

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES DE 69/13.8 KV
APLICADA A UNA SUBESTACION DE EMELEC”.**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA

Presentado por:

MANUEL ANTONIO PRADO VELÁSQUEZ

Guayaquil – Ecuador

2004

AGRADECIMIENTO

A Dios, quien me dio la confianza, sabiduría y fortaleza necesaria para finalizar de manera exitosa la realización de este trabajo; a mis padres, a mis hermanos y a mi esposa por el apoyo que me brindaron a lo largo del desarrollo de esta tesis; al Ing. Jorge Chiriboga, Director de la Tesis, que me brindo toda su ayuda para la finalización de este trabajo; y a todos los profesores que me supieron guiar por el camino de la investigación y el aprendizaje.

DEDICATORIA

A DIOS

A MIS PADRES

A MIS HERMANOS

A MI ESPOSA

A MI HIJA

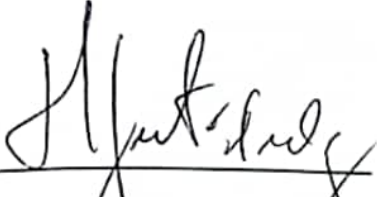
DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL)



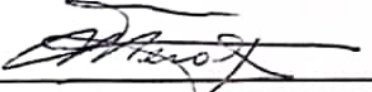
Manuel Antonio Prado Velásquez

MIEMBROS DEL TRIBUNAL

Ing. Hernán Gutiérrez V.
Sub-decano
FIEC



Ing. Jorge Chiriboga V.
Director de Tesis



Dr. Cristóbal Mera
Miembro del Tribunal



Ing. Juan Saavedra
Miembro del Tribunal

RESUMEN

La finalidad de esta Tesis es presentar una propuesta de automatización ya que dadas las condiciones de operación y las exigencias que hoy en día se presentan para las empresas distribuidoras es necesario que se realice en nuestro medio la automatización de las subestaciones, puesto que el actual escenario regulador impone la necesidad de una rápida mejora de la Calidad de Servicio para todas las Empresas Distribuidoras.

En esta propuesta se realiza un estudio de cómo está conformada la subestación actualmente para luego poder desarrollar los cambios pertinentes para alcanzar la automatización, tomando en consideración los beneficios y la inversión económica, para este proyecto se realizó un levantamiento eléctrico completo de la Subestación Mapasingue siendo una de las más importantes ya que entrega energía a un gran sector industrial.

La propuesta de automatización que se presenta se basa principalmente en la posibilidad de contar con un sistema de control y operación abierto, es decir poder utilizar equipos y Software de cualquier marca ya que hoy en día existen muchas necesidades en lo que se refiere a protección, control y comunicaciones, por lo cual en este proyecto se exponen algunos de ellos dejando en claro el más conveniente para nuestro análisis.

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	VI
INDICE GENERAL.....	VII
INDICE DE FIGURAS.....	XII
INDICE DE TABLAS.....	XIV
INTRODUCCIÓN.....	1
1. Disposiciones del Sector Eléctrico.....	2
1.1. Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.....	3
1.1.1. Calidad del Producto.....	4
1.1.1.1. Nivel de voltaje.....	4
1.1.1.2. Perturbaciones de voltaje.....	6
1.1.1.3. Factor de Potencia.....	11
1.1.2. Calidad del Servicio Técnico.....	12
1.1.2.1. Control.....	13
1.1.2.2. Identificación de las interrupciones.....	15
1.1.2.3. Registro y clasificación de las interrupciones.....	16
1.1.2.4. Interrupciones a ser consideradas.....	18
1.1.2.5. Índices.....	20

1.1.2.6. Limites.....	23
1.2. Confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico.....	25
1.2.1. Responsabilidad y Alcance.....	26
1.2.2. Aspectos de calidad.....	26
2. CARACTERISTICAS GENERALES DE UNA	
 SUBESTACION.....	29
2.1. Equipos que conforman una subestación de 69/13.8 KV.....	30
2.1.1. Transformadores de Potencia.....	30
2.1.1.1. Especificaciones generales.....	31
2.1.1.2. Pararrayos sobre el Transformador del	
lado de alta y baja tensión.....	32
2.1.2. Equipos y accesorios para 69 KV.....	33
2.1.2.1. Seccionador de aire operado en grupo con	
cuchillas de tierra.....	33
2.1.2.1.1. Especificaciones generales.....	34
2.1.2.1.2. Datos Técnicos.....	34
2.1.2.2. Interruptor en gas (GCB) SF6.....	35
2.1.2.2.1. Especificaciones generales.....	35
2.1.2.2.2. Datos Técnicos.....	36
2.1.2.3. Pararrayos en estructura.....	37
2.1.2.4. Portafusibles – fusibles.....	38
2.1.2.5. Aisladores y herrajes.....	38

2.1.2.6.	Conductores.....	39
2.1.3.	Equipos y Accesorios para 13.8 KV.....	39
2.1.3.1.	Seccionador de aire principal.....	40
2.1.3.2.	Pararrayos.....	40
2.1.3.3.	Reconectores de las alimentadoras.....	41
2.1.3.3.1.	Especificaciones generales.....	42
2.1.3.3.2.	Datos Técnicos.....	42
2.1.3.4.	Cuchillas seccionadoras de las alimentadoras.....	43
2.1.3.5.	Seccionadores de interconexión entre Alimentadoras.....	44
2.1.3.6.	Seccionador de interconexión entre barras principales.....	44
2.1.3.7.	Conductores.....	45
2.1.3.8.	Estructuras, aisladores y herrajes.....	45
2.1.3.9.	Transformadores de Potencial.....	47
2.1.3.10.	Banco de Capacitores desconectable.....	47
2.1.4.	Equipos de Medición.....	49
2.1.4.1.	Banco de baterías.....	50
2.1.5.	Dispositivos de Protección y Control.....	51
2.1.5.1.	Conductores de control.....	52
2.1.6.	Malla de tierra.....	53
2.2.	Operación y control por parte del personal de la subestación.....	54

2.2.1. Actividades que realizan los operadores en la subestación.....	54
2.2.2. Experiencias que se realizan en la subestación.....	55
3. AUTOMATIZACION DE UNA SUBESTACION.....	57
3.1. Análisis del proyecto.....	58
3.1.1. Definición	59
3.1.2. Requerimientos.....	60
3.2. Propuesta de Automatización.....	62
3.2.1. Arquitectura del sistema.....	63
3.3. Elementos que conforman el sistema de automatización.....	67
3.3.1. Protección y control.....	68
3.3.2. Operación y mando.....	72
3.4. Recolección y manejo de información.....	75
3.5. Integración de las subestaciones.....	77
3.5.1. Medios de comunicación.....	78
3.6. Confiabilidad del sistema.....	79
4. AUTOMATIZACION DE LA SUBESTACION	
MAPASINGUE.....	81
4.1. Características generales.....	82
4.2. Equipos y materiales requeridos.....	99
4.3. Arquitectura del Sistema de Automatización.....	127

4.4. Funcionamiento del sistema Automatizado	
Mapasingue.....	128
4.4.1. Procedimiento de control y comunicaciones.....	128
4.4.2. Operación y funcionalidad del sistema.....	129
4.5. Análisis de Costo y Beneficio del Proyecto.....	131
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	136
BIBLIOGRAFIA.....	140

ANEXOS

ANEXO A. Referencias del CONELEC

ANEXO B. Referencias Normas IEC

ANEXO C. Tabla N° 1 Tolerancia Vi Y THD

ANEXO D. Equipos y Materiales Existentes en la Subestación Mapasingue de 69/13.8 KV

ANEXO E.

