de 19 Dell P991 0,24
- *CDROM* a 16X

#### **4.1.3 Costo de elementos de telecontrol**

En este costo se encuentran los dispositivos requeridos para realizar las maniobras de operación y el recopilado de datos localizados normalmente en las subestaciones y en los puntos de seccionamientos seleccionados. Estos elementos pueden ser: terminales remotas, fomag, interruptores de potencia automáticos motorizados y actuadores de cierre / apertura.

Las terminales remotas se encuentran en las subestaciones de: Sanarate, El Rancho, *Mayuelas*, Moyuta, Los esclavos, *Shoropin*, *Panaluya*, Jalapa, *Chisec*, Poptún, Río Dulce, Chiquimulilla, San Rafael.

Las terminales remotas incluyen el siguiente *hardware*

- (1) 24 "W x 30 "H x 8 "D compartimento hecho de acero
- (2) HSS002 *Backplane*

- (2) Hyper módulo del servidor\* (HSM001)
- (2) Módulo del suministro del Poder\* (PSM003-1)
- (1) Módulo del Interruptor de la Red\* (NSM001)
- (2) el *Backup* de 7,0 [aH] batería (UPS íntegro)
- (1) Teléfono *2-Line* entrada *surge* protector
- (1) 115 VAC impulsa protector de la ola
- (1) 10 ola grande del circuito del amperio
- (1) Categoría 5 protector de la ola
- (1) Equipo de la interfase de la serie (SIK001- 2 puertos de la serie) circuito
- (1) Módulo de la fibra de la red\* (NFM001- para uso con DFS CTU solamente)

Los componentes adicionales en las terminales remotas se requieren para aumentar las capacidades de la misma como: mayor flujo de información, mejorar las capacidades de red, control del suministro auxiliar de energía, suministros de energía auxiliares, cuando la red es muy compleja para que los elementos primarios no son suficientes para el control.

Para componentes normales HSS adicionales se tienen las siguientes opciones:

- Hyper módulo del servidor\* (HSM001) \$5.000,00
- Módulo del interruptor de la red\* (NSM001) \$750,00
- Módulo de la fibra de la red\* (NFM001) \$750,00
- Módulo de la interfase de la red\* (NIM001) \$1.300,00
- Fibra de interfase módulo\* (FIM001) \$1.600,00
- Módulo del suministro del poder\* (PSM003-1) \$550,00
- Modular *backplane* por HSS001 \$800,00

- Modular *backplane* por HSS002 \$800,00
  - La batería auxiliar de 2,6 AH (HSS001) \$35,00
  - La batería auxiliar de 7,0 AH (HSS002) \$45,00
- HSS "Aplicación Única" módulos.

#### 4.1.4 Costos de comunicación

En éste se incluye todos los medios de comunicación que se utilizan en la operación, maniobras y obtención de datos de la red, de los cuales los más comunes son el teléfono y el radio para comunicarse con el operador del COR y la comunicación entre la estación maestra y las terminales remotas se lleva acabo por comunicación, microondas, VHF-UHF, fibra óptica y vía satélite, entre los dispositivos incluimos las antenas v-sat, los servidores.

En el equipo de comunicación se tiene:

Solo-Modalidad de Aplicaciones del Cable de Fibra Ópticas:

- Módulo de la fibra de la red\* (NFM001-SM- usó HSS interior) \$1.500,00
- Fibra *une* módulo\* (FIM001-SM- usó DFS RTU interior) \$2.500,00
- Ethernet rápido & *Single-Mode* fibra aplicación del cable óptico.
- Módulo de la fibra de la red\* (NFM001-F SM- usó HSS interior) \$1.850,00
- *Ethernet* rápido aplicación:
- Módulo de la fibra de la red\* (NFM001-F- usó HSS interior) \$1.050,00
- Equipo del interfase de la serie por HSS002
- Equipo del interfase de la serie (SIK001- Dos 9-Pin puertos de la serie) TBD

#### **4.1.5 Costos propios de instalación**

Este engloba el costo de las instalaciones propiamente dichas, realizadas en las subestaciones, en los puntos de seccionamientos y en la estación maestra, tales como los dispositivos de telecontrol que incluye las terminales remotas, los dispositivos moto-controlados, sistemas de medición, transductores, equipo de medición, elementos de comunicación como los servidores, antena v-sat, fibra óptica, los circuitos electrónicos del *hardware* que son la unidad de control local, el *software*.

El equipo de protección del SCADA el cual se localiza en todas las terminales remotas y la estación maestra e incluye relés de protección de sobrecarga y cortocircuito, circuitos auxiliares de alimentación.

#### **4.1.6 Costos de actualización**

Acá se encuentran los elementos necesarios para la actualización del equipo con el que se cuenta para ser compatible y funcional a los requerimientos del SCADA, localizado en su mayoría en la estación maestra y en algunas terminales remotas. Entre las actualizaciones que se realizan están las del *hardware* como memoria RAM, disco duro, procesador, etc., el *software* en lo referente a las modernización del *software*, equipo de medición.

#### **4.1.7 Costos de instrumentación**

El costo de instrumentación abarca los instrumentos de medición de las subestaciones, los cuales se colocan en los transformadores, relevadores auxiliares y los dispositivos, y áreas donde se requiere tener los datos de las mediciones, estos instrumentos pueden ser voltímetros amperímetros, vatímetros que son conectados luego de los transductores.

Estudiando los costos anteriores se observa que la inversión inicial del proyecto puede ser una cantidad elevada de capital, por lo que se debe realizar un análisis detallado para seleccionar la opción técnica y económicamente aceptable.

