

# UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

ÁREA DE ENERGÍA, INDUSTRIAS Y RECURSOS  
NATURALES NO RENOVABLES

CARRERA DE INGENIERÍA  
ELECTROMECAÁNICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN AL  
TÍTULO DE INGENIERO  
ELECTROMECAÁNICO

TÍTULO:

*“DISEÑO DE UN SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y  
AUTOMATIZACIÓN PARA LA SUBESTACIÓN “LOS PINOS”  
DE LA CIUDAD DE MACHALA”*

AUTORES:

- Bustamante Duque Carlos Fernando
- Caraguay Chamba Pedro Vicente
- Valle Alvarado Jorge Luís

DIRECTOR:

MSc. Jorge Muñoz

TUTORES:

- Dr. Leonardo Casas.
- Dr. Roberto Ballesteros Horta
- Dra. Marta Bravo de las Casas

FECHA:

**FEBRERO DEL 2008**

LOJA-ECUADOR

**CERTIFICACIÓN**

**Sr.**

**Ing. Jorge Muñoz**

**DIRECTOR DE TESIS**

**CERTIFICO:**

Haber revisado y corregido prolijamente el presente proyecto de **TESIS**, en su proceso de investigación bajo el tema **“DISEÑO DE UN SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y AUTOMATIZACIÓN PARA LA SUBESTACIÓN LOS PINOS DE LA CIUDAD DE MACHALA”**, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Electromecánica, realizado por los señores Egresados Carlos Fernando Bustamante Duque, Pedro Vicente Caraguay Chamba y Jorge Luís Valle Alvarado, el mismo que cumple con toda la regulación y política de investigación, por la cual me permito autorizar su presentación para fines legales pertinentes.

Loja, Octubre del 2007

---

Ing. Jorge Muñoz  
**DIRECTOR DE TESIS**

## AUTORÍA

Las ideas, hechos y conceptos vertidos en el presente trabajo investigativo han sido valorados bajo los criterios exclusivos de los autores correspondientes con el siguiente tema ***“DISEÑO DE UN SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y AUTOMATIZACIÓN PARA LA SUBESTACIÓN LOS PINOS DE LA CIUDAD DE MACHALA”***, por lo tanto se declaran como autores legítimos de este trabajo investigativo.

---

Carlos Fernando Bustamante Duque  
**AUTOR DE TESIS**

---

Pedro Vicente Caraguay Chamba  
**AUTOR DE TESIS**

---

Jorge Luís Valle Alvarado  
**AUTOR DE TESIS**

## **PENSAMIENTO**

*En la vida solo hay un obstáculo para ser, lo que deseas  
"Tu Mismo".*

*Charles Chaplin*

## **AGRADECIMIENTOS**

A nuestros padres, por habernos brindado su apoyo incondicional, su confianza y haber expresado su deseo de superación hacia nosotros durante la realización de este proyecto de tesis; así como a lo largo de nuestra carrera universitaria.

A la Universidad Nacional de Loja por haber sido la casa para nuestra preparación académica.

A la Empresa Eléctrica EMELORO, en especial al Ing. Mauricio Montalvo por su colaboración para la adquisición de información de la subestación Los Pinos y de esta manera poder realizar el proyecto de manera satisfactoria.

A los docentes de la carrera de Ingeniería Electromecánica por habernos guiado e impartido sus conocimientos en el transcurso de nuestra preparación.

A los Doctores Leonardo Casas, Marta Bravo y Roberto Ballesteros por haber sido nuestros tutores durante la realización de este proyecto de investigación así como por haber compartido con nosotros sus experiencias y conocimientos.

Al Ing. Cornelio Castro, por habernos brindado su amistad, apoyo y asesoría durante la realización de este trabajo de Tesis.

A todas las personas que contribuyeron directa o indirectamente con la realización de este trabajo investigativo.

## **DEDICATORIA**

Hoy que se cumple una etapa más en nuestras vidas, quisiéramos dedicar este triunfo a quienes estuvieron a nuestro lado en todo momento, nuestra familia, quienes con su lucha inalcanzable, su amor, amistad, comprensión, apoyo incondicional, confianza y paciencia, fortalecieron cada día nuestros valores como personas, como seres humanos, enseñándonos lo bueno y grandioso que tiene la vida, es decir compartir con los seres que realmente queremos. A ustedes les debemos todo lo que somos, pues gracias a su apoyo y desinteresada entrega es que se cumple uno de nuestros grandes anhelos.

## ÍNDICE GENERAL

<b>CERTIFICACIÓN .....</b>	<b>ii</b>
<b>AUTORÍA .....</b>	<b>iii</b>
<b>PENSAMIENTO .....</b>	<b>iv</b>
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>v</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE GENERAL .....</b>	<b>vii</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>xi</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>xii</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>2</b>
<b>SUMMARY .....</b>	<b>3</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>5</b>
<b>1 SUBESTACIONES Y SU AUTOMATIZACIÓN .....</b>	<b>8</b>
<b>1.1 Introducción a Subestaciones .....</b>	<b>8</b>
<b>1.2 Subestación Eléctrica .....</b>	<b>8</b>
<b>1.3 Generalidades .....</b>	<b>8</b>
<b>1.4 Descripción de los principales equipos de una subestación .....</b>	<b>11</b>
1.4.1 Barras .....	11
1.4.2 El Transformador de Potencia .....	16
1.4.3 Bancos de Tierra .....	18
1.4.4 Transformadores de Instrumentos .....	19
1.4.5 Dispositivos de potencial .....	20
1.4.6 Capacitores .....	20
1.4.7 Pararrayos .....	21
1.4.8 Interruptores .....	22
1.4.9 Seccionadores .....	23
<b>1.5 Medición en Subestaciones .....</b>	<b>24</b>
1.5.1 Magnitudes Eléctricas .....	24
1.5.2 Aparatos de Medición .....	25
1.5.3 Sistemas de Medición en una Subestación .....	28
1.5.4 Zonas de Medición en las Subestaciones .....	29
<b>1.6 Protección en Subestaciones .....</b>	<b>30</b>
1.6.1 Características de una Protección .....	30
1.6.2 Partes de un Sistema de Protección .....	31

1.6.3	Fusibles .....	32
1.6.4	Relés de Protección.....	33
1.6.5	Relés más usados en Subestaciones .....	35
1.6.6	Sistemas de Protección .....	36
<b>1.7</b>	<b>Automatización de Subestaciones de Energía Eléctrica.....</b>	<b>38</b>
1.7.1	Introducción.....	38
1.7.2	Generalidades.....	38
1.7.3	Beneficios de la automatización.....	43
1.7.4	Características de los Sistemas Automatizados en las Subestaciones de Energía Eléctrica.....	45
1.7.5	Aspectos generales de los Sistemas de Adquisición de Datos .....	49
<b>1.8</b>	<b>Autómatas Programables (PLC).....</b>	<b>54</b>
1.8.1	Campos de Aplicación .....	54
1.8.2	Ventajas e inconvenientes del (PLC) .....	55
<b>2</b>	<b>METODOLOGÍA.....</b>	<b>58</b>
<b>3</b>	<b>SITUACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN LOS PINOS DE LA CIUDAD DE MACHALA.....</b>	<b>60</b>
3.1	Ubicación .....	60
3.2	Niveles de Voltaje .....	60
3.3	Capacidad Nominal y Nivel de Carga.....	62
3.4	Sistema de Transformación .....	63
3.5	Sistema de Protección .....	63
3.6	Sistema de Medición.....	67
3.7	Transformadores de Corriente (T/C) y de Potencial (T/P) Instalados.....	69
3.8	Alarmas.....	71
3.9	Análisis del Estado de la Subestación .....	71
<b>4</b>	<b>PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN PARA LA SUBESTACIÓN “LOS PINOS” DE LA CIUDAD DE MACHALA.....</b>	<b>75</b>
4.1	Propuesta de Alternativas para la Automatización.....	75
4.2	Hardware en sistemas de supervisión: PLC y PC .....	76
4.2.1	Tiempo real.....	77
4.2.2	Equipos propuestos .....	77
4.2.3	Propuesta de Relés Digitales de Protección .....	78
4.2.4	Características Técnicas de los relés digitales .....	81
4.2.5	Propuesta de PLC.....	83
4.3	Sistema de Medición y Supervisión para la Subestación “Los Pinos” de la ciudad de Machala	



4.3.1	Variables de medición y monitoreo de la Subestación.....	89
<b>4.4</b>	<b>Arquitectura de Control del Sistema de Automatización.....</b>	<b>90</b>
<b>4.5</b>	<b>Arquitectura de Software (SCADA) .....</b>	<b>94</b>
4.5.1	Esquema típico y componentes de un sistema SCADA.....	94
4.5.2	Prestaciones .....	95
4.5.3	Requisitos.....	96
4.5.4	Módulos de un SCADA. ....	97
4.5.5	Software SCADA Comerciales.....	97
4.5.6	Selección del Software SCADA.....	98
4.5.7	Características de Movicon X 10.0.0.812 .....	100
4.5.8	Arquitectura del Software .....	101
<b>4.6</b>	<b>Consideraciones Generales de Diseño del Sistema de Supervisión.....</b>	<b>101</b>
4.6.1	Cantidad de información por pantalla .....	102
4.6.2	Cantidad de colores .....	103
4.6.3	Tipo de gráficos y colores .....	103
4.6.4	Forma de navegar simple por botones/iconos .....	104
4.6.5	Interfase de alarmas.....	104
<b>4.7</b>	<b>Implementación.....</b>	<b>105</b>
4.7.1	Configuración del Sistema.....	105
4.7.2	Base de Datos del Sistema .....	107
4.7.3	Pantallas y Mímicos del Sistema Supervisorio.....	108
4.7.4	Alarmas del Sistema .....	114
4.7.5	Históricos .....	116
4.7.6	Niveles de seguridad y privilegios .....	116
4.7.7	Comunicación.....	117
4.7.8	Simulación del Sistema .....	118
<b>5</b>	<b>VALORACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA - AMBIENTAL .....</b>	<b>120</b>
<b>5.1</b>	<b>VALORACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA.....</b>	<b>120</b>
5.1.1	Ahorro de Energía .....	122
5.1.2	Mejoras en la Productividad .....	122
5.1.3	Mejoras en la Fiabilidad .....	123
<b>5.2</b>	<b>IMPACTO AMBIENTAL.....</b>	<b>124</b>
	<b>DISCUSIÓN.....</b>	<b>126</b>
	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>128</b>
	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>130</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>132</b>

<b>Anexo I: Los Cortocircuitos .....</b>	<b>136</b>
<b>Anexo II: Ejemplo de falla con protección de respaldo remota.....</b>	<b>140</b>
<b>Anexo III: Placa del Transformador de 16/20 MVA.....</b>	<b>141</b>
<b>Anexo IV: Características del Relé de Sobrecorriente SPAJ 140C.....</b>	<b>142</b>
<b>Anexo V: Características Técnicas del Medidor de Energía ION 7650 .....</b>	<b>145</b>
<b>Anexo VI: Características Técnicas del Medidor de Energía ACM 3720.....</b>	<b>147</b>
<b>Anexo VII: Características del Relé de Protección DPU 2000R.....</b>	<b>149</b>
<b>Anexo VIII: Características del Relé de Protección TPU 2000R .....</b>	<b>153</b>
<b>Anexo IX: Especificaciones Técnicas del PLC Master K 120S.....</b>	<b>157</b>
<b>Anexo X: Especificaciones Técnicas del Optoacoplador 4N25 MODELO VISHAY .....</b>	<b>159</b>
<b>Anexo XI: Algoritmo de control para apertura y cierre de seccionadores.....</b>	<b>160</b>
<b>Anexo XII: Disposición de disyuntores, interruptores, seccionadores y transformador de potencia con su respectivo nombre asignado.....</b>	<b>161</b>
<b>PLANOS .....</b>	<b>162</b>
<b>FOTOS.....</b>	<b>163</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 VALORES NORMALES DE TENSIONES EN EL ECUADOR .....	9
TABLA 1.2 VALORES NORMALES DE TENSIONES ENTRE FASES.....	9
TABLA 1.3 TIPO DE MEDICIÓN SEGÚN EL APARATO.....	24
TABLA 3.1 ALIMENTADORES DE 13.8 kV Y CAPACIDAD INSTALADA EN LA SUBESTACIÓN LOS PINOS .....	62
TABLA 4.1 SEÑALES ANALÓGICAS DE ENTRADA A LOS RELÉS .....	79
TABLA 4.2 E/S CUCHILLAS MOTORIZADAS DE 69 kV.....	84
TABLA 4.3 NOMBRES ASIGNADOS A DISYUNTORES, SECCIONADORES Y TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	90
TABLA 4.4 CANTIDAD DE VARIABLES DE ENTRADA AL SCADA .....	90
TABLA 4.5 PAQUETES DE SOFTWARE SCADA COMERCIALES.....	98
TABLA 4.6 CANTIDAD DE VARIABLES .....	107
TABLA 4.7 DISTRIBUCIÓN DE PANTALLAS .....	108
TABLA 4.8 NIVELES DE ACCESO .....	117
TABLA 5.1 VALORACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA.....	120
TABLA 5.2 DEPRECIACIÓN ANUAL DEL EQUIPO .....	121
TABLA 5.3 COSTO ANUAL POR CONSUMO DE ENERGÍA DE LOS DISPOSITIVOS .....	121
TABLA 5.4 GASTO POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ACTUAL.....	122

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 SUBESTACIÓN CON BARRA SIMPLE .....	12
FIGURA 1.2 BARRA SIMPLE SECCIONALIZADA.....	14
FIGURA 1.3 SISTEMA DE BARRA SECCIONALIZADA CON BARRA AUXILIAR.....	15
FIGURA 1.4 SUBESTACIONES DE BARRA SIMPLE CON SECCIONADORES EN DERIVACIÓN.....	15
FIGURA 1.5 SUBESTACIONES DE BARRA DOBLE (MIXTA) .....	16
FIGURA 1.6 ACCESORIOS DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA .....	18
FIGURA 1.7 DISPOSITIVO DE POTENCIAL .....	20
FIGURA 1.8 DIAGRAMA ELEMENTAL DE UN VATÍMETRO MONOFÁSICO.....	26
FIGURA 1.9 EJEMPLO DE ARQUITECTURA DE UN SISTEMA SCADA .....	51
FIGURA 3.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE LA PROVINCIA DEL ORO .....	61
FIGURA 3.2 ESQUEMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN LOS PINOS DE LA CIUDAD DE MACHALA .....	62
FIGURA 3.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 16/20 MVA .....	63
FIGURA 3.4 DISYUNTOR DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE.....	64
FIGURA 3.5 CUCHILLAS DE BYPASS TRIPOLARES .....	65
FIGURA 3.6 INTERRUPTOR DE VACÍO DE 13.8 kV .....	65
FIGURA 3.7 RELÉ DE SOBRECORRIENTE SPAJ 140C .....	66
FIGURA 3.8 SALIDAS DEL CIRCUITO DE 13.8 kV .....	67
FIGURA 3.9 MEDIDOR DE ENERGÍA ION 7650.....	67
FIGURA 3.10 MEDIDOR TRIFÁSICO DE ENERGÍA 3720 ACM.....	68
FIGURA 3.11 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CLASE 0.5 .....	70
FIGURA 3.12 RELÉS ELECTROMECÁNICOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE CO81D70	
FIGURA 4.1 DIAGRAMA EN BLOQUES DEL DPU 2000R.....	82
FIGURA 4.2 PLC MASTER-K 120S (KTM-DR14UE).....	85
FIGURA 4.3 BLOQUE DE CONTROL PLC .....	86
FIGURA 4.4 CIRCUITO DE ENTRADA AL PLC.....	86
FIGURA 4.5 OPTOACOPLADOR 4N25.....	88
FIGURA 4.6 PIRÁMIDE DE CONTROL.....	91
FIGURA 4.7 ARQUITECTURA DE CONTROL DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN	
LOS PINOS DE LA CIUDAD DE MACHALA.....	93
FIGURA 4.8 SISTEMA SCADA TÍPICO. ....	95
FIGURA 4.9 DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA ESTRUCTURA DE UN PROYECTO EN MOVICON X.....	101
FIGURA 4.10 CONFIGURACIÓN DE MODBUS SERIAL .....	105

FIGURA 4.11 CONFIGURACIÓN DE ESTACIONES DE TRABAJO.....	106
FIGURA 4.12 PANTALLA PRINCIPAL DEL SUPERVISOR .....	109
FIGURA 4.13 DIAGRAMA UNIFILAR .....	109
FIGURA 4.14 PANTALLA DE CONTROL, MANDO Y SEÑALIZACIÓN.....	111
FIGURA 4.15 CIRCUITO DEL ALIMENTADOR BARRIOS DEL SUR.....	112
FIGURA 4.16 VENTANA DEL CIRCUITO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	112
FIGURA 4.17 VALORES DE DEMANDA, MÁXIMOS/MÍNIMOS DEL DEVANADO 2 DEL TRANSFORMADOR .....	113
FIGURA 4.18 VALORES DIFERENCIALES DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR.....	113
FIGURA 4.19 PANTALLA DE ALARMAS .....	115

## **RESUMEN**

## RESUMEN

El presente proyecto investigativo se lo realizó gracias a la colaboración de la Empresa Eléctrica EMELORO de la ciudad de Machala específicamente para la Subestación “Los Pinos” de 69/13.8 kV, en el cual se plasman diferentes alternativas para mejoramiento del servicio de energía eléctrica, mediante el empleo de un sistema de supervisión y automatización.

El trabajo esta basado por un lado, en la implementación de relés digitales para protección y adquisición de las señales tanto del transformador de 16/20 MVA así como para cada uno de los alimentadores ubicados en el lado de bajo voltaje; también se propone utilizar un PLC para adquirir la señales de apertura y cierre del seccionador motorizado que se encuentra ubicado en el patio de 69 kV. Todas estas señales serán llevadas a un Software SCADA, el cual se encargará de supervisar en tiempo real el estado de operación de la Subestación, permitiendo de esta manera la toma de decisiones en el momento que se suscite alguna anomalía dentro del sistema.

## SUMMARY

The present research project was carried out thanks to the collaboration of the Electric Company EMELORO of the Machala city specifically for the Substation “Los Pinos” of 69/13.8 kV, in which different alternatives are captured for improvement of the electric power service, by means of the employment of a supervision and automation system.

The work is based firstly, in the implementation of digital relays for protection and acquisition both of the transformer of 16/20 MVA and of each one of the feeders located in the side of low voltage; it also intends to use a PLC to acquire the opening and closing signs of the motorized disconnecting switches that are located in the place of 69 kV. All these signs will be taken to a Software SCADA, which will take charge of supervising in real time the operating statement of the Substation, allowing this way the taking of decisions in the moment that some anomaly is raised inside the system.



# **INTRODUCCIÓN**



## INTRODUCCIÓN

La automatización en prácticamente todos los procesos tecnológicos de la industria moderna, se ha convertido cada vez más, en una exigencia para hacer frente a la gran complejidad de los mismos. En la actualidad casi todas las instalaciones que se proyectan y construyen involucran algún grado de automatización en sus concepciones.

Teniendo en cuenta esta realidad, junto a la importancia que tiene el suministro confiable de energía a toda la infraestructura de un país, la automatización se ha convertido en un aspecto imprescindible en todo el proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para las nuevas instalaciones que se acometen y como parte de la modernización de las ya existentes.

Así, la automatización de las subestaciones se ha convertido en un reto de las distintas empresas encargadas de la distribución de energía eléctrica, debido a las múltiples ventajas que brinda un sistema automatizado dentro de la compleja función de llevar la energía eléctrica a todos los consumidores. Si bien es cierto que la instalación de los equipos de automatización requieren de inversiones iniciales, sus ventajas son tan evidentes, que estas se recuperan en plazos de tiempo relativamente cortos y rinden beneficios adicionales que justifican plenamente los esfuerzos encaminados hacia lograr un servicio de calidad.

En la actualidad se están desarrollando sistemas para la medición, protección, diagnóstico y control de los principales parámetros que mejoran el funcionamiento de subestaciones, impulsados por la necesidad de controlar eficientemente todos los elementos en ella presentes.

Debido a las ventajas que prestan los sistemas automatizados, muchas subestaciones están automatizadas o van por esa línea, utilizando equipos digitales para realizar la medición, control, supervisión y diagnóstico de las mismas, obteniéndose así de una manera inmediata la información de los diferentes parámetros a controlar, presentándose dicha información en tiempo real, lo cual permite tomar decisiones y dar mantenimiento en cualquier instante en que se presente una anomalía en ellas.

El objetivo general planteado para la realización de este proyecto de investigación es como sigue:

- Diseñar un sistema de automatización para el control, medición, monitoreo y protección en la Subestación “Los Pinos” de la ciudad de Machala.

Este objetivo fue planteado con la finalidad de implementar un sistema de medición e información automatizado de sus variables fundamentales que permita mantener al operador actualizado acerca



del estado de la subestación en cualquier instante, brindando las correspondientes alarmas cuando la situación así lo requiera, a la vez que se puede ir almacenando en tiempo real y transmitiendo a un Centro de Control los reportes de cada una de las variables con la periodicidad que se desee.

Para la realización del objetivo general se plantearon los siguientes objetivos específicos:

- Plantear alternativas de mejoramiento de la Subestación “Los Pinos” para la realización de un Sistema de Supervisión y Automatización.
- Diseñar el sistema de control de apertura, cierre y reconexión automática de los seccionadores e interruptores de cada alimentador de 13.8 kV utilizando relés digitales, los mismos que puedan ser controlados remotamente a través de un Ordenador por medio de un SCADA.
- Diseñar el sistema de control de apertura, cierre y reconexión automática de los disyuntores principales de 69 kV y 13.8 kV utilizando un relé digital para la protección del transformador, el mismo que pueda ser controlado remotamente a través de un Ordenador por medio de un SCADA.
- Diseñar un sistema que permita el control y la adquisición de datos a través de un Ordenador utilizando un SCADA, para obtener los parámetros de voltaje, intensidad de corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, voltaje entre líneas, voltaje entre fases y frecuencia en las barras de 69 kV, 13.8 kV y de cada una de las salidas de 13.8 kV.
- Verificar la efectividad del Sistema de Supervisión y Automatización Diseñado.
- Realizar la socialización de los resultados obtenidos de la investigación a la colectividad.

**CAPÍTULO I**  
**MARCO TEÓRICO**



## 1 SUBESTACIONES Y SU AUTOMATIZACIÓN

En el presente capítulo se abordarán algunas consideraciones acerca de subestaciones eléctricas, de sus elementos principales así como de los sistemas de protección y medición que se encuentran incluidos en ella. También se hace un esbozo general sobre la automatización de subestaciones eléctricas de distribución, donde se incluyen las principales características de un sistema automatizado, las funciones que cumple, y los beneficios que se obtienen con la implementación de éstos sistemas.

### 1.1 Introducción a Subestaciones

Dentro de los Sistemas Eléctricos, las plantas generadoras están encargadas de transformar las diferentes fuentes de energía primaria en energía eléctrica, sin embargo por razones técnicas (fundamentalmente por el aislamiento de las máquinas) los niveles de tensión de generación no son lo suficientemente elevados como para transportar dicha energía a grandes distancias, por lo que se requiere la intervención de los transformadores para elevarlos hasta valores capaces de cumplir con el objetivo de transferir la energía hacia regiones distantes.

De igual forma, en los puntos de recepción se requiere del auxilio de los transformadores para reducir la tensión a valores de más fácil manipulación. Las instalaciones, dentro de los Sistemas Eléctricos que realizan estas funciones son las subestaciones, donde, lógicamente es el transformador el equipo fundamental, pero no el único.

### 1.2 Subestación Eléctrica

Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

### 1.3 Generalidades

Las subestaciones se pueden clasificar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:

- a. Subestaciones variadoras de tensión.
- b. Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.
- c. Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones, éstas se pueden agrupar en:

1. Subestaciones de transmisión. Por encima de 230 kV.

2. Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 kV.
3. Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23 kV.
4. Subestaciones de distribución secundaria. Por debajo de 23 kV.

La capacidad de una subestación se fija, considerando la demanda actual de la zona en kVA, más el incremento en el crecimiento obtenido por extrapolación, durante los siguientes diez años, previendo el espacio necesario para las futuras ampliaciones<sup>1</sup>.

Los valores normales de tensión utilizados en el Ecuador para transmisión, subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria se muestran en la tabla 1.1.

**Tabla 1.1 Valores normales de tensiones en el Ecuador**

<b>BAJA TENSIÓN</b>	<b>MEDIA TENSIÓN</b>	<b>ALTA TENSIÓN</b>	
<b>Distribución Secundaria (V)</b>	<b>Distribución Primaria (kV)</b>	<b>Subtransmisión (kV)</b>	<b>Transmisión (kV)</b>
110	4.16	69	138
120	6.30		230
220	13.80		
240	22.00		
440			

FUENTE: Página Web del CONELEC

En la Tabla 1.2 se indican los valores normalizados de las tensiones nominales entre fases, adoptados por la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

**Tabla 1.2 Valores normales de tensiones entre fases**

<b>Tensiones Nominales del Sistema kV</b>	<b>Tensión Máxima para el Equipo kV</b>
66 69	72.5
110 115	123
132 138	145
150 161	170
220 230	245
275 287	300
330 345	362
380 400	420
500	525
700 a 750	765

FUENTE: Publicación 38 de la CEI: 'Tensiones normales de la CEI',

4a. ediciones 1967, Tabla V, p. 2.

Una instalación eléctrica debe estar diseñada para soportar el paso de dos tipos de corriente:

1. Corriente nominal máxima.

<sup>1</sup> MARTÍN, Raúl. 1987. Diseño de Subestaciones Eléctricas. Primera Edición. México, 1987. Pág. 1



## 2. Corriente de cortocircuito máxima.

**La corriente nominal** fija los esfuerzos térmicos que debe soportar una instalación eléctrica, en las condiciones de operación más desfavorables. Sirve para determinar la sección de las barras colectoras y las características de conducción de corriente de interruptores, cuchillas, transformadores de corriente, etc. En las subestaciones de tipo común, dependiendo del nivel de potencia que manejan, es normal encontrar magnitudes de corrientes que pueden variar entre 1 000 y 5 000 A.

**La corriente de cortocircuito** determina los esfuerzos electrodinámicos máximos que pueden soportar las barras colectoras y los tramos de conexión. Esta corriente, al circular por los devanados de cualquier transformador, produce un aumento brusco de temperatura, que degrada los aislamientos y disminuye la vida útil de éstos, de tal manera que una sobretensión posterior aunque sea pequeña, puede ser el origen de una falla seria en los embobinados, e incluso de su destrucción.

Se agrupan bajo el nombre de cortocircuitos todos los defectos provocados por un contacto, bien entre un conductor y tierra o cualquier pieza metálica unida a ella o bien entre conductores. En la casi totalidad de los casos, este contacto tiene lugar por intermedio de un arco, al menos en lo que respecta a las instalaciones de alta tensión.

Los cortocircuitos tienen múltiples causas. Estas pueden ser de origen eléctrico, mecánico, atmosférico y pueden ser debidos a falsas maniobras.

Estos contactos accidentales, normalmente, no afectan a todos los conductores de una manera simultánea. En el caso de las redes trifásicas, cuya tensión de servicio sea igual o superior a los 60 kV, la experiencia demuestra que del 70 al 80 % de los cortocircuitos se producen, o al menos empiezan, entre una fase y tierra si el defecto no se elimina con suficiente rapidez, el arco puede alcanzar la segunda e incluso la tercera fase.

El cortocircuito monofásico (contacto de una fase y tierra) es responsable de la mayor cantidad de cortocircuitos en el sistema (en líneas aéreas, el 80% de los cortocircuitos son monofásicos). Las corrientes de cortocircuito que provoca dependen de la impedancia de la falla y de las conexiones a tierra de los transformadores en la línea y del hilo neutro.

Los defectos entre las tres fases (cortocircuitos simétricos), que afectan a las líneas aéreas son debidos:



1. A fenómenos mecánicos susceptibles de producir un contacto entre ellas o de poner a tierra simultáneamente los tres conductores (por ejemplo la destrucción de una torre o caída de un avión sobre una línea).
2. A la caída directa de un rayo en cuyo caso, si la resistencia de la toma de tierra de las torres tiene un valor excesivo, puede resultar un potencial a tierra suficientemente alto para que, simultáneamente, se produzca el cebado sobre las tres fases.
3. A causa de una falsa maniobra tal como la apertura en carga de un seccionador en una subestación en que las fases no están separadas.

Los defectos trifásicos sobre las redes de cables subterráneos se producen con muy poca frecuencia y se deben en general, a causas mecánicas, excepto para las redes de tensión relativamente baja en las que el empleo de cables tripolares aumenta el riesgo de cortocircuitos trifásicos.

Los cortocircuitos entre dos fases, sin defecto a tierra, aparecen excepcionalmente (caso similar ocurre en los trifásicos) y se deben, casi únicamente, a causas mecánicas.

En general, la presencia de un cortocircuito sobre una red provoca sobreintensidades, caídas de tensión, y desequilibrios en las tensiones de las tres fases. Estos fenómenos, cuya importancia depende de la constitución de la red, originan toda una serie de consecuencias como:

- Calentamientos debidos a las corrientes de cortocircuito y averías originadas por los arcos.
- Accidentes de disyuntores.
- Esfuerzos electrodinámicos anormales.
- Caídas de tensión elevadas.

#### **1.4 Descripción de los principales equipos de una subestación**

Los principales elementos que se encuentran instalados en un sistema eléctrico de potencia de una subestación y las características más relevantes que determinan su funcionamiento son los siguientes:

##### **1.4.1 Barras**

Se trata de conexiones rígidas cuya función es recibir la energía de las fuentes de suministro y distribuirla entre las líneas de salida de la subestación



Constituyen desde el punto de vista de la confiabilidad del suministro eléctrico, uno de los elementos más importantes de las subestaciones y a causa de esto se dedican grandes esfuerzos para disminuir el efecto de las posibles fallas o averías que pueden presentarse en las mismas.

Para su construcción se emplean conductores o barras de cobre o aluminio de sección adecuada para la corriente calculada a las mismas, convenientemente soportadas por aisladores a las estructuras de la subestación.

La importancia y complejidad de una subestación puede detectarse por la operatividad de las barras y por ende por su configuración, de ahí que la clasificación para el estudio de las subestaciones está estrechamente vinculada al tipo de barra empleado. Atendiendo pues, a la importancia y confiabilidad de las subestaciones, éstas se clasifican en:

- a. Subestaciones con barra simple.
- b. Subestaciones con barra simple seccionalizada.
- c. Subestaciones con barra simple seccionalizada y barra auxiliar.
- d. Subestaciones de barra simple con seccionadores en derivación (by-pass).
- e. Subestaciones de barra doble (principal y reserva).

### Subestaciones con barra simple

En estas subestaciones las fuentes de alimentación y las líneas de salida se conectan a través de cuchillas e interruptores, a una barra única como se ilustra en la Figura 1.1.

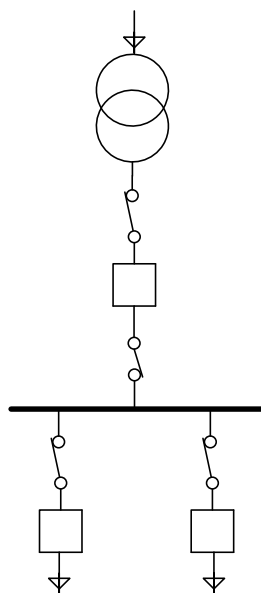


Figura 1.1 Subestación con barra simple



En el caso que la subestación esté ubicada en una planta, el suministro lo forman los generadores de la misma.

Entre las principales ventajas y desventajas que presentan las subestaciones con esquema de barra simple se detallan las siguientes:

***Ventajas:***

- Fácil operación e instalación simple.
- Costo reducido.
- Requiere poco espacio físico para su construcción.
- Mínima complicación en la conexión de los equipos y el esquema de protecciones.

***Desventajas:***

- No existe flexibilidad en las operaciones (el mantenimiento de un disyuntor exige la salida completa del tramo involucrado).
- Una falla en barra interrumpe el servicio totalmente.
- Las ampliaciones de barra exigen la salida de la subestación en su totalidad.

**Subestaciones con barra simple seccionalizada**

Está constituido por dos barras principales, con posibilidad de acoplamiento entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados tal y conforme se muestra en la Figura 1.2.

***Utilización:***

- En el diseño normalizado de las subestaciones tipo: Nodal III con acoplador de barra.

***Ventajas:***

- Mayor continuidad del servicio.
- Fácil mantenimiento de los tramos conectados a la barra.
- Requiere poco espacio físico para su construcción.
- Para fallas en barra, queda fuera de servicio el tramo de la sección de barra afectada.

***Desventajas:***

- Una falla en la barra puede originar racionamiento.
- El mantenimiento de un disyuntor deja fuera de servicio el tramo al cual está asociado.

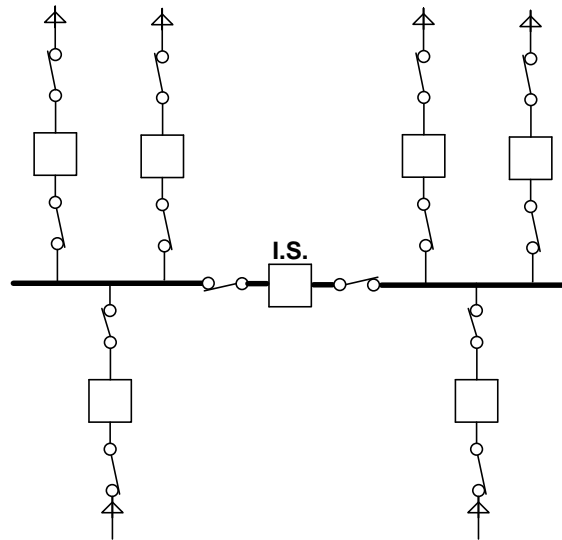


Figura 1.2 Barra simple seccionalizada

### Subestaciones con barra simple seccionalizada y barra auxiliar

La barra auxiliar en su construcción es similar a la barra principal, salvo que esta puede ser seccionalizada. El vínculo entre estas se realiza mediante un disyuntor de enlace I.E. que opera normalmente abierto, por lo que en operación normal la barra auxiliar está desenergizada, como se muestra en la Figura 1.3.

#### Utilización:

- Se suele utilizar este tipo de configuración en subestaciones de 110 kV y aún en aquellas de 34 kV.

#### Ventajas:

- Se puede realizar reparaciones de los interruptores de las líneas de salida manteniendo el servicio a través del interruptor de enlace y de la cuchilla correspondiente de la barra auxiliar continuando la línea de salida con la protección que le brinda el interruptor de enlace.

#### Desventajas:

- En caso de reparar o dar mantenimiento a la sección de la barra principal en que no está conectado el I.E., a través de éste y de la barra auxiliar se puede mantener el servicio a los circuitos más importantes o incluso, si las condiciones de carga lo permiten a todos, pero quedan protegidas por el I.E. y una falla en cualquier circuito ocasiona la salida de servicio a todos.

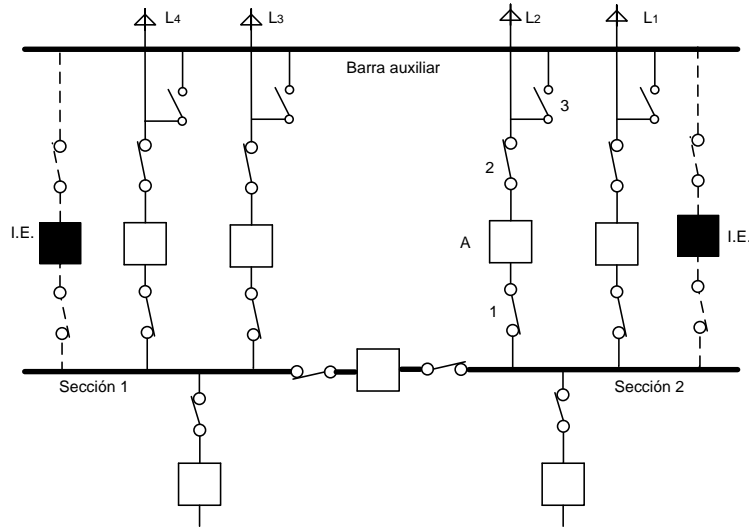


Figura 1.3 Sistema de barra seccionalizada con barra auxiliar

**Subestaciones de barra simple con seccionadores en derivación (by-pass)**

Similar al esquema de barra simple, y difieren en que los tramos tienen adicionalmente un seccionador en derivación (By-Pass), véase la Figura 1.4.

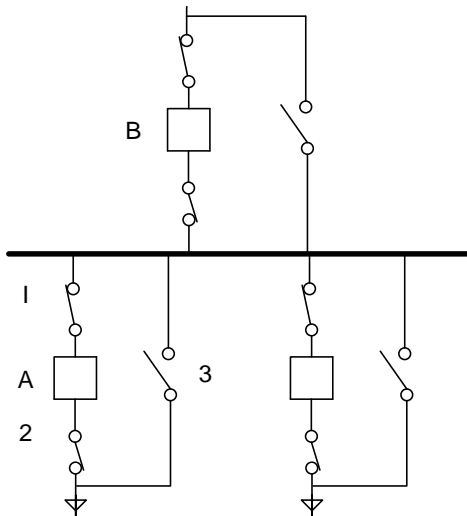


Figura 1.4 Subestaciones de barra simple con seccionadores en derivación

**Utilización:**

- En el diseño normalizado de las subestaciones tipo: Radial II.

**Ventajas:**

- Similar al esquema de barra simple, pero permite realizar labores de mantenimiento en los tramos sin interrumpir el servicio, a través del seccionador en derivación (By-Pass).
- Requiere poco espacio físico para su construcción.

**Desventajas:**

- La falla en la barra interrumpe totalmente el suministro de energía.
- Las ampliaciones de barra exigen la salida de la subestación en su totalidad.

**Subestaciones de barra doble (principal y reserva)**

Está constituido por dos barras principales, las cuales se acoplan entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados como se muestra en la Figura 1.5.

**Utilización:**

- En las instalaciones relacionadas directamente con la red troncal del sistema interconectado.

**Ventajas:**

- Las labores de mantenimiento pueden ser realizadas sin interrupción del servicio.
- Facilita el mantenimiento de seccionadores de barra, afectando únicamente el tramo asociado.