- **Planos de la Subestación Mapasingue y Diagramas de Puesta a Tierra de la Subestación**
- **Diagrama unifilar de la Subestación Mapasingue**

INDICE DE FIGURAS

Fig. 2.1 Interruptor en gas SF6 (GCB).....	36
Fig. 2.2 Reconector para Alimentadora.....	42
Fig.3.1 Esquema de automatización de la subestación.....	64
Fig. 3.2 Interruptor en gas SF6 (GCB).....	70
Fig. 3.3 Reconector Automático para Alimentadoras.....	71
Fig. 4.1 Patio de Subestación de 69 KV.....	84
Fig. 4.2 Aisladores y Herraes en patio de 69 KV.....	85
Fig. 4.3 Seccionador de aire con cuchillas de tierra.....	86
Fig. 4.4 Porta Fusibles – Fusibles.....	87
Fig. 4.5 Interruptor en gas SF6 (GCB) de Mapasingue 1.....	88
Fig. 4.6 Transformador de poder marca TOSHIBA 67/13.8Y KV.....	89
Fig.4.7 Patio de 13.8 KV.....	90
Fig. 4.8 Seccionador de aire principal en patio de 13.8 KV.....	91
Fig. 4.9 Reconector de alimentadora.....	92
Fig. 4.10 Gabinetes de control de los Reectores.....	93
Fig. 4.11 Cuchillas Seccionadoras de Alimentadoras.....	94
Fig. 4.12 Seccionadores de Interconexión entre Alimentadoras.....	95
Fig. 4.13 Seccionador de Interconexión entre Barras.....	96
Fig. 4.14 Medidores por cada alimentadora.....	98
Fig. 4.15 Interruptor en gas SF6 (GCB).....	101

Fig. 4.16 Dispositivo Electrónico Inteligente de Protección.....	103
Fig. 4.17 Reconectador Cooper WE.....	105
Fig. 4.18 Gabinete de control KYLE FORM 4C.....	105
Fig. 4.19 Accesorio de Conversión.....	107
Fig. 4.20 Reconectador Automático con su Gabinete de Control.....	110
Fig. 4.21 Unidad de Control de la Subestación.....	111
Fig. 4.22 Unidad de Concentración de Comunicaciones.....	113
Fig. 4.23 Arquitectura del Sistema SCADA Propuesto.....	118
Fig. 4.24 Operabilidad del SCADA.....	119
Fig. 4.25 Presentación en monitores del sistema SCADA.....	123
Fig. 4.26 Presentación de Curvas diarias en el sistema SCADA.....	125
Fig. 4.27 Arquitectura del Sistema de Automatización de la Subestación.....	128

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Límites admisibles de FMIK y TTIK. para subetapa 1.....	24
Tabla 1.2 Límites admisibles para los consumidores Subetapa 1.....	24
Tabla 1.3 Límites admisibles para los consumidores Subetapa 2.....	25
Tabla 2.1 Características de un Transformador de Potencia.....	31
Tabla 2.2 Pararrayos del lado de alta tensión.....	32
Tabla 2.3 Pararrayos del lado de baja tensión.....	32
Tabla 2.4 Seccionador de aire con cuchilla de tierra.....	35
Tabla. 2.5 Datos técnicos de un interruptor en gas SF6.....	37
Tabla 2.6 Aisladores y herrajes para patio de 69 KV.....	39
Tabla 2.7 Conductor utilizados en patio de 69KV.....	39
Tabla 2.8 Características técnicas de un Reconectador.....	43
Tabla 2.9 Conductores utilizados en patio de 13.8 KV.....	45
Tabla 2.10 Aisladores y herrajes utilizados en patio de 13.8 KV.....	46
Tabla 2.11 Características de un transformador de Potencial.....	47
Tabla 2.12 Características de un banco de Capacitores.....	48
Tabla 2.13 Tipos de medidores para subestaciones.....	50
Tabla 2.14 Características del banco de baterías.....	51

Tabla 2.15 Elementos de protección y control.....	52
Tabla 2.16 Tipos de conductores para instalaciones de Control.....	53
Tabla 3.1 Protección y Control del Transformador de Potencia.....	73
Tabla 4.1 Datos Generales Subestación Mapasingue.....	83
Tabla 4.2 Aisladores y HERRAJES en patio de 69 KV de Mapasingue 1.....	85
Tabla 4.3 Aisladores y HERRAJES en patio de 69 KV de Mapasingue 2.....	85
Tabla 4.4 Características del Seccionador de aire con cuchillas de tierra en Mapasingue 1.....	86
Tabla 4.5 Características del Seccionador de aire con cuchillas de tierra en Mapasingue 2.....	86
Tabla. 4.6 Características de fusibles en patio de 69KV.....	87
Tabla 4.7 Características de Interruptor en gas SF6 (GCB) de Mapasingue 1.....	88
Tabla 4.8 Características del Transformador de Potencia de Mapasingue 1.....	89
Tabla 4.9 Características del Transformador de Potencia de Mapasingue 2.....	90
Tabla 4.10 Características del Seccionador de aire de Mapasingue 1.....	91
Tabla 4.11 Características del Seccionador de aire de Mapasingue 2.....	91
Tabla 4.12 Características de los Reconectores de Mapasingue 1.....	92
Tabla 4.13 Características de los Reconectores de Mapasingue 2.....	92

Tabla 4.14 Características de los Reconectores de Mapasingue 1.....	93
Tabla 4.15 Características de los Reconectores de Mapasingue 2.....	93
Tabla 4.16 Características de cuchillas de alimentadoras de Mapasingue 1.....	94
Tabla 4.17 Características de cuchillas de alimentadoras de Mapasingue 2.....	95
Tabla 4.18 Características de seccionadores entre alimentadoras de Mapasingue 1.....	95
Tabla 4.19 Características de seccionadores entre alimentadoras de Mapasingue 2.....	96
Tabla 4.20 Características del seccionador entre barras.....	97
Tabla 4.21 Medidores existentes en cada alimentadora de Mapasingue 1.....	98
Tabla 4.22 Medidores existentes en cada alimentadora de Mapasingue 2.....	99
Tabla 4.23 Características de los Interruptores en SF6.....	101
Tabla 4.24 Tipo de fibra óptica recomendada por Cooper.....	108
Tabla 4.25 Características del Concentrador de comunicaciones.....	116

INTRODUCCION

El trabajo que se presenta es una propuesta de “Automatización de una Subestación de 69/13.8 KV”, para lo cual se tomo como ejemplo de aplicación a la “Subestación Mapasingue”, la cual se divide en Mapasingue 1 y Mapasingue 2, contando cada una de ellas con una capacidad instalada de 18MVA(OA)/24MVA(FA) .

En la presente propuesta se explican los objetivos, normas y reglamentos con la finalidad de mejorar la calidad del servicio que prestan las empresas distribuidoras a sus clientes.

Con la finalidad de conocer el estado en que se encuentra la subestación de la Empresa Distribuidora se realiza un levantamiento de los equipos que esta posee, para a continuación presentar soluciones que optimicen el funcionamiento de la misma.

Buscando la modernización y la optimización de recursos se presentan soluciones en la implementación de equipos y dispositivos de protección.

Basados en un modelo de integración de subestaciones a un solo sistema de control se realiza un análisis de las ventajas tanto técnicas como operativas del sistema que se desea implementar.

CAPITULO 1

1. DISPOSICIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO.

El actual escenario regulador impone la necesidad de una rápida mejora de la Calidad de Servicio para todas las Empresas Distribuidoras de nuestro país por cuanto van a tener que firmar los contratos de concesión con el CONELEC y deberán cumplir con las disposiciones que establece la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, su Reglamento General, el Reglamento de concesiones, permisos y licencias para la prestación del servicio de energía eléctrica, el Reglamento de suministros del servicio de electricidad, las Regulaciones dictadas por el CONELEC y las obligaciones establecidas en los contratos de concesión. Para cumplir con esto resulta imperativo la implementación rápida y efectiva de sistemas de monitoreo y control a distancia, los cuales permiten la detección, delimitación y reposición rápida de fallas producidas en distintos puntos de la red. Para garantizar a los Consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, es necesario dictar las Regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico.

1.1. Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

Art. 9.- Evaluación del servicio.- Los Distribuidores deberán proporcionar el servicio con los niveles de calidad acordes con lo exigido en la Ley, su Reglamento General, este Reglamento y las Regulaciones pertinentes, para lo cual adecuarán progresivamente sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales.