Los precios que se detallan de los componentes del sistema de control son los que se encuentran en el mercado, extraída de varias empresas dedicadas a la comercialización de este sistema de control tales como: Siemens, ABB, GE-FANUC entre otras. Algunos de los costos presentan un costo unitario y otros por lo variante de sus elementos no se hace ninguna referencia.

Tabla II. **Estimado de la inversión inicial de instalación del SCADA**

<b>Costos de instalación del SCADA</b>		
	<b>\$ C/U por unid.</b>	<b>\$ TOTAL</b>
Costos de <i>software</i>	-----	260,000
Costos de <i>hardware</i>	2365	94,600
Costos de elementos de telecontrol	19500	468,000
Costos de comunicación	20742	328949
Costos propios de instalación y protección	-----	220,000
Costos de actualización	-----	50,000
Costos de instrumentación	9475	132,650
Total de instalación	-----	1,554,199

Fuente: **Gerencia administrativa de UNIÓN FENOSA S.A.** Dep. de proyectos.

#### **4.1.8 Costos de operación**

Estos costos no forman parte de la inversión inicial, sino son costos de los suministros requeridos para el buen funcionamiento del sistema, tanto las estaciones remotas como en la estación central.

Para realizar el estudio de los costos de operación del SCADA se toman varios aspectos, como por ejemplo, costo del kW de energía, mano de obra del personal de operaciones, costos de servicios, costos de comunicación.

En el costo de mano de obra de operación se incluye el personal que interviene directamente con lo que es el sistema de control anterior a la implementación del SCADA y posterior a ella.

Los costos de comunicación entre los operadores de subestación y del COR, abarca la comunicación por radio o vía teléfono sin el SCADA, al realizar la implementación se lleva a cabo por microondas, fibra óptica y vía satélite.

El estudio se realiza en el mes de abril del año 2002, considerando un periodo de 24 horas consecutivas durante 30 días, el tipo de cambio que se utiliza es el dólar americano con tasa de cambio de Q 7.90. por 1US\$

#### **4.1.9 Costos de capacitación del personal**

Para realizar una buena operación del sistema es necesario que el personal encargado de esta función tenga la capacitación calificada para la ejecución del mismo, conllevando una necesidad de implementar cursos de capacitación del personal que implican un costo adicional en la operación del sistema.

Los cursos de capacitación y seminarios pueden ser realizados en el país o realizados en el extranjero lo cual eleva el costo; estos costos y los demás costos de operación son detallados en la siguiente tabla.

**Tabla III.** Estudio de costos de operación del sistema SDADA

<b>Costos de operación mensuales del sistema de distribución</b>		
	<b>Sin SCADA</b>	<b>Con SCADA</b>
	<b>\$</b>	<b>\$</b>
Mano de obra del personal de operación	19242	7704
Mano de obra del personal administrativo	6,000	3,500
Comunicación de operarios y sistema	187	100
<b>Cursos de capacitación</b> seminarios,	2000	4000
<b>Servicios varios (agua, luz</b> teléfono, internet)	1500	1600
Seguridad	5455	3000
Transporte de personal	800	200
Total del costo de operación	35184	20104

Fuente: **Gerencia administrativa UNION FENOSA S. A.** Dep. proyectos

## **4.2 Costos de penalización de acuerdo a las normas técnicas de distribución de la Comisión Nacional de Energía**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en el año de 1999 crea las normas técnicas del servicio de distribución y las normas técnicas de calidad de servicio de transporte y sanciones, debido a que el sistema sólo es empleado para la distribución se enfocara a las normas de distribución.

En los anexos de dichas normas la comisión solicita información con respecto a la calidad de servicio en periodos mensuales y semestrales de donde obtiene la información necesaria para saber si el servicio se mantiene en los rangos establecidos o ameritan una penalización.

Estas normas proponen indemnizaciones y penalizaciones por los siguientes parámetros:

- Calidad del producto por el distribuidor
  - ◆ Regulación de tensión
  - ◆ Desbalance de tensión en servicios trifásicos
  - ◆ Distorsión armónica
  - ◆ *Flicker*
  
- Calidad del servicio técnico
  - ◆ Interrupciones
  
- Incidencia del usuario en la calidad del producto
  - ◆ Distorsión armónica
  - ◆ *Flicker*

- ◆ Factor de potencia
- ◆ Calidad del servicio comercial del distribuidor
- ◆ Calidad de la atención al usuario

El SCADA ayuda directamente en la disminución del tiempo que duran las interrupciones con esto se reduce las penalizaciones por tiempo fuera de servicio de la red o índices de calidad por interrupción que establece la Comisión Nacional de Energía, que es un beneficio técnico económico de este sistema de control.

El índice de calidad se evalúa mediante los siguientes índices o indicadores globales: frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK) y tiempo total de interrupción por kVA (TTIK). También se evalúa por índices o indicadores individuales: frecuencia de interrupciones por usuario (FIU) y tiempo de interrupción por usuario (TIU), estos se calculan de la forma siguiente:

- Frecuencia media de interrupción por kVA

Ésta representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufre una interrupción de servicio.

$$FMIK = \sum J Qkfsj / Qki$$

Donde:

$\sum J$ : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

Qkfsj: Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Qki: Cantidad de kVA instalados.

- Tiempo total de interrupción por kVA (TTIK)

Representa el tiempo total en horas en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

$$TTIK = \sum J Qkfsj * Tfsj/Qki$$

Donde:

$\sum J$ : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfsj$ : Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

$Qki$ : Cantidad de kVA instalados.