**Desventajas:**

- La realización del mantenimiento en un disyuntor de un tramo, requiere la salida del tramo correspondiente.
- Requiere de gran espacio físico para su construcción.

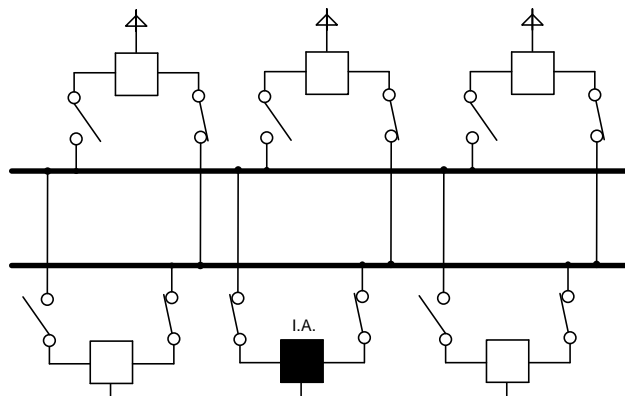


Figura 1.5 Subestaciones de barra doble (mixta)

**1.4.2 El Transformador de Potencia**

El transformador de potencia es el equipo más importante de una subestación eléctrica. Su función es elevar la tensión para hacer posible la transferencia de potencia a grandes distancias, y en el extremo de recibo de la línea reducirla para facilitar su distribución y aplicación.



Básicamente el transformador de potencia consta de un núcleo formado por láminas de hierro alrededor del cual se enrollan el devanado primario y secundario convenientemente aislado entre sí y con respecto al núcleo. La relación de vueltas de estos devanados establece la relación de tensión entre ambos devanados.

Los transformadores de las subestaciones son trifásicos en tanto que los que se emplean en las redes de distribución pueden ser trifásicos o monofásicos.

El núcleo y los enrollados se sumergen en un tanque que contiene aceite que realiza la doble función de aislar los elementos del transformador y servir de elemento enfriador con lo cual su potencia se incrementa sensiblemente, puesto que el límite de la misma está dado por la temperatura que puede soportar sin que se dañe su aislamiento.

A los grandes transformadores de las subestaciones se les incorporan elementos adicionales para enfriar el aceite y de esta forma aumentar su potencia nominal. Los sistemas de enfriamiento del aceite, en su versión más completa, constan de tres elementos:

- Bombas de recirculación del aceite del tanque hacia los radiadores.
- Radiadores o equipos intercambiadores de calor por donde las bombas hacen circular el aceite, y
- Ventiladores que al hacer pasar aire a través de los radiadores incrementan la transferencia de calor del aceite hacia el medio.

Con un sistema de enfriamiento adecuado la potencia nominal se eleva apreciablemente, en el caso de la subestación Los Pinos, ésta aumenta de 16 a 20 MVA (ONAN/ONAF).

Generalmente todos los transformadores están equipados con derivaciones o “taps” que adicionan (o restan) algunas vueltas adicionales a los devanados y de esta forma modifican la relación de vueltas y por tanto la relación de tensión, puesto que ambas son prácticamente equivalentes.

El cambiador de taps permite regular la tensión al poder modificarla en un valor adecuado para facilitar la operación de la subestación. Valores típicos de derivaciones de la tensión oscilan entre +/- 10 % para los transformadores de las subestaciones y +/- 2,5 % para los de distribución.

Los cambiadores de taps pueden operar con carga, o sea que se realizan los cambios sin necesidad de desconectarlos de la red, como en las subestaciones de operación sin carga, que es el caso de los transformadores más pequeños usados en las redes de distribución.

La Figura 1.6 muestra los elementos más importantes de un transformador empleado en una subestación. A continuación se describe los elementos más importantes que lo conforman:

- |  |  |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Boquillas para alta tensión.</li> <li>2. Boquillas para baja tensión</li> <li>3. Relé mecánico de sobrepresión</li> <li>4. Orejas con ojo para levantar la tapa</li> <li>5. Registro</li> <li>6. Cople con tapón para llenado de vacío</li> <li>7. Orejas de gancho para izaje del conjunto</li> <li>8. Manómetro-vacuómetro</li> <li>9. Indicador magnético de nivel sin o con contactos para alarma</li> <li>10. Indicador de la temperatura del aceite con o sin contactos P. alarma</li> <li>11. Válvula superior para conexión a filtro prensa</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>12. Maneral para operación sin excitación del cambiador de derivaciones, con seguro para candado e indicador de posiciones</li> <li>13. Placa de características</li> <li>14. Válvula para drenaje</li> <li>15. Válvula para muestreo</li> <li>16. Placas para conexión a tierra</li> <li>17. Refuerzos par palanqueo o soportes para gato</li> <li>18. Base deslizable</li> <li>19. Radiadores fijos o desmontables. Con o sin válvulas</li> <li>20. Caja</li> <li>21. Tanque conservador</li> <li>22. Relé de gas (Buchholz)</li> </ol> |
|--|--|

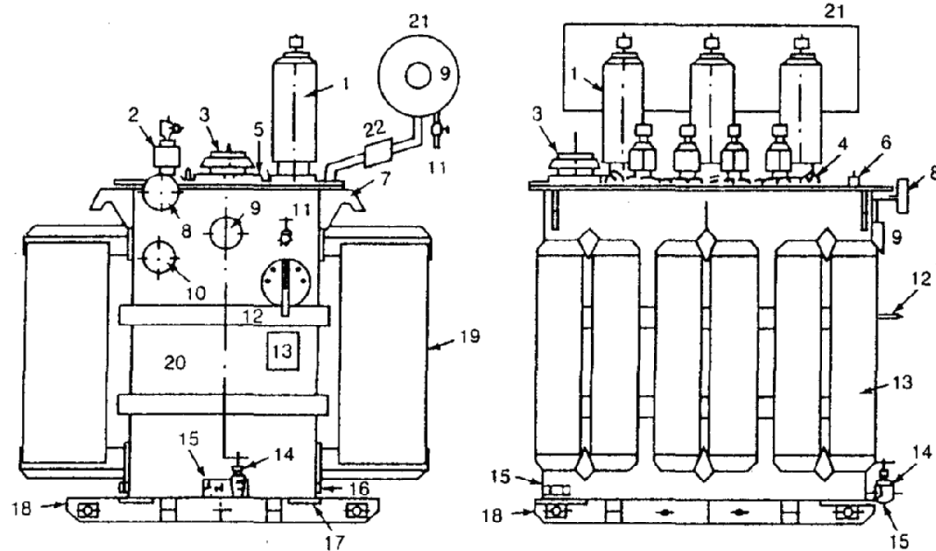


Figura 1.6 Accesorios de un Transformador de Potencia

### 1.4.3 Bancos de Tierra

Consiste en un transformador cuya función principal es conectar a tierra el neutro de un sistema y proporcionar un circuito de retorno a la corriente de cortocircuito de fase a tierra.

Si en un sistema de potencia con neutro flotante, como es el caso de un circuito alimentado desde la delta de un transformador, ocurre un cortocircuito de fase a tierra, no hay camino de regreso para la corriente de cortocircuito. El sistema podrá seguir en operación pero con las otras dos fases al elevar su tensión a un valor mayor a 1.73 p.u. de veces el valor de la tensión nominal entre fases; lo cual ocasiona una sobretensión permanente a la frecuencia del sistema que afecta tanto al transformador como al propio sistema. Para evitar lo anterior, se debe considerar un camino extra para la corriente



de regreso de tierra. Este camino se obtiene al conectar un transformador especial llamado “banco de tierra”.

Para este fin existen dos tipos de bancos de tierra:

1. **Transformador de tierra ( $Y\Delta$ )**, con conexión estrella y neutro a tierra en el lado de alta tensión, y delta en baja tensión. La conexión en estrella debe tener su neutro con conexión fuera del tanque, para conectarse sólidamente a tierra.
2. **Transformador con conexión tipo zig-zag ( $\Delta\Delta$ )**. Es un transformador especialmente diseñado para banco de tierra; su impedancia en secuencia positiva es muy alta, mientras que su impedancia en secuencia cero es baja; el neutro que sale del tanque a través de una boquilla, se conecta sólidamente a tierra.

El neutro debe poder soportar, durante un minuto, una corriente de 1 800 A.

En ambos casos, los terminales del lado de la estrella o de la conexión zig-zag del banco de tierra de que se trate, se conectan a la red alimentada por la delta, mientras que el neutro se conecta a la red de tierra de la subestación, instalándose en éste un transformador de corriente que energiza las protecciones automáticas, cuando se producen fallas a tierra en el sistema.

#### 1.4.4 Transformadores de Instrumentos

Los aparatos de medición y protección que se montan sobre los tableros de una subestación no están contruidos para soportar ni grandes tensiones, ni grandes corrientes.

Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro de los tableros de control y protección, se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representan, a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente.

Los transformadores de corriente son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Caso similar sucede con el transformador de potencial, con la diferencia que el voltaje es la magnitud a ser transformada.

Estos aparatos desarrollan dos tipos de función: transformar voltaje o corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios, para corrientes de 1 ó 5 A o tensiones de 120 V.



Los transformadores de corriente se conectan en serie con la línea, mientras que los, de potencial se conectan en paralelo, entre dos fases o entre fase y neutro.

#### 1.4.5 Dispositivos de potencial

Se trata de elementos equivalentes a los transformadores de potencial, pero en lugar de ser de tipo inductivo son de tipo capacitivo; se utilizan para alimentar con tensión los aparatos de medición y protección de un sistema de alta tensión.

Se define como un transformador de potencial, al equipo compuesto por un divisor capacitivo y una unidad electromagnética, interconectados en tal forma que la tensión secundaria de la unidad electromagnética  $V_b$  es directamente proporcional y está en fase con la tensión primaria  $V_I$  aplicada, como se muestra en la Figura 1.7

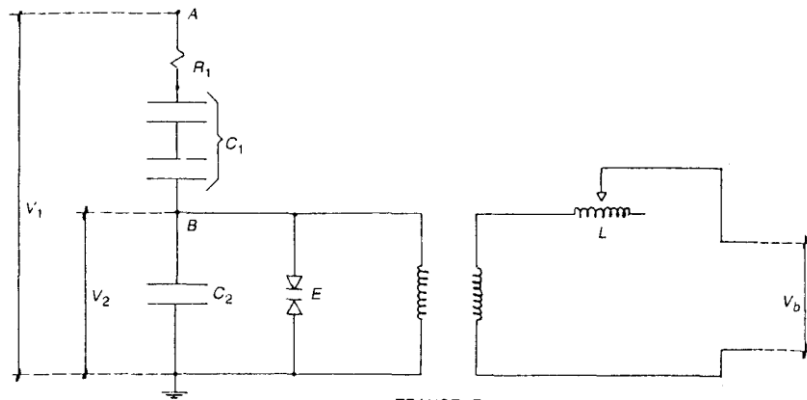


Figura 1.7 Dispositivo de potencial

#### 1.4.6 Capacitores

Los capacitores son dispositivos eléctricos formados por dos láminas conductoras, separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica.

Su principal aplicación en el campo de la electroenergética se vincula con la generación de potencia reactiva por la facilidad que tiene de generarla localmente con lo que evitan su circulación desde las plantas generadoras hasta las cargas.

Normalmente los capacitores se suelen situar en los circuitos de distribución primaria (13,8 kV) donde reducen las pérdidas por la circulación de potencia reactiva y mejoran la tensión al disminuir las caídas que se producen por su circulación. Existen banco de capacitores fijos y controlados, los primeros permanecen conectados todo el tiempo, en tanto que los segundos se conectan y desconectan en función de los objetivos de operación de la red.



En las subestaciones se sitúan bancos de capacitores para regular la tensión de acuerdo a los intereses del Sistema Eléctrico, los mismos que se operan de acuerdo a instrucciones del Despacho Regional. En subestaciones grandes suelen instalarse, además, bancos de capacitores para compensar localmente la potencia reactiva demandada por los transformadores de potencia.

Muy frecuentemente desde la subestación se controlan (a distancia) los capacitores colocados en los circuitos primarios que parten de ella.

#### **1.4.7 Pararrayos**

Se trata de dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo del sistema.

Estos dispositivos deben tener las siguientes características principales:

1. Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado, y convertirse en conductor al alcanzar la tensión a ese valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.
2. Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal, el dispositivo de protección debe ser capaz de interrumpir la corriente.

Los pararrayos deben cumplir con las siguientes funciones:

1. Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
2. Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
3. Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
4. No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
5. La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

Las sobretensiones se pueden agrupar en las categorías siguientes:

1. Sobretensiones de impulso por rayo.
2. Sobretensiones de impulso por maniobra.
3. Sobretensiones de baja frecuencia (60 Hz).



Los pararrayos deben quedar conectados permanentemente a los circuitos que protegen y entrar en operación en el instante en que la sobretensión alcanza un valor convenido, superior a la tensión máxima del sistema.

Los pararrayos se pueden considerar divididos en tres grupos:

1. Cuernos de arqueo
2. Pararrayos autovalvulares
3. Pararrayos de óxidos metálicos

En las subestaciones se sitúan a la entrada/salida de las líneas debido a que las mismas son castigadas con mucha frecuencia por descargas atmosféricas ya que recorren extensas zonas por los campos, que son los lugares de mayor índice de descargas eléctricas, como las ondas viajan hacia ambos extremos del lugar de incidencia de la descarga siempre llegan hasta una subestación.

Los pararrayos son el primer elemento que se coloca en una línea que entra o sale de una subestación y de esta forma protegen al resto de los equipos que se encuentran en la misma. Los transformadores de potencia de las subestaciones se protegen, además con pararrayos adicionales.

#### **1.4.8 Interruptores**

Los interruptores son aparatos de corte que permiten efectuar maniobras voluntarias o no, de apertura o de cierre de circuitos en condiciones dadas de carga o falla.

Se caracterizan por permitir la circulación de la corriente nominal o de carga durante tiempos indefinidos, y a su vez son capaces de interrumpir corrientes muy elevadas que se presentan cuando ocurren cortocircuitos, debido a que sus contactos se diseñan para realizar esta importante función para lo cual se le incorporan medios capaces de extinguir el arco que se produce en el momento de interrumpir la corriente.

En dependencia de la forma en que los interruptores extinguen el arco que se produce entre sus contactos en el momento de abrir el circuito, los interruptores más usados son:

- *Interruptores de aceite*, donde sus contactos están sumergidos en este líquido, que posee una alta rigidez dieléctrica y ayuda a la extinción del arco.
- *Interruptores de bajo contenido de aceite*. Similares a los anteriores, pero con aceite solo donde se encuentran los contactos.



- *Interruptores de chorro de aire.* Utilizan fuertes chorros de aire comprimido para extinguir el arco. Requieren de compresores y depósitos de aire.
- *Interruptores de vacío.* La extinción del arco se logra mediante el vacío (ausencia de iones) en la zona donde se produce el arco.
- *Interruptores de SF<sub>6</sub>.* Utilizan este gas, de una elevadísima rigidez dieléctrica para interrumpir el arco.

Generalmente los interruptores se instalan asociados a dispositivos de desconexión sin capacidad interruptiva a la entrada y salida de los mismos cuya función es brindar información visual para indicar que están aislados del sistema y poder trabajar sobre ellos en labores de reparación o mantenimiento.

Para conocer como se comporta un interruptor frente a las corrientes de cortocircuitos que pueden surgir en una subestación, refiérase al Anexo I.

#### 1.4.9 Seccionadores

Se les llama también desconectores y separadores. Se utilizan para unir o separar de forma bien visible, diferentes elementos de una instalación, de forma que no se interrumpa el funcionamiento del resto de la instalación. Con la ayuda de los seccionadores pueden lograrse múltiples posibilidades de conexión como por ejemplo, conmutar derivaciones en sistemas de barras múltiples. También de esta forma se pueden realizar trabajos o reparaciones en elementos de la instalación, dejándolos previamente sin tensión, por medio de los seccionadores.

Aunque los seccionadores han de maniobrarse normalmente sin carga, en determinadas circunstancias, pueden conectarse y desconectarse con pequeñas cargas.

Los seccionadores deben tener un poder aislante suficiente, ya que se montan generalmente sobre aisladores de apoyo adecuados a la tensión de servicio. Además, sus contactos deben estar contruidos de tal forma que la parte móvil o cuchilla tengan tendencia a cerrarse aun bajo la acción de los esfuerzos electrodinámicos producidos por la acción de las corrientes de cortocircuito.

Los seccionadores utilizados en las instalaciones eléctricas de alta tensión tienen muy variadas formas constructivas que dependen, sobre todo, de la tensión nominal de la instalación y, en menor grado, de la corriente que ha de atravesar el seccionador, del espacio disponible, de consideraciones económicas, etc. A continuación se presenta una clasificación de los seccionadores atendiendo a la forma de accionamiento de los contactos:

- Seccionadores de cuchillas giratorias.
- Seccionadores de cuchillas deslizantes.
- Seccionadores de columnas giratorias.
- Seccionadores de pantógrafo.

## 1.5 Medición en Subestaciones

Se entiende por medición de un sistema eléctrico, y en particular de una subestación, a la operación de un conjunto de diferentes aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de instrumentos de corriente y potencial, que miden las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de las instalaciones de alta y baja tensión, así como de los dispositivos auxiliares de la subestación de que se trate.

Los aparatos de medición se colocan sobre los tableros, ya sea en forma sobrepuesta o embutidos en la superficie.

### 1.5.1 Magnitudes Eléctricas

En una subestación es necesario conocer las siguientes magnitudes eléctricas:

1. Corriente
2. Tensión
3. Frecuencia
4. Factor de potencia
5. Potencias activa y reactiva
6. Energía

En la Tabla 1.3 se muestra los diferentes tipos de medición según el aparato empleado en subestaciones.

**Tabla 1.3 Tipo de medición según el aparato**

ELEMENTO	VM	FM	AM	WM	VARM	WHRM	VARHM
Líneas internas del sistema				X	X		
Líneas de interconexión entre sistemas				X	X	X	X
Transformadores de subtransmisión				X	X		
Transformadores de distribución				X	X	X	
Alimentadores			X				
Barras	X	X					
Generadores	X	X	X	X	X	X	X
Servicios a particulares, en alta tensión				X	X	X	X

FUENTE: Diseño de Subestaciones Eléctricas

AUTOR: José Raúl Martín



**VM:** Voltímetro

**FM:** Frecuencímetro

**AM:** Amperímetro

**WM:** Watímetro

**VARM:** Varímetro

**WHRM:** Wathorímetro

**VARHM:** Varhorímetro

### 1.5.2 Aparatos de Medición

Como recordatorio, se describe brevemente los principales aparatos:

**Amperímetros.-** Son aparatos que se utilizan para medir la intensidad de corriente que circula por las líneas, cables, bancos de transformadores, alimentadores, etc.

Pueden ser de tipo electromagnético, electrodinámico o digital. Los dos primeros se basan en el principio de repulsión de dos imanes de igual polaridad, y el tercero utiliza un circuito electrónico y en lugar de escala utilizan números luminosos formados por diodos emisores de luz (LED).

Los aparatos electromagnéticos son más económicos que los otros; pueden utilizarse en corriente directa o alterna, aunque para evitar ligeros errores de lectura, conviene adquirirlos para el tipo de corriente adecuada. Estos aparatos se llegan a utilizar para medir hasta 300 A. Para valores de corriente superiores se utilizan los aparatos de 5 A, pero con transformador de corriente.

En conexiones trifásicas debe conectarse un amperímetro por fase. En caso de existir la seguridad de que las cargas son balanceadas, se puede usar un solo aparato en cualquiera de las fases. Cuando las instalaciones son grandes, se acostumbra usar un solo amperímetro por circuito trifásico, efectuándose las lecturas de cada fase a través de un conmutador de amperímetro de tres vías.

**Voltímetros.-** Estos aparatos se utilizan para medir la tensión en voltios, de los diferentes circuitos de una instalación. Son del mismo tipo que los amperímetros, con la única diferencia que la bobina debe tener alta resistencia y está formada por un número muy grande de espiras de alambre muy delgado.

Los voltímetros se pueden utilizar para medir directamente hasta 800 V. Para magnitudes mayores sus bobinas son de 110 V y la medición se efectúa a través de un transformador de potencial, con secundario de 110 V.

En los circuitos trifásicos se acostumbra usar un solo voltímetro, que por medio de un conmutador de tres vías permite leer las tensiones entre cada par de fases de la instalación.

**Frecuencímetros.-** Son aparatos que se usan para medir la frecuencia, en hertz, de la energía que se recibe en las barras de mayor tensión de la subestación que se trate, y reciben la alimentación a 110 V, proveniente de los transformadores de potencial, de los buses principales.

Estos aparatos pueden ser de dos tipos:

- De lengüetas vibrantes
- De aguja

El tipo de lengüeta o tipo electromecánico está formado por 21 pequeñas laminillas y cada una vibra a su frecuencia natural, propia e invariable, de tal manera que cubran las gamas de 45 a 55 Hz, o de 55 a 65 Hz, según sea la frecuencia del sistema.

El aparato en sí, es un dispositivo que al someterse a una tensión de corriente alterna produce vibración en la lengüeta, cuya frecuencia natural coincide con la frecuencia de la señal de tensión.

**Medidores de factor de potencia.-** Son aparatos destinados a medir el factor de potencia; llevan una bobina de tensión y otra de corriente; la desviación de la aguja es proporcional al ángulo de fase, y como las lecturas de la escala no se refieren a los ángulos sino al coseno de ellos, la escala de lecturas no es uniforme, siendo las divisiones menores a medida que disminuye el coseno del ángulo de fase.

Los medidores de factor de potencia suelen tener en su escala dos sentidos a partir de  $\cos \phi = 1$ , en que la aguja está en el centro. Hacia la derecha se mide el adelanto de fase y hacia la izquierda se mide el atraso.

**Vatímetros.-** La medición de la potencia se efectúa por medio de aparatos del tipo electrodinámico, formados por dos bobinas, una de corriente conectada en serie y la otra de tensión conectada en paralelo. En la Figura 1.8 se muestra un diagrama elemental de un vatímetro monofásico.

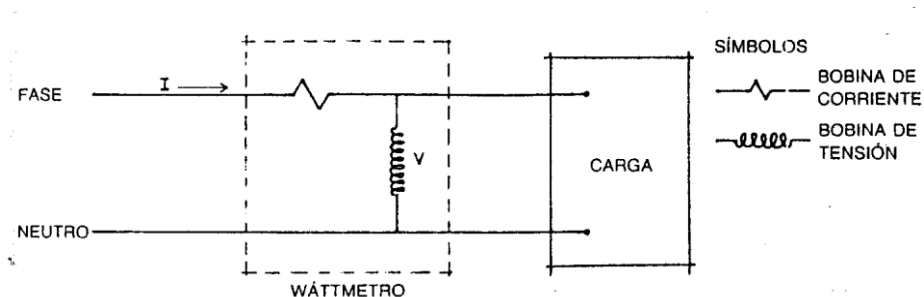


Figura 1.8 Diagrama elemental de un vatímetro monofásico

La carátula mide directamente la potencia activa en watts, de acuerdo con la expresión  $VI \cos \phi$ .

Para la medición trifásica se pueden utilizar dos vatímetros monofásicos.



Las bobinas de los vatímetros por lo general suelen ser de 5 A para las de corriente y 110 V para las de tensión, las mismas que se alimentan a través de los secundarios de los transformadores de medición.

**Varímetros.-** Se trata de aparatos semejantes a los vatímetros, con la diferencia de que miden la potencia reactiva de una instalación, la cual se expresa en volt-amperes-reactivos (**VAR**). Cuando se conocen los valores de las potencias activa ( $P_a$ ) y reactiva ( $P_r$ ) se puede calcular la magnitud del factor de potencia, por medio de la fórmula:

$$\cos \phi = \frac{P_a}{\sqrt{P_a^2 + P_r^2}} \quad (1.1)$$

**Wathorímetros.-** Son aparatos que integran la energía activa consumida por la instalación eléctrica. Se basan en el principio del motor de inducción, y están constituidos en su parte principal, por dos bobinas montadas sobre un núcleo magnético, una de ellas está en serie con la corriente de la instalación y la otra está en paralelo con los dos conductores del circuito. El flujo resultante, debido a las corrientes de las bobinas, actúa sobre el disco de aluminio, en el que produce un par motor que es proporcional a la intensidad del campo resultante y al seno del ángulo formado por los campos de las dos bobinas.

Lo anterior se puede expresar por:

$$\sigma = K_I VI \cos \phi \quad (1.2)$$

Donde:

$\sigma$  = Par motor

$K_I$  = Constante del aparato

$V$  = Tensión entre terminales

$I$  = Corriente que circula por el conductor

$\phi$  = Ángulo de fase

La energía integrada se expresa como:

$$EI \cos \phi t = Kn \quad (1.3)$$

Donde:

$n$  = número de revoluciones del disco, en el tiempo  $t$ .





En esta expresión, el primer miembro es la energía eléctrica desarrollada durante el tiempo  $t$ . Registrando el número de revoluciones del disco, en el mecanismo integrador y multiplicando este dato por la constante  $K$  de proporcionalidad del aparato, se obtiene la energía consumida por la instalación, en kilowatts-hora.

La conexión de estos aparatos se efectúa recibiendo las señales de corriente de tensión de los secundarios de los transformadores de medición correspondientes.

**Varhorímetros.-** Son aparatos que integran la energía reactiva que circula por una instalación eléctrica, análogos a los wathhorímetros, con la diferencia de que deben medir:

$$VI\sqrt{3} \times \text{sen } \phi = Kn \quad (1.4)$$

### 1.5.3 Sistemas de Medición en una Subestación

El sistema de medición de una subestación puede ser de tres tipos:

1. Local.
2. Remoto o telemedición.
3. Mixto.

El **sistema de medición local** es el más usado en las subestaciones operadas manualmente, en ellas todos los aparatos de medición se instalan sobre los tableros correspondientes, dentro del salón de tableros principal; y en casos de subestaciones de gran capacidad, dentro de las casetas de tableros. En ambos casos, todos los aparatos se encuentran dentro de los límites de la subestación de que se trate.

El **sistema de medición remoto** se utiliza para transmitir datos de medición de la instalación considerada al centro de control del sistema.

Debido a que el equipo de telecontrol no está diseñado para operar con señales del orden de volts o amperes, se conectan estas señales a transductores que las transforman en miliamperes. Los transductores convierten las señales de corriente alterna de los transformadores de instrumento, en señales de corriente directa con valor máximo de 1 mA, señales que ya pueden ser manipuladas por el equipo de telemedición que las envía a la terminal de control supervisorio de la unidad terminal remota (UTR), además de los aparatos propios de la instalación. A su vez la unidad UTR envía las señales hasta el centro de control del sistema, para su detección.

Se acostumbra enviar por telemedición las siguientes mediciones:



1. Corriente en cada alimentador de distribución.
2. Tensión en las barras principales.
3. Frecuencia en las barras principales.
4. Potencia activa y reactiva que fluye en líneas y bancos.

El *sistema mixto* es el más utilizado en subestaciones de gran magnitud que pueden ser operadas manualmente o telecontroladas. Como en este tipo de instalaciones las distancias sobrepasan los cien metros, es más económico utilizar transductores de corriente, de tensión y de potencia activa y reactiva que convierten las señales de los transformadores de instrumento, a escala, en magnitudes menores de 1 mA de corriente directa, lo que permite utilizar cable de tipo telefónico, con calibre 22 AWG.

#### **1.5.4 Zonas de Medición en las Subestaciones**

Las mediciones que se acostumbran efectuar en las diferentes zonas en que se divide una subestación, son las siguientes:

##### ***Bancos de transformadores o transformadores de Potencia***

En los bancos de transformadores conviene disponer de medición de potencia activa y reactiva, y de corriente.

En los bancos con salida para distribución, conviene instalar medidores de energía activa, o sea wathorímetros, trifásicos de tres elementos.

##### ***Líneas y cables***

En las líneas de transmisión y cables de potencia, a su llegada a la subestación, conviene disponer de medición de potencia activa y reactiva, utilizando medidores trifásicos de tres elementos, así como medición de corriente.

En las líneas que reciben o entregan energía a sistemas de empresas diferentes, conviene tener medición de potencia activa y reactiva, así como de energía activa recibida y entregada. En este caso se utilizan vatímetros y varímetros de dos y medio elementos.

En circuitos que representan puntos de suministro a consumidores industriales de alta tensión, se requiere medición de la energía activa entregada, integración de la potencia reactiva entregada y medición de la demanda máxima.



### ***Barras colectoras***

En las barras colectoras de los diferentes niveles de tensión, es suficiente medir la tensión en una sola fase.

En cada subestación con tensiones inferiores a 230 kV, se debe instalar un frecuencímetro que se conecta a las barras de mayor tensión de la instalación.

### ***Alimentadores de distribución***

En este caso es necesario medir la corriente en las tres fases, utilizando un solo amperímetro a través de un conmutador de tres vías o mediante tres amperímetros.

### ***Bancos de capacitores***

Es suficiente con la medición de potencia reactiva o de corriente.

## **1.6 Protección en Subestaciones**

La protección de una subestación es un conjunto de sistemas que mantienen vigilancia permanente y cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla. La parte importante de estos sistemas son los relés que sirven para detectar la falla y que, a su vez, efectúan la desconexión automática de los interruptores cuando se producen sobrecorrientes debidas a cortocircuitos, aislando las partes del sistema que han fallado.

A continuación se nombran los principales elementos que necesitan ser protegidos en una subestación de energía eléctrica:

1. Líneas o cables de alimentación.
2. Bancos de transformadores o transformadores de potencia.
3. Barras colectoras o buses.
4. Respaldo local contra fallas de interruptores.
5. Alimentadores.
6. Bancos de capacitores.
7. Bancos de tierra.

### **1.6.1 Características de una Protección**

Dependiendo de la importancia de una subestación, las protecciones deben seleccionarse de acuerdo con las siguientes características:



1. Sensibilidad
2. Selectividad
3. Velocidad
4. Confiabilidad.
5. Automaticidad
6. Precio

**Sensibilidad.** Según esta característica, un relé debe detectar y operar con señales pequeñas.

**Selectividad.** Cuando en un sistema se presenta una falla, debe operar la protección más cercana a la falla, sin cortar la energía que alimenta otras áreas del sistema, seleccionando los interruptores necesarios que libran la falla.

**Velocidad.** La característica de velocidad es fundamental para disminuir al máximo los daños en la zona de falla y además para evitar que el sistema salga de sincronismo. La velocidad depende de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones.

**Confiabilidad.** La confiabilidad junto con la velocidad es muy importante, pues un relé puede ser muy rápido y en un momento crítico puede fallar, por lo cual de nada serviría. Por esto, los relés deben adquirirse de un fabricante de prestigio, tener buen mantenimiento, estar bien ajustados y en general ofrecer la seguridad de que no van a fallar cuando más se necesite su operación.

**Automaticidad.** La enorme complejidad de las actuales redes eléctricas hace que resulte difícil localizar un fallo, ya que una perturbación cualquiera en un punto de la red, repercute sobre todos los demás; aun el personal más experimentado se ve impotente, en muchos casos, para localizar un defecto y reaccionar con la rapidez suficiente para evitar su extensión a otros puntos de la red eléctrica. Por lo tanto, los relés de protección han de ser automáticos, es decir que su funcionamiento debe realizarse sin intervención humana.

**Precio.** El precio de una protección es un factor relativamente poco importante, si se compara con el costo del resto del equipo de la instalación, por lo que debe tratarse de adquirir la mejor calidad posible.

### 1.6.2 Partes de un Sistema de Protección

Los diferentes elementos que forman parte de un sistema de protección eléctrica, son los siguientes:

1. Batería de la subestación (120 V).



2. Cables de control.
3. Interruptores de potencia.
4. Transformadores de corriente y de potencial.
5. Fusibles
6. Relés

### **1.6.3 Fusibles**

Los fusibles son dispositivos de protección eléctrica de una red que combinan las funciones de detectar e interrumpir la falla, siendo más baratos que la combinación relé e interruptor. Se emplean en aquellas partes de una instalación eléctrica en que la última no se justifica económicamente.

Su función es la de interrumpir circuitos cuando se produce en ellos una sobrecorriente, y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente.

Un juego de fusibles de alta tensión, en su parte fundamental, está formado por 3 polos. Cada uno de ellos, a su vez, está formado por una base metálica semejante a las utilizadas en las cuchillas, dos columnas de aisladores que pueden ser de porcelana o de resma sintética y cuya altura fija el nivel básico de impulso a que trabaja el sistema. Sobre los aisladores se localizan dos mordazas, dentro de las cuales entra a presión el cartucho del fusible.

Dentro del cartucho se encuentra el elemento fusible, que normalmente está formado por un alambre o tiras metálicas con una sección reducida, que está calibrada de acuerdo con su capacidad de corriente. En esta sección se produce una densidad de corriente elevada que, al pasar de un valor determinado y durante un tiempo prefijado, se produce la fusión del elemento y, la apertura del circuito de que se trate. Al fundirse el elemento fusible se generan gases a presión dentro del cartucho del fusible que son proyectados hacia el exterior del tubo. El gas a presión está formado por el aire que se encuentra dentro del cartucho que se expande bruscamente por efecto del calor del arco eléctrico y que, al ser expulsado, produce la extinción del arco al pasar por cero la onda de corriente.

Para los elementos fusibles se utiliza como material un alambre de aleación a base de plomo, para el caso de bajas tensiones y corrientes, y una cinta de aleación a base de cobre o de aluminio, para el caso de mayores corrientes.

#### 1.6.4 Relés de Protección

Se trata de dispositivos electromagnéticos o electrónicos que protegen los equipos de una instalación eléctrica de los efectos destructivos de una falla, y reducen sus efectos y daños. Al decir “que protegen” se hace referencia a que al actuar en combinación con otros equipos se encargan de informar el daño, debido a la rápida desconexión del equipo que ha fallado.

Para el buen funcionamiento de un relé, éste debe cumplir ciertas exigencias, entre las cuales podemos citar las siguientes:

- a) Su funcionamiento debe permanecer inalterado para las variaciones de configuración de la red, tales como puestas en paralelo, modificaciones de la alimentación, entre otras.
- b) El funcionamiento debe producirse cualesquiera que sean la intensidad de cortocircuito, la naturaleza y situación de los defectos.
- c) El relé debe ser insensible a las sobrecargas y sobretensiones momentáneas.
- d) El relé debe ser insensible también a las oscilaciones de la tensión, corriente, etc.
- e) El relé ha de tener un consumo propio muy pequeño.

Los criterios más empleados para detectar un defecto, son los que se citan a continuación:

1. Aumento de la intensidad de corriente.
2. Disminución de la tensión.
3. Disminución de la impedancia aparente.
4. Comparación de la fase o de la amplitud de las corrientes de entrada y salida.
5. Inversión del sentido de la potencia entre la entrada y la salida.

#### ***Características de corriente:***

Corriente nominal. Corriente para la que ha sido calibrado el relé.

Corriente de funcionamiento. Denominada también corriente de desbloqueo, es el límite inferior del valor de la corriente que provoca el funcionamiento del relé.

Corriente permanente admisible. Llamada algunas veces, corriente de calentamiento, es el valor máximo de la intensidad que puede soportar permanentemente la bobina del relé, o los contactos del mismo.



Corriente máxima admisible. Llamada también valor de sobreintensidad, es el valor máximo de la intensidad que puede soportar la bobina del relé o los contactos del mismo durante un tiempo especificado.

Corriente a la apertura. Es el valor máximo de la intensidad que pueden cortar los contactos del relé, en el momento de la apertura de los mismos. Se llama también corriente al corte.

Corriente al cierre. Valor máximo de la intensidad que puede atravesar los contactos del relé en el momento del cierre de los mismos.

Corriente de retorno. Valor de la corriente para que el relé vuelva a su posición de reposo.

#### ***Características de tensión:***

Tensión de servicio. Es la tensión para la que ha sido calibrado el relé.

Tensión de funcionamiento. Denominada otras veces tensión de desbloqueo es el límite inferior del valor de la tensión que provoca el funcionamiento del relé.

Tensión permanente admisible. Es el valor máximo de la tensión que puede soportar permanentemente la bobina del relé, o los contactos del mismo.

Tensión máxima admisible. También se le llama valor de sobretensión y es el valor máximo de la tensión que puede soportar la bobina del relé, o los contactos del mismo, en un tiempo especificado.

Tensión de retorno. Valor de la tensión para la que el relé vuelve a su posición de reposo.

#### ***Características de potencia:***

Potencia de consumo. Llamada también consumo, es la potencia absorbida por los circuitos del relé para la tensión de servicio y la intensidad nominal. Se expresa en vatios o en volt-amperios, según los casos.

Potencia de funcionamiento. Denominada también potencia de desbloqueo es el límite inferior del valor de la potencia, que provoca el funcionamiento del relé.

Potencia permanente admisible. Llamada también, capacidad del relé, es el valor máximo de la potencia que pueden soportar los circuitos del relé.

Potencia a la apertura. Es el valor máximo de la potencia que pueden cortar los contactos del relé, en el momento de la apertura de los mismos. Se llama también capacidad al corte.

Potencia al cierre. Valor máximo de la potencia que pueden soportar los contactos del relé, en el momento del cierre de los mismos. También se conocen con el nombre de capacidad al cierre.



Potencia de retorno. Valor de la potencia para la que el relé vuelve a su posición de reposo.

***Características de tiempo:***

Instante de excitación. Instante en que la magnitud eléctrica (corriente, tensión o potencia), alcanza el valor de funcionamiento.

Tiempo de funcionamiento. Es el intervalo de tiempo comprendido entre el instante de excitación y el accionamiento de los contactos del relé.

Temporización. Retardo introducido voluntariamente en el tiempo de funcionamiento de un relé.

Relé de acción instantánea. Relé sin dispositivo de retardo. Entra en acción en el mismo instante en que la magnitud eléctrica (corriente, tensión) llega a su valor de funcionamiento. Se le llama también relé instantáneo.

Relé de acción diferida. Llamado otras veces relé temporizado, tiene un dispositivo de temporización de tal forma, que entra en acción después de cierto tiempo de haber alcanzado la magnitud eléctrica (corriente o tensión) su valor de funcionamiento.

Relé de retardo independiente. Es el relé de acción diferida cuyo retardo es siempre el mismo cualquiera que sea el valor de la magnitud eléctrica (corriente o tensión) que provoca el funcionamiento del relé.