La evaluación de la prestación del servicio se efectuará considerando los siguientes aspectos:

a) Calidad del producto:

- Nivel de Voltaje.
- Perturbaciones.
- Factor de Potencia.

b) Calidad del Servicio Técnico:

- Frecuencia de Interrupciones.
- Duración de Interrupciones.

c) Calidad del Servicio Comercial:

- Atención de Solicitudes de Servicio.
- Atención y Solución de Reclamos.
- Errores en Medición y Facturación.

El CONELEC emitirá las Regulaciones que incluyan la modalidad, procedimientos de evaluación e índices de calidad sobre los aspectos mencionados.

1.1.1. Calidad del Producto.

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de voltaje, las perturbaciones y el factor de potencia, siendo el Distribuidor responsable de efectuar las mediciones correspondientes, el procesamiento de los datos levantados, la determinación de las compensaciones que pudieran corresponder a los consumidores afectados y su pago a los mismos. Toda la información deberá estar a disposición del CONELEC al momento que se le requiera.

1.1.1.1. Nivel de voltaje

Índice de Calidad:

$$\Delta V_k (\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

Donde:

ΔV_k : variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

V_k : voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

V_n : voltaje nominal en el punto de medición.

Mediciones:

La calidad de voltaje se determina como las variaciones de los valores eficaces (rms) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal en los diferentes niveles.

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro de voltaje en cada uno de los siguientes puntos de medición:

- a) 20% de las barras de salida de subestaciones de distribución AV/MV, no menos de 3.
- b) 0,15% de los transformadores de distribución, no menos de 5.
- c) 0,01 % de los Consumidores de Bajo Voltaje del área de concesión, no menos de 10.

2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al

CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.

3. Simultáneamente con el registro del voltaje se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.
4. Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Límites:

El Distribuidor no cumple con el nivel de voltaje en el punto de medición respectivo, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días continuos, en cada mes, el servicio lo suministra incumpliendo los límites de voltaje.

Las variaciones de voltaje admitidas con respecto al valor del voltaje nominal se señalan a continuación:

1.1.1.2. Perturbaciones de voltaje

Parpadeo (Flicker)

Índice de Calidad:

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al flicker, se considerará el Índice de Severidad por Flicker de

Corta Duración (P_{st}), en intervalos de medición de 10 minutos, definido de acuerdo a las normas IEC; mismo que es determinado mediante la siguiente expresión:

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}}$$

Donde:

P_{st} : Índice de severidad de flicker de corta duración.

$P_{0.1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$: Niveles de efecto “flicker” que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de observación.

Mediciones:

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro en cada uno de los puntos de medición, en un número equivalente al 0,15% de los transformadores de distribución, en los bornes de bajo voltaje, no menos de 5
2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.

3. Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.
4. Para cada mes, el registro en cada punto de medición se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Las mediciones se deben realizar con un medidor de efecto “Flicker” para intervalos de 10 minutos y de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma IEC 60868.

Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de flicker, se efectuarán mediciones de monitoreo de flicker, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

Límites:

El índice de severidad del Flicker P_{st} en el punto de medición respectivo, no debe superar la unidad. Se considera el límite $P_{st} = 1$ como el tope de irritabilidad asociado a la fluctuación

máxima de luminancia que puede soportar sin molestia el ojo humano en una muestra específica de población.

Se considerará que el suministro de electricidad no cumple con el límite admisible arriba señalado, en cada punto de medición, si las perturbaciones se encuentran fuera del rango de tolerancia establecido en este numeral, por un tiempo superior al 5 % del período de medición de 7 días continuos.

Armónicos

Índices de Calidad:

$$V_i' = \left(\frac{V_i}{V_n} \right) * 100$$

$$THD = \left(\frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (V_i)^2}}{V_n} \right) * 100$$

Donde:

V_i' : factor de distorsión armónica individual de voltaje.

THD: factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje

V_i : valor eficaz (rms) del voltaje armónico “i” (para $i = 2... 40$) expresado en voltios.

V_n : voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios.

Mediciones:

El Distribuidor deberá realizar mensualmente lo siguiente:

1. Un registro en cada uno de los puntos de medición, en un número equivalente al 0,15% de los transformadores de distribución, en los bornes de bajo voltaje, no menos de 5
2. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.
3. Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.
4. En cada punto de medición, para cada mes, el registro se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Las mediciones se deben realizar con un medidor de distorsiones armónicas de voltaje de acuerdo a los procedimientos especificados en la norma **IEC 61000-4-7**

Con la finalidad de ubicar de una manera más eficiente los medidores de distorsiones armónicas, se efectuarán mediciones de monitoreo de armónicas, de manera simultánea con las mediciones de voltaje indicadas anteriormente; por lo que los medidores de voltaje deberán estar equipados para realizar tales mediciones de monitoreo.

Límites:

Los valores eficaces (rms) de los voltajes armónicos individuales (V_i) y los THD, expresados como porcentaje del voltaje nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i y THD) señalados en los anexos en tabla N^a 1. Para efectos de esta regulación se consideran los armónicos comprendidos entre la segunda y la cuadragésima, ambas inclusive.

1.1.1.3. Factor de Potencia

Índice de Calidad

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al factor de potencia, si en el 5% o más del período evaluado el valor del factor de potencia es inferior a los límites, el Consumidor está incumpliendo con el índice de calidad.

Medición

Adicionalmente a las disposiciones que constan en el artículo 12 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, el Distribuidor efectuará registros del factor de potencia en cada mes, en el 2% del número de Consumidores servidos en AV y MV. Las mediciones se harán mediante registros en períodos de 10 minutos, con régimen de funcionamiento y cargas normales, por un tiempo no menor a siete (7) días continuos.

Límite

El valor mínimo es de 0,92.

1.1.2. Calidad del Servicio Técnico.

La calidad del servicio técnico se evaluará en base a:

- a) La frecuencia de las interrupciones (cantidad de veces que se interrumpe el suministro a un usuario en un período determinado).
- b) La duración total de la interrupción (tiempo total sin suministro en un período determinado).

Si los valores de los indicadores calculados excedieran los límites prefijados, se aplicarán sanciones a LA DISTRIBUIDORA.

A fin de calcular dichos indicadores se computarán solamente las interrupciones de servicio cuya duración supere los 3 (tres) minutos.

1.1.2.1. Control

La calidad del servicio técnico prestado se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración total de Interrupción.

Durante la Subetapa 1 se efectuarán controles en función a Índices Globales para el Distribuidor discriminando por empresa y por alimentador de MV. El levantamiento de información y cálculo se efectuará de forma tal que los indicadores determinados representen en la mejor forma posible la cantidad y el tiempo total de las interrupciones que afecten a los consumidores. Para los consumidores con suministros en MV o en AV, se determinarán índices individuales.

En la Subetapa 2 los indicadores se calcularán a nivel de consumidor, de forma tal de determinar la cantidad de interrupciones y la duración total de cada una de ellas que afecten a cada consumidor.

El período de control será anual, por tanto, los Distribuidores presentarán informes anuales al CONELEC, especificando las interrupciones y los índices de control resultantes.

Sin embargo de lo anterior, los cálculos de los índices de calidad se efectuarán para cada mes del año considerado y para el año completo.

Control del Servicio Técnico en la Subetapa 1

Durante la Subetapa 1, y para los consumidores cuyo suministro sea en Bajo Voltaje, se controlará la calidad del servicio técnico sobre la base de índices que reflejen la frecuencia y el tiempo total que queda sin servicio la red de distribución.

Durante esta Subetapa 1 no se computarán las interrupciones originadas en la red de Bajo Voltaje que queden circunscritas en la misma, es decir aquellas que no produzcan la salida de servicio del Centro de Transformación MV/BV al que pertenezcan.

Los límites de la red sobre la cual se calcularán los índices son, por un lado el terminal del alimentador MV en la subestación AV/MV, y por el otro, los bornes BV del transformador MV/BV.

Control del Servicio Técnico en la Subetapa 2

Durante la Subetapa 2, la calidad del servicio técnico se controlará al nivel de suministro a cada consumidor, debiendo disponer el Distribuidor de los sistemas que posibiliten la gestión de la totalidad de la red, y la adquisición y procesamiento de información de forma tal de asegurar los niveles de calidad, y la realización de controles previstos para la presente etapa.