$Tfsj$ : Tiempo en horas que permanece fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

- Frecuencia de interrupciones por el usuario.

$$FIU = \sum lj$$

Donde:

$lj$ : Número de interrupción j para cada usuario.

- Tiempo de interrupción por usuario.

$$TIU = \sum Tfsuj$$

Donde:

$Tfsuj$ : Tiempo en horas que permanece fuera de servicio los kVA en la interrupción.

Las tolerancias para las interrupciones en los índices de calidad de tolerancia del servicio técnico de energía eléctrica en índices globales e índices individuales se presentan en la siguiente tabla.

Tabla IV. **Tolerancias de interrupciones.**

ÍNDICES GLOBALES

ETAPA DE TRANSICIÓN	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISTRIBUCIÓN	3	4	10	15
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A LA DISTRIBUCIÓN	5		20	
APARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE RÉGIMEN (Para usuarios conectados en baja tensión)	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISTRIBUCIÓN	25	35	5	10
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A LA DISTRIBUCIÓN	4		12	

Índices individuales

APARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE RÉGIMEN Para usuarios conectados en media y alta tensión	FIU		TUI	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
USUARIOS EN BAJA TENSIÓN	-	-	-	-
USUARIOS EN MEDIA Y ALTA TENSIÓN	6	8	12	14
APARTIR DEL MES TRECE DE LA ETAPA DE RÉGIMEN (Para todos los usuarios)	FIU		TUI	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
USUARIOS EN BAJA TENSIÓN	6	8	12	14
USUARIOS EN MEDIA TENSIÓN	4	6	8	10
USUARIOS EN ALTA TENSIÓN	3		6	

Fuente: Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD)

Las indemnizaciones por interrupciones a los usuarios por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador se determinan de acuerdo a las siguientes fórmulas, de acuerdo al período que se esté evaluando y al grupo de usuarios que se esté considerando. Se aplican indemnizaciones a los usuarios en caso de superarse cualquiera de las tolerancias establecidas por causas atribuibles o no al distribuidor.

Índices globales:

$$INIG = ENS_{SISTEMA} * CENS$$

$$ENS_{SISTEMA} = D_{SISTEMA} [(TTIK - TTIK_{LÍMITE}) / 8760]$$

$$ENS_{SISTEMA} = D_{SISTEMA} [(FMIK - FMIK_{LÍMITE}) (TTIK / FMIK) / 8760]$$

Índices individuales:

$$INII = ENS_{USUARIO} * CENS$$

$$ENS_{USUARIO} = D_{USUARIO} [(TIU - TIU_{LÍMITE}) / 8760]$$

$$ENS_{USUARIO} = D_{USUARIO} [(FMIK - FIU_{LÍMITE}) (TIU / FMIK) / 8760]$$

En donde:

ING Indemnización para ser distribuida globalmente (Q), cada usuario recibe una indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los usuarios del distribuidor.

$ENS_{SISTEMA}$  Energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK (kWh).

INII Indemnización para ser distribuida individualmente (Q), a los usuarios que se les aplica una indemnización individual no les corresponde una global.

$ENS_{USUARIO}$	Energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU en (kWh).
$D_{SISTEMA}$	Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del distribuidor, (kWh).
$D_{USUARIO}$	Demanda De energía facturada durante el período de control para cada usuario (kWh).
CENS	Costo de la energía no suministrada [Q/kWh], el costo de energía no suministrada es diez veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala del primer día y primer mes del período de control evaluado.

Dadas las fórmulas de cálculo se realizarán los análisis de las interrupciones calculando la frecuencia media de interrupción por *kilowatt* y el tiempo total de interrupción por kilovatio, para lo cual se consideran los datos de la FMIK y el TTIK del año dos mil uno los cuales se indican en la tabla VII.

Todos los datos que se presentan a continuación por razones de seguridad son aproximaciones aunque si presentan el comportamiento real de la red de distribución en cuanto a las interrupciones.

Tabla V Índices de calidad del servicio urbano y rural.

<b>CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD POR CAUSAS INTERNAS</b>						
<b>MES 2001</b>	<b>FMIK URBANO</b>	<b>FMIK RURAL</b>	<b>FMIK TOTAL</b>	<b>TTIK URBANO</b>	<b>TTIK RURAL</b>	<b>TTIK TOTAL</b>
<b>ENERO</b>	<b>0.1284</b>	<b>0.3920</b>	<b>0.2963</b>	<b>0.1231</b>	<b>0.6025</b>	<b>0.4284</b>
<b>FEBRERO</b>	<b>0.1291</b>	<b>0.3152</b>	<b>0.2476</b>	<b>0.2197</b>	<b>0.6454</b>	<b>0.4908</b>
<b>MARZO</b>	<b>0.3031</b>	<b>0.5251</b>	<b>0.4445</b>	<b>0.2552</b>	<b>0.8399</b>	<b>0.6275</b>
<b>ABRIL</b>	<b>0.4379</b>	<b>0.5035</b>	<b>0.4797</b>	<b>0.7182</b>	<b>1.0273</b>	<b>0.9150</b>
<b>MAYO</b>	<b>0.2624</b>	<b>0.4726</b>	<b>0.3962</b>	<b>0.6047</b>	<b>1.3119</b>	<b>1.0550</b>
<b>JUNIO</b>	<b>0.3539</b>	<b>0.7667</b>	<b>0.6168</b>	<b>0.7881</b>	<b>1.6961</b>	<b>1.3663</b>
<b>JULIO</b>	<b>0.1918</b>	<b>0.4533</b>	<b>0.3583</b>	<b>0.1132</b>	<b>0.3008</b>	<b>0.2327</b>
<b>AGOSTO</b>	<b>0.3271</b>	<b>0.3926</b>	<b>0.3688</b>	<b>0.3974</b>	<b>0.9668</b>	<b>0.7600</b>
<b>SEPTIEMBRE</b>	<b>0.1800</b>	<b>0.3165</b>	<b>0.2669</b>	<b>0.1988</b>	<b>0.4124</b>	<b>0.3348</b>
<b>OCTUBRE</b>	<b>0.3267</b>	<b>0.3338</b>	<b>0.3312</b>	<b>0.6003</b>	<b>0.5335</b>	<b>0.5578</b>
<b>NOVIEMBRE</b>	<b>0.0956</b>	<b>0.3299</b>	<b>0.2448</b>	<b>0.1371</b>	<b>0.6829</b>	<b>0.4846</b>
<b>DICIEMBRE</b>	<b>0.3068</b>	<b>0.5067</b>	<b>0.4341</b>	<b>0.4223</b>	<b>1.0862</b>	<b>0.8451</b>