Relé de retardo dependiente. Es el relé de acción diferida cuyo retardo varía con el valor de la magnitud eléctrica (corriente o tensión) que provoca el funcionamiento del relé.

***Otras características:***

Calibrado. Valor de las magnitudes eléctricas (corriente, tensión, potencia, entre otras), marcados sobre la placa de características, para los cuales se dimensionan las bobinas y los contactos del relé.

Relación de retorno. Relación en tanto por ciento entre el valor de retorno de una magnitud eléctrica (corriente o tensión) y el valor de funcionamiento.

### **1.6.5 Relés más usados en Subestaciones**

Las protecciones más utilizadas en las subestaciones están basadas en los siguientes relés:

- Relés de sobrecorriente.
- Relés diferenciales.
- Relés de distancia.





- Relé direccional.
- Relé de hilo piloto.

### 1.6.6 Sistemas de Protección

Entre los sistemas de protección se tienen los siguientes:

#### *Protección primaria*

La protección primaria debe operar con la mayor rapidez posible y en primer lugar. La de respaldo se energiza y arranca al mismo tiempo que la primaria, y como es más lenta, sólo operará en caso de que la primaria no respondiera. En el remoto caso de que fallaran la primaria y la de respaldo, deben operar las protecciones de las subestaciones alimentadoras, que haciendo las veces de una tercera protección, mucho más lenta, desconecta la energía que incide sobre la zona de falla.

La protección primaria se diseña de tal manera que desconecte la mínima porción posible de un sistema de potencia, de manera que aisle el elemento fallado, tomando en consideración lo siguiente:

1. Cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada deberá disparar todos los interruptores que envían energía a esa zona.
2. Se deben considerar zonas de traslape los puntos de unión de zonas contiguas, que por lo general son interruptores. De tal manera que en caso de producirse una falla en la zona de traslape, se deben disparar todos los interruptores que alimentan las dos zonas.
3. Los transformadores de corriente son los elementos que físicamente delimitan las zonas de protección y se localizan en ambos lados de cada uno de los interruptores, formando juegos de tres unidades monofásicas.

Un sistema de protección es más seguro en su operación, a medida que tenga menos dispositivos, y por lo tanto menos eslabones que pueden ofrecer posibles puntos de falla. Una protección muy elaborada permite mayor seguridad de que opere, pero por otro lado presenta mayores probabilidades de falla de uno de los elementos, además de mayor costo.

Las protecciones primarias pueden fallar por alguno de los factores siguientes:

1. Falla del interruptor, ya sea del mecanismo de operación o del circuito de disparo.
2. Falla de la alimentación de corriente directa.
3. Falla de algún relé.
4. Falla de los transformadores de instrumento.



## 5. Falla en las conexiones.

### ***Protección secundaria o de respaldo***

Es la protección que debe operar cuando la protección primaria falla o está fuera de servicio. Opera mediante componentes independientes de las utilizadas en la protección primaria, de manera que no puedan ser afectadas por las mismas causas que produjeron la falla en esta protección.

La protección de respaldo desconecta generalmente una porción mayor del sistema, que la primaria.

Los relés de una protección secundaria, aunque arrancan al mismo tiempo que los de la primaria correspondiente, no deben operar simultáneamente con ésta, por lo cual es necesario retrasar su ajuste, para dar tiempo a la protección primaria a que efectúe el ciclo de operación completo.

### ***Protección de respaldo remota***

Es una protección remota que se activa cuando han fallado las protecciones primarias propias de la subestación. Se considera como un tercer grado de protección (NO), que opera por medio de las protecciones primarias de las subestaciones alimentadoras, y que libera los interruptores que alimentan la falla de la subestación considerada.

Es una protección independiente del suministro local de energía, y es esencial donde no hay protección de barras. En esta protección se utilizan relés de sobrecorriente de distancia, de alta velocidad, y cuya señal se envía a través de hilo- piloto, si la distancia es menor de 20 km, y si la distancia es mayor, la señal se envía a través de un equipo de onda portadora como ilustración, se muestra un ejemplo en el Anexo II.

### ***Protección de respaldo local de interruptor***

Este tipo de protección se considera también como de tercer grado. En este caso se protege con un tercer juego de relés, que operan cuando ocurre la falla de algún interruptor.

En resumen para cada caso de falla de interruptor, se debe efectuar un análisis, sobre que interruptores deben disparar para disipar la falla, y cuya orden debe ser proporcionada por una orden de respaldo local.



## 1.7 Automatización de Subestaciones de Energía Eléctrica

### 1.7.1 Introducción

El sistema de automatización de una subestación es el elemento que le permite al operador tener toda la información concentrada en un solo sitio con el fin de ejecutar sus acciones operativas de una manera más segura, brindándole la información necesaria en el tiempo oportuno con el fin de evitarle cometer errores en la operación de la subestación e incluso agilizar la reposición de los circuitos ante eventos imprevistos.

### 1.7.2 Generalidades

Las funciones de la automatización de subestaciones de distribución, permiten un control más efectivo de la operación continua del sistema energético. En cualquier proceso de automatización estas funciones están relacionadas con la adquisición y análisis de información, para a partir de estas, tomar decisiones y verificar si se ha conseguido el resultado esperado.

Un proceso de automatización debe desarrollarse por etapas, comenzando por un modesto grado de capacidad y complejidad para luego implementar nuevas funciones según sea necesario, para obtener beneficios económicos tangibles.

El sistema automatizado para subestaciones eléctricas debe ser capaz de efectuar básicamente tres acciones fundamentales que son:

- Monitoreo
- Control
- Protección.

El **Monitoreo** se refiere a la capacidad del sistema automatizado de conocer en todo instante de tiempo el estado de todo el sistema, que incluye el estado de los interruptores (contactos abiertos/cerrados), valores analógicos (voltajes, corrientes, potencias), lista de eventos, lista de alarmas y entradas de pulsos.

El **Control** se refiere a la capacidad del sistema automatizado de alterar el estado del sistema cuando y como estime, con el objetivo final de mantener la calidad en el servicio y su vitalidad. Entre los parámetros del sistema sobre los cuales puede actuar el control, según se defina, están: niveles de voltajes, niveles de potencia reactiva, control del tap de los transformadores y distribución de carga.

Las funciones típicas de control son:



- Secuencias de conmutación
- Aislamiento automático de secciones falladas
- Cambio automático de barras de distribución
- Autorrecierre inteligente

La **Protección** se refiere a la capacidad del sistema de automatización de detectar e identificar la aparición de una falla en el sistema y aislar el circuito fallado a través de los equipos de interrupción y señalización.

### **Funciones del sistema de automatización en subestaciones de distribución**

Entre las principales funciones que debe realizar un sistema automatizado en una subestación eléctrica se encuentran las siguientes:

1. Adquisición de datos desde:
  - Interruptores.
  - Cambiador de taps de los transformadores.
  - Banco de capacitores.
  - Transformadores.
  - Barras.
2. Control y supervisión de:
  - Interruptores.
  - Cambiador de taps de los transformadores.
  - Banco de capacitores.
  - Cuchillas.
3. Localización de fallas.
4. Aislamiento de la falla.
5. Restauración del servicio eléctrico.
6. Control de la Potencia Reactiva de la subestación.
7. Análisis y diagnóstico.



- Supresión de alarmas no relevantes.
  - Análisis de falla.
  - Informes generados automáticamente luego de una falla.
  - Análisis de secuencia de eventos.
  - Estadísticas de alarmas.
  - Evaluación automática de disturbios.
  - Supervisión de condiciones.
8. Soporte inteligente para la operación y la restauración.

Todas estas funciones de la automatización están respaldadas por un grupo de manejos o manipulación de procesos, interconectados pero cada uno de ellos con objetivos bien definidos. Estas manipulaciones pueden presentar la siguiente clasificación:

***Manejo de procesos:***

1. Manejo de la información del sistema.
2. Manejo de la integridad del sistema.
3. Manejo de la eficiencia del sistema.
4. Manejo del voltaje.

**a. Manejo de la información.**

En la automatización de la distribución, el manejo de la información es una función básica. Incluso en las formas más simples de automatización, un exacto y preciso conocimiento del estado del sistema es fundamental para permitir el inicio de acciones de control.

Dentro del manejo de información es preciso destacar algunos aspectos los cuales se abordan a continuación.

***Base de datos de un sistema de información.***

Un sistema de información para la automatización de la distribución tiene como elemento básico una base de datos la cual debe ser inicializada de forma muy precisa y diseñada para continuas puestas al día (actualizaciones con el fin de guardar todos los cambios en el estado del sistema). Las exigencias de una base de datos incluyen:



1. Siempre debe tener la información completa y de forma precisa.
2. Debe ser fácil su actualización por el sistema de automatización o por el operador.
3. Debe estar preparada para una futura ampliación según se expanda el sistema de distribución.
4. Su contenido debe ser de fácil acceso para el operador y para el sistema de automatización.

### ***Dinámica de la información.***

El manejo de la información es un proceso continuo en la automatización de la distribución, que realiza actividades de almacenamiento y procesamiento de datos.

1. *Almacenamiento de la información* La subestación es monitoreada en distintos puntos o localizaciones, con la frecuencia que sea necesaria para precisamente determinar su estado. La indicación de los estados de los equipos (abierto/cerrado), valores analógicos y acumulación de pulsos son todos grabados y almacenados en la base de datos.
2. *Procesamiento de la información* La información adquirida por el Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA en inglés) es procesada para servir a uno o varios propósitos; por ejemplo realizar las acciones de control (según el algoritmo establecido) y actualizar la base de datos entre otras funciones.

### **b. Manejo de la integridad del sistema.**

Esta función se ejecuta para minimizar el impacto de las fallas en el sistema, llevando al mínimo su duración e identificando y aislando la sección de la línea fallada, además restaurando el servicio lo más pronto posible para no afectar la alimentación en aquellas secciones de líneas donde no existe el efecto de la falla después de haber realizado una reconfiguración del sistema.

### ***Identificación de fallas y restauración del servicio.***

Muchos esquemas de sistemas de distribución son líneas radiales que parten de una o mas subestaciones donde la densidad de carga es tal que es justificable económicamente la implementación de la automatización de la distribución, muchas líneas se interconectan para brindar alternativas de alimentación a los usuarios por diferentes vías.

Bajo la ocurrencia de una falla la función de identificación, interrupción y seccionalización automática de líneas en condiciones de fallas es responsable de la determinación de cual sección ha experimentado una falla.



Para un sistema con las características antes mencionadas la secuencia de operación para la identificación de fallas y restauración del servicio puede ser la siguiente:

1. El interruptor de la línea fallada abrirá de acuerdo con la acción de la protección correspondiente y efectuará un número determinado de recierres.
2. Seguidamente si la falla desaparece antes de que acabe la operación de recierres estaremos en presencia de una falla temporal y no se requerirá de ningún otro tipo de acción.
3. Pero si el interruptor vuelve a abrir y permanece en esa posición, el sistema de automatización determinará la presencia de una falla persistente, efectuando su localización mediante la realización del monitoreo de la información obtenida en el flujo de la corriente de falla.
4. Como paso siguiente aislará la sección de la línea fallada, abriendo los interruptores apropiados según la acción de las protecciones.
5. Finalmente se restaurará el servicio a las secciones no falladas después de una reconfiguración de las líneas.

### **c. Manejo de la eficiencia del sistema**

La automatización de subestaciones permite abrir un nuevo capítulo en la actividad de la eficiencia de la operación de los sistemas eléctricos; el hecho de poder contar con la información de las variables que inciden sobre este aspecto en tiempo real y la posibilidad de ejecutar las decisiones convenientemente valoradas, conllevan a la explotación óptima de estas instalaciones para minimizar pérdidas de potencia y energía.

Entre las principales acciones que pueden llevarse a cabo para este fin figuran:

1. El control de la potencia reactiva localizada en la subestación (este control se haría en coordinación con los intereses del sistema).
2. La distribución de la carga entre los transformadores de la subestación, así como la selección de los que deben aparecer en cada momento.
3. El ajuste del voltaje en los nodos de carga para controlar la potencia y energía de los consumidores. Esta posibilidad está estrechamente vinculada con la representación de las cargas seleccionadas, la cual puede ser cuidadosamente estudiada al contar con un monitoreo en tiempo real de los voltajes, corrientes y potencias de las líneas que las alimentan.



### ***Manejo de pérdidas por control de la circulación de reactivo.***

La automatización de las subestaciones puede realizar la explotación de los capacitores ubicados en la misma en función del objetivo deseado.

Es una práctica frecuente situar capacitores fijos en las subestaciones para compensar la potencia reactiva consumida por los transformadores de la subestación la cual es en realidad variable. Un adecuado control de esta tarea redundaría en la disminución de pérdidas y permite un mejor ajuste del voltaje que a su vez incide sobre la potencia reactiva generada por el banco. En la actualidad estas funciones no se ejecutan de una forma tan precisa, por lo que es posible incorporar nuevos ahorros de energía por este medio.

#### **d. Control de niveles de voltaje.**

El sistema de automatización de la distribución se usa para monitorear y controlar los niveles de voltajes de los puntos claves del sistema, para mantenerlos dentro de los límites deseados, controlando la posición de los taps de los transformadores de potencia bajo carga, reguladores de voltaje y bancos de capacitores. El manejo de voltaje y de la eficiencia del sistema está estrechamente relacionado desde el punto de vista de que controles similares se ejecutan para obtener los beneficios en cada una de estas categorías.

El control del voltaje se puede usar también para reducir selectivamente los niveles de voltajes del sistema de distribución cuando sea necesario. La ventaja de la automatización es que se puede llevar a cabo un control completo de los niveles de voltaje en todos los puntos claves del sistema de una forma muy rápida. Los valores de voltajes se ven afectados por varios factores como son: la magnitud de la carga, el factor de potencia y la configuración de los circuitos y sus impedancias; el control tanto de voltaje como de reactivo son dos funciones que se realizan al mismo tiempo, debido a la interrelación entre ambos, pero con cierta independencia, por ejemplo: se sugiere que el control del voltaje tenga prioridad sobre el flujo de reactivo y las pérdidas. Esta técnica también reconoce el cambio de las prioridades operacionales según sea la condición o el estado del sistema, dependiendo de que esté en modo reconfigurado o de emergencia.

### **1.7.3 Beneficios de la automatización**

La automatización en sentido general ofrece un número de beneficios potenciales a la empresa eléctrica que la lleva a cabo. Para determinar estos beneficios es necesario determinar las capacidades y requerimientos de las funciones que serán implementadas. La determinación de los beneficios es una parte importante de la realización de la evaluación económica de la automatización,





conjuntamente con la determinación de los costos del proceso de automatización, la magnitud de los beneficios será afectada por la selección de las funciones y el área geográfica a automatizar.

Los beneficios de la automatización pueden ser clasificados de forma general como:

1. Reducción del costo de operación y mantenimiento.
2. Dilatación o aplazamiento del capital a invertir en la automatización.
3. Mejora en las operaciones.

Los beneficios del capital dilatado se obtienen con el aplazamiento de inversiones debido al uso de la automatización existente ya que se eliminan las compras seguras o por el aplazamiento de éstas de un año a otro a partir de un uso más efectivo de las capacidades y facilidades existentes. Se obtienen ahorros de costos operacionales y de mantenimiento una vez que el sistema es capaz de localizar automáticamente las fallas en las líneas, aislar la sección fallada y rápidamente restaurar el servicio en aquellas áreas que no fueron afectadas por las fallas. Se reduce también la mano de obra para la ejecución de estas labores así como el equipamiento necesario. La reducción del costo y mejora operacionales un término mucho mas amplio y difícil de calcular, pudiéndose ejemplificar con el ahorro de combustible usado para la generación a través del sistema y los beneficios que brinda al sistema la sustitución de las antiguas protecciones por las equivalentes digitales.

Los principales beneficios cuantificables que se obtienen con la automatización en subestaciones de distribución son:

1. Reducción de gastos capitales de inversión debido a:
  - Aplazamiento de las adicionales facilidades de la subestación.
  - Efectiva utilización de las facilidades existentes en las subestación.
2. Reducción del costo de operación y mantenimiento de los relés por:
  - Pruebas periódicas a los mismos.
  - Fácil inicialización de los mismos.
3. Reducción del costo de operación y mantenimiento por facilidades de:
  - Adquisición de datos.
  - Análisis de los datos obtenidos.
  - Pruebas y reparación de los dispositivos de adquisición de datos.



Como beneficios no cuantificables podemos citar que el sistema es capaz de brindar:

- Mayor calidad y seguridad del servicio energético brindado.
- Mayor satisfacción de los consumidores.
- Mejor información para ingenieros y planificadores.
- Ventajas para la elaboración de estrategias y mercadotecnia (Marketing).

Los costos mayores están en la inversión capital y en el mantenimiento y operatividad del sistema automatizado, basados en el estado actual del mercado y la propia experiencia del personal de la subestación para llevar a cabo el mantenimiento y operación de la subestación, respectivamente.

Para realizar un análisis exhaustivo de la relación costo/beneficio de una automatización, este debe hacerse por métodos computacionales, enmarcado en un periodo de tiempo establecido y teniendo en cuenta el costo capital o total de la inversión, razón de escalado (etapas de la automatización), tiempo de vida esperado del equipamiento instalado, y el tiempo real de vida útil (máxima capacidad) de este equipamiento al final del período de tiempo analizado. En este análisis no solo deben tenerse en cuenta aquellos beneficios calculados computacionalmente sino también aquellos que no son cuantificables, mencionados anteriormente, obtenidos como resultados del funcionamiento de dicho sistema automatizado.

Una vez conocidas las funciones que deben cumplir los sistemas automatizados de subestaciones de distribución, así como la relación costo/beneficio obtenida se exponen las características propias de los sistemas automatizados utilizados en subestaciones de energía eléctrica de distribución.

#### **1.7.4 Características de los Sistemas Automatizados en las Subestaciones de Energía Eléctrica**

Un sistema automatizado para subestaciones de energía eléctrica está formado como todo sistema automatizado por un Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA en inglés). Estos sistemas cuentan con una serie de instrumentos que permiten obtener información del proceso objeto de supervisión y control, a partir de las mediciones que estos realizan, por ejemplo: corriente, voltaje, potencia activa y reactiva y ángulo de fase o factor de potencia, estas señales analógicas son digitalizadas en la unidad terminal remota (RTU en inglés) y enviadas a la unidad de control central; además se obtienen las mediciones de las entradas digitales, las cuales están compuestas por señalizaciones y alarmas; las señalizaciones comprenden el estado o posición de los aparatos de maniobra (interruptores, taps de transformadores, etc.), las alarmas básicamente comprenden la



indicación de actuación de protecciones y toda la información que sin ser protecciones indican situaciones anormales en la planta.

Los sistemas SCADA utilizados para automatizar parcial o totalmente la gestión de las redes de transmisión, subtransmisión y distribución, tienen una estructura, configuración y funciones que varían en complejidad de acuerdo a las características de la red eléctrica a controlar. La estructura de un sistema SCADA está constituida por los siguientes subsistemas:

- Subsistema de Adquisición de datos y comunicaciones.
- Subsistema de Cómputo.
- Subsistema de Interfaz hombre-máquina.
- Subsistema de Programación (Software).

#### **Subsistema de adquisición de datos y comunicaciones.**

El subsistema de adquisición de datos y comunicaciones comprende, entre otros equipamientos, la interface utilizada en las instalaciones controladas para vincular el proceso con los equipos electrónicos que permiten su control. Estos equipos se denominan unidades terminales remotas o simplemente unidades remotas. La interface está compuesta por transductores y relés auxiliares que posibilitan, por una parte la adquisición de información de la planta controlada y por otra parte, la ejecución de comandos sobre determinados elementos de dicha planta, con la necesaria separación galvánica.

Forman también parte de este subsistema las unidades maestras que desde el centro de control o despachos se vinculan con las unidades terminales remotas, como así también los equipos de comunicaciones, que mediante medios físicos permiten dicha vinculación.

La tendencia actual, es además de la automatización del sistema eléctrico a nivel global usando el sistema SCADA y equipos automáticos requeridos, automatizar a nivel local las instalaciones. Para la adquisición de información y ejecución de comandos en las instalaciones es cada vez más frecuente el uso de controladores lógicos programables, que interconectados mediante entradas o mediante una red local tipo PC COMPATIBLE, permiten realizar eficientemente el control a nivel local así como también el control de instalaciones geográficamente dispersas.

#### **Subsistema de Cómputo.**

El subsistema de cómputo está constituido por microcomputadoras, generalmente en configuración dual, trabajando como reserva fría o caliente, encargadas de procesar la información que reciben del



sistema y presentándola al operador a través del dispositivo de visualización, impresión y registro. La tendencia es a utilizar microcomputadoras tipo PC COMPATIBLES en un entorno de red local.

### **Interface Hombre-Máquina.**

La interface hombre-máquina comprende todos los dispositivos y medios que permiten que el operador interactúe con el sistema, bajo control de monitores, impresoras, teclados, etc. La información presentada en pantalla es de tipo alfanumérica y gráfica; esta última está constituida básicamente por esquemas monolineales, diagramas y gráficos. Los esquemas monolineales se representan en forma simplificada con símbolos normalizados y colores convencionales para las diversas tensiones, divididas en distintos niveles, seleccionables por el operador:

- Unifilar de todo el sistema supervisado.
- Unifilar de la estación transformadora (de alta, media tensión o centro de distribución).
- Unifilar de un alimentador o línea con sus subestaciones de media baja tensión asociada.

En correspondencia con cada símbolo del esquema unifilar (barras, líneas, transformadores, alimentador) que se presenta en pantalla, se indica el valor de la magnitud eléctrica correspondiente (tensión, corriente, potencia o energía) mediante un número de tres o cuatro dígitos según corresponda.

Los valores medidos o calculados que se editan en pantalla, complementando la información de los esquemas unifilares son tomados de la base de datos del sistema. Los gráficos y diagramas se construyen en base a la información adquirida. Desde la consola o puesto del operador es posible solicitar que la información brindada en el monitor (tablas, gráficos o diagramas) sea impresa en papel. La impresión de alarmas es espontánea indicándose en texto claro. El protocolo de salida es usual que incluya:

- Indicación de estado (normal, alarmas, prueba).
- Indicación de tiempo (Hora, minutos, segundos y décimas de segundos).
- Identificación de dispositivos.
- Descripción del evento.

### **Posibilidades de la impresión.**

#### ***Impresión automática.***

- Registro diario de servicio.



- Informe diario de servicio.

***Impresión ha pedido del operador.***

- Variaciones de estado.
- Alarmas persistentes.
- Esquemas eléctricos.
- Parámetros estadísticos de las medidas.

***Registro diario de servicio.***

- Número progresivo de información.
- Hora de tratamiento.
- Denominación de la estación controlada.
- Denominación del elemento de la estación controlada.
- Tipo de elemento (líneas, transformadores, etc.).
- Descripción de la información.
- Último valor de la corriente antes del disparo de un interruptor.
- Código de selección numérica del elemento de la subestación controlada.

***Informe diario de servicio.***

- Duración de las interrupciones del servicio (voluntarias o accidentales) con indicación del valor estimado de la energía no suministrada.
- Duración de las alarmas.
- Estado de desgaste excesivo de los interruptores.

***Parámetros estadísticos de las medidas.***

- Valor medio.
- Valor máximo y hora correspondiente.
- Valor mínimo y hora correspondiente.



### **Subsistema de Programación.**

El software abarca los programas básicos del sistema de control necesarios para la adquisición de datos y la ejecución de comandos, los programas de aplicación y de estudio en aquellos casos en los cuales la arquitectura del sistema así lo aconseja y los programas para el funcionamiento de la red local de microcomputadoras. Se puede entonces considerar el software del sistema SCADA compuesto por los siguientes paquetes de programas:

- Programas internos de la microcomputadora, comprendiendo subsistemas operativos multiusuarios y multitareas, ensambladores, compiladores, editores, entre otros.
- Programas de control en tiempo real, que comprenden aquellos destinados al control de comunicaciones, adquisición de datos, vigilancia supervisora de alarmas, control, diálogo operador/sistema, etc.

Este *software* se caracteriza por estar constituido por funciones del usuario (*foreground* en Inglés) y funciones transparentes al usuario (*background* en Inglés). Las funciones *background* son aquellas que ejecutan, monitorean y controlan los programas vitales de control de procesos. Difieren de las funciones *foreground* en que no necesitan ser editadas en pantalla para correr, y además por el hecho de que más de una función *background* puede ser ejecutada simultáneamente, puesto que estas son residentes en memoria y pueden operar independientemente del acceso al disco. Las funciones *background* tienen prioridad más alta que las funciones *foreground* con respecto al tiempo de acceso a la CPU.

Las funciones *foreground* a diferencia de las *background* no son residentes en memoria, una función *foreground* es cargada en memoria solo cuando es requerida. En general solo una función de este tipo puede ejecutarse al mismo tiempo, pero puede correr simultáneamente con diversas funciones *background*.

#### **1.7.5 Aspectos generales de los Sistemas de Adquisición de Datos**

La adquisición de datos en términos generales constituye un proceso de recolección de una información que describe una situación dada; el dato típicamente refleja lo que estaba sucediendo cuando fue satisfecha una determinada condición usualmente definida por una base de tiempo uniforme, aunque podría ser controlada también por cualquier evento.

La adquisición de datos y el control, en la industria y el laboratorio, no es más que la recolección de información analógica o digital con el propósito de observar y analizar eventos del mundo real, así



como la capacidad del sistema para determinar niveles críticos de tales eventos y responder apropiadamente con una señal analógica o digital que pueda controlar un dispositivo.

Básicamente un sistema de adquisición de datos podemos definirlo como un sistema empleado para la medición y recolección de señales eléctricas desde los elementos de campo con el empleo de una microcomputadora para el procesamiento de la información obtenida.

Debido a que una computadora es un dispositivo digital, ella requiere una señal de ese tipo para procesar la información; por tanto el propósito fundamental de la adquisición de datos es trasladar las señales del mundo real a un formato digital que pueda ser aceptado por la computadora.

### **Tipos de sistemas de adquisición de datos.**

El advenimiento de las computadoras personales modernas (PC) trajo ventajas de flexibilidad, potencia y eficiencia para los sistemas de adquisición y control computarizados. Gracias a un significativo grado de normalización de las PC y de las funciones de los sistemas de adquisición de datos, existe actualmente un conjunto de paquetes de aplicaciones y herramientas que permiten que ingenieros y científicos puedan realizar ahora sus sistemas de adquisición según sus especificaciones en poco tiempo y con la calidad requerida. De acuerdo a las formas de interconectar los circuitos utilizados en la adquisición de la información con una computadora podemos dividir estos sistemas en dos grandes grupos:

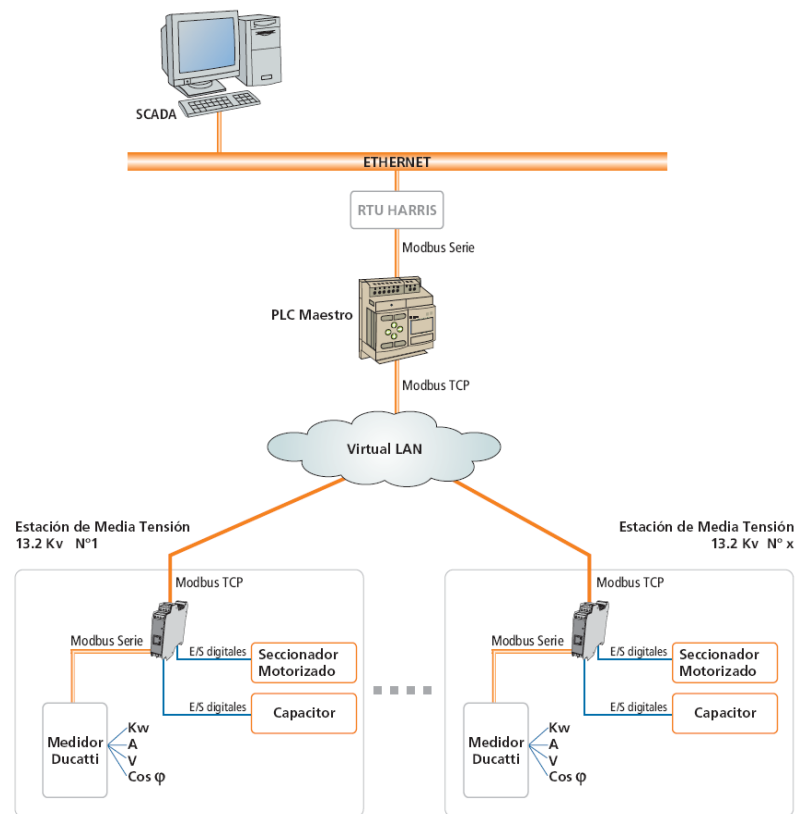
1. Conexión directa al bus de la PC (Bus Interno).
2. Conexión a través de un canal estándar de comunicación como el RS-232, RS-422 o IEEE-488 (Bus Externo).

La primera forma se conoce como *plug-in-board* puesto que son tarjetas que contienen una gran parte de los circuitos de adquisición y se conectan en los *slots* de expansión de la computadora maestra. Entre las computadoras maestras más populares en aplicaciones de adquisición de datos para la industria se encuentran la IBM PC y compatibles y las MACINTOSH. En general los sistemas de adquisición de datos no requieren una computadora extremadamente potente, sin embargo cuando se combinan la adquisición de datos, el análisis y la visualización gráfica, sí es necesario entonces el empleo de estos tipos de computadoras.

Las tarjetas *plug-in* por lo general se organizan como un arreglo de registros direccionables por la PC ya sea como puertos o como localizaciones de memoria, donde el direccionado de memoria permite mayor velocidad. La mayoría de estas tarjetas están equipadas con un banco de interruptores que permite al usuario seleccionar las direcciones a las que responderán estos registros; de esta forma

si se conoce la configuración del hardware de la computadora, usando el mapa podrán seleccionarse fácilmente las direcciones disponibles aunque debe tenerse cuidado de que surja un conflicto de direcciones si se coloca más de una tarjeta para la misma localización de memoria; no obstante existe el suficiente espacio para la implementación de cualquier sistema.

La segunda es conocida como *bus externo* ya que en este caso la adquisición se realiza externamente a la microcomputadora en una unidad independiente. Estos sistemas pueden tener o no Unidad Central de Procesamiento (CPU en Inglés) que permita realizar el procesamiento y las transferencias de los datos a la microcomputadora a través de un enlace de comunicación. Otras unidades funcionan como una extensión de la computadora Maestra usando la propia CPU de ésta. Un ejemplo de adquisición de datos utilizando una computadora se muestra en la figura 4.6



**Figura 1.9 Ejemplo de Arquitectura de un Sistema SCADA**

Estos sistemas realizan además de la comunicación con la microcomputadora, el acondicionamiento de la señal, la conversión análogo-digital (A/D), el almacenamiento del dato, escalado y conversión de las variables a unidades de ingeniería. Los módulos inteligentes independientes tienen típicamente un programa de control y algunas veces también de análisis del dato adquirido. Las unidades suelen inicializarse localmente y entonces simplemente la PC recibe el dato a intervalos de tiempos prefijados, no necesitando la comunicación con la computadora Maestra por largos





períodos, dependiendo exactamente estos de la cantidad de memoria local de que dispone la unidad inteligente.

De acuerdo a las características que presentan cada una de estas configuraciones, estas presentan ventajas y desventajas que relacionamos a continuación:

***Ventajas asociadas al BUS EXTERNO:***

- Virtualmente puede configurarse de cualquier tamaño.
- El sistema de adquisición de datos puede colocarse remoto a la computadora Maestra, o sea, cercano al punto de medición.
- El sistema de adquisición de datos en caso de ser inteligente ofrece la posibilidad de realizar algunas tareas sin la intervención de la computadora Maestra.
- El sistema de adquisición de datos puede acoplarse a cualquier tipo de computadora pues al no estar atados a un bus en específico, se pueden usar con máquinas que tienen arquitectura cerrada y sus *slot* no permiten expansión.

Por otra parte las ventajas asociadas a la conexión directa del sistema de adquisición de datos al BUS INTERNO de la PC incluyen:

- Alta velocidad debida a que al acoplarse directamente al bus de la PC, se produce una rápida transferencia del dato digital a la memoria de la máquina sin la intervención de un protocolo de comunicación que implicaría un enlace más lento. Esta transferencia del dato depende de la velocidad del bus de la máquina y aunque los sistemas externos pueden adquirir el dato hacia su memoria local a muy altas velocidades. La transferencia real del dato a la computadora se ve casi siempre limitada por el enlace de comunicación entre ambas.
- Bajo costo.
- Tamaño pequeño.

El costo se reduce según el tipo del sistema de adquisición y porque se utiliza la fuente de alimentación de la propia computadora además de no requerir un chasis adicional. También cuando el hardware de adquisición de datos está dentro de la computadora se obtienen ventajas de tamaño y empleo del espacio.



### **Criterios de selección de los sistemas de adquisición de datos.**

Para seleccionar un sistema de adquisición de datos acorde con los requerimientos del proceso tecnológico (objeto de medición) han de tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

1. Configurabilidad del sistema.
2. Complejidad de las funciones a realizar por la computadora Maestra.
3. Exactitud y estabilidad necesarias.
4. Intervalo de la señal del transductor.
5. Razón de muestreo de la señal de entrada.
6. Factores ambientales.
7. Consideraciones de salida.
8. Reloj y temporizadores.
9. Acondicionamiento de las señales.

Un sistema de adquisición de datos combina generalmente funciones de entrada y salida aunque existen tarjetas sólo de entrada analógica y tarjetas sólo de salida analógica. Las tarjetas de entrada analógica constituyen el conocido sistema de adquisición de datos y constan típicamente de un selector múltiple, un amplificador de instrumentación, un circuito de muestreo y retención (S/H) y un convertidor análogo digital(A/D). Estos operan bajo comandos de control y una lógica que mantiene el correcto orden de los eventos. Una tarjeta de salida contiene desde 1 hasta 8 convertidores dígito-analógicos (D/A) normalmente con salidas de voltaje o corriente.

También muchas aplicaciones industriales requieren que el sistema de adquisición, monitoree o inicialice algunas funciones; esto implica la necesidad de contar con entradas/salidas digitales que se acoplan a dispositivos tales como controladores, registradores de gráficos y monitoreo de alarmas. La aplicación indicará la necesidad del empleo de alguna o todas las funciones mencionadas anteriormente teniendo en cuenta que a medida que se incrementan las posibilidades del sistema (cantidad de funciones incorporadas) aumentan el costo.

Para seleccionar un sistema de adquisición de datos teniendo en cuenta los aspectos antes mencionados deben seguirse los siguientes pasos:

1. Identificación de los tipos de señales de entrada y salida.
2. Selección de los dispositivos de entrada/salida para la adquisición de datos.



3. Selección de los métodos adecuados para el tratamiento de las señales.
4. Selección de los métodos de programación.

## 1.8 Autómatas Programables (PLC)

Se entiende por controlador lógico programable (PLC), o **Autómatas Programables**, a toda máquina electrónica, diseñada para controlar en tiempo real y en medio industrial de procesos secuenciales. Su manejo y programación puede ser realizada por personal eléctrico o electrónico sin conocimientos informáticos. Realiza funciones lógicas: series, paralelos, temporizaciones, contajes y otras más potentes como cálculos, regulaciones, entre otras.

También se le puede definir como una “caja negra” en la que existen unos terminales de entrada a los que se conectarán pulsadores, finales de carrera, fotocélulas, detectores, unos terminales de salida a los que se conectarán bobinas de contactores, electroválvulas, lámparas, de tal forma que la actuación de estos últimos está en función de las señales de entrada que estén activadas en cada momento, según el programa almacenado.

Esto quiere decir que los elementos tradicionales como relés auxiliares, relés de enclavamiento, temporizadores, contadores, son internos. La tarea del usuario se reduce a realizar el programa que no es más que la relación entre las señales de entrada que se tiene que cumplir para activar cada salida.

### 1.8.1 Campos de Aplicación

El PLC por sus especiales características de diseño tiene un campo de aplicación muy extenso. La constante evolución del hardware y software amplía continuamente este campo para poder satisfacer las necesidades que se detectan en el espectro de sus posibilidades reales.

Su utilización se da fundamentalmente en aquellas instalaciones en donde es necesario realizar procesos de maniobra, control, señalización, etc., por tanto, su aplicación abarca desde procesos de fabricación industrial de cualquier tipo al de transformaciones industriales, control de instalaciones, etc.

Sus reducidas dimensiones, la extremada facilidad de su montaje, la posibilidad de almacenar los programas para su posterior y rápida utilización, la modificación o alteración de los mismos, que su eficiencia se aprecie fundamentalmente en procesos en que se producen necesidades tales como:

- Espacio reducido.
- Procesos de producción periódicamente cambiantes.



- Procesos secuenciales.
- Maquinaria de procesos variables.
- Instalaciones de procesos complejos y amplios.
- Chequeo de programación centralizada de las partes del proceso.

### 1.8.2 Ventajas e inconvenientes del (PLC)

No todos los Automatas ofrecen las mismas ventajas sobre la lógica cableada, ello es debido, principalmente, a la variedad de modelos existentes en el mercado y a las innovaciones técnicas que surgen constantemente. Tales consideraciones nos obligan a referirnos a las ventajas que proporcionan un Automata de tipo medio.

#### Ventajas del PLC

Las condiciones favorables que presenta un PLC son las siguientes:

1. Menor tiempo empleado en la elaboración de proyectos debido a que:
  - No es necesario dibujar el esquema de contactos.
  - No es necesario simplificar las ecuaciones lógicas, ya que por lo general, la capacidad de almacenamiento del módulo de memoria es lo suficientemente grande.
  - La lista de materiales queda sensiblemente reducida, y al elaborar el presupuesto correspondiente eliminaremos parte del problema que supone el contar con diferentes proveedores.
2. Posibilidad de introducir modificaciones sin cambiar el cableado ni añadir aparatos.
3. Mínimo espacio de ocupación.
4. Menor costo de mano de obra de la instalación.
5. Economía de mantenimiento, además de aumentar la fiabilidad del sistema.
6. Posibilidad de gobernar varias máquinas con un mismo Automata.
7. Menor tiempo para la puesta en funcionamiento del proceso al quedar reducido el tiempo de cableado.
8. Si por alguna razón la máquina queda fuera de servicio, el Automata sigue siendo útil para otra máquina o sistema de producción.