1.1.2.2. Identificación de las interrupciones

La información relacionada con cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica se identificará de la siguiente manera:

- ◆ Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- ◆ Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas
- ◆ Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje (BV), centro de transformación de medio voltaje a bajo voltaje (MV/BV), circuito de medio

voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).

- ◆ Identificación de la causa de cada interrupción.
- ◆ Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- ◆ Número de Consumidores afectados por cada interrupción.
- ◆ Número total de Consumidores de la parte del sistema en análisis.
- ◆ Energía no suministrada.
- ◆ Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

Esta información debe tener interrelación con las bases de datos, de tal manera que se permitirá identificar claramente a todos los Consumidores afectados por cada interrupción que ocurra en el sistema eléctrico.

1.1.2.3. Registro y clasificación de las interrupciones

El Distribuidor debe llevar, mediante un sistema informático, el registro histórico de las interrupciones correspondientes, por lo menos de los tres últimos años.

El registro de las interrupciones se deberá efectuar mediante un sistema informático, el cual deberá ser desarrollado previamente a fin de asegurar su utilización durante la Subetapa 1.

En el registro, las interrupciones se pueden clasificar de acuerdo a los parámetros que se indican a continuación, los que deberán tener un código para efectos de agrupamiento y de cálculos:

- a) Por su duración
 - Breves, las de duración igual o menor a tres minutos.
 - Largas, las de duración mayor a tres minutos.
- b) Por su origen
 - Externas al sistema de distribución.
 - Otro Distribuidor
 - Transmisor
 - Generador
 - Restricción de carga
 - Baja frecuencia
 - Otras
 - Internas al sistema de distribución.
 - Programadas
 - No Programadas

- c) Por su causa
 - Programadas.
 - Mantenimiento
 - Ampliaciones
 - Maniobras
 - Otras
 - No programadas (intempestivas, aleatorias o forzadas).
 - Climáticas
 - Ambientales
 - Terceros
 - Red de alto voltaje (AV)
 - Red de medio voltaje (MV)
 - Red de bajo voltaje (BV)
 - Otras
- a) Por el voltaje nominal
 - Bajo voltaje
 - Medio voltaje
 - Alto voltaje

1.1.2.4. Interrupciones a ser consideradas

Para el cálculo de los índices de calidad que se indican en detalle más adelante, se considerarán todas las interrupciones

del sistema con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión. No serán consideradas las interrupciones con duración igual o menor a tres (3) minutos.

No se considerarán las interrupciones de un Consumidor en particular, causadas por falla de sus instalaciones, siempre que ellas no afecten a otros Consumidores.

Tampoco se considerarán para el cálculo de los índices, pero sí se registrarán, las interrupciones debidas a suspensiones generales del servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el CENACE; y, otras causadas por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, que deberán ser notificadas al CONELEC, conforme lo establecido en el Art. 36 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad

En el caso en que las suspensiones generales del servicio sean producidas por la Empresa Distribuidora, estos si serán registrados.

1.1.2.5. Índices

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (R_d) y para cada alimentador primario de medio voltaje (A_j), de acuerdo a las siguientes expresiones:

- a) Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal Instalado (FMIK)

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el KVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$\text{FMIK}_{Rd} = \frac{\sum_i \text{kVAfs}_i}{\text{kVA}_{inst}}$$

$$\text{FMIK}_{Aj} = \frac{\sum_i \text{kVAfs}_{iAj}}{\text{kVA}_{instAj}}$$

- b) Tiempo Total de interrupción por KVA nominal Instalado (TTIK)

En un período determinado, representa el tiempo medio en que el KVA promedio no tuvo servicio.

$$\text{TTIK}_{Rd} = \frac{\sum_i \text{kVAfs}_i * \text{Tfs}_i}{\text{kVA}_{inst}}$$

$$\text{TTIK}_{Aj} = \frac{\sum_i \text{kVAfs}_{iAj} * \text{Tfs}_{iAj}}{\text{kVA}_{instAj}}$$

Donde:

- FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal instalado, expresada en fallas por KVA.
- TTIK: Tiempo Total de Interrupción por KVA nominal instalado, expresado en horas por KVA.
- \sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.
- $\sum_i^{A_j}$: Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "A_j" en el período en análisis.
- KVAfs_i: Cantidad de KVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".
- KVAinst: Cantidad de KVA nominales instalados.
- Tfs_i : Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"
- R_d : Red de distribución global
- A_j : Alimentador primario de medio voltaje "j"

c) Índices para consumidores en AV y MV

Para el caso de consumidores en áreas urbanas cuyo suministro sea realizado en el nivel de Alto y Medio Voltaje no se aplicarán los índices descritos anteriormente, sino que se controlará la calidad de servicio en función de índices individuales de acuerdo a lo establecido para la Subetapa 2.

Los índices de calidad antes indicados, serán calculados mediante las siguientes fórmulas:

a) *Frecuencia de Interrupciones* por número de Consumidores (FAIc)

Representa el número de interrupciones, con duración mayor a tres (3) minutos, que han afectado al Consumidor "c", durante el período de análisis.

$$FAIc = Nc$$

Donde:

FAIc: Frecuencia de las interrupciones que afectaron a cada Consumidor "c", durante el período considerado.

Nc: Número de interrupciones, con duración mayor a tres minutos, que afectaron al Consumidor "c", durante el período de análisis.

b) *Duración de las Interrupciones* por Consumidor (DAIc)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro de electricidad al Consumidor "c", durante el período de control.

$$\mathbf{DAIc} = \sum_i (\mathbf{Ki} * \mathbf{dic})$$

Donde:

dic : Duración individual de la interrupción "i" al Consumidor "c" en horas

Ki : Factor de ponderación de las interrupciones

Ki = 1.0 para interrupciones no programadas

Ki = 0.5 para interrupciones programadas por el distribuidor, para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los Consumidores con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

1.1.2.6. Límites

Como anteriormente se expuso el servicio técnico se evaluará en dos etapas para lo cual se deberán tomar en cuenta los siguientes límites admisibles en dichas etapas:

Límites para la subetapa 1

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 1 son los siguientes:

Índice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

Tabla 1.1 Límites admisibles de FMIK y TTIK para subetapa 1

Los valores límites admisibles para los consumidores en AV y MV durante la Subetapa 1 son los siguientes:

Consumidor	Índice	Valor
Suministro En AV	Lim FAIc	6,0
	Lim DAIc	4,0
Suministro En MV	Lim FAIc	10,0
	Lim DAIc	24,0

Tabla 1.2 Límites admisibles para los consumidores subetapa 1

Límites para la subetapa 2

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 2 son los siguientes:

Índice	Lim FAIc	Lim DAIc
Consumidores en AV	6.0	4.0
Consumidores en MV Urbano	8.0	12.0
Consumidores en MV Rural	10.0	24.0
Consumidores en BV Urbano	10.0	16.0
Consumidores en BV Rural	12.0	36.0

Tabla 1.3 Límites admisibles para los consumidores subetapa 2.

1.2. Confiabilidad y Continuidad del suministro eléctrico

Para garantizar a los Consumidores un suministro eléctrico confiable y continuo, es necesario dictar las Regulaciones relacionadas con las características mínimas de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del Servicio Eléctrico.

Es necesario asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos a que se refieren las disposiciones legales establecidas en la Ley

de Régimen del Sector Eléctrico y sus reformas, el Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad y el Reglamento de Tarifas.

1.2.1. Responsabilidad y Alcance

Las Empresas Distribuidoras tienen la responsabilidad de prestar el servicio eléctrico a los Consumidores ubicados en su zona de Concesión, dentro de los niveles de calidad establecidos, en virtud de lo que señala la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los Reglamentos aplicables, el Contrato de Concesión y las Regulaciones correspondientes.

El Distribuidor será responsable por la prestación de los servicios de alumbrado público de avenidas, calles, caminos públicos y plazas, de conformidad con los niveles de iluminación que se establecerán en las regulaciones que dicte el CONELEC.