kVA's urbanos      140508.90  
kVA's rurales        246322.00

Fuente: **Gerencia de UNION FENOSA. Dep. calidad de energía.**

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los cálculos con los valores totales por mes de la FMIK y el TTIK percibidos durante el año 2001.

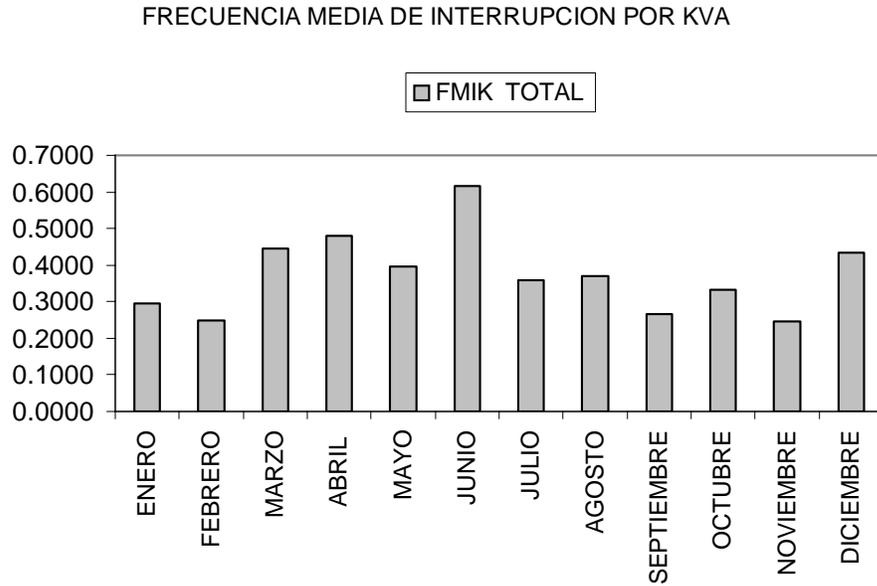
Tabla VI. Índices de calidad del oriente del país.

<b>ÍNDICES DE FMIK Y TTIK TOTALES</b>		
<b>MES</b>	<b>FMIK</b>	<b>TTIK</b>
<b>2001</b>	<b>TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>
<b>ENERO</b>	<b>0.2963</b>	<b>0.4284</b>
<b>FEBRERO</b>	<b>0.2476</b>	<b>0.4908</b>
<b>MARZO</b>	<b>0.4445</b>	<b>0.6275</b>
<b>ABRIL</b>	<b>0.4797</b>	<b>0.9150</b>
<b>MAYO</b>	<b>0.3962</b>	<b>1.0550</b>
<b>JUNIO</b>	<b>0.6168</b>	<b>1.3663</b>
<b>JULIO</b>	<b>0.3583</b>	<b>0.2327</b>
<b>AGOSTO</b>	<b>0.3688</b>	<b>0.7600</b>
<b>SEPTIEMBRE</b>	<b>0.2669</b>	<b>0.3348</b>
<b>OCTUBRE</b>	<b>0.3312</b>	<b>0.5578</b>
<b>NOVIEMBRE</b>	<b>0.2448</b>	<b>0.4846</b>
<b>DICIEMBRE</b>	<b>0.4341</b>	<b>0.8451</b>

Fuente: Gerencia de UNION FENOSA. Dep. calidad de energía.

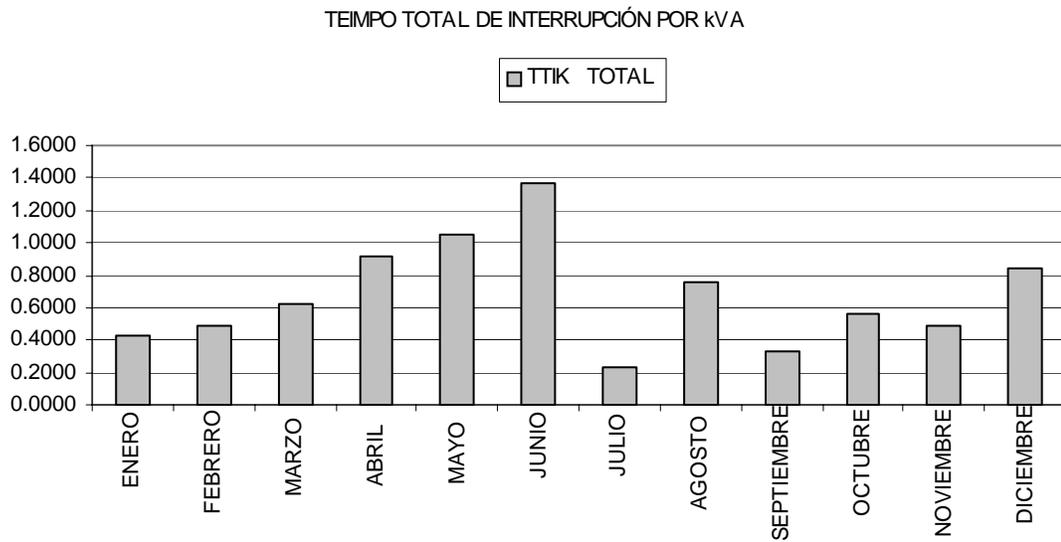
Con estos datos se realizan dos gráficas para la presentación del comportamiento durante el año de la FMIK y el TTIK, en las que se observa que época del año se tienen más interrupciones.