### Inconvenientes de un PLC

Como inconvenientes se podría plantear, en primer lugar, de que hace falta un programador, lo que obliga a adiestrar a uno de los técnicos en tal sentido.

Pero hay otro factor importante, como el costo inicial, que puede o no ser un inconveniente, según las características del automatismo en cuestión. Dado que el PLC cubre ventajosamente un amplio espacio entre la lógica cableada y el microprocesador, es preciso que el proyectista lo conozca tanto en su amplitud como en sus limitaciones. Por lo tanto, aunque el costo inicial debe ser tenido en cuenta a la hora de decidimos por uno u otro sistema, conviene analizar todos los demás factores para asegurarnos de una decisión acertada.

**CAPÍTULO II**  
**MATERIALES Y MÉTODOS**



## **2 METODOLOGÍA**

El presente proyecto investigativo se lo realizó en la República de Cuba, en la provincia de Santa Clara, municipio de “Villa Clara” bajo la coordinación de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central “Marta Abreu de las Villas”

Nuestra tesis investigativa se enmarco en un estudio analítico, descriptivo y explicativo acerca de Subestaciones Automatizadas; estableciendo una metodología adecuada la misma que consta de dos partes importantes encaminadas para la realización de nuestro tema de tesis, el primero fue la recopilación de la información acerca de la “Subestación Los Pinos” de la ciudad de Machala; que permitió la identificación del problema, objetivos e hipótesis de la investigación, y la segunda parte que fue dirigida a obtener la información primaria, es decir directamente del campo investigativo el mismo que fue realizado en diversas Subestaciones de la provincia de Loja, que en la actualidad están dedicadas a este tipo de trabajos, el cual se empleó la técnica de la observación.

Se indica que para la realización de nuestro tema de tesis se utilizaron recursos humanos (tres integrantes), financieros, de igual manera materiales (catálogos, revistas, documentales, software etc.) los mismos que nos permitieron obtener los objetivos establecidos en nuestro tema de tesis.

**CAPÍTULO III**  
**SITUACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN**  
**LOS PINOS DE LA CIUDAD DE MACHALA**





### **3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN LOS PINOS DE LA CIUDAD DE MACHALA**

En este capítulo se hace referencia a la ubicación de la subestación, así como al estado de los principales equipos con que cuenta, sus principales características de funcionamiento, y las principales falencias del sistema.

#### **3.1 Ubicación**

La ciudad de Machala, capital de la Provincia de El Oro, se encuentra ubicada al Sur del Ecuador. Se caracteriza por estar situada en una rica región que genera un gran comercio basado en la producción agrícola, centrada en el cultivo de banano. La población actual de Machala, es alrededor de 200.000 habitantes. Al Sureste de la Provincia de El Oro se encuentra ubicado Puerto Bolívar, uno de los más importantes puertos exportadores de banano del país.

La electrificación de la Provincia de El Oro, está a cargo de la Empresa Eléctrica Regional de el Oro S.A., desde el 1 de enero de 1966, fecha que inicia sus actividades como Empresa constituida, llevando desde entonces servicio a la colectividad gracias al cumplimiento y cooperación de autoridades, técnicos, empleados, trabajadores y entidades, vinculadas con el sector eléctrico. En la Figura 3.1 se muestra las diferentes subestaciones que pertenecen al Sistema Eléctrico de la Provincia de El Oro.

La subestación eléctrica “Los Pinos” se encuentra ubicada en el cantón Machala específicamente en la ciudadela Los Trabajadores, comprendida entre las calles Av. Madero Vargas y Av. Circunvalación Sur, vía al Puerto Bolívar.

Para una mejor ubicación y visualización de la disposición de los diferentes equipos de la Subestación “Los Pinos” se muestra el levantamiento físico de la misma en el plano “Vista de Planta de la Subestación los Pinos” (LAM. 1).

#### **3.2 Niveles de Voltaje**

La subestación Los Pinos se alimenta desde la Subestación Machala a través de la línea de subtransmisión Machala-Pinos de 7.31 km. de longitud, a un nivel de voltaje de 69 kV por el lado de alta tensión, para luego ser reducido a un valor de voltaje normalizado de distribución de 13.8 kV. Ver plano “DIAGRAMA UNIFILAR” (LAM. 2).



Figura 3.1 Sistema Eléctrico de la Provincia del Oro

### 3.3 Capacidad Nominal y Nivel de Carga

Se trata de una subestación de 16 MVA de capacidad nominal de barra simple de tipo radial, que se encarga de abastecer de energía a cinco sectores de la ciudad de Machala como son: Puerto Bolívar, Autoridad Portuaria, Barrios del Sur, Ceteoro y 18 de Octubre. Actualmente, la carga instalada de la subestación para cada sector está distribuida de la siguiente manera:

**Tabla 3.1 Alimentadores de 13.8 kV y Capacidad Instalada en la Subestación Los Pinos**

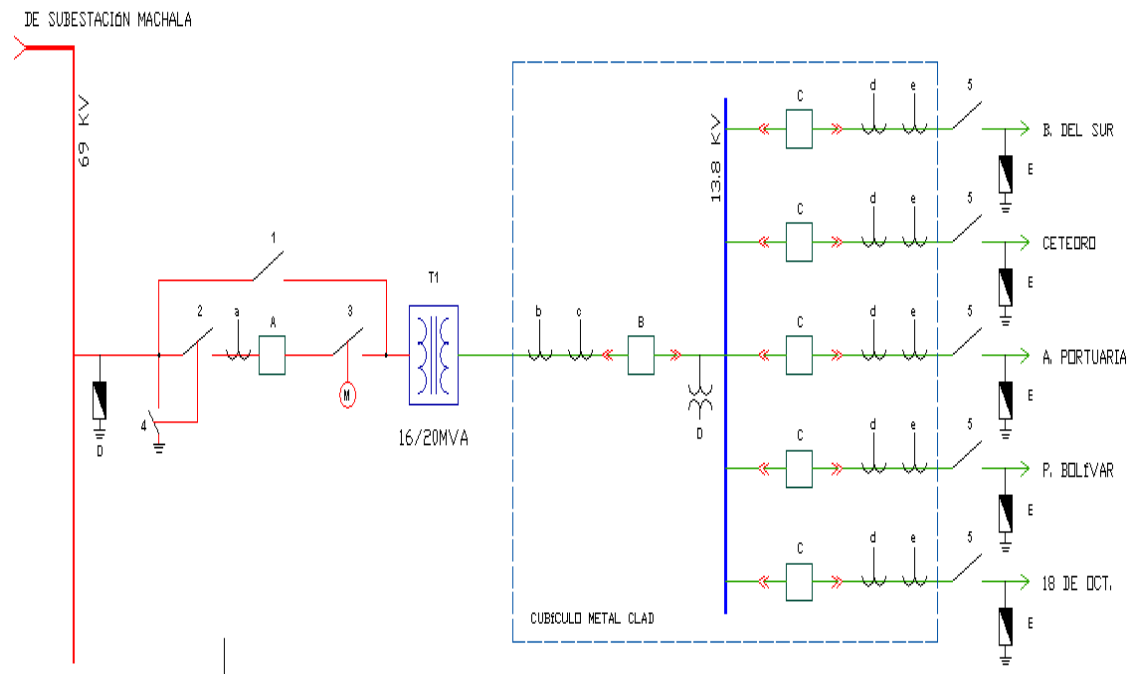
Subestación	Potencia instalada	Nombre Alimentador	Código Alimentador	Tipo (U/R)*	Cantidad Transformadores de Distribución	kVA Instalados	Longitud Total (km)
Los Pinos	16 MVA	Puerto Bolívar	0611	U	168	5 411	16.7
		Autoridad Portuaria	0612	U	118	5 762	11.7
		Barrios del Sur	0613	U	189	5 734	59.1
		Ceteoro	0614	U	274	8 719	14.8
		18 de Octubre	0615	U	215	7 814	16.4
<b>TOTAL</b>					<b>964</b>	<b>33440</b>	<b>118.7</b>

(U/R)\*: U: Urbano R: Rural

FUENTE: Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A.

AUTOR: Grupo de Investigación

El esquema unifilar de la subestación los Pinos, obedece a una estructura clásica, como puede apreciarse en la Figura 3.2 la misma que muestra los elementos más significativos de esta subestación.



**Figura 3.2 Esquema Unifilar de la Subestación los Pinos de la Ciudad de Machala**

(T1) Transformador de Potencia; (1) cuchillas de bypass tripolares; (2) cuchillas tripolares de accionamiento manual; (3) cuchillas tripolares de accionamiento motorizado; (4) Cuchilla de puesta a tierra; (5) Cuchillas monopolares; (a, b, c, d, e) transformador de corriente clase 0.5, C200, 10P20 y 0.5; (f) transformador de potencial; (A) disyuntor de pequeño volumen de aceite; (B, C) Interruptor de vacío; (D, E) Pararrayos.

### 3.4 Sistema de Transformación

El transformador de potencia instalado en la subestación Los Pinos que se observa en la Figura 3.3 es de tipo cKOUM 1409 S/69, marca Siemens construido en el año de 1998 con una capacidad de 16/20 MVA; es un transformador trifásico cuyo voltaje nominal por el lado de alta tensión es de 69 kV y por el lado de baja tensión de 13.8 kV, este transformador utiliza el tipo de conexión Dyn1.

La corriente nominal del transformador es de 133.8/167.4 A en el lado de alta tensión y de 669.4/836.7 A en el lado de baja tensión; así mismo, el valor de la corriente de cortocircuito en alta tensión es de 1.94 kA. Cuenta con un Nivel Básico de Aislamiento (BIL) en AT/BT de 350/110 kV, soporta una temperatura de 30 °C a una altura de 1000 m.s.n.m. En el Anexo III se muestra la placa del transformador en la que se detallan algunas características importantes.



**Figura 3.3 Transformador de potencia de 16/20 MVA**

### 3.5 Sistema de Protección

#### **Protección del Transformador de Potencia**

Este transformador es protegido por un relé diferencial electromecánico tipo DTH31, ésta protección se basa en la comparación de la corriente entre el lado de 69 kV y el lado de 13.8 kV del transformador.

#### **Circuito de 69 kV**

A la entrada del circuito de 69 kV se encuentran instalados tres pararrayos tipo MAL-PCL con contador de descargas, uno en cada fase para la protección del circuito contra descargas atmosféricas. El voltaje nominal de estos pararrayos es de 60 kV, los cuales soportan una corriente de 10 kA.

Así mismo, el circuito de 69 kV está protegido por un disyuntor de pequeño volumen de aceite marca Rey Rolle, trifásico (Figura 3.4), ubicado a la intemperie, al cual se lo controla por un relé electromecánico de protección diferencial trifásico tipo DTH31. Tiene una capacidad de voltaje nominal de 72.5 kV con corriente nominal de 600 A, 20 kA; este disyuntor posee:

- Contactos auxiliares para sensor estado de 125 VDC.
- Bobinas de disparo y cierre 125 VDC.
- Motor de carga de resorte de 127 VCA.



**Figura 3.4** Disyuntor de pequeño volumen de aceite

Cuando se produce una corriente de falla en el transformador de potencia, esta es censada por el relé diferencial, el cual envía una señal para abrir los contactos del disyuntor protegiendo así la parte afectada; pero para realizar la reconexión del mismo, esta se la realiza en forma manual al igual que se lo hace para darle mantenimiento.

En este circuito existe un juego de cuchillas tripolares de accionamiento manual (Figura 3.5) con contactos auxiliares para sensor estado de 125 VCD, ubicadas a la entrada del interruptor de 69 kV, mientras que a la salida de éste, está instalado un juego de cuchillas tripolares motorizadas con contactos auxiliares para sensor estado de 125 VCD. También se encuentran instaladas en paralelo al disyuntor un juego de cuchillas de bypass tripolares de accionamiento manual, que permiten dar mantenimiento al interruptor de 69 kV sin interrumpir el suministro de energía. Las maniobras de operación de estas cuchillas son realizadas manualmente.



**Figura 3.5 Cuchillas de bypass tripolares**

### **Circuitos de 13.8 kV**

Luego del transformador de potencia se encuentra instalado un interruptor de vacío trifásico, marca Mitsubishi que se encarga de proteger el circuito totalizador de 13.8 kV. La capacidad de voltaje nominal de este reconectador es de 15 kV con una corriente nominal de 1200 A, y una corriente de cortocircuito de 23 kA. Sus características son las siguientes:

- Este interruptor es controlado por el relé diferencial electromecánico tipo DTH31, y por tres relés de sobre corriente tipo CO81D ubicado uno por cada fase.
- Posee contactos auxiliares para sensar estado de 125 VDC.
- También posee bobinas de disparo y cierre de 125 VDC.
- Motor de carga de resorte 125 VDC.

De la barra de 13.8 kV se derivan cinco alimentadores primarios de energía, cada uno de estos son protegidos por cinco interruptores trifásicos encapsulados, marca Mitsubishi (Figura 3.6), instalados uno en cada alimentador primario. Cada reconectador de vacío tiene un voltaje nominal de 15 kV y una corriente de 600 A, y una corriente de cortocircuito de 23 kA.



**Figura 3.6 Interruptor de Vacío de 13.8 kV**

Estos interruptores constan de los siguientes elementos:

- El control de cada reconectador se realiza por un relé de sobrecorriente SPAJ 140C marca ABB.
- Contactos auxiliares para sensar el estado de 125 VDC.
- Bobinas de disparo y cierre de 125 VDC.
- Motor de carga de 125 VDC.

Cabe señalar, que la maniobra de estos interruptores, ya sea para efectuar mantenimiento o para realizar maniobras de recierre luego de haberse abierto sus contactos, se lleva a cabo manualmente, labor que es ejecutada por el operador de la subestación.

El relé combinado de sobrecorriente de falla a tierra SPAJ 140C mostrado en la Figura 3.7 es utilizado para la protección de falla a tierra de los alimentadores primarios radiales, en sistemas de potencia puestos rígidamente a tierra, o a través de una impedancia. El relé de protección integrado incluye una unidad de sobrecorriente de fase y una unidad de falla a tierra con facilidades de disparo y señalización. Este relé combinado de sobrecorriente y fallo a tierra es un relé secundario conectado a los transformadores de corriente del objeto protegido. La unidad de sobrecorriente trifásica y la unidad de falla a tierra miden continuamente las corrientes de fase y la corriente de neutro del objeto protegido. Cuando se detecta una falla el relé arranca, envía una señal para el disparo del interruptor, provee alarma y registra la información de falla. Las características técnicas del relé SPAJ 140C se muestran en el Anexo IV.



**Figura 3.7 Relé de sobrecorriente SPAJ 140C**

A la salida de cada interruptor y antes de la salida al alimentador primario se encuentran instaladas un juego de tres cuchillas monopolares sin contactos auxiliares, las mismas que sirven como

instrumentos de seccionamiento en cada circuito correspondiente; estas cuchillas son de operación manual. En la Figura 3.8 se muestran las salidas del circuito de 13.8 kV



**Figura 3.8 Salidas del circuito de 13.8 kV**

Como protección contra las descargas atmosféricas, a la salida de cada alimentador se encuentra instalado un juego de pararrayos, cuyo voltaje nominal es de 12 kV y una corriente de descarga de 10 kA.

### 3.6 Sistema de Medición

La subestación cuenta con equipos de medición digital instalados en el lado de 13.8 kV, tanto en el interruptor (circuito) principal como en cada uno de los alimentadores.

En el circuito totalizador, se encuentra instalado un medidor digital de energía trifásico ION 7650, de la firma POWER MEASUREMENT (Figura 3.9), el cual permite tomar datos de las diferentes variables en este punto del sistema.



**Figura 3.9 Medidor de energía ION 7650**

Este medidor registra los siguientes parámetros:

- **Parámetros Eléctricos**
  - Voltaje (L-L)(L-N)
  - Frecuencia



- Corriente (I1, I2, I3)
- Corriente (I4, I5)
- Potencia activa kW, reactiva kVAR y aparente kVA
- kWh, kVARh, kVAh
- Demanda de energía activa y reactiva
- Factor de potencia
- Armónicos (hasta 40th)
- Factor K
- Factor de cresta
- Componentes simétricas

Otras características técnicas de este equipo de medición se detallan en el Anexo V.

Así mismo se encuentran instalados cinco Medidores digitales de Energía, trifásicos 3720 ACM, de la Firma POWER MEASUREMENT, que sirven para realizar mediciones de los diferentes parámetros de energía a la salida de cada alimentador (Figura 3.10).



**Figura 3.10 Medidor Trifásico de Energía 3720 ACM**

Este medidor de energía permite obtener las siguientes mediciones:

**a) Magnitudes Eléctricas**

- Voltaje
- Corriente



- Potencia, activa, reactiva y aparente
- Energía activa, reactiva y aparente
- Frecuencia
- Factor de potencia
- Demanda, mínima y máxima

**b) Calidad de la energía**Distorsión de armónicos

- total, uniforme, impar e individual
- Factor K

**c) Energía Bi-direccional**Mediciones Básicas

- Energía activa, reactiva y aparente

Modos de medición

- Importado, exportado, red y total

**d) Información de Estado**Control de las condiciones del relé

- Estado de las condiciones de las entradas
- Estado del contador de entradas totales
- Condiciones de Ajuste

Autodiagnóstico de información

En el Anexo VI se detallan las características técnicas de los medidores digitales de energía ACM 3720.

**3.7 Transformadores de Corriente (T/C) y de Potencial (T/P) Instalados**

En el circuito de 69 kV se encuentran instalados en cada fase un transformador de corriente (T/C) clase 0.5 (Figura 3.11). La relación de transformación de estos transformadores es de 600/50:1 A, con una capacidad de 20 VA. La finalidad de estos instrumentos es servir de alimentación de corriente al relé de protección diferencial DTH31.



**Figura 3.11 Transformador de corriente clase 0.5**

Para alimentar de corriente a los relés electromecánicos de protección de sobrecorriente CO81D (Figura 3.12) y diferencial DTH31 en el circuito totalizador de 13.8 kV, se ha instalado tres transformadores de corriente (T/C) clase C200 B2, con capacidad de 50 VA, cuya relación de transformación es de 100/200/300/400/500/600/800/900/1000/1200:5 A, uno por cada fase y tres transformadores de corriente (T/C) clase C100 B1 cuya relación de transformación es de 200/100:5 A, uno por cada fase. En este mismo circuito, para alimentación de los instrumentos de medición de los diferentes parámetros eléctricos, se dispone de tres transformadores de corriente (T/C) clase 0.5, con una relación de transformación de 100/200/300/400/500/600/800/900/1000/1200:5, con potencia aparente de 15 VA.



**Figura 3.12 Relés electromecánicos de protección de sobrecorriente CO81D**

Así mismo, para alimentar de corriente a los relés de protección contra sobrecorriente SPAJ 140C en el circuito de cada alimentador se dispone de tres transformadores de corriente clase >eYãÐÓæ, siendo su capacidad de 15 VA y su relación de transformación de 50/100/150/200/250/300/350/400/450/500/550/600:5 A. Para efectos de medición, se han instalado tres transformadores de corriente (T/C) clase 0.5 con capacidad de 25 VA y una relación de transformación de 50/100/150/200/250/300/350/400/450/500/550/600:5 A, instalados uno en cada fase del circuito.



Para realizar mediciones tanto en el circuito totalizador de 13.8 kV como de cada alimentador, primario se ha instalado en la barra de 13.8 kV tres transformadores de potencial (T/P) clase 0.5 conectados en estrella a tierra por el lado de alta tensión y en estrella por el de baja tensión, con una capacidad de 75 VA y cuya relación de transformación es de  $13.8/\sqrt{3}:0.115/\sqrt{3}$  kV. Estos transformadores se encuentran protegidos por tres fusibles FH de 1 A de capacidad. También se encuentran instalados dos fusibles PF-345 de 3 A de capacidad a la salida de dos de estos transformadores, ver el plano “AC DIAG. DE PROTEC. ESQUEMAT. 13.8 kV SWITCHGEAR BARRAS PT” (LAM. 3)

### **3.8 Alarmas**

En esta subestación no se dispone de alarmas sonoras; pero, existe un sistema de señalización que sirve para alertar mediante luces cuando se produce fallas en la subestación. Esta señalización se activa por los siguientes casos:

- Falla de alimentación de V.C.D en 69 kV
- Sobretemperatura del transformador
- Falla de enfriamiento del Transformador
- Bajo nivel de aceite del transformador
- Falla de alimentación de V.C.D en 13.8 kV
- Falla del transformador
- Falla de alimentación de V.C.A
- Falla de sobrecorriente en 13.8 kV

### **3.9 Análisis del Estado de la Subestación**

Los distintos dispositivos que en conjunto forman la subestación Los Pinos, en su mayoría son aparatos que están quedando al margen de la actual tecnología, lo cual repercute en el funcionamiento eficiente de la misma. Para lograr esto, se plantea un diseño de supervisión y automatización, el cual está muy ligado a las características técnicas de los equipos existentes en la subestación.

En el circuito de 69 kV, el estado de los equipos es el siguiente:

- Las cuchillas de bypass tripolares, ubicadas a la salida del disyuntor son motorizadas y poseen contactos auxiliares para sensar estado de 125 VDC.



- Las cuchillas tripolares ubicadas a la entrada del disyuntor, y las cuchillas de bypass colocadas en paralelo al mismo, son operadas mecánicamente, y las maniobras de estas se las realiza en forma manual.
- El relé diferencial Tipo DTH31 que protege al transformador de potencia, es electromecánico y ya ha cumplido su ciclo de vida. Este relé controla tanto al disyuntor de 69 kV como al interruptor de 13.8 kV.
- Las maniobras de apertura y cierre para este disyuntor se las realiza en forma manual.

#### **Circuito general de 13.8 kV**

- Los tres relés electromecánicos de sobre corriente tipo CO81D ubicados uno por cada fase, vienen funcionando por mas de 35 años y ya han cumplido su ciclo de vida.
- Un relé electromecánico tipo CO81D para protección contra fallas a tierra. Al igual que los anteriores ya ha cumplido su ciclo de vida
- Este reconectador no cuenta con un sistema de recierre automático, la reconexión se la realiza en forma manual.
- Las maniobras de apertura y cierre de este reconectador se la realiza en forma manual.
- La adquisición de datos de los diferentes parámetros se la realiza manualmente, y está sujeta a errores de observación por parte del operario.

#### **Estado de los cinco alimentadores primarios de 13.8 kV**

- En cada uno de los alimentadores primarios del circuito de 13.8 kV, se ha instalado relés digitales SPAJ 140C. Pero estos relés no cuentan con función de recierre automático luego de haberse producido una falla en el sistema.
- Las maniobras de apertura y cierre de este reconectador se la realiza en forma manual.
- La reconexión de los interruptores de las salidas de 13.8 kV luego de haberse producido una falla, se la realiza manualmente.
- Los seccionadores utilizados en los patios de 13.8 kV de la subestación “Los Pinos” no permiten ser maniobrados por medio de un ordenador.
- La adquisición de datos de los diferentes parámetros se la realiza manualmente, y está sujeta a errores de observación por parte del operario, esta labor se la realiza cada 15 min.



Para detalles con respecto a los equipos de protección que se encuentran instalados actualmente en la subestación Los Pinos, referirse al plano “Diagrama Unifilar de Protecciones Actual” (LAM. 4).

**CAPÍTULO IV**  
**PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN PARA LA**  
**SUBESTACIÓN “LOS PINOS” DE LA CIUDAD**  
**DE MACHALA**



## **4 PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN PARA LA SUBESTACIÓN “LOS PINOS” DE LA CIUDAD DE MACHALA**

En el presente capítulo se ofrece primeramente la concepción general de un sistema para la automatización (monitoreo, control) de la subestación de distribución “Los Pinos” de la ciudad de Machala, el mismo que se ha realizado a pedido de la Empresa Eléctrica Regional del Oro S.A. (EMELORO). Se propone además un sistema de medición y supervisión de los circuitos principales de 69 y 13.8 kV, así como de cada alimentador de 13.8 kV a partir de la implementación de nuevos relés digitales que incluyen características de medición y protección. Por último se propone un sistema de adquisición de datos en tiempo real utilizando el software supervisorio Movicon X v.10.0.0.8 de la firma *Progea*.

### **4.1 Propuesta de Alternativas para la Automatización**

Luego de haber realizado un análisis en el capítulo anterior de los equipos de medición y control instalados actualmente en la subestación, se ha detectado que éstos en su mayoría son equipos antiguos que vienen funcionando desde hace 35 años, a excepción del transformador de potencia, el mismo que ha sido instalado en el año de 1998; y que por lo tanto no prestan las condiciones adecuadas para el manejo eficaz de la energía, para brindar calidad y seguridad en el servicio, así como para brindar una efectiva operación del sistema.

Por lo tanto, para la ejecución de éste proyecto, la empresa EMELORO plantea la utilización de relés digitales de protección TPU 2000R (Unidad de Protección de Transformadores) y DPU 2000R (Unidad de Protección para Distribución), los cuales cuentan con características y prestaciones que satisfacen sus requerimientos, con la finalidad de poder controlar todo su sistema eléctrico desde una futura estación central (centro de control).

En base a los requerimientos de la empresa EMELORO, y para fines de llevar a cabo el diseño del sistema de automatización de la subestación Los Pinos, se plantea algunas alternativas de mejoramiento de la misma, que se enumeran a continuación:

1. Utilizar un relé digital TPU 2000R multifuncional, para protección diferencial del transformador de potencia (16/20 MVA). Este relé se encargará de proteger al transformador controlando simultáneamente los disyuntores principales de 69 kV y 13.8 kV ubicados a la entrada y la salida del transformador respectivamente. Además este relé protegerá el circuito principal de 13.8 kV contra fallos por sobrecorriente. Ver plano “PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR” (LAM. 8)





2. Utilizar cinco relés digitales DPU 2000R, para protección de sobrecorriente de los circuitos de cada alimentador de 13.8 kV. Ver planos "DC DIAG. PROTEC. ESQUEMAT. SALIDA ALIMENTACIÓN 13.8 kV" y "DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES PROPUESTO" (LAM. 9 y 10).

El empleo de estos equipos, a más de garantizar un control eficiente de la energía, brinda una gran cantidad de información, que puede ser llevada a un Sistema de Adquisición de Datos.

#### **4.2 Hardware en sistemas de supervisión: PLC y PC.**

Las tareas automatizadas de control, visualización y computación pueden ser efectuadas por PLC's (conectados en red mediante los módulos adecuados) mejor que con sistemas exclusivos de control basados en PC. Lo que finalmente es práctico, no obstante, depende de un gran número de factores y la mayoría deben ser considerados individualmente para cada proyecto de automatización.

Así, por ejemplo, los actuales conocimientos y preferencias del usuario pueden jugar un mayor papel que la pura potencia del ordenador. Los factores cruciales, no obstante, son los atributos de capacidad en tiempo real y las propiedades de seguridad que hasta ahora han sido fuertemente asociadas con el PLC, aunque el PC también puede disponer de la característica de capacidad en tiempo real.

Un sistema de control es inconcebible sin capacidad en tiempo real. Es común en sistemas de control por ordenador tener que elegir, según las características del sistema a supervisar, entre el PLC o el PC. Se debe elegir aquel hardware que mejor se adapte a las necesidades del sistema a supervisar.

Los controladores lógicos programables, en la mayoría de los casos, están diseñados específicamente para ser empleados en ambientes industriales exigentes y han sido continuamente desarrollados de forma que sus sistemas operativos en tiempo real representan su mayor virtud. Ellos son y seguirán siendo, no obstante, la primera elección para todo control de tareas críticas o extremas por su rendimiento y simpleza, en los que un PC podría estar simplemente "sobrecargado" debido al trabajo que le pueden suponer otras tareas de ámbito común, como la gestión y visualización de datos, accesos a periféricos, bases de datos, etc. 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 y a su estructura de interrupciones y prioridades.

#### **4.2.1 Tiempo real.**

La capacidad en tiempo real se refiere a la capacidad del ordenador en programas de procesamiento de datos para que siempre esté listo para procesar y proporcionar los resultados dentro de un tiempo especificado. En este contexto "estrictamente en tiempo real" significa que un sistema reacciona a los eventos externos dentro de un tiempo especificado en un 100% de los casos. Si, de otra forma, los tiempos concretos de reacción pueden superarse en ciertos casos, como en sistemas no críticos, hablamos de "tiempo real suave".

Un sistema de tiempo real lee entradas de una planta y envía señales de control a la misma en un tiempo determinado por las características operacionales de la planta. Producen una respuesta correcta en un tiempo límite definido. Si el computador excediera ese tiempo límite se produciría una degradación del sistema y/o malos resultados.

Dependencia del tiempo.

- Concurrencia.
- Interacción con dispositivos físicos.
- Eficiencia.
- Fiabilidad y seguridad.
- Tamaño y complejidad.
- Fiabilidad y tolerancia a fallo.

#### **4.2.2 Equipos propuestos**

A continuación se detalla la instrumentación propuesta para el sistema de automatización de la subestación:

- 5 relés digitales con funciones de protección de sobrecorriente para cada uno de los alimentadores de la Subestación.
- 1 relé digital con funciones de protección diferencial para el transformador de potencia y de sobrecorriente para el circuito principal de 13.8 kV.
- 1 PLC para control de apertura y cierre de cuchillas motorizadas del circuito de 69 kV.

- 1 PC que cumplirá las funciones de computadora maestra, monitoreo, control y almacenamiento de datos.

Más adelante se propone la arquitectura del sistema de Automatización, cuyo esquema se muestra en la Figura 4.7.

#### **4.2.3 Propuesta de Relés Digitales de Protección**

En el presente proyecto se propone la utilización de relés multifunción DPU 2000R de la Firma ABB, para la protección de los circuitos de cada alimentador. Estos relés, a más de medición, permiten realizar las siguientes funciones de protección: Sobrecorriente (50/51P, 50/51N), direccional (67 y 67N), secuencia negativa (46), bajo voltaje (27), sobrevoltaje (59), baja y sobre frecuencia (81S/81R/81O); y, recierre (79). Además, estos relés permiten almacenar eventos, capturar curvas de carga entre otras características.

La Unidad de Protección de Distribución 2000R (DPU 2000R) es un relé de tecnología avanzada basado en microprocesadores que protege sistemas de subtransmisión y distribución de energía eléctrica, está disponible para transformadores de corriente (TC's) con secundario de 1 ó 5 amperios, utiliza contactos auxiliares 52a (XO) y 52b (XI) de interruptor para las señales de entrada lógica. Puede aplicarse con transformadores de voltaje (TVs) conectados para operación a 69 ó 120 voltios CA fase a tierra (Estrella), 120 voltios CA fase a fase (Delta Triángulo) o Delta Abierta con fase B puesta a tierra ó 208 voltios CA fase a fase (Delta).

Por la capacidad que le dan sus microprocesadores, éste relé ofrece un sinnúmero de características en un sólo paquete integrado, las cuales se muestran en el Anexo VII.

Así mismo se propone la utilización de un relé de protección multifunción TPU 2000R de la firma ABB, para la protección diferencial del transformador de potencia y protección de sobrecorriente del circuito principal de 13.8 kV de la subestación.

La Unidad de Protección de Transformadores 2000R (TPU 2000R) es un relé de protección basado en microprocesadores que protege transformadores trifásicos de transmisión y distribución de energía, de dos o tres devanados (bobinados). Este relé está disponible para transformadores de corriente (TC's) con secundario de 5 A, 1 A ó 0,1 A, ofrece protección diferencial sensible de alta velocidad para fallas internas de fase y tierra, así como protección de respaldo de sobrecorriente (sobreintensidad) para fallas pasantes. La restricción armónica impide la operación con irrupción (flujo) magnetizante y sobreexcitación.

Debido a la capacidad de sus microprocesadores, el relé protección TPU 2000R, ofrece algunas funciones de protección, control y monitoreo en un solo paquete integrado, las mismas que se detallan en el Anexo VIII.

### Señales de Entradas Analógicas a los Relés DPU 2000R y TPU 2000R

1. Voltajes de los circuitos principales de 69, 13.8 kV y de los circuitos de cada alimentador de 13.8 kV (Va, Vb, Vc)
2. Corrientes de fase de los circuitos principales de 69, 13.8 kV y de los circuitos de cada alimentador de 13.8 kV (Ia, Ib, Ic)

### Señales de Salidas Digitales a los Relés DPU 2000R y TPU 2000R

1. Disparo de sobrecorriente de tiempo fase y tierra
2. Disparo por protección diferencial
3. Operación cierre automático

En la Tabla 4.1 se detalla la cantidad de señales analógicas con que debe alimentarse cada relé de los diferentes circuitos.

Tabla 4.1 Señales analógicas de entrada a los relés

Dispositivo	Circuito de Referencia	Cantidad de señales
Relé TPU 2000R	Transformador de potencia	6 corriente, 3 voltaje
Relé DPU 2000R	Alimentador Barrios del Sur	3 corriente, 3 voltaje
Relé DPU 2000R	Alimentador Ceteoro	3 corriente, 3 voltaje
Relé DPU 2000R	Alimentador Autoridad P.	3 corriente, 3 voltaje
Relé DPU 2000R	Alimentador Puerto Bolívar	3 corriente, 3 voltaje
Relé DPU 2000R	Alimentador 18 de Octubre	3 corriente, 3 voltaje
<b>TOTAL</b>		<b>21 corriente, 18 voltaje</b>

FUENTE: Manual de Instrucciones 1MRA588372-MIB (IB 7.11.1.7-5S) del TPU 2000R

Manual de Instrucciones 1MRA587219-MIB (IB 7.11.1.7-4) del DPU 2000R

AUTOR: Grupo de Tesis

Cabe señalar que en el caso de los relés digitales TPU y DPU 2000R, con solamente alimentar de corriente y voltaje directamente desde los T/C y T/P respectivamente, se obtiene una gran cantidad de variables digitales que se almacena en la memoria de los mismos. Esto se debe a que los relés incorporan en su estructura un convertidor analógico a digital (A/D) de 16 bits y además cuentan con funciones de medición y protección. Por lo tanto no hace falta disponer de un convertidor analógico-digital. El conexionado para la alimentación de corriente y voltaje de los relés digitales, se detallan en los planos “AC DIAG. ESQUEMÁTICO 69 kV” y “AC DIAG PROTEC. ESQUEMAT. 13.8 kV SWITCHGEA. SALIDA ALIMT. LOS PINOS” (LAM. 5 y 6)



Las variables digitales que se almacenan en cada relé, serán llevadas a un PC para su almacenamiento. Esta tarea se la realizará utilizando un software SCADA.

A continuación se detallan las variables que serán extraídas y llevadas a un PC Master desde los relés digitales.

#### **Variables extraídas desde el relé TPU 2000R**

- Corrientes de fase de cada devanado
- Corrientes de tierra de cada devanado
- Voltaje fase-fase de cada devanado
- Voltaje de fase-neutro de cada devanado
- Potencia activa y reactiva
- Energía activa y reactiva
- Componentes de secuencia de voltaje
- Componentes de secuencia de corriente
- Corrientes de demanda
- Potencia activa de demanda
- Potencia reactiva de demanda
- Corrientes máxima y mínima de fase
- Corrientes máxima y mínima de tierra
- Valores máximo y mínimo de potencia activa
- Valores máximo y mínimo de potencia reactiva
- Factor de potencia
- Frecuencia

#### **Variables extraídas desde relé DPU 2000R**

- Corrientes de fase
- Corrientes de tierra
- Voltaje fase-fase
- Voltaje de fase-neutro
- Potencia activa y reactiva
- Energía activa y reactiva
- Componentes de secuencia de voltaje
- Componentes de secuencia de corriente
- Corrientes de demanda



- Potencia activa de demanda
- Potencia reactiva de demanda
- Corrientes máxima y mínima fase
- Corrientes máxima y mínima tierra
- Valores máximo y mínimo de potencia activa
- Valores máximo y mínimo de potencia reactiva
- Factor de potencia
- Frecuencia

#### **4.2.4 Características Técnicas de los relés digitales**

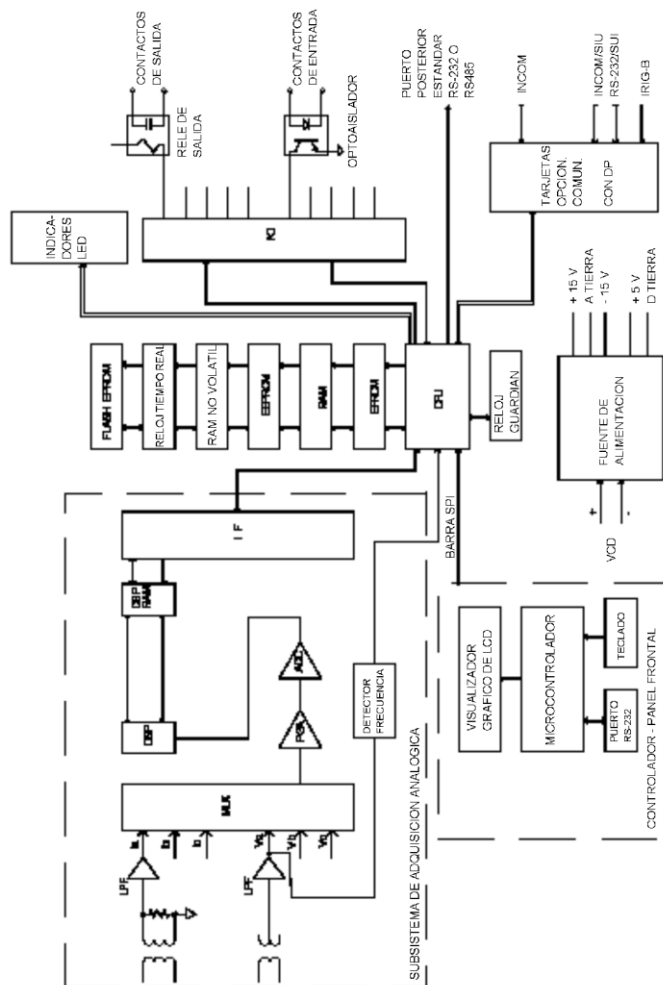
##### **Diseño y Especificaciones del Relé DPU 2000R**

El diseño del DPU 2000R incorpora un microprocesador de 32 bits y un microprocesador de 16 bits, lo que crea un ambiente multitarea. La capacidad de estos microprocesadores permite al relé realizar numerosas funciones de protección y monitoreo. La Figura 4.1 muestra un diagrama en bloques de la unidad.