1.2.2. Aspectos de calidad

- El Distribuidor deberá proporcionar el servicio con los niveles de calidad acordes con lo exigido en la Ley, su Reglamento

General, este Reglamento y las Regulaciones pertinentes, para lo cual adecuarán progresivamente sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos.

- De la continuidad de Servicio a los Consumidores al nivel secundario se efectuará por medio de indicadores globales que reflejen la frecuencia y duración de las interrupciones en la red de distribución secundaria. La recopilación de esa información y el cálculo de los indicadores mencionados, se ejecutará de manera que los valores determinados para estos parámetros de evaluación reflejen, desde el punto de vista de los Consumidores, la cantidad de interrupciones y la duración de cada una de ellas. Para los Consumidores servidos de la red primaria, se determinarán indicadores individuales por Consumidor.
- Para la operación normal del sistema se debe de tomar en cuenta que tanto los equipos como los dispositivos de distribución, esto es tanto en las subestaciones como en las redes de distribución de media y baja tensión se deben realizar inspecciones y mantenimientos periódicos preventivos con la finalidad de reducir interrupciones e imprevistos en la operación normal del sistema para el suministro de electricidad.
- Es de mucha importancia conocer la capacidad de cada uno de los Transformadores de las distintas subestaciones, por cuanto se

ejecutan transferencias de carga entre alimentadoras que tengan su origen en diferentes subestaciones, es necesario conocer la carga a la hora pico.

- Las alimentadoras a 13.8 KV cuya salida es aérea con conductor 336.4 MCM ACSR. Tiene una capacidad aproximada de 11.8 MVA y las alimentadoras con salida subterránea cuyo conductor es 500 MCM Cu. Tiene una capacidad aproximada de 9 MVA.

Las alimentadoras del Sistema Guayaquil en su gran Mayoría sirven a cargas residenciales, y el pico se presenta alrededor de las diecinueve horas.

CAPITULO 2

2. CARACTERISTICAS GENERALES DE UNA SUBESTACION

Para la entrega de energía a 69 KV del Mercado Eléctrico Mayorista, se tiene una red de subtransmisión de 69 KV, esta red sirve a las subestaciones de transformación reductoras.

En la actualidad el sistema de distribución de nuestro medio cuenta con subestaciones de reducción de 69 KV a 13.8 KV con transformadores de poder, repartidos en subestaciones con uno y dos transformadores.

De las barras de las subestaciones parten las diferentes alimentadoras, las cuales llevan el fluido eléctrico a las diferentes zonas de carga preestablecidas, estas alimentadoras por lo general son trifásicas y se las denomina alimentadoras principales o troncales; de estas alimentadoras principales parten derivaciones o ramales que a su vez pueden ser trifásicos, bifásicos y monofásicos. Además de estos mismos ramales trifásicos y bifásicos pueden partir sub-ramales bifásicos y monofásicos, respectivamente.

En toda alimentadora, ramal o sub-ramal, tienen elementos de protección para sobrecorriente en el sistema. Entre los elementos de protección se puede nombrar a los seccionalizadores, reconectores, fusibles, los cuales son utilizados para proteger el sistema de posibles sobre corrientes. Existen varios equipos los cuales son intercalados en el sistema de distribución de acuerdo a las necesidades técnicas que se presenten.

2.1. Equipos que conforman una subestación de 69/13.8 KV

La configuración y disposición de los equipos o elementos primarios en una subestación eléctrica de nuestro sistema de distribución esta gobernada fundamentalmente por el tipo de barras que utiliza. Se trata de mantener diseños normalizados de disposición para cada modulo característico (línea, acoplamiento o transferencia), en cada uno de los niveles de voltaje.

La subestación esta conformada de varios equipos al igual que sus instalaciones por lo cual tenemos que tomar en cuenta su ubicación, cerramiento, vivienda y oficina del operador.

2.1.1. Transformadores de Potencia

Las potencias de los Transformadores de poder han sido normalizadas en función de un estudio de requerimientos para el sistema de distribución.

Las potencias trifásicas en uso para sistemas de enfriamiento natural del Transformador por aire y aceite mediante el golpe de aire en los radiadores y por la circulación natural del aceite de las partes inferiores a las superiores del transformador por las diferencias de temperatura, una segunda etapa de enfriamiento forzado por aire al

arrancar cierto grupo de ventiladores montados en los radiadores y una circulación forzada de aceite.

2.1.1.1. Especificaciones generales

El transformador de poder por lo general esta montado sobre una superficie de hormigón armado de acuerdo a las dimensiones de la base del transformador.

Algunas de las características de los Transformador de poder de 69000/13800Y voltios serán de acuerdo al diseño de la subestación y a la capacidad de carga del sistema de distribución ya que cada subestación tienen características diferentes de operación a continuación se presentan algunos de esos valores:

Transformador de 69000 / 13800Y Voltios, marca ABB tiene las características siguientes:

MARCA	(MVA) OA/FA	IMPED Z(%)	VOL DE ACEITE (LITROS)	PESO (LBS) TOTAL
ABB	18/24	7,56	12691	91982

Tabla 2.1 Características de un Transformador de Potencia

2.1.1.2. Pararrayos sobre el Transformador del lado de alta y baja tensión.

Estos pararrayos funcionan como dispositivos de protección llamados también descargadores de sobretensiones que se emplean en la protección de transformadores de poder en una subestación eléctrica.

De acuerdo a los Transformadores de poder y a la capacidad en MVA de diseño de las subestaciones variaran las características de los pararrayos a continuación se presentan algunas características de esos pararrayos tanto para alta como para baja tensión:

FASE	Id max (KA)	Vnominal (KV)
A	80	60
B	80	60
C	80	60

Tabla 2.2 Pararrayos del lado de alta tensión

FASE	Id max (KA)	Vnominal (KV)
A	65	12
B	65	12
C	65	12

Tabla 2.3 Pararrayos del lado de baja tensión

2.1.2. Equipos y accesorios para 69 KV

En lo que consideramos el patio de 69 KV se detallaran los equipos y accesorios pero antes conoceremos como están conformadas las estructuras.

El pórtico consiste de 2 torres de 10.8 m de alto, separadas 6 m y unidas con bandejas horizontales para soportar 1 seccionador de 69 KV, aisladores pararrayos y portafusibles.

Las torres y la bandeja superior están hechas de hierro ángulo de 3"x3"x1/4" para los largueros y de 2"x2"x1/4" para los tirantes, las torres descansan sobre bases de hormigón armado, sujetas con pernos de acero empotrados.

2.1.2.1. Seccionador de aire operado en grupo con cuchillas de puesta a tierra

Los Seccionadores se consideran como dispositivos para conectar y desconectar partes de una instalación eléctrica, con la finalidad de efectuar maniobras de operación o para darles mantenimiento.

La principal diferencia entre un disyuntor y un juego de seccionadores, considerando que ambos abren y cierran

circuitos, es que los seccionadores o cuchillas **NO** pueden abrir un circuito con corriente.

2.1.2.1.1. Especificaciones generales

Seccionadores. Existen varios tipos de este entre los que tenemos: de barra, de línea y de puesta a tierra. Están diseñados para soportar corrientes de corto circuito pero no para interrumpirlas. Su función es la de aislar secciones de la subestación para garantizar seguridad al personal cuando realiza labores de mantenimiento. Su accionamiento puede ser tanto manual como automático.

2.1.2.1.2. Datos Técnicos

De acuerdo a las características de diseño y funcionamiento de los dispositivos a utilizar para la operación de la subestación dependerán las características técnicas de estos

dispositivos, a continuación se presentan algunas de esas características para una subestación de 69/13.8 KV.

kV max	BIL (kV)	Icontinua (Amp)	Iinst (kA)
72,5	350	600	40

Tabla 2.4 Seccionador de aire con cuchilla de tierra

2.1.2.2. Interruptor en gas (GCB) SF6

Se considera al interruptor o disyuntor y al transformador de potencia, como los dispositivos de mayor importancia dentro de la configuración y operación de una subestación eléctrica. Se fundamenta en la acción que este realiza al permitir insertar o desconectar cualquier tipo de circuito energizado a máquinas, líneas aéreas, cables y demás elementos que puedan aportar con corrientes de falla y por ende interrumpir la continuidad del servicio.