Figura 24. **Gráfica del comportamiento de la FMIK.**



Fuente: **Gerencia de UNION FENOSA. Dep. calidad de energía.**

Figura 25. **Gráfica del comportamiento del TTIK.**



Fuente: **Gerencia de UNION FENOSA. Dep. calidad de energía.**

Con los datos obtenidos de las tablas anteriores se procede al cálculo de las penalizaciones con las fórmulas dadas para este cálculo con lo que se obtiene los siguientes datos de las siguientes tablas.

Tabla: VII. **Gastos de penalización sin SCADA.**

<b>CALCULO DE PENALIZACIONES POR CAUSAS INTERNAS</b>					
<b>MES 2001</b>	<b>ENS<sub>FMIK</sub> URBANO</b>	<b>ENS<sub>FMIK</sub> RURAL</b>	<b>ENS<sub>TTIK</sub> RURAL</b>	<b>ENS<sub>TTIK</sub> URBANO</b>	<b>INIG (Q)</b>
<b>ENERO</b>	<b>466920.9</b>	<b>818545.1</b>	<b>129.0</b>	<b>80.1</b>	<b>88711.6</b>
<b>FEBRERO</b>	<b>651566.6</b>	<b>1142242.0</b>	<b>128.0</b>	<b>78.8</b>	<b>123787.1</b>
<b>MARZO</b>	<b>430919.8</b>	<b>755432.7</b>	<b>123.3</b>	<b>78.3</b>	<b>81872.2</b>
<b>ABRIL</b>	<b>574207.1</b>	<b>1006625.4</b>	<b>118.9</b>	<b>72.0</b>	<b>109090.6</b>
<b>MAYO</b>	<b>827973.0</b>	<b>1451495.0</b>	<b>112.1</b>	<b>73.6</b>	<b>157296.1</b>
<b>JUNIO</b>	<b>630547.2</b>	<b>1105393.6</b>	<b>102.9</b>	<b>71.1</b>	<b>119791.9</b>
<b>TOTAL</b>					<b>680549.5</b>

Fuente: **Gerencia de UNION FENOSA. Dep. calidad de energía.**

En la tabla VIII se hace un estimado de la indemnización por interrupciones en el servicio de la red con el funcionamiento del sistema de control SCADA, las cuales son en gran medida menor, debido a los beneficios técnicos que proporciona el sistema, tales como la gran cantidad de información en tiempo real, capacidad maniobras de los elementos de las subestaciones y seccionadores en puntos clave dando como resultado la actuación del operador del COR en un tiempo menor a los tres minutos que sancionan las normas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

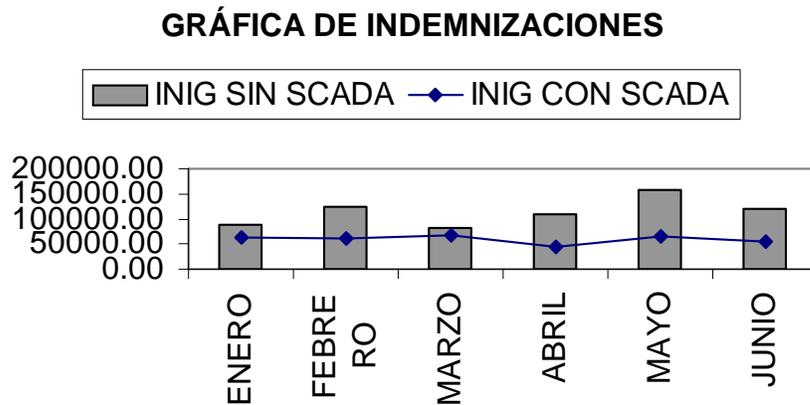
Tabla VIII. **Gastos de penalización con el SCADA implementado.**

<b>CALCULO DE INDEMNIZACIÓN POR INTERRUPCIONES</b>					
<b>MES 2002</b>	<b>ENS FMIK URBANO</b>	<b>ENS FMIK RURAL</b>	<b>ENS TTIK RURAL</b>	<b>ENS TTIK URBANO</b>	<b>INIG CON SCADA</b>
<b>ENERO</b>	<b>332194.27</b>	<b>582359.94</b>	<b>125.18</b>	<b>73.44</b>	<b>63117.95</b>
<b>FEBRERO</b>	<b>318601.10</b>	<b>558530.14</b>	<b>128.22</b>	<b>73.63</b>	<b>60535.98</b>
<b>MARZO</b>	<b>358550.06</b>	<b>628563.49</b>	<b>125.96</b>	<b>73.14</b>	<b>68124.57</b>
<b>ABRIL</b>	<b>228359.37</b>	<b>400330.04</b>	<b>130.09</b>	<b>75.00</b>	<b>43393.72</b>
<b>MAYO</b>	<b>345255.98</b>	<b>605258.03</b>	<b>126.39</b>	<b>73.63</b>	<b>65599.27</b>
<b>JUNIO</b>	<b>283436.19</b>	<b>496883.59</b>	<b>126.77</b>	<b>72.27</b>	<b>53855.80</b>
<b>TOTAL</b>					<b>354627.29</b>

En la gráfica que se muestra a continuación se observa que una como la indemnización con SCADA es menor, pero tiene una tendencia a disminuir y mantenerse, lo que indica que cuando el sistema de control este funcionando se tendrán interrupciones menores a tres minutos.