##### ***Especificaciones del Procesador***

El poder de procesamiento del DPU 2000R ofrece un verdadero ambiente multitarea que combina protección, medición y control. Los componentes de hardware de la unidad incluyen:

- CPU: microprocesador Motorola 68332 de 32 bits, 20 MHz.
- CPU RAM: 64K de almacenamiento temporáneo para el CPU (unidad central de procesamiento).
- DSP: un procesador de señales digitales de dispositivos analógicos, de 16 bits, que maneja toda la adquisición analógica y la medición de parámetros de entrada. Así mismo efectúa todas las iteraciones aritméticas de las señales digitales de entrada convertidas.
- EEPROM: almacena todos los ajustes de las funciones de protección.
- Convertidor analógico a digital (A/D) de 16 bits.
- FLASH EPROM: almacena la programación del CPU.
- DSP RAM: 16 K de memoria para el almacenamiento temporáneo de los valores aritméticos del DSP.
- Reloj de tiempo real con batería de respaldo.



**CT** = transformador de corriente

**VT** = transformador de voltaje

**LPF** = filtro de paso bajo

**MUX** = multiplexor

**PGA** = amplificador de ganancia programable

**ADC** = convertidor analógico a digital

**DSP** = procesador de señales digitales

**ROM** = memoria sólo de lectura

**RAM** = memoria de acceso aleatorio

**IF** = interfaz

**EEPROM** = ROM programable borrrable eléctricamente

**CPU** = unidad central de procesamiento

**I/O** = lógica de entrada/salida

**uP** = microprocesador

**SIU** = unidad de interfaz con el SCADA

### Diseño y Especificaciones del Relé TPU 2000R

La parte más importante del TPU 2000R es el microprocesador cuya capacidad del microprocesador permite llevar a cabo sus numerosas funciones de protección.

#### Especificaciones del Procesador



El poder de procesamiento del TPU 2000R ofrece un verdadero ambiente multitarea que combina protección, medición y control. Los componentes de hardware de la unidad incluyen:

- CPU (unidad central de procesamiento): Microprocesador Motorola 68332 de 32 bits, 16 MHz
- RAM (memoria de acceso aleatorio) del CPU: 64 K de almacenamiento temporario para el CPU
- DSP: un procesador de señales digitales de 16 bits, que maneja toda la adquisición analógica y la medición de parámetros de entrada. Así mismo efectúa todas las iteraciones aritméticas de las señales digitales de entrada convertidas.
- EEPROM (memoria sólo de lectura programable, borrable eléctricamente): almacena todos los ajustes de las funciones de protección.
- Convertidor analógico a digital (A/D) de 16 bits.
- EPROM del CPU: almacena la programación del CPU.
- FLASH EPROM: 0,5 MB de memoria que almacena el algoritmo de operación del DSP.
- DSP RAM: 16 K de memoria para el almacenamiento temporario de los valores aritméticos del DSP.
- Reloj de tiempo real con batería de respaldo.

#### **4.2.5 Propuesta de PLC**

Para cumplir la tarea de sensar el estado de las cuchillas motorizadas de la subestación así como para maniobrar (Abrir/cerrar) de forma remota, se propone utilizar un PLC, el mismo que cumplirá con la función de adquirir las señales y llevarlas a un SCADA.

Un PLC, es un equipo electrónico diseñado para controlar en tiempo real procesos secuenciales de cualquier tipo y volumen en la industria general, capaz de realizar funciones lógicas: series, paralelas, temporizaciones conteos y otras más potentes tales como cálculos y regulaciones.

#### **Señales de Entrada y Salida al PLC**

En el circuito de 69 kV las señales serán adquiridas de los seccionadores S001 y S002 cuya cantidad de variables se indica en la Tabla 4.2.



Tabla 4.2 E/S Cuchillas Motorizadas de 69 kV

Subsistema	Cantidad de variables
Digital	4 Entradas 2 Salidas

FUENTE:

AUTOR: Grupo de Tesis

### Señales de Entrada Digitales al PLC

1. Estado de Seccionadores del circuito de 69 kV

Estas señales serán obtenidas directamente de los pulsadores de apertura y cierre, así como de los leds de señalización de los seccionadores.

### Señales de Salidas Digitales al PLC

1. Operación sobre los seccionadores del circuito de 69 kV (Abrir/Cerrar)

### **Selección del Autómata Programable**

Para la elección del PLC, se recurrió a criterios cualitativos, y cuantitativos.

#### *Criterios Cuantitativos*

1. Características de E/S: que admitan un voltaje de 24 VDC para su funcionamiento.
2. Que tenga puerto de comunicaciones RS-485
3. Capacidad de memoria mínima debido a la poca complejidad del programa.
4. Que soporte un mismo protocolo para comunicación con los demás dispositivos, en este caso se requiere que el protocolo sea MODBUS.
5. Debe tener puerto de comunicación a computadora.

#### *Criterios Cualitativos:*

6. Compatibilidad con equipos de otras gamas.
7. Fiabilidad del producto.
8. Precio.

Analizando la cantidad de entradas y salidas digitales necesarias, además de los criterios antes mencionados se determinó utilizar un PLC de la firma **LG**, el cual se adapta a los requerimientos de este proyecto. La figura 4.2 muestra las diferentes entradas y salidas del PLC Master K-120S.

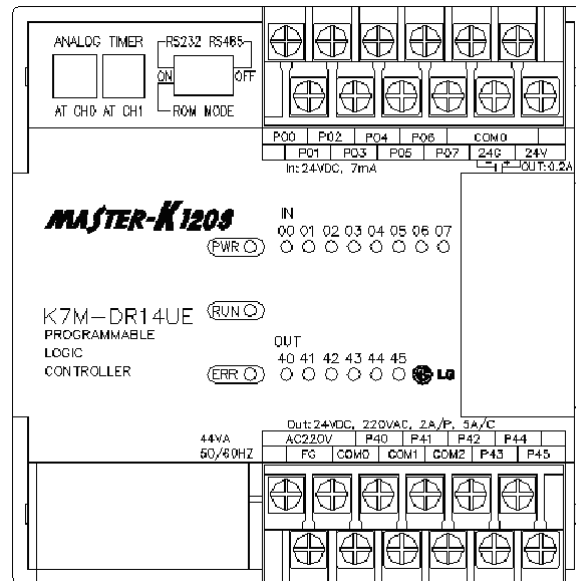


Figura 4.2 PLC MASTER-K 120S (KTM-DR14UE)

Este autómata es de la serie Master-K 120S, y sus características principales son las siguientes:

#### Características técnicas del PLC MASTER –K 120 S (KTM-DR14UE)

- Controlador lógico programable (PLC), serie MASTER-K 120S
- Tiempo proceso: 0,1 ~ 0,9  $\mu$ seg./paso.
- Capacidad programa: 10 kpasso.
- Expansible, con un máximo de tres módulos.
- Alimentación: 110/220 VCA (50-60 Hz.), 24 VCD
- Comunicación: Comunicaciones RS-232 y RS-485 (2 canales incorporados).
- 8 Entradas digitales
- 6 Salidas digitales

Por lo tanto se hace necesario utilizar una unidad básica Master-K 120S (KTM-DR14UE) que admite hasta 8 entradas digitales y 6 salidas digitales, para el control de la salida. En el Anexo IX se detallan otras especificaciones técnicas del PLC Master K 120S.

#### Acondicionamiento de voltaje del circuito de control de Seccionadores a un voltaje de trabajo admitido por las entradas del PLC.

El circuito de control de las cuchillas motorizadas trabaja con un voltaje de 125 VDC por lo tanto se hace necesario reducir este voltaje a un nivel de voltaje aceptable por las E/S del PLC, cuyo valor es

de 24 VDC. Para esto se propone la utilización de un dispositivo electrónico denominado optoacoplador.

**Optoacoplador:** Es un componente formado por la unión de al menos un emisor (diodo LED) y un fotodetector (fototransistor u otro) acoplados a través de un medio conductor de luz, pueden ser encapsulados o de tipo discreto.

### Bloque de control PLC



Figura 4.3 Bloque de control PLC

### Circuito optoacoplador

El diseño para el circuito del optoacoplador supone unas salidas digitales para un montaje con lógica positiva, es decir, que a la presencia de corriente se activara el disparo del optoacoplador. En la Figura 4.4 se muestra el circuito con optoacoplador para cada entrada del PLC.

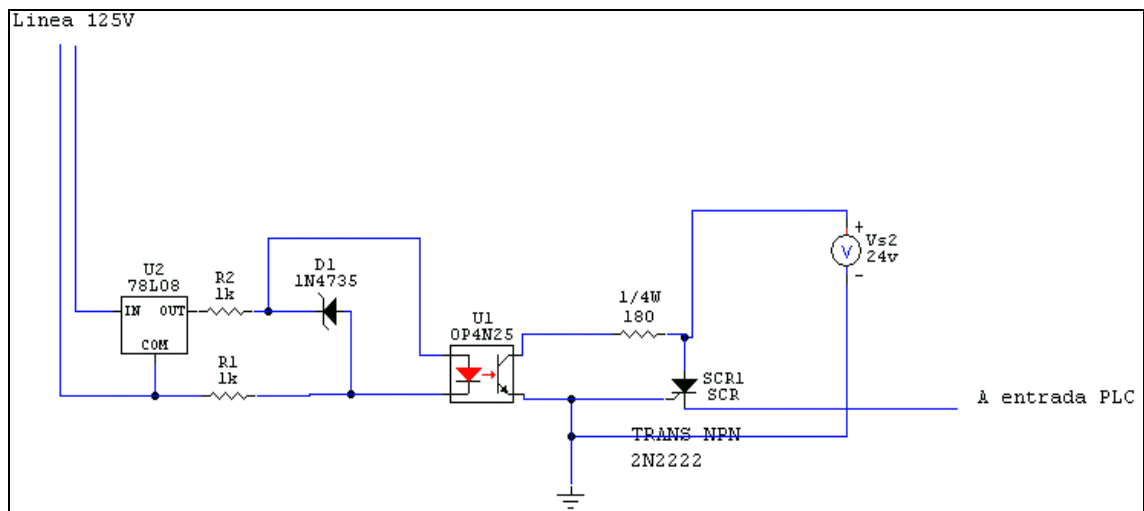


Figura 4.4 Circuito de entrada al PLC

Para cada entrada del PLC se usara el circuito de control con aislamiento eléctrico mediante optoacopladores, con esto nos aseguramos que no existan corrientes ni voltajes muy altos que puedan averiar al PLC.



El control digital del circuito esta formado por un CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC) por lo tanto las salidas de este sistema son digitales y las utilizaremos para el accionamiento de las cuchillas motorizadas.

Las salidas del PLC son de 12 a 24 VDC. No se puede usar AC por fallas al sistema. La corriente es de 0.1 A con un retardo menor a 1 ms. A demás, cada salida esta protegida por un Zener con un voltaje pico de 12 a 24 VDC.

### **Análisis y cálculos de los componentes del circuito:**

El voltaje de entrada es de 125 V a un aproximado de 2 A. Esta es controlada mediante pulsadores manuales.

El IC 78LXX (ECG 963 u otro) es un regulador de voltaje de 6 V hasta 2 A. Forma parte de la protección de entrada del optoacoplador juntamente con el diodo zener 1N4735. Cabe indicar que, por el trabajo que realiza este dispositivo el consumo de potencia es alto por lo que se deben considerar técnicas de disipación de calor para altas temperaturas.

Las resistencias R1 y R2 son para control de corriente y sus cálculos son:

Con la ecuación 4.1 se calcula el valor para la resistencia (**R**) con respecto a la corriente (**I**) de entrada y al voltaje (**V**):

$$R = \frac{V}{I} \quad (4.1)$$

Donde:

**V** = Voltaje del regulador es equivalente a 6 V CD

**I** = Corriente nominal del optoacoplador correspondiente 0.06 A

Reemplazando estos valores se obtiene:

$$R = \frac{6V}{0.06A} = 100\Omega$$

Por tanto el valor de la resistencia para el circuito optoacoplador será de  $100\Omega$

La potencia de esta resistencia se la obtiene con la ecuación 4.2:

$$\begin{aligned} P &= I^2 R \\ P &= (0.06A)^2 (100\Omega) \\ P &= 0.36W \end{aligned} \quad (4.2)$$

Las especificaciones del optoacoplador están presentadas en el Anexo XI.

El optoacoplador activa un transistor SCR (2N2222 u otro) para activar los mismos 24 V a la entrada del PLC.

La resistencia entre el optoacoplador y el transistor de salida es únicamente para control de corriente de salida. Se la puede emitir pero se lo deja a consideración, a continuación se describe unas funciones del optoacoplador.

- **Funcionamiento:** La señal de entrada es aplicada al fotoemisor y la salida es tomada del fotoreceptor. Los optoacopladores son capaces de convertir una señal eléctrica en una señal luminosa modulada y volver a convertirla en una señal eléctrica. La gran ventaja de un optoacoplador reside en el aislamiento eléctrico que puede establecerse entre los circuitos de entrada y salida.
- **Aislamiento de alto voltaje.** El aislamiento de alto voltaje entre las entradas y las salidas son obtenidos por el separador físico entre el emisor y el sensor. Este aislamiento es posiblemente el más importante avance de los optoacopladores. Estos dispositivos pueden resistir grandes diferencias de potencial, dependiendo del tipo de acople medio y la construcción del empaquetado.

El Optoacoplador a utilizar es el 4N25, el mismo que se ilustra en la Figura 4.5 detallada a continuación:

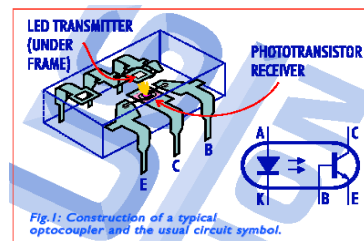


Figura 4.5 Optoacoplador 4N25

$A$  = ánodo

$K$  = cátodo

$C$  = colector

$E$  = emisor

$B$  = Base

### Apertura y cierre de los seccionadores

Para gobernar las bobinas de disparo y cierre de los seccionadores, se utilizará relés SPST (Simple Polo Simple Tiro) de 24 VDC. Estos relés irán conectados a las salidas del PLC, y luego a los contactos respectivos de éstas bobinas.



El esquema de acoplamiento de las señales utilizando el optoacoplador se muestra en el plano “DC DIAG. ESQUEMAT. 69 kV DISCON. SW TR FEEDER” y “CIRCUITO ACONDICIONADOR DE VOLTAJE CON PLC” (LAM. 11 y 12).

### **Algoritmo de control para apertura y cierre de seccionadores**

El programa introducido en el PLC para el control de los seccionadores fue realizado mediante diagramas de contacto, el cual fue ejecutado con el software que este equipo soporta, el cual se denomina KGL-WIN y se lo muestra en el Anexo XI.

### **4.3 Sistema de Medición y Supervisión para la Subestación “Los Pinos” de la ciudad de Machala**

Un estudio de la subestación permitió determinar la definición de las variables de entrada a medir, y en dependencia del hardware propuesto se establecieron un número determinado de variables tipo digital tanto de entrada como salida del hardware correspondiente y que serán recopiladas por el sistema de adquisición de datos para su almacenamiento.

Así mismo con la finalidad de establecer comunicación entre los dispositivos y un PC Master, se propone utilizar un protocolo de comunicación soportado por el hardware seleccionado.

En función de las características del hardware seleccionado se propone utilizar el protocolo de comunicación Modbus.

Este protocolo define una estructura de mensaje que los controladores reconocerán y usarán, con independencia del tipo de redes sobre la que comuniquen. Describe el proceso que usa un controlador para pedir acceso a otro dispositivo, cómo responderá a las peticiones desde otros dispositivos y cómo se detectarán y notificarán los errores. Establece un formato común para la disposición y contenido de los campos de mensaje.

#### **4.3.1 Variables de medición y monitoreo de la Subestación**

La caracterización de la subestación en función de los puntos directos de medición y la posibilidad de mediciones indirectas según el equipamiento propuesto y el existente dio posibilidad seleccionar las variables de entrada y salidas necesarias para cumplir con dicho proyecto de automatización.

Con la finalidad de organizar y facilitar el trabajo, se ha establecido un nombre específico a los interruptores, seccionadores y transformador de potencia de la subestación tal y conforme se detalla en la Tabla 4.3 representada en el diagrama unifilar del Anexo XII.

Tabla 4.3 Nombres asignados a disyuntores, seccionadores y transformador de potencia

Equipo	Nombre asignado
Disyuntor de 69 kV	D001
Interruptor general de 13.8 kV	D002
Interruptor del alimentador Barrios del Sur	D00A
Interruptor del alimentador Ceteoro	D00B
Interruptor del alimentador Autoridad Portuaria	D00C
Interruptor del alimentador Puerto Bolívar	D00D
Interruptor del alimentador 18 de Octubre	D00E
Seccionador de 69 kV entrada D001	S001
Seccionador de 69 kV salida D002	S002
Seccionador del alimentador Barrios del Sur	S00A
Seccionador del alimentador Ceteoro	S00B
Seccionador del alimentador Autoridad Portuaria	S00C
Seccionador del alimentador Puerto Bolívar	S00D
Seccionador del alimentador 18 de Octubre	S00E
Transformador de potencia	000T

FUENTE:

AUTOR: Grupo de Tesis

### Resumen de Variables de entrada al SCADA

A continuación, en la tabla 4.4 se muestra un resumen de la cantidad de variables que serán extraídas desde los relés multifuncionales así como del autómatas programable.

Tabla 4.4 Cantidad de variables de entrada al SCADA

Dispositivo	Circuito de Referencia	Cantidad de Variables
Relé TPU 2000R	Transformador de potencia	117
Relé DPU 2000R	Alimentador Barrios del Sur	74
Relé DPU 2000R	Alimentador Ceteoro	74
Relé DPU 2000R	Alimentador Autoridad P.	74
Relé DPU 2000R	Alimentador Puerto Bolívar	74
Relé DPU 2000R	Alimentador 18 de Octubre	74
PLC Master-K 120S	Control del seccionador	6
<b>TOTAL</b>		<b>493</b>

FUENTE: Manual de Instrucciones 1MRA588372-MIB (IB 7.11.1.7-5S) del TPU 2000R

Manual de Instrucciones 1MRA587219-MIB (IB 7.11.1.7-4) del DPU 2000R

AUTOR: Grupo de Tesis

De forma general este proyecto de automatización cuenta con 493 variables las mismas que serán llevadas a una computadora master por medio de un sistema de adquisición de datos.

### 4.4 Arquitectura de Control del Sistema de Automatización

Un sistema automatizado es el conjunto de elementos interrelacionados funcionalmente entre si que conforman una estructura jerárquicamente expandida que abarca desde el nivel mas bajo (nivel de campo) hasta el nivel mas alto (nivel de empresa) en la pirámide de control cuya función es

garantizar el control y supervisión total del sistema bajo las técnicas mas modernas y cumpliendo los requisitos establecidos.

### Características de un Sistema Automatizado Moderno

En la actualidad un sistema automatizado cuenta con las siguientes características:

1. **Esquema de comunicación** que garantiza el intercambio confiable de datos, tanto vertical como horizontal entre todos los componentes del sistema.
2. **Alta capacidad de adaptación** en las características del proceso para futuras aplicaciones de automatización flexible.
3. **Trabajo en tiempo Real**
4. Operación según el principio de: **“Control descentralizado bajo mando e información centralizados”**.
5. **Manejo y Explotación de Base de Datos.**
6. Gran variedad de funciones implementadas que abarcan la explotación del sistema en las esferas de: **Automatización, control del proceso, monitoreo, ingeniería** (simulación y parametrización), **diagnóstico y ayuda, administración.**

Un sistema automático se organiza atendiendo a las funciones y características de los elementos que lo integran y en dependencia de los diferentes niveles que ocupan para una aplicación dada.

Así mismo en un sistema automático, la pirámide de control puede estar compuesta por cuatro niveles de automatismo jerárquicamente distribuidos. Cada uno se distingue por sus características peculiares en lo que respecta a elementos de hardware y funciones asignadas tal y conforme se muestra en la Figura 4.6.

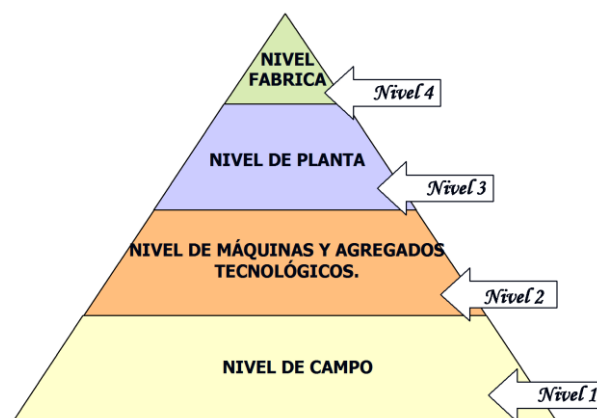


Figura 4.6 Pirámide de Control



En el **nivel I**, denominado también **nivel de campo**, se incluyen los sensores, traductores, motores, válvulas, actuadores, elementos de control final, instrumentación de campo, módulos de E/S, PLC's destinados al control de maquinas aisladas, dispositivos o procesos simples, lazos de control, robots, control de motores, etc. La función básica de este nivel es el control del equipamiento.

El **nivel II** o **nivel de máquinas y agregados tecnológico**, está constituido por máquinas, líneas de producción, líneas ensamblaje, procesos industriales, cuya función básica es la Automatización centralizada (que incluye control y supervisión).

El **nivel III** o **nivel de planta** abarca toda la planta (gestión de la producción) teniendo como función básica el control y gestión de la producción.

El **nivel de fábrica** o **nivel IV**, está encargado de la planificación y control de la producción.

En base a lo antes expuesto se plantea la siguiente arquitectura de control del sistema de automatización para la subestación “Lo Pinos”, cuyo esquema se muestra en la Figura 4.7, donde se puede relacionar como tres niveles básicos de operación a los cuales están asociados ciertos equipos que cumplen una función particular dentro del sistema.

Al **Nivel 0** pertenecen todas las variables del proceso eclético, es decir las señales de corriente, y voltaje de tipo analógica y digital provenientes de los diferentes circuitos de 69 y 13.8 kV, así como de los circuitos de control de seccionadores y disyuntores.

Al **Nivel 1** están asociados los controladores del sistema automatizado de la subestación, los cuales tienen como función principal la adquisición de todas las variables asociados al campo al cual pertenecen, gestionar los comandos verificando que se cumplan las condiciones mínimas de seguridad que eviten cualquier daño o error humano en la ejecución del comando y entregar información a los niveles superiores (2 y 3). En este nivel se encuentran los transformadores de corriente y potencial, los motores de los seccionadores y las bobinas de disparo de disyuntores.

A este nivel también se asocian los relés digitales multifuncionales, cuya función es proteger el sistema contra cualquier falla por cortocircuito y recolectar las variables eléctricas como voltajes, corrientes, frecuencia, factor de potencia, potencia (activa y reactiva) y energía (activa y reactiva), necesarias para mantener informado al sistema sobre los niveles de transferencia de energía existentes en la subestación.

En el **Nivel 2** se plantea la estación de operación o (Interfaz Hombre – Máquina); destinada a funcionar como el Centro de Control Local. Esta estación se compone de un computador tipo

servidor con sistema operativo *Windows XP Profesional* sobre la cual se instalará la aplicación que hace de interfaz con el usuario. Esta aplicación tiene, entre otras, las siguientes funcionalidades:

- Gestión de Alarmas
- Gestión de Eventos
- Gestión de comandos
- Gestión de Despliegues
- Gestión de Reportes
- Seguridad en la Operación

En la estructura propuesta de automatización se utiliza cinco relés DPU 2000R, un relé TPU y un autómatas programable. Los primeros están destinados a tomar las señales de cada alimentador de distribución, el segundo está encargado de recolectar las señales provenientes del transformador de potencia y la función del autómatas será la de enviar y recibir señales desde y hasta el circuito de control de los seccionadores de 69 kV.

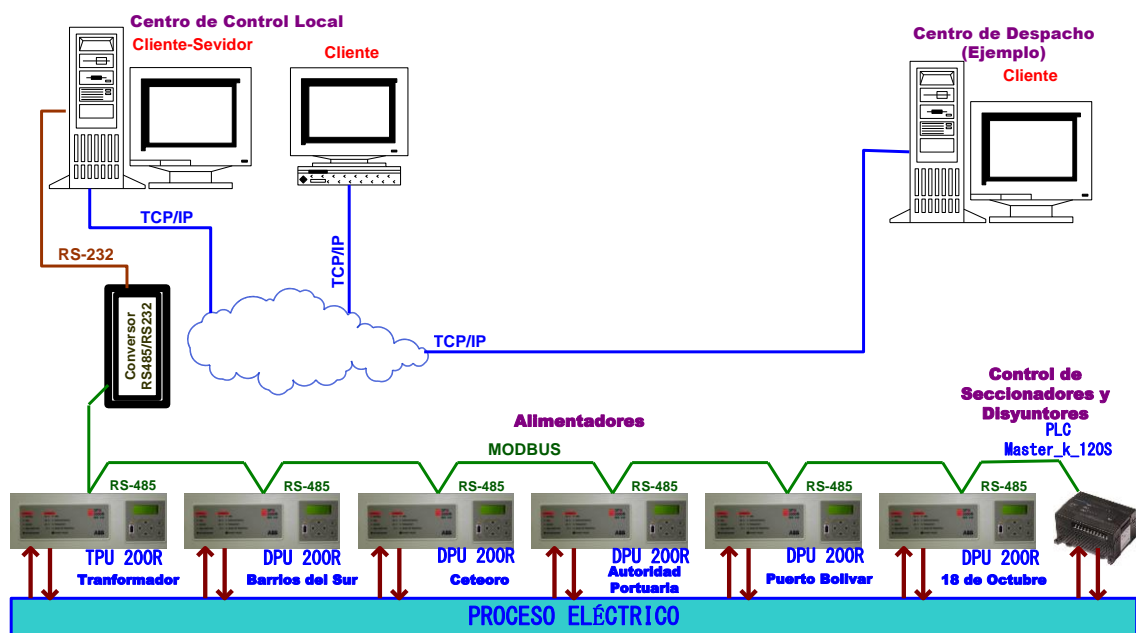


Figura 4.7 Arquitectura de Control del Sistema de Automatización de la Subestación Los Pinos de la ciudad de Machala

Todos los relés incluyendo el PLC, se comunican con una computadora central mediante comunicación serie a través del puerto RS-232 disponible en la computadora. Ésta computadora es la encargada de recibir todas las señales provenientes de cada dispositivo y así mismo almacenar la información que se va recopilando del proceso. Por su parte la computadora recibe la información en tiempo real de las señales de la subestación, las procesa, almacena, visualiza, y permite caracterizar



las cargas en cada horario, mostrar el comportamiento de los niveles de voltaje , corriente, potencia activa y reactiva, energía activa y reactiva, factor de potencia y frecuencia .

Cabe señalar, que la computadora tiene la posibilidad de enlazarse por cualquier vía de comunicación que se establezca con un nivel jerárquico superior.

A su vez, todos los relés incluyendo el PLC, se conectan entre sí a través de una red de comunicación MODBUS, utilizando el puerto RS-485 disponible en estos equipos, con la finalidad de garantizar en todo momento la comunicación entre la computadora MASTER y cada uno de ellos, existiendo así al menos una comunicación punto a punto sin fallos.

#### **4.5 Arquitectura de Software (SCADA)**

El término SCADA proviene de las siglas en inglés de "Supervisory Control And Data Acquisition", es decir: Control Supervisorio y Adquisición de Datos. Un SCADA es un software de aplicación diseñado especialmente para ejecutarse sobre ordenadores destinados al control de la producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores digitales autónomos, autómatas programables, instrumentación inteligente, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador.

Un sistema de este tipo, provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto desde el propio nivel de campo como de otros niveles supervisores superiores que pueden llegar hasta nivel de empresa, abarcando aspectos tan importantes como el control de calidad, supervisión, mantenimiento, entre otros.

Todos los programas necesarios, y en su caso el hardware adicional que evidentemente siempre se necesita, se denomina en general sistema SCADA. Un sistema SCADA tiene como característica fundamental el empleo de varios protocolos y vías para establecer la comunicación. El mismo es capaz de comunicarse sobre diversos medios físicos, ya sea líneas telefónicas, sistemas de microondas, transmisión por radio UHF/VHF, cables y fibra óptica, y en los casos más complejos por sistemas de satélites.

##### **4.5.1 Esquema típico y componentes de un sistema SCADA.**

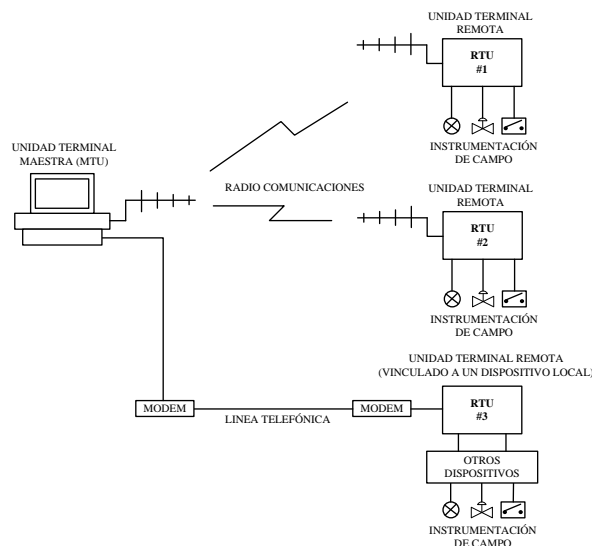
Un sistema SCADA está constituido por los siguientes componentes:

1. Instrumentación de campo.
2. Estaciones remotas.
3. Red de comunicación.

#### 4. Estación central de monitoreo.

En la Figura 4.8 se ilustra un sistema SCADA que se caracteriza por una combinación de telemetría (técnica empleada para transmitir y recibir información o datos sobre un determinado medio) y adquisición de datos. La información a transmitirse puede ser analógica o digital (nivel, temperatura, voltaje, velocidad, señales on/off, etc.) debiendo ser primeramente medida por los elementos y sensores ubicados a nivel de campo.

Estos datos son transmitidos hacia múltiples partes (en ocasiones a un sitio central) mediante un medio físico apropiado (cables, teléfono o radio) en dependencia de las distancias, cantidad de datos, características del proceso y tipo de aplicación por solo mencionar algunas. La manera de direccionar los diferentes sitios hacia donde se envía y/o recibe información está incorporada como parte integrante dentro del sistema SCADA.



**Figura 4.8 Sistema SCADA Típico.**

La función asociada al mismo consiste en recopilar información, transferir la misma hacia un sitio central, donde necesariamente se realizan funciones de análisis, control y monitoreo, caracterizándose además por la posibilidad de transmitir datos y comandos sobre el equipamiento de campo (actuadores, relés, válvulas, motores, etc.), que garanticen el control del proceso o planta.

El empleo de un gran número de pantallas de operador, video terminales y otras interfaces hombre-maquina, constituye elemento clave en este tipo de sistema.

#### 4.5.2 Prestaciones

Un paquete SCADA debe estar en disposición de ofrecer las siguientes prestaciones:

1. Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del operador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.
2. Generación de históricos de señal de planta, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo.
3. Ejecución de programas, que modifican la ley de control, o incluso el programa total sobre el autómeta, bajo ciertas condiciones.
4. Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador, y no sobre la del autómeta, menos especializado, etc.

Con ellas, se pueden desarrollar aplicaciones basadas en el PC, con captura de datos, análisis de señales, presentaciones en pantalla, envío de resultados a disco e impresora, etc. Además, todas estas acciones se llevan a cabo mediante un paquete de funciones que incluye zonas de programación en un lenguaje de uso general (como C++, Pascal, o Basic), lo cual confiere una potencia muy elevada y una gran versatilidad al sistema.

Los paquetes SCADA suelen estar formados por dos programas: Editor y Ejecutor. Con el primero se generan las aplicaciones descritas, aprovechando los editores, macros, lenguajes y ayudas disponibles y con el segundo se realiza la compilación para obtener el fichero de ejecución continua tras el arranque.

#### **4.5.3 Requisitos.**

Un SCADA debe cumplir varios objetivos para que su instalación sea perfectamente aprovechada:

- Deben ser sistemas de arquitectura abierta, capaces de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.
- Deben comunicarse con total facilidad y de forma transparente al usuario con el equipo de planta y con el resto de la empresa (redes locales y de gestión). El lenguaje de comunicación debe ser estándar y compatible
- Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables con el usuario.

Los ordenadores convencionales se utilizan normalmente como soporte hardware de los programas SCADA, desde mini ordenadores PC hasta estaciones de trabajo, e incluso ordenadores personales de sobremesa con alguna protección adicional para operar en ambientes industriales. Aunque



pueden emplearse arquitecturas basadas en ordenador con sistema operativo DOS o Windows y paquetes de software que incluyen funcionalidades para mejorar sus prestaciones, la disponibilidad de máquinas con sistemas operativos más completos (VAX/VMS, Unix, Windows NT, etc.) y arquitecturas cliente-servidor que comparten recursos informáticos, permiten ofertar programas que atienden varios servicios a la vez.

En aplicaciones muy grandes se utiliza la arquitectura cliente-servidor para distribuir los datos procesados entre diferentes ordenadores y así reducir la carga de cada uno de ellos.

#### 4.5.4 Módulos de un SCADA.

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

- **Configuración:** permite al usuario definir el entorno de trabajo de su SCADA, adaptándolo a la aplicación particular que se desea desarrollar.
- **Interfaz gráfico del operador:** proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta o de la subestación. El proceso se representa mediante gráficos sinópticos 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.
- **Módulo de proceso:** ejecuta las acciones de mando preprogramadas a partir de los valores actuales de variables leídas. La programación se realiza por medio de bloques de programa en lenguaje de alto nivel (como C++, Basic, etc.)
- **Gestión y archivo de datos:** se encarga del almacenamiento y procesado ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos. Este módulo se encarga del almacenamiento y procesado ordenado de los datos según formatos inteligibles para periféricos (impresoras, registradores) o software (bases de datos, hojas de cálculo) del sistema.
- **Comunicaciones:** se encarga de la transferencia de información entre la planta y la arquitectura hardware que soporta el SCADA, y entre ésta y el resto de elementos informáticos de gestión.

#### 4.5.5 Software SCADA Comerciales

A continuación, en la Tabla 4.5 se presenta una lista de algunos paquetes de software SCADA, o que incluyen SCADA como parte de ellos:

**Tabla 4.5 Paquetes de Software SCADA Comerciales**

Nombre del Paquete	Fabricante	Plataforma Hardware utilizado	Drives para Buses	Tipo de Aplicación	Lenguajes de Programación	Tipo de Enlace
Aimax	Design Instruments, S.A./T.A. Engineering) (USA)	PC	Lonworks, OPC, Fieldbus, Mayoría de buses industriales	P.I.	VB, C	OLE, DDE, ODBC
All-Done Scada	Freixas i Ros, S.L./ Freixas i Ros, S.L. (E)	PC	De diversos PLCs	P	Propio	DDE
Bridge VIEW	National Instruments	PC	OPC	P.I.	C++	----
Captor	Sisteplant / Sisteplant (E)	PC	—	P	VB	ASCII, triggers
CIC	CJM Software, S.A	PC	Interbus, Profibus, Conwords, Dupline	P, control en tiempo real	Propio tipo PLC	Ficheros y memoria compartida
Cmi NT	Siemens, ControlMatic Ibérica, S.A./ControlMatic	PC	FMS, Profibus, Ethernet, Sinec H1, 3964R-Simatic, Modbus Plus, AB	P	C++, VB	DDE, Ficheros
FIX DMACS	CIM (Computer Integrated Manufacturing), Fisher Rosemount, Omron /Intellution (USA)	PC	De diversos PLCs	P	Propio	DDE, ODBC, OLE
Intouch	Logitek, S.A./ Wonderware (USA)	PC	CAN, Interbus-S, Profibus, Ethernet, de diversos PLCs	P.I.	Propio	----
Lookout	National Instruments/	PC	PLC, RTV, Field point, DAQ, Fieldbus, OPC, DDE, ASCII, TCP/IP, etc.	P.I.	Propio	SQL
Movicon X	Progea	PC	Modbus, OPC, TCP/IP, de diversos PLC's etc.	P	VB	ODBC, OLE, SQL
Citect		PC	Modbus, Profibus, OPC, TCP/IP, de diversos PLC's etc.	P	VB	DDE, ODBC, SQL

**FUENTE:** Informe Nro. 299 (Consulta Internet)

**AUTOR:** Jordi Ayza Ingeniero Industrial

(1) Tipo de aplicaciones: **P:** Proceso; **I:** Instrumentación

Entre los elementos que caracterizan la oferta actual de software de supervisión y control destacan la programación en VBA, servidor web para acceso utilizando Internet (tecnología basada en la arquitectura DNA de Microsoft), utilización creciente del OPC para la comunicación entre aplicaciones y con dispositivos (MES, ERP, comunicaciones con buses de PLC), uso creciente de la tecnología ActiveX, compatibilidad con el entorno y tecnología de Microsoft y, el uso del sistema operativo Microsoft Windows CE en dispositivos industriales.

#### 4.5.6 Selección del Software SCADA

Para la selección del Software SCADA se tomó en consideración los siguientes aspectos:



- Se consideró que el software SCADA sea de propósito general con la finalidad de aminorar el costo de adquisición, puesto que si se tratara de SCADA con funciones específicas su costo es elevado en relación a un software de propósito general.
- Que sea adaptable a la aplicación a desarrollar, en este caso que brinde la posibilidad de desarrollar el sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos para un sistema Eléctrico de Potencia como es una Subestación.
- Que brinde un ambiente amigable para el desarrollador, y facilite las tareas de desarrollo de un Sistema Supervisorio confiable en el menor tiempo posible y que responda a los requerimientos deseados.
- El software SCADA debe contar con los Drivers de comunicación necesarios y compatibles con las tecnologías a utilizar en el sistema de Automatización, para facilitar la comunicación entre dispositivos y el Supervisorio.
- Para fines de enlace del Sistema con otras aplicaciones, ya sea para gestión de base de datos, intercambiar información e incrustar objetos desde y hacia otras aplicaciones, entre otras tareas, el software SCADA debe contar con los Drivers específicos como DDE (Intercambio Dinámico de Datos), ODBC (Conexión abierta a Bases de Datos), OLE, SQL y otros. Dichos Drivers brindan posibilidad de realizar transacciones cliente-servidor, a nivel local y de red.
- En vista que el presente proyecto de Automatización no es de gran envergadura, se requiere de un SCADA de pequeñas o medianas prestaciones, capaz de responder y adaptarse a las necesidades del sistema a implementar y a sus posibles ampliaciones y cambios.
- Una de las consideraciones importantes a tener en cuenta en la selección del SCADA es la facilidad para adquirir y utilizar la versión del Software, el mismo que puede estar disponible en versión demo o en periodo de prueba, facilidad que ponen a disposición algunos fabricantes con fines de promocionar su producto, y así mismo se debe tomar en cuenta que el software haya sido probado y utilizado en otros sistemas de automatización con el objetivo de asegurarse de su correcta funcionalidad.
- Uno y quizás el más importante de todos, es que el costo de adquisición del software a utilizar deber ser relativamente bajo, en dependencia de las prestaciones requeridas.