2.1.2.2.1. Especificaciones generales

General mente un interruptor automático de Potencia, se encuentra destinado al cierre o

apertura en la continuidad de un circuito eléctrico bajo condiciones de carga (operación normal) y fundamentalmente bajo condiciones de cortocircuito.

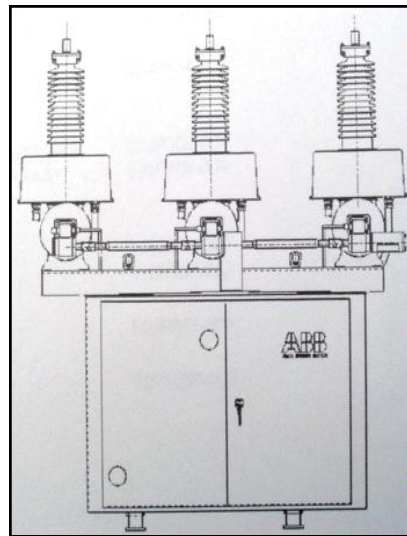


Fig. 2.1 Interruptor en gas SF6 (GCB)

Las capacidades de interrupción requeridas van de 20 a 40 KA para los niveles de 138 y 69 KV.

2.1.2.2.2. Datos Técnicos

Fundamentalmente se adquieren interruptores con transformadores de corriente incorporados (tipo bushings), aunque este sistema trae

consigo una serie de complicaciones para la transferencia de circuitos de corriente en los sistemas de protección, control y medición, razón por la cual se puede y permite adquirir transformadores de corriente separados, sin variaciones sustanciales de costo y con la ventaja de poder realizar transferencias de los circuitos de protección, control y medición de una manera mucho más sencilla.

BIL (kV)	Icontinua (Amp)	kV Max	Iinterr max (kA)
350	1200	72,5	40

Tabla. 2.5 Datos técnicos de un interruptor en gas SF6

2.1.2.3. Pararrayos en estructura

Los pararrayos o descargadores se usan por lo general acoplados lo mas cerca de los transformadores para suprimir las sobretensiones (absorber energía) o descargas tanto internas como atmosféricas, que causaría gran daño a los transformadores y los demás elementos de la subestación.

2.1.2.4. Portafusibles – fusibles

Los porta fusibles se los utilizan cuando en una subestación de 69/13.8 KV la cual se va a diseñar no contiene interruptor en gas SF6 en el lado de alimentación de la subestación de 69 KV, por lo general encontramos este tipo de portafusibles y fusibles en subestaciones antiguas ya que en la actualidad por seguridad, eficiencia y operación se utiliza el interruptor en gas.

Por lo general los fusibles que se utilizan manejan amperajes cercanos o superiores a los 200 Amp.

2.1.2.5. Aisladores y herrajes

La finalidad de los aisladores en una subestación eléctricas es aislar por completo una fase de otra existiendo las separaciones de seguridad de acuerdo a la capacidad por fase y a la cantidad de conductores y equipos que contenga una subestación, por lo general un aislador esta asegurado con su correspondiente herraje así también tenemos terminales los cuales se utilizan en las conexiones de esta manera se asegura las instalaciones en un 100 % evitando que se produzcan fallas y accidentes que lamentar.

AISLADOR 69 KV TIPO POSTE PARA ESTRUCTURA TANGENTE
AISLADOR 69 KV TIPO PIN PARA ESTRUCTURA TANGENTE
TERMINALES TIPO TALON 4/0 Cu

Tabla 2.6 Aisladores y herrajes para patio de 69 KV

2.1.2.6. Conductores

Para la alimentación eléctrica a la subestación se utilizaran conductores cuyas características de funcionamiento cumplan con las necesitadas mediante los cálculos realizados por los ingenieros, a continuación se presentan algunos tipos de conductores de acuerdo a la conexión y uso que se los vaya a dar:

USADO PARA	69 Kv	Aterrizamiento
tipo de cable	4/0 AWG Cu desnudo	4/0 AWG Cu desnudo

Tabla 2.7 conductor utilizados en patio de 69KV

2.1.3. Equipos y Accesorios para 13.8 KV

En el patio de 13.8 KV encontramos algunos dispositivos tanto de control conexión, transferencia y distribución.

Luego de que se reduce el voltaje al lado de baja tensión del Transformador, en el patio de 13.8KV es donde se reparte la electricidad hacia cada una de las alimentadoras dependiendo de la

capacidad instalada en la subestación y de acuerdo a las cargas que se vaya alimentar, en el patio de 13.8 KV existirá una barra de transferencia la cual repartirá la electricidad a las distintas alimentadoras las cuales estarán gobernadas a través de un reconectador el cual permitirá que fluya normalmente la electricidad en condiciones normales de funcionamiento o de la misma forma cortara el paso de la electricidad en presencia de alguna anomalía en el sistema de distribución, a continuación se presentan equipos y dispositivos que se encuentran en el patio de 13.8 KV

2.1.3.1. Seccionador de aire principal

Los Seccionadores se consideran como dispositivos para conectar y desconectar partes de una instalación eléctrica, con la finalidad de efectuar maniobras de operación o para darles mantenimiento.

2.1.3.2. Pararrayos

Para proporcionar una protección apropiada, la instalación tiene que ser equipada de dos tipos de protecciones: una protección externa contra un impacto directo de un

movimiento del relámpago (barra del relámpago, sistema de la aire-terminación del alambre o sistema de la aire-terminación del acoplamiento), y una protección interna contra picos de voltaje produjeron por los movimientos del relámpago en la proximidad o en los conductores de la red eléctrica.

La protección externa e interna requiere un buen sistema de puesta a tierra al evacuar las corrientes del relámpago, e iguala la potencialidad dentro del sistema de tierra, del sistema de protección y de los circuitos eléctricos que se protegerán.

2.1.3.3. Reconectores de las alimentadoras

Por medio de los reconectores ubicados en la salida de cada alimentadora se permite conectar y desconectar circuitos de corriente alterna de la red de distribución eléctrica desde la subestación hacia la carga, que serian los distintos abonados.



Fig. 2.2 Reconector para Alimentadora

2.1.3.3.1. Especificaciones generales

Estos reconectores tienen las capacidades de Desconexión, Cierre, visualización de valores de protección, historial de fallas, mediciones de línea, alarmas y datos históricos.

2.1.3.3.2. Datos Técnicos

Los reconectores que se utilizaran en cada alimentadora dependerán de algunos valores de operación técnica estos son:

φ Voltaje al que se los haga operar, estos es (KV) máximo y mínimo.

φ La corriente de operación normal, la corriente de interrupción máxima. esta dada en (k Amp).

φ Dependerá también del medio aislante en su interior este puede ser aceite, gas SF6, etc.

A continuación se presenta un ejemplo de las características técnicas de un reconector utilizados en las subestaciones de EMELEC:

RECONECTOR	alimentadora
MEDIO AISLANTE	aceite
MARCA	cooper
TIPO	WE
KV max	14,4
BIL (KV)	110
Icontinua (A)	560
I interrupción max (KA)	10

Tabla 2.8 Características técnicas de un reconector

2.1.3.4. Cuchillas seccionadoras de las alimentadoras

Estas se encuentran instaladas en los pórticos del patio de 13.8 KV y sirven para conectar o desconectar las alimentadoras, con la finalidad de efectuar maniobras de

operación o mantenimiento a los equipos de reconexión de las alimentadoras.

Una característica de las cuchillas es que no pueden abrir un circuito con corriente.

2.1.3.5. Seccionadores de interconexión entre alimentadoras

Estas se encuentran en las estructuras de maniobras del patio de 13.8 KV, teniendo como función efectuar maniobras de operación o mantenimiento.

No pudiendo operar en presencia de corriente en el circuito.

2.1.3.6. Seccionador de interconexión entre barras principales

Estas se encuentran ubicadas a un extremo de las barras del patio de 13.8 KV, las mismas que se utilizan para realizar maniobras de operación o mantenimiento, siendo una de estas para transferir carga. Estos Seccionadores a diferencia de los disyuntores **no** se los debe operar con corriente en sus circuitos.