En el semestre se logran disminuir Q 335,522.21 casi la mitad (47.9%) de los costos del mismo periodo del año anterior. Ver figura 26

Figura 26. **Comportamiento de las indemnizaciones**



Fuente: **Gerencia de UNION FENOSA. Dep. calidad de energía.**



## **5. ANÁLISIS ECONÓMICO**

Se han estimado los costos que tiene la implementación del SCADA en la red de distribución de energía eléctrica de oriente, por lo que ahora se procede a realizar un análisis económico en el que se observa si el proyecto es económicamente factible de realizar y si la recuperación del capital se lleva a cabo en un tiempo aceptable se extiende demasiado.

### **5.1 Compilación de costos de operación e inversión inicial**

Se hace una condensación de los costos obtenidos con anterioridad que se necesitan para realizar los cálculos correspondientes al análisis económico, estas cantidades se presentan en dólares que no es la moneda del país pero la más utilizada en inversiones como la que se está analizando. Los datos se indican de la siguiente forma.

Los costos de operación son costos mensuales debido a la forma de cobro de los servicios; los programas de mantenimiento son variantes por lo que utiliza un promedio mensual en los costos de mantenimiento preventivo, semestral en los de mantenimiento correctivo; los costos de penalización sin SCADA están en forma anual y las penalizaciones con SCADA están de forma semestral.

Como se observa en la tabla III se tienen costos de forma de pago mensuales, en la tabla VII se tiene el pago en forma anual y en la tabla VIII se tiene en forma semestral, al unificar los costos de forma que estén indicados en un mismo período de tiempo el cual será anual y tipo de moneda el cual será el dólar los resultados que se obtuvieron son los que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla IX. **Compilación de costos anuales del proyecto.**

<b>COMPILACIÓN DE COSTOS</b>		
<b>Costos</b>	<b>Sin SCADA</b>	<b>Con SCADA</b>
	<b>\$</b>	<b>\$</b>
<b>Costo de operación</b>	<b>422208</b>	<b>241248</b>
<b>Costo de penalización</b>	<b>161459.5</b>	<b>90930.1</b>
<b>Costo total anual</b>	<b>583667.5</b>	<b>334578.1</b>

Fuente: Gerencia de UNION FENOSA. Dep. calidad de energía.

El costo de la inversión inicial no se considera en esta tabla por ser un gasto único y su valor es de US\$ 1554199.<sup>00</sup>

### **5.1.1 Cálculo de valor presente**

El cálculo del valor presente tiende a hacer un análisis de la inversión, los gastos que se van a realizar y encontrar los equivalentes del capital que se invierte en este momento.

Como ya se dijo, el valor presente es el capital que se invierte en el momento, ya sea en inversión inicial o en pagos seccionados y de acuerdo con esta cantidad y unas series anuales uniformes que son los costos de operación y se tiene que el valor presente de la inversión es proporcionado por las siguientes ecuaciones:

Valor presente de una serie anual uniforme.

$$P = A \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

Donde:

- A: Serie anual uniforme
- i: Tasa de interés
- n: Cantidad de años que dura el proceso
- P: Valor presente

Utilizando la ecuación anterior y la tabla III perteneciente al capítulo 4, se encuentra el valor de costo anual para obtener la relación de beneficio-costos, únicamente de los rubros donde se tienen beneficios económicos directos con el SCADA. Se obtiene la sumatoria de beneficios. Esta cantidad es un costo anual que se convierte en un valor presente, este beneficio anual se espera que tenga una tendencia a aumentar su valor en 20% a partir del siguiente año, hasta completar 8 años que es el tiempo estimado para la recuperación de la inversión, por lo que el valor presente de los beneficios es el siguiente:

$$PT = PA + PG$$

Donde PA es:

$$P = A \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

Y PG es:

$$P = G/i * \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} - n / (1+i)^n \right]$$

Se calcula y obtiene

$$PT = 652753.52 + 1155491.82$$

$$PT = \text{US\$}1808245.35 \text{ (valor presente de beneficios)}$$

$$Pt = \text{US\$}1554199 \text{ (valor presente de costos)}$$

Con estos valores se obtiene la relación beneficios vrs costos de instalación de la cual se tiene:

$$\text{Relación} = 1808245.35/1554199 = 1.16$$

Como se observa en el cálculo con esta relación de beneficios-costos es posible recuperar la inversión inicial.

## 5.2 Tasa interna de retorno

Cuando se presta dinero para un proyecto o se invierte en él, existe un saldo no recuperado en cada período de tiempo, la tasa de interés es el retorno sobre este saldo no recuperado de tal manera que el crédito total y los intereses se recuperan exactamente con el último pago.

La tasa de retorno define ambas situaciones, por lo que ésta es la tasa de interés pagada sobre saldos insolutos de dinero tomado en préstamo o la tasa de interés ganada sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal manera que el pago o ingreso final lleva el saldo a cero considerando el interés y esta expresada como porcentaje por periodo de tiempo y es siempre positiva.