En base a los criterios expuestos anteriormente, y luego de un estudio de las características principales de software SCADAS de diferentes firmas comerciales, se cree conveniente que el





software a utilizar en el presente proyecto de automatización de la Subestación Los Pinos sea Movicon X v10.0.0.812 de la firma comercial Progea, por sus características y prestaciones en versión demo..

#### **4.5.7 Características de Movicon X 10.0.0.812**

Movicon X es una plataforma SCADA de procedencia Italiana de propósito general presente en la industria por más de 12 años en diferentes procesos, contando así con una gran experiencia en estos campos, que permite al diseñador la creación fácil y rápida de aplicaciones de Supervisión, Control y Adquisición de Datos.

- La plataforma de Movicon X permite conectividad con diversos dispositivos industriales, tales como PLC's, Fieldbus, Entradas/Salidas remotas e instrumentación como DPU y TPU 2000R de ABB. Cuenta con soporte de drivers de diferentes fabricantes de hardware mayormente conocidos a nivel mundial (Siemens, Rockwell, Schneider, Omron, GE Fanuc, Saia, Mitsubishi, etc.).
- Su simplicidad e intuitividad de uso hace que el entorno de desarrollo de aplicaciones de Supervisión Control y Adquisición de Datos con Movicon X sea amigable para el desarrollador, permitiendo reducir considerablemente el tiempo de desarrollo de dichas aplicaciones.
- La plataforma es totalmente basada en XML, los proyectos son simples archivos XML que pueden abrirse y editarse con otros editores. Está abierta a la integración con el mundo de aplicaciones de Windows.
- La plataforma garantiza máxima seguridad de datos, contando con un algoritmo de encriptación de los proyectos basados en XML. La administración de Contraseña de Usuarios garantiza acceso seguro a los diferentes niveles y/o áreas del sistema.
- La plataforma de Movicon X está basada en tecnologías estándar, tales como XML, ODBC, OPC, VBA, SOAP, servicios WEB, TCP-IP, UDP, HTTP y SQL, las mismas que garantizan el acceso y transparencia de datos.
- Cuenta con una gran variedad de Drivers de comunicación, los mismos que incorporan funcionalidad para la importación automática de variables, conectividad remota vía MODEM, conceptos multi-estación para protocolos punto a punto. Además de la librería de drivers, este software ofrece conectividad vía OPC, utilizando el concepto de Cliente-Servidor de OPC.

- Es un software que adapta sin ningún problema a los requerimientos del presente proyecto de automatización, y al estar destinado para pequeñas y medianas prestaciones, su costo es relativamente económico comparado con otros SCADAS cuyo valor de adquisición bordean los 10.000 dólares como es el caso del CITECT, o los 25000 dólares en el Caso de ION Enterprise.
- La disponibilidad del software en versión “Demo” o de demostración, hace posible la fácil adquisición del producto sin ningún costo, facilitando su utilización durante el desarrollo de aplicaciones hasta adquirir la versión completa y su llave respectiva.

#### 4.5.8 Arquitectura del Software

Los proyectos realizados con Movicon X están compuestos por diversos grupos de componentes (conocidos también como los Recursos del Proyecto), como son: datos en Tiempo Real BD, Los Recursos, Data Loggers, etc. Estos grupos de componentes son mostrados en una estructura de árbol en la ventana del “Explorador de Proyectos” de Movicon X. La figura 4.9 muestra la arquitectura general de Movicon X en su versión 10.0.0.812

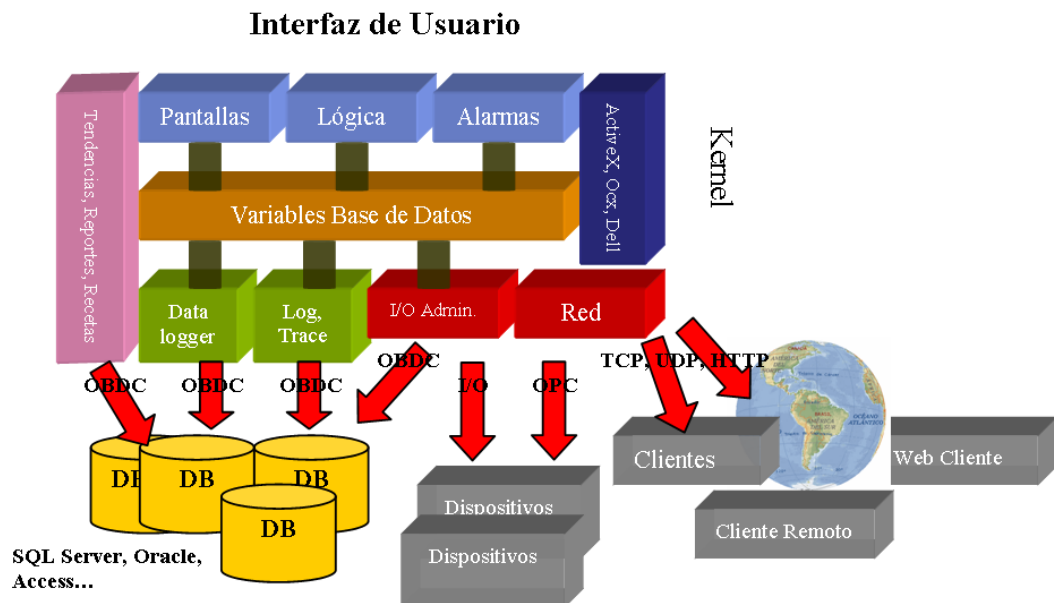


Figura 4.9 Diagrama de Bloques de la Estructura de un Proyecto en Movicon X

#### 4.6 Consideraciones Generales de Diseño del Sistema de Supervisión

La función del sistema supervisorio es adquirir la información para luego procesarla, visualizarla y transmitirla a otros niveles y aplicaciones y permitir que el operador pueda actuar sobre el proceso y lograr una operación eficiente.

Para el diseño del sistema de supervisión se tomo en consideración los siguientes aspectos:

- Acceso rápido a las diferentes páginas.
- Funcionamiento en diferentes niveles y tipos de actividades.
- Configuración, manipulación de diferentes esquemas y gráficos., estática y dinámicamente.
- Tratamiento de alarmas.
- Presentación y manipulación de diferentes tipos de registradores.
- Tratamiento de usuarios.
- Configuración y ejecución de reportes.
- Configuración y tratamiento de bases de datos.
- Gestión de claves y accesos.

También se tomo en cuenta que las tareas que intervienen en el sistema automatizado son diversas, en los diferentes niveles jerárquicos. En el nivel 3 se encuentra el sistema supervisorio para el trabajo directo con el operador de la instalación. Aquí es donde llega toda la información con la posibilidad de brindar otros niveles. En este nivel las tareas típicas son:

- Adquisición de la información.
- Procesamiento de la información.
- Comunicación con otras aplicaciones.
- Comunicación con niveles superiores.
- Comunicación hombre-máquina.

Para cumplir con estas tareas se hizo necesario que el sistema supervisorio sea diseñado teniendo en cuenta algunas consideraciones que se detallan a continuación:

#### **4.6.1 Cantidad de información por pantalla**

Con la automatización se busca en primer lugar, obtener el estado de la subestación de un vistazo.

Con el modelo informativo se persigue:

- Asegurar que el operador comprenda la situación representada. Captar la situación.
- Crear condiciones para decisiones correctas.
- Garantizar fiabilidad máxima.
- Cambiar con facilidad los niveles de actividades.

Por lo tanto se consideró que la cantidad de información a presentar por pantalla sea tal que no de lugar a confusión, que sea de fácil identificación y visualización para el operador. Así la cantidad máxima de variables a presentar por pantalla no supera las 34 variables.

#### **4.6.2 Cantidad de colores**

Tomando en consideración que el hombre tiene la capacidad de reconocer con facilidad hasta 6 tonos de color diferentes, se decidió utilizar en el diseño una cantidad de colores no mayor a 10, en algunos casos se utilizó los colores predeterminado por el software SCADA. La finalidad de esto consiste en facilitar al operador el reconocimiento de la información, brindada por el sistema de supervisión.

#### **4.6.3 Tipo de gráficos y colores**

Teniendo en cuenta que en los sistemas eléctricos no se acostumbra utilizar figuras complejas para la representación de los circuitos de potencia se tomó la decisión de representar el esquema unifilar de la subestación, así como de sus respectivos circuitos, utilizando formas básicas como líneas, rectángulos y círculos con trazos de diferente grosor y color.

Para representar los disyuntores se utilizó formas rectangulares con fondo de color amarillo, en cambio los seccionadores se representaron con una línea inclinada de color verde.

Así mismo, para la indicación de las variables o parámetros eléctricos adquiridos desde los diferentes circuitos de la subestación, se utilizó formas rectangulares con colores específicos, de manera tal que ayude a la rápida identificación del tipo de variable que se trate.

Los colores utilizados para cada tipo de variable eléctrica son:

- **Café oscuro:** voltajes
- **Verde claro:** corrientes
- **Azul:** potencia activa
- **Verde oscuro:** potencia reactiva
- **Amarillo:** frecuencia y factor de frecuencia
- **Gris:** energía activa
- **Café claro:** energía reactiva

En cuanto a los colores para el texto se convino utilizar el color blanco, negro, azul, amarillo y verde. Esto se debe a la claridad visual que brindan estos colores.



Cabe señalar que en el caso de las pantallas, para el color de fondo se utilizó tres colores diferentes, el azul matizado con negro, el negro y el color gris. Esto se hizo necesario para distinguir las pantallas principales de las que se abren en forma *modal*.

Para indicar el estado de los seccionadores en el supervisor, se hizo necesario utilizar botones tipo leds de color rojo para indicar estado de funcionamiento normal, verde para indicar que el seccionador esta abierto, y para la pantalla de control se utilizó el color gris claro.

En resumen se trato de utilizar la menor cantidad posible de colores para no confundir al operador. Solamente en el caso del texto de alarmas se utilizó el color rojo, ya que es un color establecido por norma para cumplir esta función.

#### **4.6.4 Forma de navegar simple por botones/iconos**

Existen dos maneras de seleccionar una ventana, la una consiste en utilizar menús de desligue y la otra en utilizar botones/iconos. Para la navegación a través de las diferentes pantallas del sistema supervisorio se decidió utilizar botones íconos por la facilidad que prestan para seleccionar las pantallas. De esta manera con solo dar un clic sobre el botón/icono se accede a la pantalla deseada. Estos botones pueden estar distribuidos por toda la pantalla.

#### **4.6.5 Interfase de alarmas**

Primero se debe señalar que un sistema de alarmas se realiza para prever posibles pérdidas económicas, daños en equipos, afectación de la calidad, daños personales, etc. Para configurar el sistema de alarmas se consideró lo siguiente:

A cada variable se le asigno los siguientes parámetros:

- Subsistema o grupo, al que pertenece la variable.
- Prioridad.
- Condiciones de alarma.
- Límites de alarma.

Las acciones establecidas a tomar en caso de violación de los límites establecidos son:

- Aviso al operador con señal lumínica y sonora.
- Reportar incidencia, hora de ocurrencia y evento que ocurrió, así como el nombre del operador de turno en fichero.
- Visualizar intermitentemente en pantalla.

El formato de alarma establecido es el siguiente:

[Descripción][Tiempo de activación][Tiempo de desactivación][Duración][Condición][Tiempo de reconocimiento][Prioridad][Estado]

Se estableció también que todas las ocurrencias de las alarmas y sus entradas a la normalidad se almacenen en fichero, se visualicen las que se mantienen y que cuando una variable entre a la normalidad el respectivo mensaje se borre de la pantalla.

En este sistema supervisorio se utiliza una sola pantalla de alarmas. Esta pantalla fue diseñada con la visión de que cumpla las siguientes funciones:

- Visualizar los mensajes de alarmas utilizando el color rojo.
- Mostrar el tiempo de duración de las alarmas.
- Permitir el reconocimiento de las alarmas.

## 4.7 Implementación

La implementación del Sistema supervisorio en la Subestación Los Pinos conlleva a la realización de las siguientes etapas:

### 4.7.1 Configuración del Sistema

La configuración del sistema tiene que ver con la selección del driver adecuado para la comunicación entre dispositivos y el SCADA. Este driver es soportado tanto por los dispositivos utilizados en la recolección de la información (relés digitales de protección, PLC) como por Movicon X, siendo el protocolo de comunicación MODBUS SERIAL. En la figura 4.10 se muestra la configuración de los principales parámetros de Movicon X con Modbus Serial.

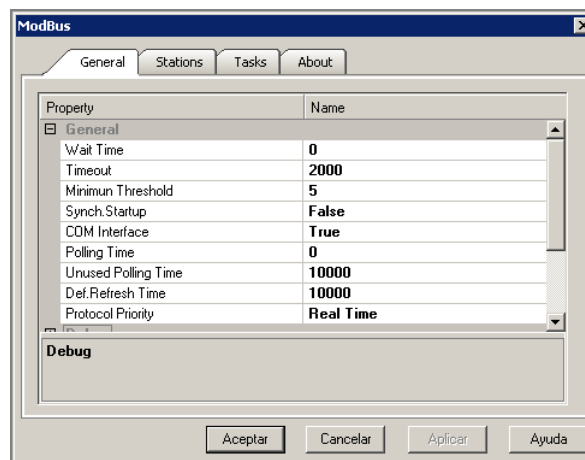
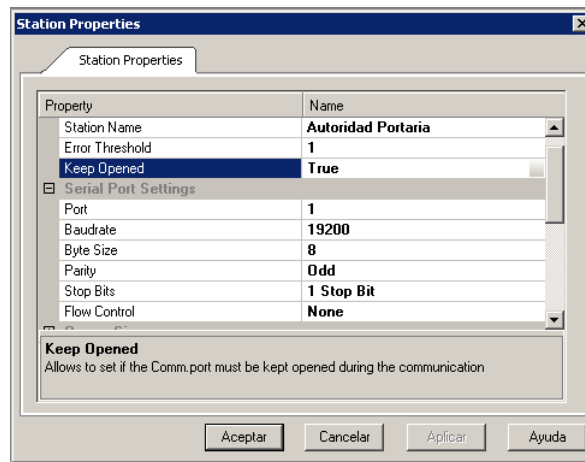


Figura 4.10 Configuración de Modbus Serial

Como se puede observar en ventana anterior, el protocolo está configurado para adquirir la información del proceso eléctrico en tiempo real. Cabe señalar que el tipo de emulación seleccionada para el protocolo Modbus Serial es la trama ASCII.

Una vez seleccionado el driver, se creó las diferentes estaciones de trabajo con su correspondiente nombre y especificaciones de número de puerto de enlace a la Computadora Master, la velocidad de transmisión de datos, el tamaño del byte, la paridad, los bits de parada y la identificación de la estación. Como ejemplo se muestra la configuración realizada para la estación encargada de adquirir datos del dispositivo instalado en el alimentador Autoridad portuaria. La figura 4.11 muestra esta configuración. Es necesario recalcar que los valores de los parámetros de configuración antes señalados son iguales para todas las estaciones excepto el nombre y la identificación de la estación, siendo esta individual para cada una de estas.



**Figura 4.11 Configuración de Estaciones de Trabajo**

Las tareas asignadas a cada estación de trabajo ligadas a los relés digitales de protección son las de leer registros de variables adquiridas del proceso eléctrico como voltaje, corriente, potencia activa y reactiva, energía activa y reactiva, frecuencia y factor de potencia.

Otras de las tareas asignadas a las estaciones de trabajo vinculadas a los relés de protección son las de leer registros de variables de estado de interruptores del circuito principal de 69 y 13.8 kV y de interruptores de cada ramal de 13.8 kV; así como la de escribir registros en variables de control y mando de interruptores de los circuitos de 69 y 13.8 kV, para la respectiva operación de Apertura y Cierre de los mismos.

A la estación con enlace al PLC se le asignó tareas de Lectura/Escritura de registros de variables encargadas de informar el estado de las cuchillas motorizadas de 69 kV y de las operaciones de mando para abrir/cerrar seccionador.

#### 4.7.2 Base de Datos del Sistema

Para establecer la base de datos con la que va a trabajar el sistema de supervisión, control y adquisición de datos se hizo necesario determinar las señales del proceso eléctrico de la subestación, cuyo proceso está condicionado por la gran cantidad de información que son capaces de entregar la instrumentación utilizada para la recolección de señales como son los relés digitales; y así mismo, por la cantidad de señales necesarias para recolectar información acerca del estado de interruptores y seccionadores y por la cantidad de señales empleadas en las operaciones de control y mando de éstos.

De este manera, en la tabla 4.6 se muestra la cantidad de variables ha extraer de la subestación en dependencia del instrumento utilizado para la recolección de las mismas.

Tabla 4.6 Cantidad de Variables

Nombre del Dispositivo	Dirección del Dispositivo	Cantidad de Variables		
		Medición	Estado o Señalización	Mando y Control
Relé TPU 2000R	001	105	8	4
Relé DPU 2000R	002	68	4	2
Relé DPU 2000R	003	68	4	2
Relé DPU 2000R	004	68	4	2
Relé DPU 2000R	005	68	4	2
Relé DPU 2000R	006	68	4	2
PLC Master K-120S	007		4	2
<b>PARCIAL</b>		<b>445</b>	<b>32</b>	<b>16</b>
<b>TOTAL</b>		<b>493</b>		

FUENTE: Subestación Los Pinos

AUTOR: Grupo de Tesis

La tabla anterior muestra un total de 493 variables a ser procesadas por Movicon X, las mismas que se configuraron con su respectivo nombre o código, descripción de la variable, tipo de variable, unidad de medida, rango máximo, rango mínimo y escalado de la variable.

Se utilizó variables de tipo Float de 32 bits o de simple precisión para almacenar valores de medición, mientras que para almacenar registros de estado, mando y control de interruptores y seccionadores se utilizó variables de tipo bit (on/off). Para la simulación se hizo necesario utilizar variables de doble precisión o de 64 bits.

Las variables de almacenamiento de los diferentes registros del proceso eléctrico de la subestación, son almacenadas en una base de datos de formato estándar (\*.mdb) compatible con Movicon X. Esta base de datos es generada y actualizada automáticamente en tiempo de ejecución del sistema, en Microsoft Access, en cada periodo de muestreo de parámetros establecido.



Este formato estándar de base de datos fue seleccionado por motivos de facilidad de uso, facilidad de mantenimiento y de comunicación con otras aplicaciones a través de ODBC, dejando así la posibilidad de exportar datos desde y hacia otras aplicaciones para tareas de análisis que se requieran realizar.

### 4.7.3 Pantallas y Mímicos del Sistema Supervisorio

El sistema supervisorio para la subestación Los Pinos consta de un número total de 35 pantallas, el cual fue seleccionado en base a los requerimientos del sistema y con la finalidad de presentar adecuadamente la información de los parámetros eléctricos de los diferentes circuitos de la misma.

La distribución del número de pantallas en el sistema supervisorio se muestra en la tabla 4.7:

Tabla 4.7 Distribución de Pantallas

Cantidad de Pantallas	Descripción de la Pantalla
1	Principal
1	Diagrama Unifilar
6	Control, mando y señalización de cuchillas seccionadoras
7	Control, mando y señalización de interruptores
5	Circuitos Alimentadores de 13.8 kV
1	Circuito del Transformador de Potencia
6	Demanda Máxima/Mínima
6	Curvas de Carga
1	Valores diferenciales del Transformador de Potencia
1	Alarmas
<b>35</b>	<b>TOTAL</b>

FUENTE: Sistema Supervisorio Los Pinos

AUTOR: Grupo de Tesis

Como entrada al proceso de supervisión se estableció una pantalla principal o de bienvenida al usuario, donde se expone una fotografía de perfil de la Subestación con el nombre de la misma y en la parte inferior se han dispuesto iconos de acceso a diferentes pantallas, tal como se muestra en la figura 4.12. En la parte lateral izquierda de esta pantalla se presenta opciones de ingreso al sistema para usuarios registrados en cada uno de los cuatro niveles establecidos como son: Nivel de Ingeniero, Operador Calificado, Operador y Usuario.

El ingreso al proceso de supervisión es permitido única y exclusivamente a usuarios registrados en los diferentes niveles y áreas del sistema; la validación de ingreso es realizada por medio de un cuadro de diálogo con la petición de nombre de usuario (User name) y contraseña (Password) que son asignadas a cada usuario por el administrador del sistema. Así mismo pone a disposición la opción de “Baja de Usuario” la misma que sirve para desactivar la contraseña una vez que el usuario haya decidido terminar una sesión de trabajo.



Figura 4.12 Pantalla principal del Supervisor

La pantalla principal también presenta opciones de ingreso al diagrama unifilar de la subestación, a la pantalla de alarmas y a la pantalla de validación de cierre o salida del sistema.

Con fines de visualizar la subestación y sus diferentes circuitos tanto de 69 kV como de 13.8 kV, se hizo necesario establecer una pantalla que contenga el Diagrama Unifilar de la misma, presentada en la figura 4.13.

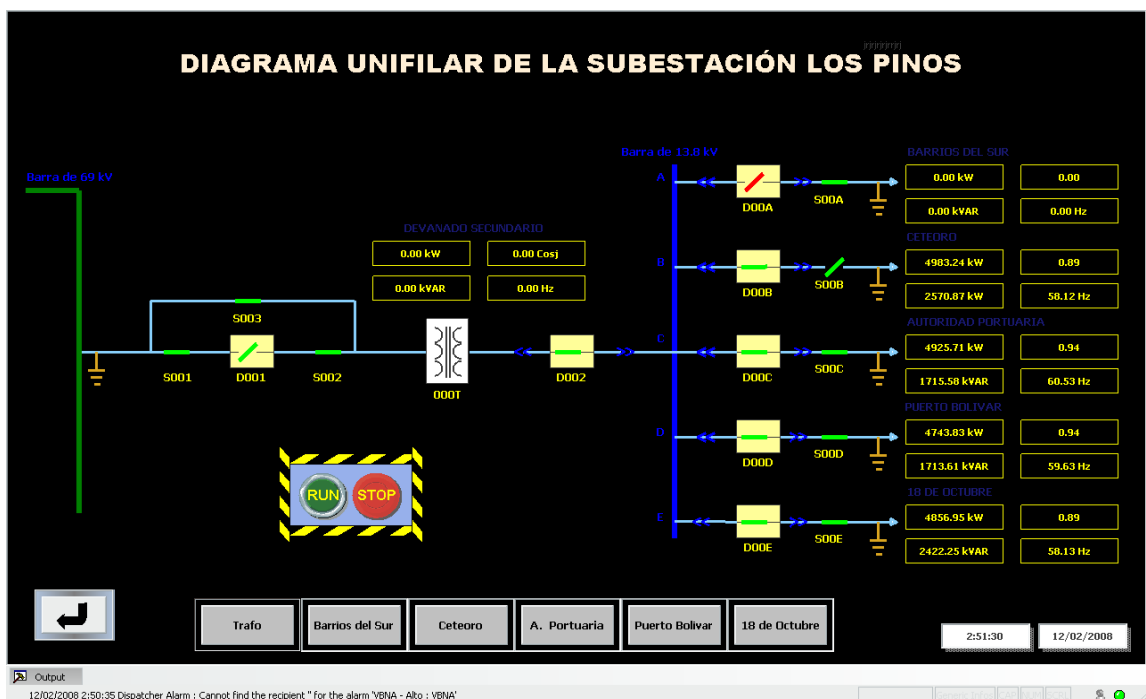


Figura 4.13 Diagrama Unifilar



Con esta pantalla se puede visualizar el estado de interruptores y seccionadores así como los niveles de carga de cada alimentador incluyendo el transformador de potencia. Para distinguir el estado abierto/cerrado del disyuntor y seccionadores de 69 kV y de los interruptores de 13.8 kV, se convino utilizar el color rojo para el estado cerrado y verde para el estado abierto acompañado de un parpadeo (blink) y un jiro de 45°.

Por motivos de facilitar al usuario el reconocimiento y comprensión de la información, se convino presentar únicamente los siguientes parámetros de medición:

Para cada alimentador:

- Potencia Activa Trifásica en kW
- Potencia Reactiva Trifásica en kVAR
- Factor de Potencia
- Frecuencia en Hertz

Para el Transformador de Potencia:

- Potencia Activa Trifásica en kW
- Potencia Reactiva Trifásica en kVAR
- Factor de Potencia
- Frecuencia en Hertz

El diagrama unifilar está diseñado de tal manera que permite acceder a los circuitos de cada alimentador de la subestación, al circuito del transformador de potencia, a las curvas de carga de alimentadores, a las curvas de carga del transformador y a las pantallas de control, mando y señalización de interruptores y seccionadores.

Se consideran acciones de control a las señales de mando enviadas desde Movicon X (sistema supervisor) a los dispositivos de campo por vía remota usando el bus de comunicaciones. Dentro de estas señales se agrupan:

### **Abrir / Cerrar Interruptores y seccionadores**

Esta opción está disponible para los seccionadores motorizados e interruptores de los diferentes ramales de 13.8 kV. Para ello se diseñó una ventana que incorpora dos pulsadores y dos leds como se muestra en la figura 4.14. Presionando el pulsador abrir o cerrar se abre o cierra el interruptor desde la computadora master SCADA. Los leds en la parte superior indican el estado actual del

interruptor, en la figura indica que el interruptor está cerrado. La indicación del interruptor cerrado muestra el LED rojo encendido y el LED verde apagado, en caso contrario se indica que el interruptor está abierto, estas indicaciones deben coincidir con las efectuadas por el color del símbolo del interruptor (52) en el diagrama eléctrico.



Figura 4.14 Pantalla de control, mando y señalización

El circuito de cada ramal o alimentador de 13.8 kV cuenta con su respectiva pantalla, la misma que permite visualizar una gran cantidad de información adquiridas del proceso en tiempo real. Los parámetros eléctricos seleccionados para ser visualizados en esta pantalla se alistan a continuación:

- Voltaje entre fases
- Voltaje fase neutro
- Corriente de cada fase y neutro
- Potencia activa y reactiva por fase
- Potencia activa y reactiva trifásica
- Energía activa y reactiva por fase
- Energía activa y reactiva trifásica
- Factor de potencia
- Frecuencia
- Voltaje de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero
- Corriente de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero

Así mismo, desde esta pantalla se puede acceder a las curvas de carga de circuito correspondiente y a la pantalla que muestra los valores de demanda junto con los valores máximos y mínimos del alimentador en cuestión. La figura 4.15 muestra una representación de esta pantalla.

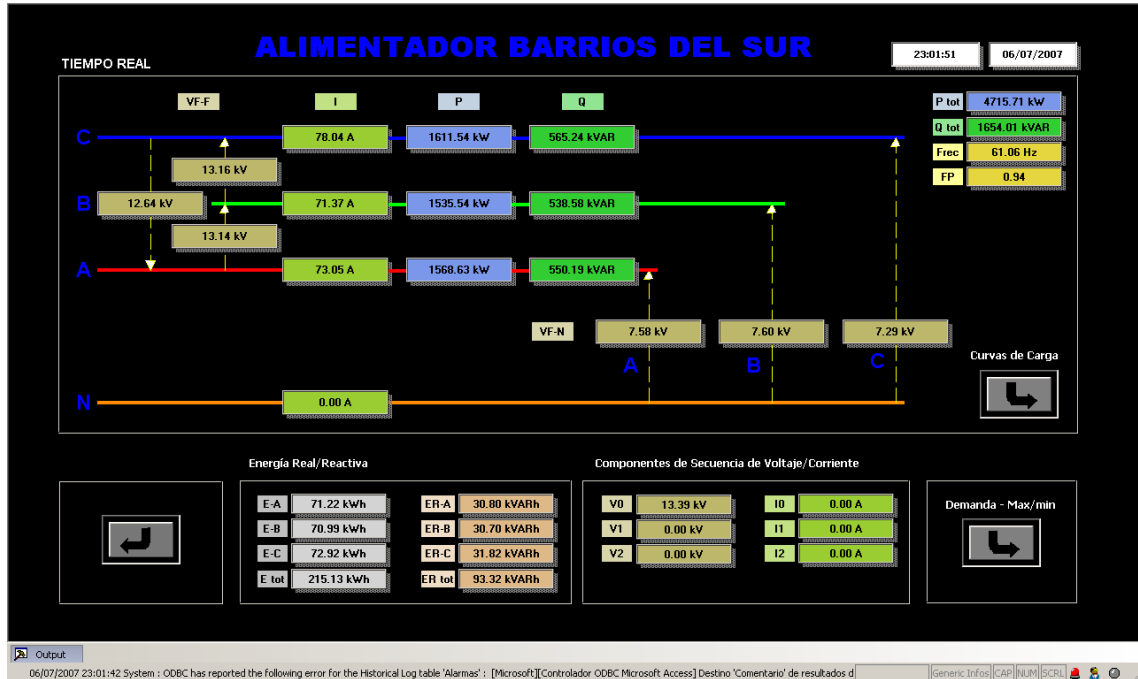


Figura 4.15 Circuito del Alimentador Barrios del Sur

Para supervisar los niveles de carga de los devanados del transformador de potencia, se utiliza una pantalla que muestra información de corriente de cada fase, corriente de neutro, voltaje entre fases, voltaje entre fase y neutro, potencia activa y reactiva de cada fase, energía activa y reactiva de cada fase, potencia activa y reactiva trifásica, energía activa y reactiva trifásica, frecuencia y factor de potencia correspondientes al devanado de baja tensión, mientras que para el devanado de alta tensión únicamente se visualiza las corrientes de cada fase. Para ambos devanados se muestra las componentes de secuencia de corriente., tal y conforme se puede apreciar en la figura 4.16.

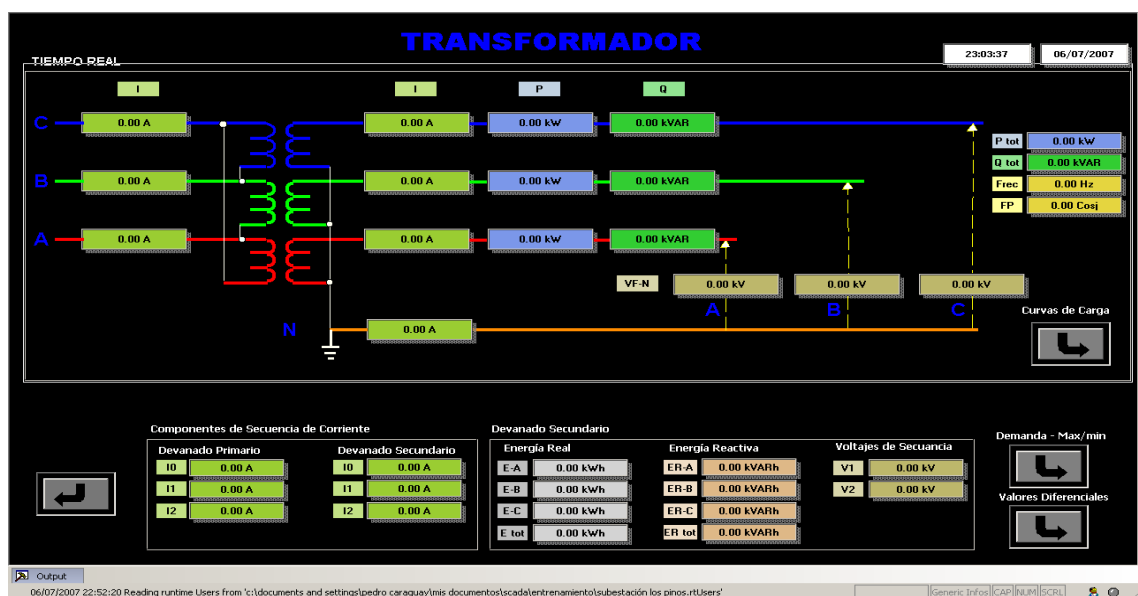


Figura 4.16 Ventana del Circuito del Transformador de Potencia

Haciendo clic en el botón-ícono correspondiente, se puede ingresar a los valores de demanda, máximos/mínimos y curvas de carga referentes al devanado de baja tensión. También es posible acceder a la ventana que contiene los valores diferenciales proporcionados por la protección diferencial del transformador. Las figuras siguientes 4.17 y 4.18 representan cada una de las pantallas antes mencionadas.

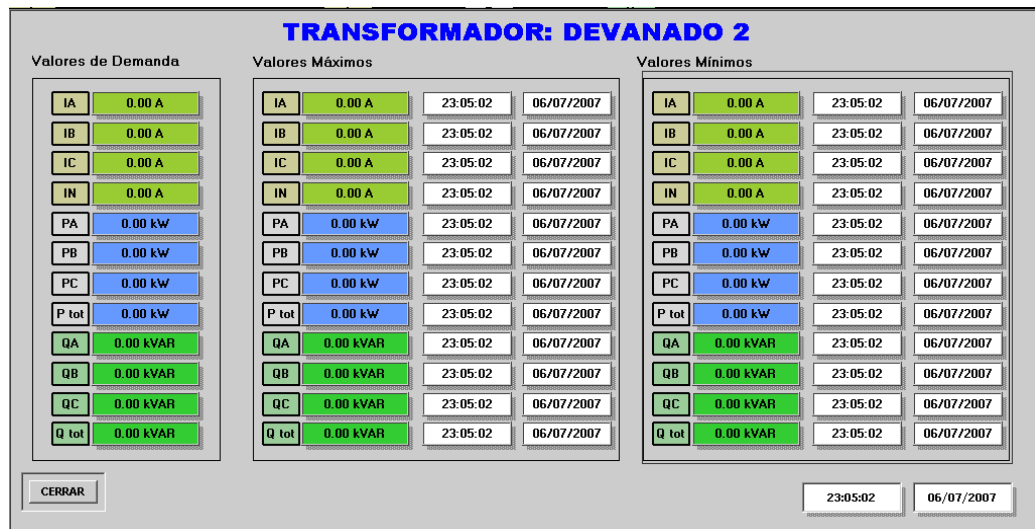


Figura 4.17 Valores de Demanda, máximos/mínimos del Devanado 2 del Transformador

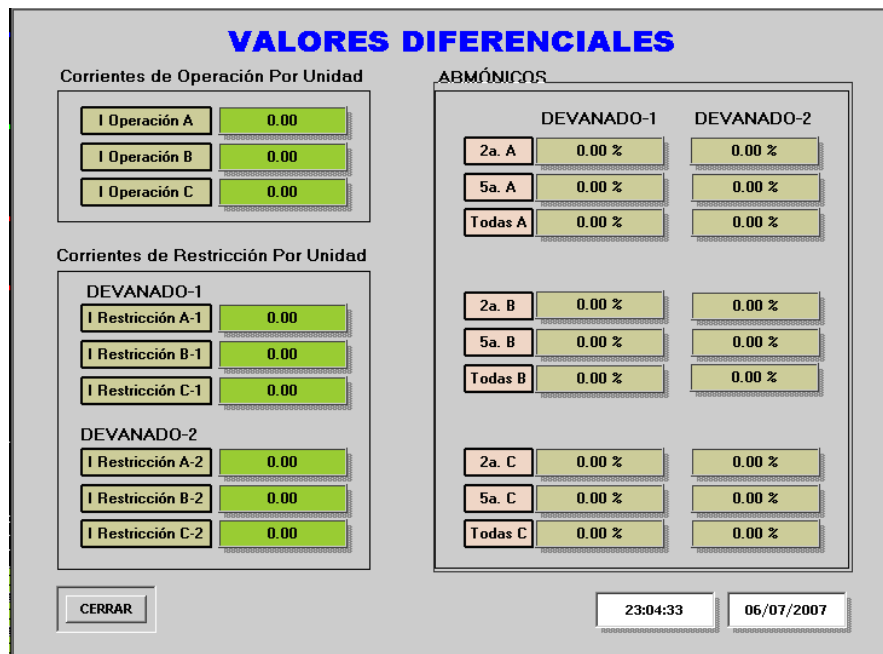


Figura 4.18 Valores diferenciales de Protección del Transformador

#### 4.7.4 Alarmas del Sistema

En vista de que la subestación debe contar con un sistema de alarmas para alertar al operador de turno de la ocurrencia de ciertos sucesos, se ha creído conveniente establecer alarmas ante las siguientes situaciones:

- Disparo de interruptores por fallas externas
- Sobrevoltaje en alimentadores (5 % superior al Nominal)
- Bajo voltaje en alimentadores (5 % inferior al Nominal)
- Bajo factor de potencia (inferior a 0.92)
- Sobrecarga del Transformador (5 % mayor del nominal con auto refrigeración)
- Valor de la Segunda armónica por encima del 2 % del voltaje nominal
- Valor de la tercera armónica por encima del 6 % del voltaje nominal
- Valor de todas las armónicas por encima del 8 % del voltaje nominal

Estos límites están configurados para cada variable correspondiente, de conformidad con los establecidos por el CONELEC en la Regulación Nro. 004/01.

#### **Pantalla de Alarmas.**

La función que cumple esta pantalla es la de brindar información del estado de las alarmas que fueron activadas producto de una desviación del valor de la(s) variable(s). Se emplea fundamentalmente para mostrar el registro de alarmas que fueron y están activadas y para el reconocimiento de las mismas.

Frente a la ocurrencia de un suceso de alarma, el supervisor alerta al operador de turno emitiendo un sonido acompañado de la animación de parpadeo (blink) de la variable cuyo valor se ha desviado. Cada ocurrencia de alarma es registrada y almacenada en una base de datos para su futuro análisis.