2.1.3.7. Conductores

Los conductores utilizados en el patio de 13.8 KV deben cumplir con los estandartes de diseño de la subestación ya que deben cumplir con los parámetros que influyen en la transmisión de electricidad, estos parámetros son resistencia, inductancia, capacidad y conductancia, por lo cual se utilizara distinto tipo de conductor de acuerdo al tipo de conexión que se este realizando, a continuación se presentan algunos tipos de conductores y su respectivo uso:

USADO PARA	TIPO DE CABLE
BARRA PRINCIPAL	1000 MCM Cu desnudo
BARRA TRANSFERENCIA	500 MCM Cu desnudo
PUENTES RECONECTADOR - CUCHILLA	500 MCM aislado 15 kV
ATERIZAMIENTO	4/0 AWG Cu desnudo

Tabla 2.9 Conductores utilizados en patio de 13.8 KV

2.1.3.8. Estructuras, aisladores y herrajes

El patio de 13.8 KV de acuerdo al diseño del tipo de subestación constara de sus estructuras, aisladores y herrajes.

Por lo general una subestación de nuestro medio constara de 3 pórticos de 6 a 7 metros de altura hecha de tubo de hierro de 6" de diámetro unidos entre si, sobre una base de hormigón armado de aproximadamente 10 x 6 m², sujetos con pernos de acero empotrados y con soportes para 4 niveles de barra, 3 seccionadores de interconexión, 1 seccionador principal.

Se encontrara también un pórtico adicional para el seccionador de interconexión de barras entre una subestación y otra este en el caso de tener dos subestaciones juntas..

A continuación se presenta los aisladores y herrajes que se encontraran en una subestación de este tipo:

<i>DESCRIPCION</i>
AISLADOR DE SUSPENSION 15 KV
AISLADOR PIN DE 15 KV
CAJA FUSIBLE 100 A - 15 KV
GRAPA TERMINAL 500 MCM
GRAPA TERMINAL 1000MCM
GRILLETE TIPO "T" 500 MCM
GRILLETE TIPO "T" 1000 MCM
GRILLETE TIPO PEN 4/0 - 1000 MCM
PERNO DE OJO 5/8"
TERMINALES TIPO TALON 250 MCM
TERMINALES TIPO TALON 250 MCM
TERMINALES DE 2 PERNOS 500 MCM

Tabla 2.10 Aisladores y herrajes utilizados en patio de 13.8 KV.

2.1.3.9. Transformadores de Potencial

Se utilizaran transformadores de acuerdo a la capacidad del voltaje que se va a tomar lecturas de potencial, es así que en esta subestación se utilizaran 2 unidades de transformadores de potencial estos se encontraran instalados de forma que se tome lectura tomando en consideración el procedimiento de recolección de información con dos transformadores de potencial, a continuación se dan a conocer algunas características técnica de los equipos de medición de voltaje por fases que por lo general se encuentran en las subestaciones de nuestro medio:

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

FASE	MARCA	TIPO	RELACION (70:1)	BIL (KV)	BURDEN
A	G.E	JVV	8400/120	110	1200
B					
C	G.E	JVV	8400/120	110	1200

Tabla 2.11 Características de un transformador de Potencial.

2.1.3.10. Banco de Capacitores desconectable

Los capacitores son utilizados para mejorar el factor de potencia generando potencia reactiva en el sistema en el

cual esta trabajando. Se forman bancos de capacitores con varios capacitores para cubrir la demanda necesaria esto es que a distintas horas del día el sistema necesita mayor cantidad de reactivos por lo cual se debe de tener bancos de capacitores desconectables ya que cuando el voltaje esta por debajo del normal este banco se debe conectar para suplir esta caída de tensión pero cuando este se normaliza o si el sistema detecta que el voltaje subió mas de lo normal el banco de capacitares se tiene que desconectar inmediatamente por lo cual se procede a desconectar el mismo.

A continuación se presentaran algunos datos técnicos de un banco de capacitores encontrados con frecuencia en las subestaciones de nuestro medio:

CAPACIDAD (KVAR)	COMPONENTES DEL BANCO	DATOS	FASES A/B/C
3 X 300	INTERRUPTORES EN ACEITE	MARCA	G.E
		TIPO	FKC-2
	CAPACITORES	MARCA	G.E
		TIPO	DIELEKTROL
	INTERRUPTOR DE TIEMPO	MARCA	FISHER PIERCE
		TIPO	56821 HJ-76A

Tabla 2.12 Características de un banco de Capacitores.

2.1.4. Equipos de Medición

En las diferentes subestaciones eléctricas de 69/13.8 KV de nuestro medio se realizan las mediciones de las siguientes magnitudes eléctricas, dependiendo del elemento de sistema de potencia que se trate:

ϕ Terminales de línea:

- Corriente en cada fase
- Voltaje en cada fase
- Potencia Activa
- Potencia Reactiva

ϕ Transformador (lado de entrega de energía)

- Corriente en cada fase
- Voltaje en cada fase
- Potencia Activa
- Potencia Reactiva
- Energía Activa
- Energía Reactiva

ϕ Barras

- Voltaje en cada fase

Para conocer el valor de estas magnitudes se utilizan medidores los mismos que tiene diferentes características de acuerdo al uso y a la ubicación que de los mismos, es así que por cada alimentadora de

la subestación se utilizará un equipo de medición el mismo que contara con una pantalla de lectura, así también deberá existir un medidor que recoja la lectura global de todas las alimentadoras en conjunto que existan en la subestación.

A continuación se presentan algunos de los medidores que existen en las subestaciones de nuestro medio:

MEDIDOR	SERVICIO	MARCA	TIPO	VOLTAJE	CLASE
QUANTUM	TOTALIZADOR	SCHLUMBERGER	ST-Q210	120	10
FULCRUM	ALIMENTADORA 1	SCHLUMBERGER	SQ400	120	20
FULCRUM	ALIMENTADORA 2	SCHLUMBERGER	SQ400	120	20

Tabla 2.13 Tipos de medidores para subestaciones.

Cada medidor esta instalado con una base socket clase 20 trifásica de 13 terminales y un switch de prueba de 9 terminales.

2.1.4.1. Banco de baterías

Elementos importantes para el funcionamiento del sistema de control y protección de los dispositivos de la subestación eléctrica es así que se necesita un voltaje de 48 voltios DC para lo cual se forma un banco de baterías ya que cada batería es de de 12 voltios por lo cual se necesitan 4 baterías, además se necesita un cargador de batería.

Se debe de realizar un constante chequeo del voltaje DC necesario para el funcionamiento de los dispositivos de control y protección ya que siempre tiene que estar marcando 48 voltios DC.

A continuación se presentan algunas características de cómo esta conformado el banco de baterías:

CARGADOR DE ABTERIAS						
MARCA	MODELO	ENTRADA AC			SALIDA DC	
		VOLTAJE	AMPERAJE	Hz	VOLTAJE	AMPERAJE
GNB	GG548S6	120	6,3	60	48	6

Tabla 2.14 Características del banco de baterías

2.1.5. Dispositivos de Protección y Control

De acuerdo al tipo de subestación y a los equipos que en ella se vayan a instalar dependerán los tipos de protección y control, puesto que hoy en día se trata de minimizar equipos de protección puesto que un solo equipo de protección y control cumple con varias funciones, puesto que antes se necesitaban varios equipos para realizar las mismas funciones. A continuación se presentan algunos de los dispositivos de protección y control que se pueden encontrar en la actualidad en las subestaciones de nuestro medio.