La tasa de retorno que se ha mencionado supone que cualquier flujo de caja positivo es reinvertido inmediatamente a la tasa de retorno que satisface la ecuación de equilibrio, por lo anterior se utiliza la tasa interna de retorno que no considera factores económicos externos al proyecto.

La forma de cálculo de la tasa interna de retorno se realiza por las ecuaciones de equilibrio de valor presente y costo anual uniforme.

Valor presente.

$$0 = -P_D + P_I$$

Donde:

$P_D$ : Valor presente de desembolsos

$P_i$ : Valor presente de ingresos

Costo anual uniforme (CAUE = A)

$$0 = -CAUE_D + CAUE_i$$

Donde:

$CAUE_D$  Costo anual uniforme de desembolsos

$CAUE_i$  Costo anual uniforme de ingresos

El cálculo de la tasa de reinversión se hace de acuerdo al siguiente procedimiento.

- a) Utilizando la ecuación de equilibrio de valor presente de la inversión inicial y la serie anual uniforme.
- b) Se procede a encontrar la tasa de retorno de la forma siguiente:

$$0 = -P + A (P/A, i\%, n)$$

$$P = 2369931$$

$$A = 510886.1$$

$i$  = tasa de reinversión desconocida

$$N = 10 \text{ años}$$

Al sustituir valores se tiene:

$$0 = -2369931 + 510886.1 * (P/A, i\%, 8)$$

El despeje de  $i$  se hace por ensayo y error hasta que se cumpla la ecuación.

- c) El resultado es una  $i^* = 17.12\%$  lo que indica que la reinversión se realiza a esta tasa interna de retorno. El cálculo se realiza a más años para lograr una mayor rentabilidad.

Como se observa de los cálculos obtenidos anteriormente de la relación de beneficios-costos es posible una recuperación de capital en el tiempo estimado de ocho años.

La implementación del sistema SCADA no se realiza por interés económico dado por la implementación en sí, sino por otros beneficios obtenidos desde sus características técnicas.

## CONCLUSIONES

1. Para satisfacer las necesidades de control de la red de distribución del área de oriente debido a su gran crecimiento, es preciso contar con un sistema de control avanzado como el SCADA que tiene las características técnicas adecuadas para el control y operación de la red de distribución.
2. El sistema tiene la capacidad de crear una base de datos histórica del comportamiento de la red, lo que permite hacer un mejor análisis del estado de la red al momento de ocurrir una incidencia.
3. Los beneficios económicos obtenidos solamente por la implementación del sistema SCADA son suficientes para la recuperación del capital invertido en 10 años con una tasa interna de retorno del 17.12% y además genera las condiciones necesarias para la ampliación de la red de distribución que compensa el capital invertido.
4. Mejora la seguridad en la red de distribución en la operación de maniobras y la calidad del servicio en un porcentaje estimado del 25.5% de acuerdo a datos de los años 2001-2002.

## RECOMENDACIONES

1. Actualizar los programas de mantenimiento de acuerdo a los registros obtenidos durante ciertos períodos de tiempo de funcionamiento del sistema SCADA.
2. Proporcionar al personal técnico y operacional la capacitación sobre el funcionamiento y operación de los diversos componentes del sistema, así como una orientación de los programas de seguridad e higiene industrial.
3. Cumplir los lineamientos preestablecidos de operación por el fabricante y propios de la empresa para evitar condiciones de riesgo que conlleven a pérdidas materiales y humanas.
4. Mantener el *stock* adecuado de partes de recambio de mayor consumo de los diferentes dispositivos que componen el sistema SCADA.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Blank, Leland y Tarquin, Anthony. Ingeniería económica. 3ra ed. México: Editorial Mc Graw-Hill, 1989.
2. Cegrell, Torsten. Power system control. Estados Unidos. Editorial Printice Hall, 1era edición, 1985.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, “Anexos normas técnicas del servicio de distribución” Normas técnicas del servicio de distribución. Guatemala; 1era edición, 1999.
4. Communication & system control. Power delivery. <http://www.communication-&-system-control.htm>
5. Dachs. Starter kit for Dachs-profibus-dp 12 Mb/s. [http://www.iecstarterkit\\_profibus-dp\\_running\\_QN4.htm](http://www.iecstarterkit_profibus-dp_running_QN4.htm)
6. Data – linc group. Industrial data communication solutions. [http://www.data-linc\\_Schneider\\_Alliances\\_program\\_partner\\_overview.htm](http://www.data-linc_Schneider_Alliances_program_partner_overview.htm)
7. DCB. DC input power supplies. [http://www.dc\\_input\\_power\\_supplies.htm](http://www.dc_input_power_supplies.htm)
8. Department of Environmental services. SCADA installation provides for island-wide control of wastewater systems. [http://www.environmental\\_services\\_SCADA\\_installation\\_city\\_and\\_county\\_of\\_Honolulu.htm](http://www.environmental_services_SCADA_installation_city_and_county_of_Honolulu.htm)