En el registro de alarmas se almacena el nombre de la variable cuyo valor se ha desviado, la descripción de la alarma, el tiempo en que se activo la alarma, el tiempo en que fue reconocida por el operador, el tiempo de duración, nombre del operador de turno y la severidad.

Además, la pantalla de alarmas permite al operador visualizar e imprimir un reporte completo o parcial de las situaciones de alarma que se hayan producido con anterioridad. En el momento de generar un reporte de alarmas, se puede establecer un filtro pudiendo ser por periodo, por duración de las alarmas o por fecha de ocurrencia (Ver figura 4.19).

## ALARMAS ACTIVAS

Descripción de Alarma	Tiempo de Activación	Tiempo de Des...	Duración	Condición	Tiempo de Reconocim...	Tiemp...	Sev
QRBA - Alto	09/07/2007 3:18:35.671			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
QRBA - Muy Alto	09/07/2007 3:18:35.671			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
QRCB - Alto	09/07/2007 3:18:35.671			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
QRCE - Alto	09/07/2007 3:18:35.671			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
PA3B - Alto	09/07/2007 3:18:35.687			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
PA3B - Muy Alto	09/07/2007 3:18:35.687			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
QR3C - Alto	09/07/2007 3:18:35.687			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
QR3C - Muy Alto	09/07/2007 3:18:35.687			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
PACA - Alto	09/07/2007 3:18:35.687			ON	04/10/2007 10:42:07...		2
PACA - Muy Alto	09/07/2007 3:18:35.687			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
VANA - Voltaje Fuera de Rango	20/07/2007 16:05:31.765	20/07/2007 16...	00:00:10	OFF	04/10/2007 10:44:32...		1
VANA - Voltaje Fuera de Rango	20/07/2007 16:08:45.62			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
QRAA - Alto	09/07/2007 3:18:35.703			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
QRAA - Muy Alto	09/07/2007 3:18:35.703			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
QRBB - Alto	09/07/2007 3:18:35.703			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
QRBB - Muy Alto	09/07/2007 3:18:35.703			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
QRCC - Alto	09/07/2007 3:18:35.703			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
QRCC - Muy Alto	09/07/2007 3:18:35.703			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
PA3C - Alto	09/07/2007 3:18:35.718			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
PA3C - Muy Alto	09/07/2007 3:18:35.718			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
VBNA - Voltaje Fuera de Rango	20/07/2007 16:05:31.765	20/07/2007 16...	00:00:10	OFF	04/10/2007 10:44:32...		1
VBNA - Voltaje Fuera de Rango	20/07/2007 16:07:34.453	20/07/2007 16...	00:00:10	OFF	04/10/2007 10:44:33.0		1
QR3D - Alto	09/07/2007 3:18:35.718			ON	04/10/2007 10:42:07...		1
QR3D - Muy Alto	09/07/2007 3:18:35.734			ON	04/10/2007 10:42:07...		1

Reconocer Alarma (A)

Reconocer Todas (Ctrl+A)

(V) VER REPORTE DE ALARMAS

Restablecer Alarma (R)

Restablecer Todas (Ctrl+R)

(P) IMPRIMIR REPORTE DE ALARMAS

Activar Sonido

10:45:29

04/10/2007

Output  
04/10/2007 10:42:07 ALARM ACK : VBNA - Voltaje Fuera de Rango

Figura 4.19 Pantalla de Alarmas





#### **4.7.5 Históricos**

El sistema supervisor está configurado para almacenar todas las variables del proceso eléctrico de la subestación. Los valores de demanda de cada alimentador y del transformador de potencia son adquiridos por el SCADA cada periodo de 15 minutos. Mientras que el para el resto de variables está misma operación es realizada con una frecuencia de 10 minutos.

Cabe mencionar que los relés digitales de protección DPU y TPU 2000R tienen funciones para almacenar en memoria registros concernientes a los valores de fallas que pueden ocurrir en el intervalo de los 10 minutos establecidos para la recolección de datos. Por lo tanto, en caso de ocurrencia de fallas dentro del intervalo de los 10 minutos, los valores se almacenan en la memoria de los relés digitales para luego ser extraídas por la computadora maestra,

Una vez que estos valores son adquiridos por el sistema SCADA, son exportados a un archivo de base de datos de Microsoft Access, cuyo máximo periodo de almacenamiento establecido es de 90 días (tres meses); por lo tanto, se hace necesario que el administrador del sistema descargue esta información y guarde respaldo de ella con frecuencia.

#### **4.7.6 Niveles de seguridad y privilegios**

Considerando que en los sistemas supervisorios se establecen niveles de acceso a la aplicación, para diferenciar sobre todo el acceso a los cambios y actuación tanto sobre el proceso como de la configuración del sistema, se decidió establecer 4 niveles de usuario que podrían estar en el campo de operación de la subestación. En vista de lo anterior, en la Tabla 4.8 se presenta los niveles de usuario y las funciones a las que tienen acceso.

Tabla 4.8 Niveles de acceso

Nivel	Personal	Funciones.
1	Cualquier usuario	Ver cualquier pantalla.
2	Operador	Ver cualquier pantalla. Reconocer alarmas. Abrir y cerrar seccionadores (on/of).
3	Operador calificado, jefe de turno	Todo lo del 2. Cambios en las alarmas. Deshabilitar alarmas.
4	Ingeniero del sistema.	Todo lo anterior. Ver cualquier pantalla. Ajuste de los controladores (cambio de parámetros). Configuraciones del sistema de medición y control. Administración del Sistema. Asignar cuentas. Asignar niveles de acceso y seguridad.

**FUENTE:** Sistema de Supervisión Los Pinos

**AUTOR:** Grupo de Tesis

#### 4.7.7 Comunicación

La comunicación entre el sistema de Supervisión y los dispositivos de campo, es decir los relés digitales incluyendo el PLC, se la realiza por medio de ModBus Serial, el mismo que es un protocolo de comunicación soportado tanto por Movicon X como por los dispositivos utilizados para la recolección de la información del sistema eléctrico de la subestación.

La comunicación entre dispositivos y el supervisor requiere que todos ellos sean configurados con la misma trama de comunicación, la misma velocidad de transmisión de datos, la misma paridad, los mismos bits de parada y tener una dirección de identificación para el caso de dispositivos.

El sistema de supervisión tiene la posibilidad de establecer comunicación desde y hacia otros niveles superiores de la Empresa Eléctrica. Esta posibilidad se debe a lo siguiente:

- Maneja un formato de base de datos estándar compatible con la mayoría de formatos mas utilizados para estos fines.
- Movicon X soporta un protocolo de comunicación estándar muy utilizado a nivel industrial como es OPC (OLE for Process Control), a través de su motor de servicio OPC.
- Tiene soporte de tecnologías ODBC y DDE que permiten establecer comunicación entre aplicaciones ya sea a nivel local o remotamente.



#### **4.7.8 Simulación del Sistema**

Para la puesta en marcha y verificación del sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos de la subestación Los Pinos, se procedió al desarrollado de una simulación virtual. Esta simulación se efectuó en una computadora sin necesidad de tener instalados dispositivos externos.

Las variables utilizadas para la simulación son aquellas destinadas a almacenar los valores de carga de cada alimentador de 13.8 kV y de las variables utilizadas para señalización y mando de seccionadores e interruptores tanto de 69 kV como de 13.8 kV almacenadas por el SCADA en el disco duro de la computadora a utilizar.

Para la configuración de la simulación virtual, se recurrió a la utilización de recursos de programación en Visual Basic, así como la generación de números aleatorios utilizando técnicas de programación.

**CAPÍTULO V**  
**VALORACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA-**  
**AMBIENTAL**

## 5 VALORACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA - AMBIENTAL

### 5.1 VALORACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA

La propuesta planteada para llevar a cabo el Sistema de Supervisión y Automatización para la subestación Los Pinos de la ciudad de Machala, requiere de la inversión de diferentes dispositivos, los mismos que se detallan en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Valoración Técnica-Económica

Equipo	Firma Comercial	Cant.	C. Unitaria (USD)	TOTAL (USD)
PLC Master K 120S	LG	1	199.88	199.88
Cable para PLC	LG	1	21.48	21.48
Adaptador para conectar cable PLC	LG	1	24.84	24.84
Relé (Simple Polo Simple Tiro)	BG Micro	2	1.49	2.98
Optoaplocador 4N25	VISHAY	4	0.92	3.68
Resistencia 100 Ω, 2 W	---	8	0.10	0.80
Resistencia 180 Ω, ¼ W	---	4	0.10	0.40
Diodo SCR	---	4	1.00	4.00
Transistor NPN 2N222	---	4	0.15	0.60
Regulador de Voltaje U2 78L08	---	4	0.15	0.60
Relé simple polo simple tiro	---	2	15.00	30.00
Relé TPU 2000R	ABB	1	4500.00	4500.00
Relé DPU 2000R	ABB	5	4000.00	20000.00
Software SCADA MOVICON X v.10.0.0.8	PROGEA	1	8000.00	8000.00
Cable RS-485	---			0.00
Cable RS-232	---			0.00
Convertidor RS-485/RS-232	ABB	1	158.00	158.00
Computador Desktop Prosc 3.1 Mem RAM 512 + Impresora Pixma IP100 + Monitor de 21"	Intel	1	1500.00	1500.00
<b>TOTAL</b>				<b>34447.26</b>
<b>DESCRIPCIÓN</b>			<b>C. UNIT (USD)</b>	<b>TOTAL (USD)</b>
Diseño e Ingeniería y capacitación			9000.00	9000.00
Ejecución y puesta en marcha			5000.00	5000.00
Asistencia Técnica			2000.00	2000.00
Gastos generales del Proyecto			1000.00	1000.00
<b>TOTAL</b>				<b>17000.00</b>
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>				<b>51447.26</b>

AUTOR: Grupo de Tesis

## Análisis de costos mediante alternativa propuesta

### Depreciación de Maquinaria y Equipo

En la tabla 5.2 se realiza un análisis de la depreciación del equipo a utilizar considerando el porcentaje de depreciación establecido por el Sistema de Rentas Internas (SRI) del 10 %, así como el tiempo de vida útil que ésta institución asigna al mismo.

**Tabla 5.2 Depreciación anual del Equipo**

Activo	Costo USD	Depreciación Anual %	Vida Útil	Depreciación Anual USD
Equipo	34447,26	10	10 años	<b>3444,726</b>

AUTOR: Grupo de Tesis

### Gasto por consumo de Energía Eléctrica de los dispositivos

En la tabla 5.3 se muestra el costo anual por consumo de energía de los dispositivos a implementar en la Subestación “Los Pinos”.

**Tabla 5.3 Costo anual por consumo de energía de los dispositivos**

Servicio	Dispositivo	Cantidad	Costo del kW-h (USD)	Consumo Diario (kW-h)	Consumo anual (kW-h)	Precio final (USD)
Energía Eléctrica	DPU 2000R	5	0.07	2.1	766,5	53,655
	TPU 2000R	1	0.07	0.432	157,68	11,04
	PLC	1	0.07	0.1152	42,048	2,94
<b>TOTAL</b>						<b>67,635</b>

AUTOR: Grupo de Tesis

**Costo de Producción= Insumo + Depreciación**

$$= 67,635 + 3444,726$$

$$= \mathbf{3512,361 \text{ USD}}$$

## Análisis de costos mediante actual sistema

### Salario de un operario

Actualmente en la subestación trabajan tres operarios en turnos de 8 horas cada uno, lo cual significa un gasto por operación y mantenimiento como se muestra en la tabla 5.4.

Tabla 5.4 Gasto por operación y mantenimiento actual

Factor	Cant. operarios	Salario unitario USD	Costo Total USD	Costo Anual USD
Mano de obra	3	230	690	<b>8280</b>

AUTOR: Grupo de Tesis

Comparando el costo de utilización de los equipos propuestos para el sistema automatizado frente al sistema actual con que cuenta la subestación “Los Pinos” se evidencia un ahorro económico considerable, justificándose así la implementación del sistema propuesto.

**Ahorro de capital**= Costo anual por operarios – Costo de producción

$$= (8280 - 3512.36) \text{ USD}$$

$$= \mathbf{4767.639 \text{ USD}}$$

Como se observa, el costo anual por operación y mantenimiento conservado en el sistema actual es superior al costo anual que significa la implementación de equipos digitales, lo que genera un ahorro de capital significativo y por tanto la recuperación inmediata de la inversión inicial.

La infraestructura constituida por los elementos mencionados puede ser costosa, pero tiene la ventaja de permitir normalmente una inversión por etapas que representan desde el comienzo una muy alta relación beneficio/costo. Pues con este sistema automatizado la subestación garantiza la calidad del servicio eléctrico, esto es en el ahorro de energía, mejoras en la productividad y la fiabilidad.

### 5.1.1 Ahorro de Energía

Los ahorros de energía generalmente se centran en el control de la demanda.

Con este nuevo sistema de análisis permanente, se podrá atacar los costes de energía desde un nuevo panorama. Esto es:

- Se asignará los costes energéticos a cada sector, en base al consumo de energía activa y a la potencia de demanda.
- Se podrá evaluar y controlar la demanda de energía de todos los alimentadores logrando identificar a los sectores responsables de los recargos por máxima demanda, a tiempo.

Es decir este ahorro de energía va enfocado a reducir el consumo y a reducir los costes.

### 5.1.2 Mejoras en la Productividad

Las mejoras en la productividad se centran en mejorar la eficiencia de los equipos y en mejorar la calidad de la energía.



- Mejorar la eficiencia de los equipos. Es decir saber si la instalación está sobrecargada, o sobredimensionada.
- Mejorar la calidad de la energía. Es decir procurar las menores interrupciones posibles del servicio. Con las capturas de onda de los sucesos problemáticos y las condiciones estables, es posible la toma de decisiones inteligentes sobre el presupuesto dedicado a la calidad de la energía.

### **5.1.3 Mejoras en la Fiabilidad**

Las mejoras en la fiabilidad, como cada parte del proceso de gestión de la energía, son continuas. Estas mejoras requieren una atención detallada, una puesta al día regular y un ajuste fino, para tener un impacto real.

Con este sistema se puede detectar el estado de los principales dispositivos que conforman la subestación, tanto en condiciones normales, así como los eventos que se repiten cuando se suscita una determinada falla.





## 5.2 IMPACTO AMBIENTAL

El presente proyecto investigativo no genera daños al medio ambiente, ya que la puesta en marcha y operación del Sistema de Supervisión y Automatización de la Subestación, no requiere del uso de energías contaminantes ni tampoco constituye peligro alguno para el medio ambiente y la sociedad por las siguientes razones que se destacan a continuación:

- Se utilizará equipos electrónicos que no provocan ruido, vibraciones, luces o calor en el medio ambiente.
- La operación del proyecto no generará ningún tipo de radiación peligrosa tanto para equipos eléctricos cercanos como para el personal de operación y mantenimiento de la subestación; por lo tanto no afecta las condiciones de salud.
- Se realizará en un área donde no podrá ser observado por un gran número de personas.
- El proyecto no contempla cambios físicos en el medio ambiente por lo tanto no afectará las micro condiciones climáticas.

## **DISCUSIÓN**



## DISCUSIÓN

En la hipótesis planteada se enuncia que mediante este diseño se podrá realizar el telecontrol y la medición de los parámetros eléctricos en la subestación “Los Pinos”, lo cual vemos que se cumple de una manera satisfactoria, por cuanto mediante la implementación de este sistema se garantiza el buen funcionamiento de la misma así como también un mejor servicio a los usuarios, ya que entre otras ventajas se obtiene:

- Adquisición de información, tanto de los relés DPU 2000R y TPU 2000R así como del PLC.
- Procesamiento de la información. Se realiza el procesamiento de la información, entre otros aspectos se realiza, en dependencia del medio de adquisición, validación, conversión a unidades de ingeniería, filtraje, chequeo de alarmas, almacenamiento de la información, cálculos de variables, análisis estadísticos, etc. Además los resultados pueden almacenarse en formatos de bases de datos estándar (\*.mdb).
- Comunicación con otras aplicaciones. Esta se la realiza para procesamientos de la información más específicos, la utilización de otros controles y pantallas, etc.
- Comunicación con niveles superiores. La información preparada queda disponible para otros niveles para ser utilizadas por otras tareas como análisis técnicos económicos, optimización del proceso, etc.
- Comunicación hombre-máquina, la cual facilita la interacción del operario con los equipos

La automatización de sistemas de distribución adquiere cada vez más importancia dadas las exigencias sobre la calidad de servicio que tienen las empresas de energía. Un proceso de automatización puede acometerse inicialmente mediante análisis que conllevan inversiones mínimas representadas en estudios de topologías y aplicación de algoritmos apropiados de reconfiguración. Se ha presentado una metodología que permite la implementación de un proceso gradual de automatización, el cual es muy apropiado especialmente para empresas con limitaciones presupuestales. La ilustración sobre un sistema real, garantiza el procedimiento y da pautas que pueden apropiarse para otros casos.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**



## CONCLUSIONES

- La importancia de implementar un sistema automatizado en una subestación radica en que con él se obtiene un control efectivo de la operación continua del sistema. Además permite conocer en cualquier instante el estado del sistema, así como detectar e identificar la aparición de una falla. Así mismo, brinda una gran cantidad de información que facilita la toma de decisiones.
- Las subestaciones de distribución juegan un papel importante en lo que tiene que ver con el subministro eléctrico, ya que éstas sirven como puntos de reducción de niveles de alto voltaje a niveles de voltaje de fácil manipulación con los cuales se alimentan las distintas cargas; por lo tanto es necesario que su operación sea eficiente y para ello los sistemas de protección, control y medición deben ser eficientes.
- En la actualidad existe la tendencia de implementar Sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos en subestaciones eléctricas con la finalidad de mejorar su operación y facilitar la toma de decisiones del personal de los diferentes niveles de la Empresa.
- Con el sistema de automatización que se propone, el funcionamiento de la subestación será más fiable y seguro, ya que con la instalación del supervisor, se tendrá acceso a toda una serie de datos referentes a su operación. Con el empleo de sistemas digitales tan potentes, la probabilidad de ocurrencia de fallos en los controles será mínima.
- Los dispositivos digitales (relés de protección y PLC) propuestos para este trabajo tienen la ventaja de ser compactos y de presentar una arquitectura abierta en el sentido de que pueden ser empleados en la conexión con dispositivos de otras familias. Por otro lado se tomó la precaución de reservar en el PLC cierto número de entradas y salidas para posibles ampliaciones del proyecto.
- De acuerdo con el desarrollo de este trabajo, es evidente que la extensa variedad de protocolos de comunicación constituye un obstáculo a la hora de la integración en un mismo servicio con equipos electrónicos de diferentes fabricantes, ya que cada protocolo se basa en un número muy particular de rutinas a seguir. A pesar de esto se logra desarrollar sistemas lo más universal posible que permitan un entendimiento claro con estos elementos propios de cada fabricante.
- Para establecer la comunicación entre los dispositivos de un sistema Automatizado es necesario que estos soporten un mismo protocolo de comunicación.



- Se comprueba que a la hora de diseñar un sistema de supervisión se debe hacer un análisis de las señales involucradas en el proceso, para lograr la correcta distribución de estas entre las diferentes pantallas del sistema, siempre teniendo presente los requerimientos del usuario.
- El hardware empleado en el presente proyecto facilita la adquisición de una gran cantidad de información concerniente a los diferentes parámetros eléctricos de la subestación, al mismo tiempo que permiten una operación confiable, protegiendo el sistema contra fallas, ya que se trata de equipos nuevos y que han sido probados en otros sistemas de potencia.
- El software SCADA empleado en este sistema de automatización, es un software, cuyas prestaciones de propósito general, se acoplan sin ningún problema a los requerimientos de la subestación, y su costo de adquisición está en función del número de variables empleadas en el sistema. Además es un software que ha sido probado en otros sistemas automatizados, los mismos que garantizan su fiabilidad.
- El monto total del proyecto es de **51447.26 USD**, como se puede apreciar es una cifra significativa, pero esta inversión se ve recompensada por las diferentes ventajas que brinda este sistema de automatización, entre ellas están:
  - Reducción de costos por mantenimiento de equipos de la subestación.
  - Reducción del tiempo sin servicio para los consumidores, lo que implica mayores ingresos económicos para la empresa.
  - Toma rápida de decisiones frente a cualquier anomalía que se presente en el sistema.
  - Fiabilidad en las protecciones de la subestación.
  - Disminución de costos por operación.
- La implementación del sistema automatizado propuesto para la subestación permite un ahorro anual de **4767.639 USD**, lo cual es de gran beneficio para la empresa eléctrica EMELORO.
- A través de la realización de este trabajo hubo la posibilidad de relacionarse con un proyecto real de automatización, en el que se emplean tecnologías de punta, pudiendo aplicar gran parte de los conocimientos adquiridos a lo largo de nuestros estudios.



## **RECOMENDACIONES**

- Familiarizarse con la Subestación antes de realizar su automatización, es decir identificar los equipos existentes, conocer las características de funcionamiento de cada uno de ellos, saber el modo de funcionamiento y operación del sistema, así como las principales características de los diferentes parámetros eléctricos.
- Capacitar al personal de mantenimiento y operación de la Subestación en el manejo del sistema Supervisor así también como de los nuevos equipos a instalar.
- Instalar seccionadores fusibles en paralelo a cada reconectador de cada alimentador de 13.8 kV para fines de mantenimiento con el objetivo de no dejar fuera de servicio eléctrico al sector correspondiente durante las tareas de mantenimiento de los interruptores.
- Realizar un estudio para involucrar dentro de este sistema de automatización otros parámetros de la subestación como son:
  - Control de reactivo de los capacitores
  - Monitoreo de la temperatura y nivel de aceite del transformador
- Realizar una prueba de verificación del supervisorio con el equipo de Hardware apropiado, en el momento de llevar a cabo su implementación.
- Estudiar la influencia del trabajo sostenido por el Sistema de Automatización, Control y Supervisión de la Subestación en los gastos de operación, mantenimiento, gestión, etc.
- Emplear métodos estadísticos y económicos para la evaluación y control de la energía, una vez que se haya implementado el Sistema de Automatización, Control y Supervisión en la subestación.

## **BIBLIOGRAFÍA**





---

**BIBLIOGRAFÍA**

- ALEAGA, Leonel. 2002. Diseño del Sistema de Supervisión y Control de la Central Hidroeléctrica San Francisco (Tesis Ing. Electromecánico). Loja, Universidad Nacional de Loja. AEIRNNR. 82p.
- AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2004. Manual Para el Diseño y Construcción de Mallas Conectadas a Tierra para Subestaciones y Equipos. Puerto Rico, Autoridad de Energía Eléctrica. 37p.
- ALTUVE FERRER, Héctor. 1990. Protección de Redes Eléctricas. Cuba, Sección de Publicaciones de la Universidad Central de Las Villas. 254p.
- BROWN, David, et al. 1991. "Prospects for Distribution Automation at Pacific Gas & Electric Company". IEEE Transaction on Power Delivery.
- CASAS, Leonardo. 1993. Sistemas Electroenergéticos. Cuba, UCLV. 217p.
- COBOS, E, et al. 1993 "Automatización de las Subestaciones de Alto Voltaje. Un reto actual". Ingeniería Energética. Vol. XIV (2).
- CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD. Regulación Nro. CONELEC - 004-01. Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. Ecuador, 25p.
- CUBA. UNIVERSIDAD CENTRAL MARTA ABREU DE LAS VILLAS. 2000. Autómatas Programables: Fundamentos, Manejos, Instalación y Prácticas, Cuba, U.C.L.V., 211p
- FERNANDEZ, Roosevelt, et al. 1987 .System and apparatus for monitoring and control bulk electric power delivery system. US Patent (4, 689,753). Aug. 25.
- GARCÍA, Amado, et al. 1989. Materiales y Componentes Electrónicos. Cuba, Editorial Pueblo y Educación. 441p.
- GERS, J. M. Alternativas para Automatizar Sistemas de Distribución. (Tesis Ph. D.).
- GILBERT, J.G. 1994. "Application of programmable logic controller to substation control and protection". IEEE Transaction on Power Delivery Vol. 9. (1). Jan. 384-393.



- GRODIN, R. 1981. Computer dedicacated voltaje regulation method for distribution substation. IEEE Transaction on Power Delivery Vol. PAS-100. (5). May.
- HAUG, C, et al. 1991. Introducción de la computación en la supervisión y control e n tiempo real de las redes eléctricas. Ingeniería Energética Vol. XII (2).
- HERNÁNDEZ ROJAS, Dixys. 1997. Automatización de la Subestación de subtransmisión de 110/34.5 kV de Jatibonico. (Ing. Electrónico). Santa Clara, Universidad Central de Las Villas. Facultad de Eléctrica. 68p.
- IEEE Working Group. 1988. Distribution Automation IEEE Tutorial Course.
- KLOKNER, Moeller. 1994. Automatización y distribución de energía. Catálogo.
- LAWLER, J.S, et al. 1989. Impact of automation on the reliability of Athens utilities boards distributions system". IEEE Transaction on Power Delivery Vol. 4. (1). Ja. 770-778.
- LAWRENCE T, Amy. Automation Systems for Control and Data Acquisition. Editorial Instruments Society of América. Pág. 12-13.
- MANDADO, Enrique. 1992. Lenguaje de programación de autómatas programables. Barcelona.
- MARTÍN, Raúl. 1987. Diseño de Subestaciones Eléctricas. México, Mc Graw Hill de México. 510p.
- OCHOA, Liliam, et al. 1994. Adquisición de Datos con Microprocesadores y Microcomputadores. Cuba, UCLV. Mayo.
- POYSER, T., et al. 1985. On line monitoring power transformer. IEEE Transaction Vol. PAS -104. (1).
- RAMÍREZ, José. 1974. Protección de Sistemas Eléctricos contra Sobreintensidades. 1<sup>ra</sup> Edición. España, Ediciones CEAC. 324p.
- RAMÍREZ, José. 1979. Estaciones de Transformación y Distribución, Protección de Sistemas Eléctricos. 4<sup>ta</sup> Edición. España, Ediciones CEAC. 119p.



- ROINCHIMER, Carlton. 1996. PP & L Develops Cost Competitive substation SCADA Remote. Utilities Automation Vol. 2. (2). 37-38.
- RUSSELL, B, et al. 1989. Application of microcomputer-based system in power substation. Vol. 4. (1). Jan. 201-207.
- WEBB, John, et al. 1995. Programable Logic Controllers. Principles and Aplications. Third Edition. Prentice Hall.
- YOICHI, F, et al. 1988. Operation of an on line substation diagnosis system. IEEE Transaction on Power Delivery. Vol. 3. (4). Oct. 1628-1635.

# PLANOS

## Anexo I: Los Cortocircuitos

Condiciones de cortocircuito. En un circuito bajo condiciones normales, la tensión aplicada produce una corriente limitada por las impedancias de los elementos que forman parte del mismo, tales como generadores, líneas de transmisión, aparatos y cargas. Estas corrientes se caracterizan por un factor de potencia alto, puesto que es la corriente de carga.

En el mismo circuito, sin embargo, bajo condiciones de cortocircuito en las terminales del generador, se inicia una sobrecorriente que sólo está limitada por la resistencia del inducido, sumada en cuadratura con la reactancia de dispersión del mismo, lo que resulta una impedancia muy pequeña.

En el proceso de inicio de esta elevada corriente dentro del generador, el flujo magnético asociado da lugar a un flujo de dispersión resultante que cierra su circuito magnético a través del aire, y como la resistencia del embobinado es pequeña en comparación con la reactancia, es la resistencia la única limitadora de la corriente. A esta corriente se le llama “corriente inicial de cortocircuito” y su magnitud disminuye gradualmente por la acción contraelectromagnética de la misma que reduce el flujo y, por lo tanto, la fuerza electromotriz, hasta llegar la corriente de cortocircuito a un valor permanente que sólo estará limitado por la reactancia síncrona del generador, que se debe al campo giratorio síncrono de la reacción de inducido. A esta corriente se le llama “corriente permanente de cortocircuito” y tiene un factor de potencia del orden de 0.1.

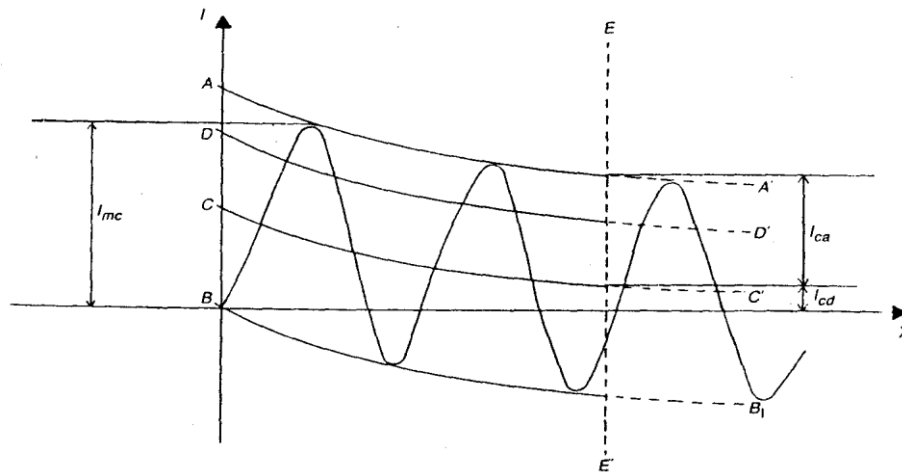
La corriente de cortocircuito en un sistema puede ser de dos tipos:

1. Corriente simétrica. Es el valor eficaz de la componente de corriente alterna en el momento de separación de los contactos del interruptor. Ésta se origina cuando al pasar la onda de tensión por su valor máximo se inicia el cortocircuito. Como la onda de corriente, por ser un circuito eminentemente inductivo, se atrasa prácticamente  $90^\circ$ , parte de cero y no se produce ningún estado transitorio que desplazaría el eje de la onda de corriente.
2. Corriente asimétrica. Es el valor total de la corriente de cortocircuito, que ocurre en el instante en que se separan los contactos del interruptor, y que comprende, en cada instante, la suma de dos términos: el de corriente directa, que decrece exponencialmente y el de corriente alterna que se mantiene constante respecto al tiempo.

La corriente asimétrica se origina cuando al inicio del cortocircuito la onda de tensión pasa por el valor cero. En este instante, por tratarse de un circuito inductivo, la onda de corriente aparece atrasada  $90^\circ$ , y la corriente al no poder alcanzar su valor máximo por la inercia que representa el

circuito inductivo, presenta un desplazamiento del eje de las abscisas (X) en forma exponencial. En la figura siguiente se muestra la onda de corriente de un cortocircuito asimétrico.

AA' }  
 BB' } = Envolvente de la onda de corriente  
 BX } = Línea de cero



**Cortocircuito Asimétrico**

CC' = Desplazamiento de la línea de cero (eje de la senoide). Componente no oscilatoria.

DD' = Eje del valor eficaz (valor eficaz medido a partir del eje CC').

EE' = Instante de la separación de los contactos (inicio del arco)

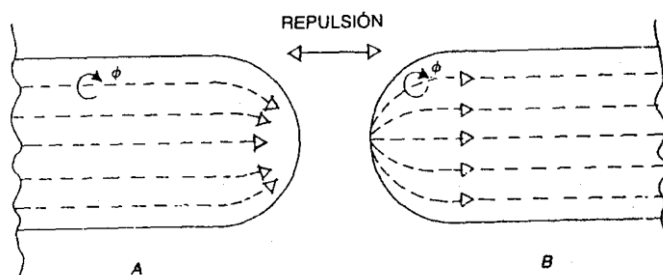
I<sub>mc</sub> = Corriente máxima

I<sub>ca</sub> = Valor pico de la componente alterna en un instante EE'

I<sub>cd</sub> = Componente no oscilatoria de cd en el instante EE'

$$\frac{I_{cd} \times 100}{I_{ca}} = \text{Valor de la componente de cd en \%}$$

El valor máximo de la componente no oscilatoria puede ser de hasta 1.8 veces el valor pico de la componente alterna, o sea, el valor eficaz de la componente alterna puede llegar a  $1,8\sqrt{2} = 2,5$  veces el valor eficaz de la componente alterna. Este valor tan alto de la corriente instantánea, provoca esfuerzos electrodinámicos que, en el caso de un interruptor, se oponen al cierre de los contactos del mismo, considerando que los contactos tienen la forma de la figura que se muestra a continuación:



**Esfuerzos en los contactos de una cámara de arco**

Esta fuerza repulsiva es proporcional al cuadrado de la corriente que circula por el contacto, lo cual se debe a que los flujos magnéticos de cada una de las líneas de corriente del contacto A se repelen con los flujos de las corrientes del contacto B.

Apertura bajo condiciones de cortocircuito. La apertura de un circuito siempre va acompañada de un arco, cuya extinción se produce al paso de la corriente por cero.

La magnitud de la corriente asimétrica total que debe abrir un interruptor, es la suma del valor eficaz de la componente alterna (ca) más la componente no oscilatoria (cd) en el instante en que abren los contactos del interruptor, como se muestra en la expresión:

$$I_{eT} = \sqrt{\left(\frac{I_{ac}}{\sqrt{2}}\right)^2 + I_{cd}^2}$$

Donde:

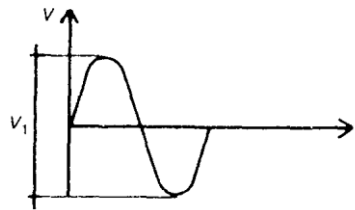
$I_{eT}$  = es el valor efectivo de la corriente total de apertura

$I_{ca}$  = son los valores de la gráfica de la corriente asimétrica.

Tensión de restablecimiento después de la apertura. En el momento del paso por cero de la corriente, o sea cuando se inicia la extinción del arco, entre los contactos del interruptor, aparece una tensión que es la suma de la onda fundamental más la componente transitoria de tensión. A esta tensión se le denomina tensión de restablecimiento o de recuperación..

La tensión de restablecimiento es el producto del promedio de los valores eficaces de las tensiones entre las tres fases, tomadas durante el período que sigue a la extinción definitiva del arco, multiplicado por  $\sqrt{3}$  o sea:

$$V_R = \frac{\frac{V_1}{2\sqrt{2}} + \frac{V_2}{2\sqrt{2}} + \frac{V_3}{2\sqrt{2}}}{3} \times \sqrt{3}$$



**Tensión de Restablecimiento**

$V_R$  = Tensión de restablecimiento

$V_1$ ,  $V_2$ , y  $V_3$  son las tensiones entre cada una de las tres fases.

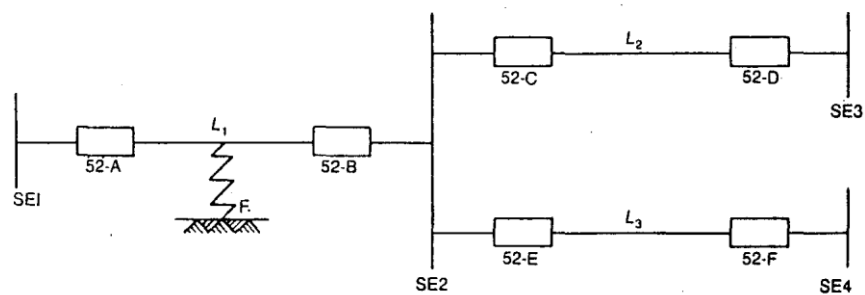
*Potencia de cortocircuito trifásica de un interruptor.* Es el producto de la tensión de restablecimiento por la corriente, ya sea simétrica o asimétrica y por  $\sqrt{3}$ .

Este valor es el más ampliamente utilizado para caracterizar un punto del Sistema Eléctrico en cuanto a sus características de cortocircuito. Los estudios que se realizan en el Sistema en sobre este aspecto concluyen con los niveles de cortocircuito trifásicos y monofásicos expresados en MV.A para cada nodo del Sistema.



### Anexo II: Ejemplo de falla con protección de respaldo remota

Se supone una falla en la línea  $L_1$ . La protección de la línea detecta una falla y ordena abrir los interruptores  $52A$  y  $52B$ . Por defecto del interruptor  $52B$ , éste no abre y la falla no se libra. Entonces la protección primaria de las líneas  $L_2$  y  $L_3$  actúa como protección de respaldo remota de la línea  $L_1$ . La secuencia de operación es como sigue: la protección de la línea  $L_2$  en la terminal  $SE3$  y la de la línea  $L_3$  en la terminal  $SE4$ , deben detectar la falla  $F$  y empiezan a operar, dando tiempo a la protección de  $L_1$  para que opere y libere la falla. Como en este caso no se pudo librar la falla, entonces operan las protecciones de  $L_2$  y  $L_3$  abriendo los interruptores  $52D$  y  $52F$ .



Falla con protección de respaldo remota

**Anexo III: Placa del Transformador de 16/20 MVA**

Tipo	<b>CKOUM1409 S/69</b>
No. De fabricación	<b>185238</b>
No. De depósito	<b>68920402</b>
Encargado	<b>ETV/H. ZORRO</b>
Año de construcción	<b>1998</b>

**DATOS ELÉCTRICOS**

Diseño y fabricación del transformador según normas ICONTEC, IEC publicación 76, VDE 0532 y ANSIC. 57.12.30.

<b>Potencia Nominal</b>	16 / 20 MVA			
<b>Relación nominal de transformación</b>	$69000 \pm 5\% (\pm 2 \text{ pasos} * 2.5\%)V$ 13800V			
<b>Tensiones e intensidades nominales</b>	<b>Devanado</b>	<b>Tensión (V)</b>	<b>Intensidad (A)</b>	<b>Conexión</b>
	Primario (A.T.)	69.000	OA 133.8	DELTA
			FA 167.4	
	Secundario (B.T.)	13.800	OA 669.4	ESTRELLA
FA 836.7				
<b>Grupo de conexión</b>	Dyn1			
<b>Capacidad de carga del punto neutro</b>	<b>Lado A.T. (Primario)</b>		<b>Lado B.T. (Secundario)</b>	
	Sin punto neutro		100%	
<b>Frecuencia</b>	60Hz.			
<b>Temperatura ambiente máxima</b>	40 °C max.			
<b>Calentamiento límite (Sobretensión)</b>	<b>En el aceite (nivel superior)</b>		<b>En el devanado</b>	
	55 °C		65 °C	
<b>Ajuste del termómetro de contactos</b>	<b>En el aceite (°C)</b>	Alarma	77	
		Desconexión	87	
	<b>En los devanados (°C)</b>	Alarma	86	
		Desconexión	96	
<b>Valores garantizados a 75 °C referidos y 16 MVA / 69 kV</b>	Pérdidas en vacío			12700 W
	Pérdidas de cortocircuito			41000 W
	Tensión de cortocircuito			7.0 %

**DATOS MECÁNICOS**

<b>Clase de refrigeración</b>	ONAN/ONAF
<b>Peso Total</b>	43100 Kg
<b>Peso desmontable</b>	24700 Kg
<b>Peso del aceite</b>	10065 Kg
<b>Volumen del aceite</b>	11500 Lts
<b>Altura de desmonte</b> ( <i>Altura de la grúa sobre el nivel del piso</i> )	7.7 Mts
<b>Peso de transporte sin aceite</b>	25940 Kg

**Anexo IV: Características del Relé de Sobrecorriente SPAJ 140C****Entradas de Energización**

Corriente nominal $I_n$	1 A	5 A
Capacidad de resistencia térmica		
- continua	4 A	20 A
- para 1 s	100 A	500 A
Resistencia a la corriente dinámica,		
Valor de media onda	250 A	1250 A
Impedancia de entrada	< 100 m	< 20 m
Frecuencia nominal $f_n$ , a pedido	50 Hz o 60 Hz	

**Valores nominales de los contactos de salida****Contactos de disparo**

Terminales	65-66, 74-75
Tensión nominal	250 V c.c./c.a.
Conducción continua	5 A
Trabajo y conducción para 0.5 s	30 A
Trabajo y conducción para 3.0 s	15 A
Capacidad de apertura para c.c., con constante de tiempo del circuito de disparo $L/R < 40$ ms, con 48/110/220 V c.c.	5 A/3 A/1 A

**Contactos de señalización**

Terminales	70-71-72, 68-69, 77-78, 80-81
Tensión nominal	250 V c.c./c.a.
Conducción continua	5 A
Trabajo y conducción para 0.5 s	10 A
Trabajo y conducción para 3.0 s	8 A
Capacidad de apertura para c.c., con constante de tiempo del circuito de señalización $L/R < 40$ ms, con 48/110/220 V c.c.	1 A/0.25 A/0.15 A

**Entradas de control externo**

Bloqueo, reposición remota o entrada de ajuste remota	10-11
---	-------



---

Nivel de tensión de control	18...265 V c.c. o 80...265 V c.a.
Corriente de control de la entrada activada	2...20 mA

### **Módulo de alimentación de potencia y relé de salida**

Módulo de alimentación y relé de salida tipo SPTU 240 R1	80...265 V cc/ca
Módulo de alimentación y relé de salida tipo SPTU 48 R1	18...80 V cc
Consumo de potencia bajo condición de reposo/operación	~4 W/ ~6 W

### **Transmisión de datos**

Modo de transmisión	Bus serial de fibra óptica
Código de datos	ASCII
Relación de transferencia de datos seleccionable	4800 ó 9600 Bd
Módulos de conexión del bus de fibra óptica alimentados desde una fuente de alimentación externa	
- para cables con núcleo plástico	SPA-ZC 17 BB
- para cables de fibra de vidrio	SPA-ZC 17 MM
Módulos de conexión del bus de fibra óptica alimentados desde el relé	
- para cables con núcleo plástico	SPA-ZC 21 BB
- para cables de fibra de vidrio	SPA-ZC 21 MM

### **Tensiones de prueba**

Tensión de prueba dieléctrica (IEC 60255-5)	2.0 kV, 50 Hz, 1 min
Tensión de prueba de impulsos (IEC 60255-5)	5 kV, 1.2/50 $\mu$ s, 0.5 J
Resistencia de aislamiento (IEC 60255-5)	>100 M $\Omega$ , 500 V cc

### **Pruebas de perturbación**

Prueba de perturbación de alta frecuencia (IEC 60255-22-1)	
- modo común	2.5 kV, 1 MHz, 2 s
- modo diferencial	1.0 kV, 1 MHz, 2 s
Prueba de descarga electrostática (IEC 60255-22-2 y IEC 61000-4-2)	
- descarga de aire	8 kV
- descarga de contacto	6 kV
Sobrevoltajes momentáneos (IEC 60255-22-4 y IEC 61000-4-4)	



---

- entradas de alimentación de corriente	4 kV
- otras entradas/salidas	2 kV
Prueba de valor pico, clase III ( KEMA )	1 kV, 0.15/50 $\mu$ s
Prueba de campo magnético según IEC 60521	400 A/m

### **Pruebas de alimentación de potencia**

Variación de la alimentación de potencia

Variación de tensión	68...265 V
Interrupción 80 V - 50 %	0...200 ms
Interrupción 80 V - 100 %	0...30 ms
Interrupción 255 V - 100 %	0...160 ms

### **Pruebas mecánicas**

Pruebas sísmicas según ANSI/IEEE C37.98-1987

- pruebas de operación básica de terremotos ( OBE )	0.5...5.25 g
- pruebas de seguridad de cierre de terremotos ( SSE )	0.5...7.5 g
Prueba de vibración	2...13.2 Hz, $\pm$ 1.0 mm 13.2...100 Hz, $\pm$ 0.7 g
Prueba de impacto según IEC 60255-21-2	20 g, 1000 impactos/dirección

### **Condiciones ambientales**

Prueba de corrosión	Prueba Battelle
Rango de temperatura ambiente de servicio especificada	- 10...+ 55 °C
Resistencia al calor húmedo a largo plazo según IEC 60068-2-3	< 95 % a 40 °C para 56 d
Rango de temperatura de transporte y almacenamiento	- 40...+70 °C
Grado de protección del cerramiento de la caja del relé según IEC 529, cuando está montado sobre un panel	IP54
Masa del relé incluyendo la caja del relé para montaje embutido	3.5 kg



---

## Anexo V: Características Técnicas del Medidor de Energía ION 7650

### Calidad de la Energía

- Sag/Swell Monitoreo
- Componentes simétricas: cero, positiva y negativa
- Detección transitoria en microsegundos.....17
- Armónicos: individual, uniforme, impar, total hasta.....63<sup>avo</sup>
- Armónicos: magnitud, fase e inter-armónicos.....40<sup>avo</sup>
- Tarifa del muestreo: muestras máximas por ciclos.....1024
- Parpadeo (armónicos a EN50160, IEC 6100-4-7/4-15)
- Configurable para IEEE 519 – 1992, IEEE159, SEMI

### Registro y grabación

- Capacidad de memoria estándar.....5 MB
- Capacidad de memoria opcional máxima.....10 MB
- Registro máximo y mínimo para cualquier parámetro.
- Registros históricos, máximo número de canales.....800
- Registro de la forma de onda, máximo número de ciclos.....96
- Resolución Fecha/Hora en segundos.....0.001
- Información histórica de la tendencia vía panel frontal
- Sincronización de tiempo del GPS

### Comunicación, Entradas/Salidas

- Puerto RS-232/485
- Puerto RS-485
- Puerto Ethernet
- Puerto óptico infrarrojo
- Modem interno
- Tres puertos seriales DNP 3.0, Modem, Ethernet y un puerto I/R
- Esclavo de Modbus RTU puerto serial, Modem y puerto I/R
- Maestro de Modbus RTU en puerto serial
- Modbus TCP con Ethernet
- EtherGate, transferencia de datos entre Ethernet y RS-485



- ModemGate transferencia de datos entre MODEM interno y RS-485
- MeterMail, registro de datos y alarmas vía e-mail
- WebMeter
- 4 entradas analógicas
- 4 salidas analógicas
- 16 entradas de estado digital
- 4 salidas de estado digital (estándar)
- 3 salidas para relé (estándar)

### **Ajuste, alarmas y control**

- Ajuste de tiempo mínimo de respuesta.....1/2 ciclo
- Ajustes, número de .....65
- Fórmulas matemáticas, lógicas, trigonométricas, logarítmicas y linealización
- Una y multi-condiciones de alarmas
- Salida para aviso de alarma

### **Condiciones ambientales**

- Intervalo de funcionamiento.....-20 a + 70 °C (-4 a + 158°F)
- Intervalo de funcionamiento del visor.....-20 a + 70 °C (-4 a + 158°F)
- Intervalo de almacenamiento.....-40 a + 70 °C (-40 a + 185°F)

Humedad..... 5 a 95% no condensado



---

## Anexo VI: Características Técnicas del Medidor de Energía ACM 3720

### Comunicaciones

- Puerto seleccionable RS-232/RS-485
- Tarjeta opcional COM multipuerto que soporta un puerto RS-232 y dos puertos RS-485 (MPCC) o un puerto RS-232, un RS-485 y un puerto Ethernet (MPE)
- El medidor 3720 ACM, soporta, los siguientes protocolos de comunicación: PML 3720, Modicon Modbus, AB DF-1 (MPCC v1.2.0.0 o MPE v2.2.0.0)

### Entradas de Voltaje:

- Modelo Básico: 120 VAC nominales
- Sobrecarga: 1500 VAC continuos, 2500 VAC para un segundo
- Impedancia de entrada: 2 Megohm

### Entradas de Corriente:

- Modelo básico: 5000 AC nominales
- Sobrecarga: 15 A continuos, 300 A por un segundo
- Impedancia de entrada: 0.002 ohm
- Burden: 0.05 VA

### Entradas Auxiliares de Voltaje:

- 1.0 VAC/VDC nominales (1.25 VAC/VDC max)
- Sobrecarga: 120 VAC/VDC continuos, 1000 VAC/VDC por un segundo
- Impedancia de entrada: 10 kOhm

### Control del relé:

- Modelo Básico: Forma C contacto sólido. 227 VAC/30 VDC, resistente a 10 A

### Salidas auxiliares de corriente:

- 0 a 20 mA en un máximo de carga de 250 ohm. Exactitud: 2%

### Estados de las Entradas:

- +30 VDC Diferencial salidas SCOM a S1, S2, S3 o entrada S4
- Min. Ancho de pulso 40 msec





**Fuente de alimentación:**

- Modelo Básico: 100 a 240 VAC  $\pm$  10% /47 a 440 Hz
- 110 a 300 VDC  $\pm$  10%
- Incluye un fusible de 250 V, 2A en el Terminal de línea

**Temperatura de operación:** 0 a 50 °C (32 a 122 °F)

**Temperatura de almacenaje:** -30 °C a + 70 °C (-22 °F a 158 °F)

**Humedad:** 5 a 95% sin condensación

**Altitud:** Altitud máxima de operación es a 2000 m. (6100 pies)

**Peso:** 3.9 kg. (8 Lib. 10 onzas)



### Anexo VII: Características del Relé de Protección DPU 2000R

- Puertos de comunicaciones aislados, para una excelente comunicación libre de ruidos
- Ajustes y controles protegidos con contraseña
- Rango amplio de temperatura de operación, de  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $+70^{\circ}\text{C}$
- Protección de sobrecorriente (sobreintensidad) instantánea y temporizada de fase: 51P, 50P-1, 50P-2, 50P-3
- Protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de tierra: 51N, 50N-1, 50N-2, 50N-3.
- Protección de sobrecorriente temporizada de secuencia negativa (I2): 46
- Recierre múltiple: 79
- Protección de sobrecorriente temporizada direccional de fase de secuencia positiva: 67P
- Protección de sobrecorriente temporizada direccional de tierra de secuencia negativa: 67N
- Dos funciones de rechazo de carga, dos de restauración de carga y dos de sobrefrecuencia: 81S-1/2, 81R-1/2, 81O-1/2
- Funciones de bajo voltaje (baja tensión) en una y tres fases, y de sobrevoltaje en una fase: 27-1P, 27-3P y 59
- Protección contra falla del Interruptor supervisada por corriente: 50/62
- Función opcional de comprobación de sincronismo: 25
- Medición de: corrientes, voltajes, vatios (watts), VARs, vatio- y VAR-horas, factor de potencia, frecuencia
- Vatios, VARs y corrientes de demanda pico con registro(impresión) de tiempo
- Localizador de fallas con estimación de distancia en millas y resistencia de falla
- Resumen de fallas y registros detallados de fallas de los últimos 32 disparos
- Registro de operaciones (secuencia de eventos) de las últimas 128 operaciones
- Ocho (8) entradas binarias (contactos) programables por el usuario
- Ocho (8) contactos de salida: seis (6) son programables por el usuario
- Tres tablas de ajustes seleccionables: Primaria, Alternativa 1 y Alternativa 2
- Función de arranque(puesta en trabajo o enganche) de carga fría
- Se puede implementar fácilmente un esquema de respaldo de interruptor de barra(bus o barra colectora)
- Función de coordinación de secuencia de zonas
- Totalización del contador de corriente interrumpida y de operaciones del interruptor



- El reloj con batería de respaldo mantiene fecha y hora durante las interrupciones de la energía (alimentación) de control
- Autodiagnóstico continuo de la fuente de alimentación, los elementos de la memoria y los microprocesadores
- Puerto frontal RS-232 y diversas opciones de puertos de comunicaciones en la parte posterior, como RS-232, RS-485 y Modbus Plus®
- Capacidad opcional de perfil de carga: vatios, VARs y voltaje para 40, 80 ó 160 días
- Curvas opcionales de sobrecorriente temporizada programables por el usuario
- Almacenamiento opcional de datos oscilográficos que captura 64 ciclos de datos de forma de onda de corriente
- y voltaje
- La placa (tarjeta) madre y la fuente de alimentación pueden extraerse de la caja y transferirse a otra caja, sin que sea necesario realizar calibraciones.

### Capacidades Nominales y Tolerancias

Las capacidades nominales y tolerancias del DPU 2000R son las siguientes.

#### *Circuitos de Entrada de Corriente*

- Entrada nominal de 5 A, 16 A continuos y 450 A por 1 segundo
- Entrada nominal de 1 A, 3 A continuos y 100 A por 1 segundo
- Cargabilidad de entrada: 0,245 VA a 5 A (rango de 1 - 12 A)
- Cargabilidad de entrada: 0,014 VA a 1 A (rango de 0,2 - 2,4 A)
- Frecuencia: 50 ó 60 Hz

#### *Circuito de Entrada de Voltaje*

Los voltajes nominales se basan en el ajuste de conexión del transformador de voltaje.

#### *Cargabilidad*

- 0,04 VA para V(A-N) a 120 Vca

#### *Voltaje*

- Conexión en **Estrella**: 160 V continuos y 480 V por 10 segundos.
- Conexión en **Delta**: 260 V continuos y 480 V por 10 segundos.



### ***Circuitos de Contactos de Entrada***

- 2,10 VA a 220 Vcc y 250 Vcc
- 0,52 VA a 125 Vcc y 110 Vcc
- 0,08 VA a 48 Vcc
- 0,02 VA a 24 Vcc
- Rango de voltaje: 24 a 280 Vcc en los modelos de 48/110/125/220/250 Vcc
- Rango de voltaje: 12 a 140 Vcc en el modelo de 24 Vcc

### ***Requisitos de la Energía de Control***

- Modelo de 48 Vcc, rango = 38 a 58 Vcc
- Modelos de 110/125/220/250 Vcc, rango = 70 a 280 Vcc
- Modelo de 24 Vcc, rango = 19 a 39 Vcc

### ***Carga de la Energía de Control***

- 24 Vcc = 0,7 A máx. @ 19 V
- 48 Vcc = 0,35 A máx. @ 38 V
- 110/125 Vcc = 0,25 A máx. @ 70 V
- 220/250 Vcc = 0,16 A máx. @ 100 V

### ***Capacidad Nominal de los Contactos de Salida***

<b>125 Vcc</b>	<b>220 Vcc</b>
30 A de disparo	30 A de disparo
6 A continuos	6 A continuos
0,25 A de ruptura inductiva	0,1 A de ruptura inductiva

**FUENTE:** Manual del DPU 2000R

**AUTOR:** Grupo de Tesis

### ***Temperatura de Operación***

- -40° a +70° C
- Las temperaturas de operación inferiores a -20° C pueden impedir el contraste en el visualizador tipo LCD.
- Las temperaturas de operación inferiores a 0° C pueden impedir las comunicaciones con Modbus Plus™ en las unidades equipadas con la tarjeta de comunicaciones Modbus Plus™ (opciones 6 y 7 del puerto de la parte posterior).

### ***Humedad***

- Según ANSI 37.90, hasta 95% sin condensación.



---

### ***Inmunidad a Transitorios***

- Capacidad de soportar impulsos transitorios.
- Pruebas de transitorios rápidos y SWC según ANSI C37.90.1 e IEC 255-22-1 clase III para todas las conexiones excepto puertos de comunicación o AUX.
- Puertos de comunicación aislados y puertos AUX según ANSI C37.90, usando únicamente la Onda de Prueba SWC oscilatoria y según IEC 255-22-1 clase III y 255-22-4 clase III excepto para la tarjeta Modbus Plus™ que pasó según IEC 255-22-4 clase II.
- Prueba de soportar voltajes de impulso según IEC 255-5.
- Prueba de interferencia electromagnética (EMI) según norma ANSI C37.90.2 para ensayos.

### ***Capacidad Dieléctrica***

- 3150 Vcc por 1 segundo, todos los circuitos a tierra excepto los puertos de comunicación según IEC 255-5.
- 2333 Vcc por 1 segundo, para los puertos de comunicación aislados.



### Anexo VIII: Características del Relé de Protección TPU 2000R

- Puertos de comunicaciones aislados para excelente comunicación libre de ruidos
- Ajustes y controles protegidos con contraseña
- Amplio rango de temperatura de operación, desde  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $+70^{\circ}\text{C}$
- 32 muestras por ciclo para todas las funciones, incluyendo las de Protección, Medición y Oscilográficas.
- Protección diferencial instantánea y de porcentaje de transformadores trifásicos de dos o tres devanados: (87T/87H).
- Protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de fase del devanado 1: 51P-1, 50P-1, 150P-1
- Protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de fase del devanado 2: 51P-2, 50P-2, 150P-2
- Protección de sobrecorriente instantánea y temporizada residual del neutro del devanado 1: 51N-1, 50N-1, 150N-1
- Protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de tierra del devanado 2: 51G-2, 50G-2, 150G-2.
- Protección de sobrecorriente temporizada de secuencia negativa del devanado 1: 46-1
- Protección de sobrecorriente temporizada de secuencia negativa del devanado 2: 46-2
- Detectores de nivel para los devanados 1, 2 para decisiones de disparo de seccionadores/interruptores locales o aguas arriba.
- Medición de corrientes de fase y neutro/tierra de los devanados 1, 2
- Medición de corrientes de restricción, corrientes de operación y porcentaje de la 2a., 5a. y todas las armónicas
- Medición opcional de: voltajes, vatios, VARs, vatios-hora y VARs-hora, factor de potencia y frecuencia
- Corrientes de demanda y corrientes de demanda pico con impresión [registro] de tiempo para los devanados 1, 2
- Opcional: vatios y VARs de demanda con impresión de tiempo para los devanados 1, y 2
- Registros detallados de fallas diferenciales de los últimos 32 disparos
- Registros detallados de restricciones armónicas de las últimas 32 restricciones
- Registros detallados de fallas pasantes de los últimos 32 disparos por sobrecorriente o perturbaciones
- Registro de operaciones (secuencia de eventos) de las últimas 128 operaciones



- Ocho (8) entradas binarias (contactos): ocho (8) programables por el usuario
- Siete (7) contactos de salida: seis (6) programables por el usuario
- Tres tablas de ajustes seleccionables: Primario, Alternativo 1 y Alternativo 2
- Totalización de kiloamperios de fallas pasantes y duración de las fallas en ciclos
- El reloj con batería de respaldo mantiene la fecha y hora durante las interrupciones de la energía de control
- Autodiagnóstico continuo de la fuente de alimentación, los elementos de la memoria y los microprocesadores
- Puerto frontal RS-232 y diversas opciones de puertos de comunicaciones en la parte posterior, como RS-232, RS-485 y Modbus®
- Capacidad opcional de perfil de carga: cuatro corrientes para 40 días a intervalos de 15 minutos
- Almacenamiento de valores de Vatios, VARs y voltajes de fase con entradas de voltaje opcionales
- Opcional: curvas de sobrecorriente temporizada y curvas diferenciales de restricción programables por el usuario
- Opcional: almacenamiento de datos oscilográficos para las últimas ocho (8) fallas
- Los protocolos de comunicaciones múltiples soportan ASCII de 10 bytes, IEC870.5 (DNP 3.0), SPACOM, MODBUS®, MODBUS PLUS™ y PG&E

## **Capacidades y Tolerancias**

### ***Circuitos de Entrada de Corriente***

- Entrada nominal de 5 A, 16 A continuos y 450 A por 1 segundo
- Entrada nominal de 1 A, 3 A continuos y 100 A por 1 segundo
- Entrada nominal de 0,1 A, 3 A continuos y 100 A por 1 segundo
- Cargabilidad de entrada: 0,245 VA a 5 A (rango de 1 - 12 A)
- Frecuencia: 50 ó 60 Hz
- Cargabilidad de entrada: 0,014 VA a 1 A (rango de 0,2 - 2,4 A)

### ***Rango de Voltaje de los Circuitos de los Contactos de Entrada***

- 19 a 280 Vcc

### ***Circuito de Entrada de Voltaje***

Los voltajes nominales están basados en los ajustes de conexión de los TVs (transformadores de voltaje).

### ***Cargabilidad***

- 0,04 VA para V(A-N) a 120 Vca

### ***Voltaje***

- Conexión en **Estrella**: 160 V continuos y 480 V por 10 segundos
- Conexión en **Delta**: 260 V continuos y 480 V por 10 segundos

### ***Circuitos de los Contactos de Entrada (Cargabilidad de Entrada)***

- 2,10 VA a 220 Vcc y 250 Vcc
- 0,52 VA a 125 Vcc y 110 Vcc
- 0,08 VA a 48 Vcc
- 0,02 VA a 24 Vcc

### ***Requisitos de Energía de Control***

- Modelo de 48 Vcc, rango = 38 a 58 Vcc
- Modelos de 110/125/220/250 Vcc, rango = 70 a 280 Vcc
- Modelo de 24 Vcc, rango = 19 a 39 Vcc

### ***Carga de la Energía de Control***

- 18 VA máximo sobre los rangos anteriores

### ***Capacidad Nominal de los Contactos de Salida***

<b>125 Vcc</b>	<b>220 Vcc</b>
30 A de disparo	30 A de disparo
6 A continuos	6 A continuos
0,25 A de ruptura inductiva	0,1 A de ruptura inductiva

**FUENTE:** Manual del DPU 2000R

**AUTOR:** Grupo de Tesis

### ***Temperatura de Operación***

- $-40^{\circ}$  a  $+70^{\circ}$  C
- Las temperaturas de operación inferiores a  $-20^{\circ}$ C pueden impedir el contraste en el visualizador tipo LCD





- Las temperaturas de operación inferiores a  $-20^{\circ}\text{C}$  pueden impedir las comunicaciones con Modbus Plus™ en las unidades equipadas con la tarjeta de comunicaciones Modbus Plus™ (opciones 6 y 7, puertos posteriores).

#### ***Humedad***

- Según ANSI 37.90, hasta 95% sin condensación

#### ***Inmunidad a Transitorios***

- Capacidad de soportar impulsos transitorios
- Pruebas de SWC y transitorios rápidos según ANSI C37.90.1 e IEC 255-22-1 clase III y 255-22-4 clase IV para todas las conexiones excepto puertos de comunicación o AUX
- Puertos de comunicación aislados y puertos AUX según ANSI 37.90.1, usando únicamente la Onda de Prueba SWC oscilatoria y según IEC 255-22-1 clase III y 255-22-4 clase III
- Prueba de soportar voltajes de impulso según C37.90.2
- Prueba de interferencia electromagnética (EMI) según norma ANSI C37.90.2 - 1995 para ensayos

#### ***Capacidad Dieléctrica***

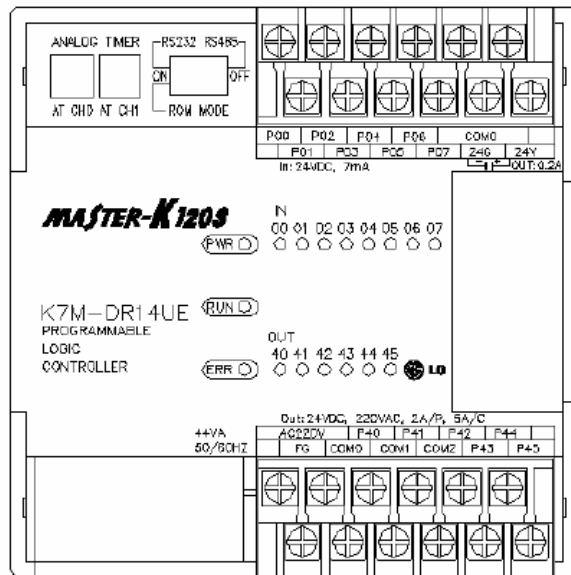
- 2000 Vca por 60 segundos, todos los circuitos a tierra excepto los puertos de comunicación según IEC 255-5
- 1500 Vca por 60 segundos, para los puertos de comunicación aislados
- 1000 Vca por 60 segundos, para el interfaz de Modbus Plus®

#### ***Peso (Unidad TPU 2000R Estándar con Entradas de Voltaje)***

	<b>2 Devanados</b>	<b>3 Devanados</b>
<b>Sin la caja</b>	6,40 kg (14,10 lbs)	6,72 kg (14,81 lbs)
<b>Con la caja</b>	6,74 kg (14,85 lbs)	7,06 kg (15,56 lbs)

Anexo IX: Especificaciones Técnicas del PLC Master K 120S

K7M-DR14UE



Tipo Económico

Items		K7M – DR10UE	K7M – DR14UE	K7M – DR20UE	K7M – DR30UE
Input	Rated voltage	85 ~ 264 VAC			
	Rated frequency	50 / 60 Hz (47 ~ 63 Hz)			
	Rated current	0.3A(110VAC) / 0.15A(220VAC)		0.5A(110VAC) / 0.25A(220VAC)	
	Inrush current	Up to 30A			
	Efficiency	65% min.(rated input/maximum load)			
	Input fuse	2A/AC250V (Time Lag Type)			
	Permitted Momentary power failure	10 ms			
Output(1)	Output voltage	DC 5V			
	Output current	0.5A		1.2A	
Output(2)	Output voltage	DC 24V			
	Output current	0.2A			
Power supply status indication		PWR LED On when power supply is normal			

**Especificaciones de las Entradas Digitales.**

Specification	Model	Main unit					
		K7M-DR10UE	K7M-DR14UE	K7M-DR/DRT/DT20U K7M-DR20UE	K7M-DR/DRT/DT30U K7M-DR30UE	K7M-DR/DRT/DT40U K7M-DRT40U	K7M-DR/DRT/DT60U K7M-DRT60U
Number of input points		6 points	8 points	12 points	18 points	24 points	36 points
Insulation method		Photo coupler					
Rated input voltage		DC 24V					
Rated input current		7 mA (Standard Type P0~P3:9mA, Economic Type P0,P1:9mA)					
Operating voltage range		DC20.4 ~ 28.8V (ripple: less than 5%)					
Max. simultaneous input points		100% simultaneously On					
On voltage / On current		DC19V or higher / 5.7 mA or higher					
Off voltage / Off current		DC6V or lower / 1.8 mA or lower					
Input impedance		Approx.3.3 kΩ(Standard Type P0~P3:2.7 kΩ, Economic Type P0,P1:2.7 kΩ)					
Response time	Off → On	0,1,2,5,10,20,50,100,200,500,1000ms (Default : 10ms)					
	On → Off	0,1,2,5,10,20,50,100,200,500,1000ms (Default : 10ms)					
Common terminal		6 points / COM	8 points/COM	12 points/COM	18 points/ COM	12points/COM	18points/COM
Operating indicator		LED turns on at ON state of input					

**Especificaciones de las Salidas Digitales.**

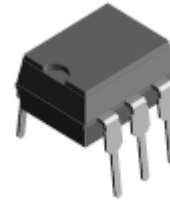
Specifications	Model	Main Unit			
		K7M-DR10UE	K7M-DR14UE	K7M-DR20UE	K7M-DR30UE
Output point		4 points	6 points	8 points	12 points
Insulation method		Relay insulation			
Rated load voltage/current		DC24V / 2A (r/load), AC220V / 2A (COS Φ = 1)/1 point , 5A / 1COM			
Min. load Voltage/current		DC5V / 1mA			
Max. load voltage/current		AC250V, DC110V			
Current leakage when off		0.1mA (AC220V, 60Hz)			
Max. On/off frequency		1,200 times/hr			
Surge Absorber		None			
Life	Mechanical	More than 20,000,000			
	Electrical	Rated on/off voltage/current load 100,000 or more			
		AC200V / 1.5A, AC240V / 1A (COSΦ = 0.7) 100,000 or more			
		AC200V / 1A, AC240V / 0.5A (COSΦ = 0.35) 100,000 or more			
		DC24V / 1A, DC100V / 0.1A (L / R = 7ms) 100,000 or more			
Response time	Off → On	10 ms or lower			
	On → Off	12 ms or lower			
Operation indication		LED is on at on status of output			

## Anexo X: Especificaciones Técnicas del Optoacoplador 4N25 MODELO VISHAY

$T_{amb} = 25^{\circ}C$

Voltaje de aislamiento = 5300 VRMS

Ancho de banda = 300 kHz



### Entrada

Parameter	Test condition	Symbol	Min	Typ.	Max	Unit
Forward voltage <sup>1)</sup>	$I_F = 50 \text{ mA}$	$V_F$		1.3	1.5	V
Reverse current <sup>1)</sup>	$V_R = 3.0 \text{ V}$	$I_R$		0.1	100	$\mu\text{A}$
Capacitance	$V_R = 0 \text{ V}$	$C_O$		25		pF

### Salida

Parameter	Test condition	Part	Symbol	Min	Typ.	Max	Unit
Collector-base breakdown voltage <sup>1)</sup>	$I_C = 100 \mu\text{A}$		$BV_{CBO}$	70			V
Collector-emitter breakdown voltage <sup>1)</sup>	$I_C = 1.0 \text{ mA}$		$BV_{CEO}$	30			V
Emitter-collector breakdown voltage <sup>1)</sup>	$I_E = 100 \mu\text{A}$		$BV_{ECO}$	7.0			V
$I_{CEO}(\text{dark})^1)$	$V_{CE} = 10 \text{ V}$ , (base open)	4N25			5.0	50	nA
		4N26			5.0	50	nA
		4N27			5.0	50	nA
		4N28			10	100	nA
$I_{CBO}(\text{dark})^1)$	$V_{CB} = 10 \text{ V}$ , (emitter open)				2.0	20	nA
Collector-emitter capacitance	$V_{CE} = 0$		$C_{CE}$		6.0		pF

### Coupler

Parameter	Test condition	Part	Symbol	Min	Typ.	Max	Unit
Isolation voltage <sup>1)</sup>	Peak, 60 Hz	4N25	$V_{IO}$	2500			V
		4N26	$V_{IO}$	1500			V
		4N27	$V_{IO}$	1500			V
		4N28	$V_{IO}$	500			V
Saturation voltage, collector-emitter	$I_{CE} = 2.0 \text{ mA}$ , $I_F = 50 \text{ mA}$		$V_{CE(\text{sat})}$			0.5	V
Resistance, input output <sup>1)</sup>	$V_{IO} = 500 \text{ V}$		$R_{IO}$	100			$G\Omega$
Capacitance (input-output)	$f = 1.0 \text{ MHz}$		$C_{IO}$		0.5		pF

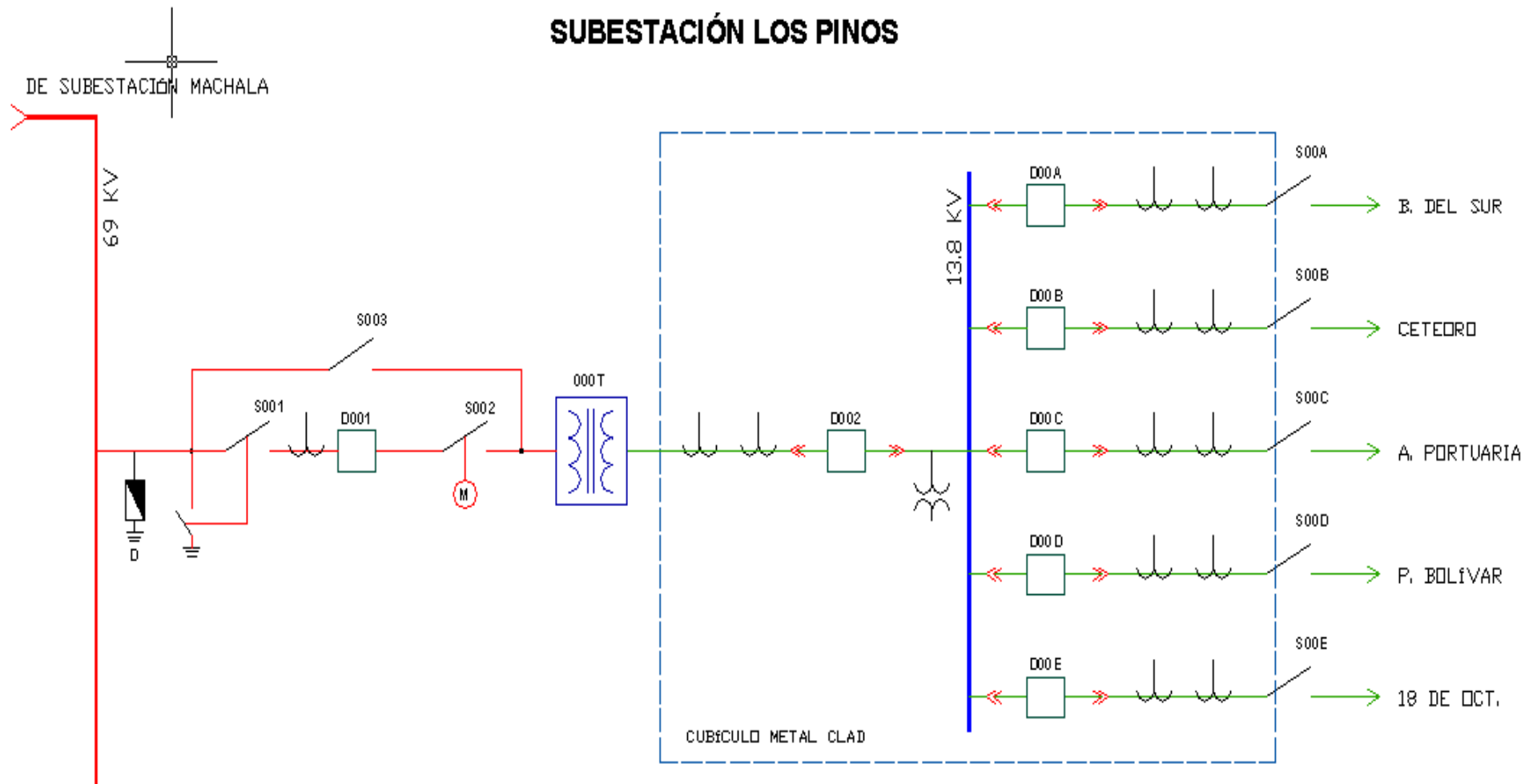
### Rango de transferencia de corriente

Parameter	Test condition	Part	Symbol	Min	Typ.	Max	Unit
DC Current Transfer Ratio <sup>1)</sup>	$V_{CE} = 10 \text{ V}$ , $I_F = 10 \text{ mA}$	4N25	$CTR_{DC}$	20	50		%
		4N26	$CTR_{DC}$	20	50		%
		4N27	$CTR_{DC}$	10	30		%
		4N28	$CTR_{DC}$	10	30		%

Anexo XI: Algoritmo de control para apertura y cierre de seccionadores



Anexo XII: Disposición de disyuntores, interruptores, seccionadores y transformador de potencia con su respectivo nombre asignado



## **PLANOS**

**FOTOS**





**Panel de control de Cuchillas de Entrada y Salida de 69 kV**



**Cuchillas Motorizadas de 69 kV (Salida)**



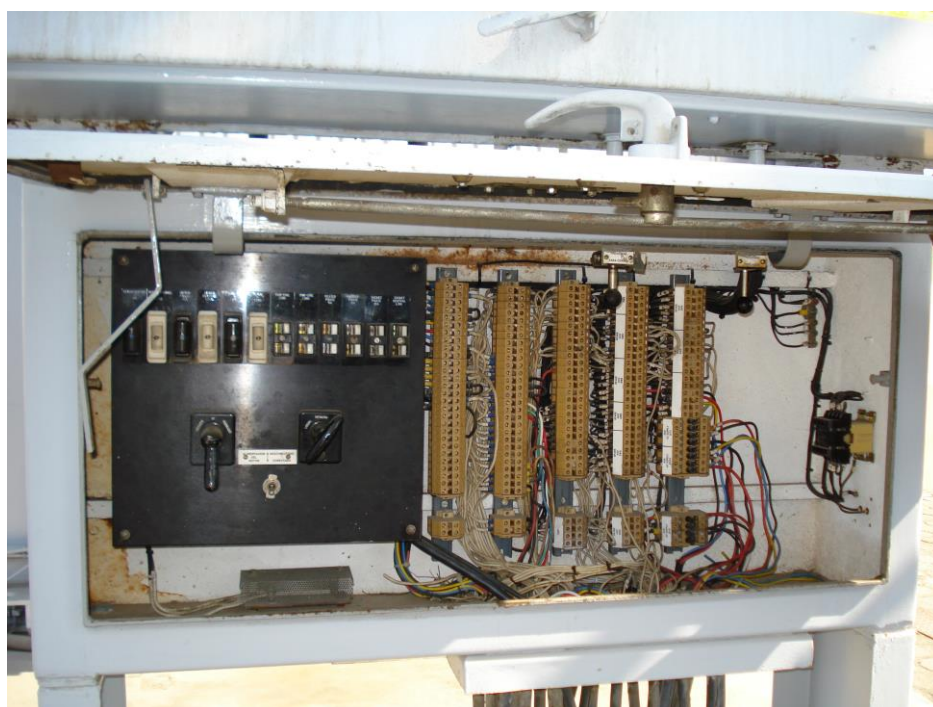
**Mando de Cuchillas Motorizadas de 69 kV (Salida)**



**Motor de Cuchillas de Salida de 69 kV**



**Interrupción de Pequeño Volumen  
de Aceite de 69 kV**



**Mando de Interrupción de Pequeño Volumen  
de Aceite de 69 kV**