9. Figueras Sole, Enric. Proyecto de ingeniería técnica en informática de sistemas. <http://www.SCADA.htm>
10. Fink, Donald y Beaty, Wayne. Manual de ingeniería eléctrica. 13ra ed. México: Editorial Mc Graw-Hill, 1995.
11. Franklin, James. Control moderno. México: Editorial Prentice Hall, 1997.
12. GE Fanuc. Control de protocols international. [http://www.control-protocols-international-GE-Fanuc-PCM\\_drivers\\_DNP3.htm](http://www.control-protocols-international-GE-Fanuc-PCM_drivers_DNP3.htm)
13. Hiper SCADA server. List prices. [Http://www.hyper\\_SCADA\\_server.htm](Http://www.hyper_SCADA_server.htm)
14. ICA Technical solutions. Telemetry and SCADA. [http://www.ica\\_technical\\_solutions\\_limited.htm](http://www.ica_technical_solutions_limited.htm)
15. Imperious technology, inc. Smart protocol analyzer. <http://www.imperious technology-DNP3.0.htm>
16. Metric system corporation. Solutions packages. [http://www.solutions-packages-SCADA\\_wireless\\_networks-etric\\_systems\\_corporation.htm](http://www.solutions-packages-SCADA_wireless_networks-etric_systems_corporation.htm)
17. Montejo, Miguel. "SCADA". Dirección [Radastan@swin.net](mailto:Radastan@swin.net)
18. Palacios, Gilmer D. Aplicación de modelos de inventarios para administrar la bodega de materiales y planeación del proceso de producción para aumentar la productividad en la empresa embotelladora El Manantial. Tesis Ing. Ind. Guatemala, universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería. 2000. 161pp.
19. SAINCO. "Paneles automation". Manual técnico. Guatemala: 1era edición, 1998.

20. SGD utilities. Manual del usuario. Unión FENOSA. España. 1era edición, 1999.
21. San José, Williams Rene. Comparación técnico económica entre unidades de combustión interna, versus unidades de gas de tipo aeroderivativas. Tesis Ing. Elec. Guatemala, universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería. 2000. 125pp.
22. *Siemens. Simatic net. Siemens AG. Alemania. 1era edición, 1998.*
23. Soluziona. Manual de operación del sistema SCADA. Unión FENOSA. España: 1era edición, 2001.
24. Taha, Handy A. Investigación de operaciones. 5ta ed. México. Editorial Alfaomega, 1995.
25. Tanenbaum, Andrew S. Redes de computadoras. 3ra ed. México: Editorial Printice Hall Hispanoamericana S. A., 1993.

# ANEXOS

## ANEXO I

FLUJO DE CAJA DISCRETO  
14.00% FACTORES DE INTERES COMPUESTO DISCRETO

N	PAGOS UNICOS		PAGOS DE SERIE UNIFORME					N
	CANTIDAD COMPUEST	VALOR PRESENTE	FONDO DE AMORTIZACI	CANTIDAD COMPUEST	RECUPERA CIÓN DE CAPITAL	VALOR PRESENTE		
	A F/P	P/F	ON A/F	A F/A	A/P	P/A		
1	1.1400	0.8772	1.00000	1.00	1.14000	0.8772	1	
2	1.2996	0.7695	0.46729	2.14	0.60729	1.6467	2	
3	1.4815	0.6750	0.29073	3.44	0.43073	2.3216	3	
4	1.6890	0.5921	0.20320	4.92	0.34320	2.9137	4	
5	1.9254	0.5194	0.15128	6.61	0.29128	3.4331	5	
6	2.1950	0.4556	0.11716	8.54	0.25716	3.8887	6	
7	2.5323	0.3996	0.09319	10.73	0.23319	4.2883	7	
8	2.8526	0.3506	0.07557	13.23	0.21557	4.6389	8	
9	3.2519	0.3075	0.06217	16.09	0.20217	4.9464	9	
10	3.7072	0.2697	0.05171	19.34	0.19171	5.2161	10	
11	4.2262	0.2366	0.04339	23.04	0.18339	5.4527	11	
12	4.8179	0.2076	0.03667	27.27	0.17667	5.6603	12	
13	5.4924	0.1821	0.03116	32.09	0.17116	5.8424	13	
14	6.2613	0.1597	0.02661	37.58	0.16661	6.0021	14	
15	7.1379	0.1401	0.02281	43.84	0.16281	6.1422	15	
16	8.1372	0.1229	0.01962	50.98	0.15962	6.2651	16	
17	9.2765	0.1078	0.01692	59.12	0.15692	6.3729	17	
18	10.5752	0.0946	0.01462	68.39	0.15462	6.4674	18	
19	12.0557	0.0829	0.01266	78.97	0.15266	6.5504	19	
20	13.7435	0.0728	0.01099	91.02	0.15099	6.6231	20	
22	17.8610	0.0560	0.00830	120.44	0.14830	6.7429	22	
24	23.2122	0.0431	0.00630	158.66	0.14630	6.8351	24	
25	26.4619	0.0378	0.00550	181.87	0.14550	6.8759	25	
26	30.1666	0.0331	0.00480	208.33	0.14480	6.9061	26	
28	39.2045	0.0255	0.00366	272.89	0.14366	6.9607	28	
30	50.9502	0.0196	0.00280	356.79	0.14280	7.0027	30	
32	66.2148	0.0151	0.00215	465.82	0.14215	7.0350	32	
34	86.0528	0.0116	0.00165	607.52	0.14165	7.0599	34	
35	98.1002	0.0102	0.00144	693.57	0.14144	7.0700	35	
36	111.834	0.0089	0.00126	791.67	0.14126	7.0790	36	
38	145.340	0.0069	0.00097	1031.00	0.14097	7.0937	38	
40	188.884	0.0053	0.00075	1342.03	0.14075	7.1050	40	
45	363.679	0.0027	0.00039	2590.56	0.14039	7.1232	45	
50	700.233	0.0014	0.00020	4994.52	0.14020	7.1270	50	