DESCRIPCION	MARCA	TIPO	CANTIDAD
RELE PARA PROTECCION DIFERENCIAL	ABB	TPU 2000R	1
RELE DE BAJA FRECUENCIA	NO HAY	-	-
PANEL DE ALARMAS	PANALARM	910DC48T	1
RELE LOCKOUT AUX.PROT.DIFERENCIAL	G.E.	HEA 61	1
RELE LOCKOUT AUX.FALTA DE VOLTAJE AC	G.E.	HEA 62	1
REGLETA DE 12 PUNTOS	G.E.	EB25L12	7
REGLETAS DE CORTO CIRCUITO	G.E.	EB27B065	2
BREAKERS 1P-20	G.E.	THQC	8
BREAKERS 2P-20	G.E.	THQC	9
BREAKERS 2P-40	G.E.	THQC	1
RELE AUXILIAR 12V DC PARA PTO			1
CONTACTOR CON TEMPORIZADOR	TELEMECANIQUE		1
FUSIBLES 200 Amp	S&C	SMD-1A	3

Tabla 2.15 Elementos de protección y control

2.1.5.1. Conductores de control

Los conductores que por lo general se encuentran en la subestaciones se los ha seleccionado en base a sus características de técnicas de fabricación cumpliendo los estándares de seguridad y confiabilidad.

A continuación se presentan algunos tipos de conductores utilizados en subestaciones de 69KV/13.8KV:

DESCRIPCION	TIPO AISLAMIENTO
CABLE CONCENTRICO Cu 4 #12 AWG	TW
CABLE CONCENTRICO Cu 8 #12 AWG	TW
CABLE CONCENTRICO Cu 2 #10 AWG	TW
CABLE CONCENTRICO Cu 3 # 6 AWG	TW
CABLE Cu # 16 AWG	TW
CABLE Cu # 12 AWG	TW
CABLE Cu # 8 AWG	TW

Tabla 2.16 Tipos de conductores para instalaciones de control.

2.1.6. Malla de tierra

La red tierra tiene la finalidad de limitar las tensiones de paso y de contacto que se presentan en una estación tanto en su área interna como en su contorno.

Cuando la red de tierra drena una corriente de falla se forma un campo eléctrico y en la superficie del terreno se presentan distintas tensiones entre distintos puntos. La obra eléctrica está construida sobre el suelo y en casos de fallas la corriente es drenada al suelo conductor. Se forma un campo de corrientes y de superficies equipotenciales.

Consideramos que el suelo es un medio de resistencia constante, relativamente elevada respecto de los metales.

Por lo general en nuestro medio se utilizan varillas de cobre de 5/8"x8" para puesta a tierra y conductor desnudo # 4/0 AWG.

2.2. Operación y control por parte del personal de la subestación

En el sistema de distribución se usan reconectores que están programados para realizar 2 aperturas por fallas continuas y luego quedar abiertos. La primera reconexión automática la realiza luego de 15 segundos de la apertura y si la falla persiste se abre por segunda ocasión y queda desconectado.

Siempre antes de iniciar un trabajo con líneas energizadas se debe desconectar el mecanismo de reconexión automática del reconector correspondiente a la alimentadora en la cual se va a realizar el trabajo como medida de seguridad y prevención ante la posibilidad de una falla interna o externa que pueda poner en peligro a los linieros.

2.2.1. Actividades que realizan los operadores en la subestación.

Los operadores de las subestaciones cumplen las funciones de llevar un control de los eventos ocurridos durante las 24 horas del día todos los días del año, llevando un completo registro de lecturas tomadas de los equipos de medición y control que poseen las subestaciones.

Los operadores que por lo general son 2 practicamente viven en la subestación, los mismos que deben estar en comunicación todo el tiempo con el departamento de distribución de la empresa aún más

cuando haya sucedido algún evento en la subestación o en cualquier punto de la red de distribución que sale de la alimentadora de dicha subestación.

El operador de la subestación se encarga de vigilar la seguridad e integridad de los predios de la subestación, así como también esta pendiente de los mantenimientos que se tengan que realizar a la subestación con la finalidad de prevenir accidentes o fallas en la operación de la misma.

2.2.2. Experiencias que se realizan en la subestación.

El personal de la subestación tiene la obligación de siempre estar atento a las actividades que se presenten, estas pueden ser intempestivas o programadas ya sea por presencia de falla en el sistema de distribución o por mantenimiento, del mismo puesto que las operaciones que realiza el personal técnico de distribución dependen en su totalidad de las maniobras que se realizan en las subestaciones por parte de los operadores. Es así que a continuación se presentan algunos casos donde el trabajo en equipo juega un papel muy importante en la estabilidad y eficiencia del sistema de distribución.

Para proceder a la *reparación* de los elementos que conforman el sistema de distribución tiene que existir una comunicación directa entre el Ingeniero de operaciones, el personal de la subestación y el personal de linderos que vayan a realizar la operación por cuanto antes de proceder a la reparación se tiene que desconectar el mecanismo de recierre automático en el reconectador correspondiente en la subestación.

A continuación se presentan algunas de las experiencias realizadas en la cual cuentan con el apoyo del personal de la subestación:

- ❖ Cambio de crucetas centrada y volada sencilla
- ❖ Cambio de crucetas centrada y volada sencilla con el método de la cruceta auxiliar del carro canasta
- ❖ Cambio de crucetas centradas dobles y voladas dobles con cortes
- ❖ Cambio de puentes
- ❖ Cambio de cajas portafusibles
- ❖ Instalación de interruptores y cuchillas
- ❖ Reparación de líneas dañadas
- ❖ Cambio de postes deteriorados o chocados.

CAPITULO 3

3. AUTOMATIZACION DE UNA SUBESTACION

El desarrollo de la tecnología digital y las comunicaciones en los últimos años, ha llevado a un proceso de modernización y automatización de las instalaciones eléctricas, comenzando por las de mayor costo (subestaciones de transmisión, plantas de generación), en las que el monto global de la inversión permitía, como un costo marginal, la implementación de costosos equipamientos para la recogida y análisis de datos, o ejecución de secuencias automáticas que facilitaran la operación del sistema.

Actualmente se demuestra que es posible conseguir no sólo una solución homogénea a toda la problemática de la automatización de las subestaciones, sino que es posible exportar estas soluciones a los niveles más bajos de tensión utilizados por las compañías distribuidoras y obtener ventajas económicas si hacemos la comparación contra las soluciones tradicionales.

Una de las ventajas mayores de este tipo de concepción es que permite diseñar el sistema de manera distribuida, concepto que hace que a la hora del diseño se afronten los problemas de forma separada, y permite también diseñar, para cada posición, una solución integrada, lo que supone un gran ahorro en el importe total del proyecto, por cuanto los propios equipos de protección, de control y de

medición de la posición eléctrica realizan las funciones de recogida de datos, operación, y en algunos casos realización de funciones automáticas, con lo que la inversión adicional se reduce a una red de comunicaciones en la propia instalación.

Esto permite que sea económicamente rentable aplicar este tipo de soluciones en subestaciones de distribución de Media Tensión, y Centros de Transformación de Baja Tensión.

3.1. Análisis del proyecto

La fiabilidad de las Redes de Distribución Eléctricas Radiales es un aspecto de suma importancia cuando se habla de calidad y eficiencia de los sistemas de suministro eléctrico a los consumidores.

La instalación en las redes de distribución de consumidores que utilizan sistemas y equipos con tecnología cada vez más avanzada requiere que el servicio que se ofrece a través de ellas sea siempre más fiable.

Las fallas en los circuitos de distribución tienen un costo elevado no solo para los consumidores sino también para las Empresas donde se traducen en:

- Costo de mantenimiento
- Reducción de la facturación
- Multas

- Costo social
- Imagen de la Empresa Eléctrica

La estadística mundial indica que el costo del kilovatio – hora no distribuido es elevado y el costo del mantenimiento se debe principalmente a:

- Tiempo de localización de la falla
- Personal de mantenimiento
- Equipos de mantenimiento
- Piezas de repuesto
- Tiempo del mantenimiento mismo

Debido a esto es necesario analizar e implementar variantes que sean factibles económicamente y que respondan a las especificaciones técnicas del sistema de distribución, en este caso de las subestaciones de 69/13.8 KV, para poder brindar un servicio con calidad a los consumidores. Siguiendo esta línea.

3.1.1. Definición

La automatización de subestaciones se basa principalmente en la integración de los equipos, el manejo de la energía, las protecciones, el control y la medición de los parámetros eléctricos de la S/E.

3.1.2. Requerimientos

La implementación a base de dispositivos y equipos de potencia modernos los mismos que permiten monitorear, controlar y realizar acciones de maniobra automáticamente, todo esto pudiéndolo realizar de manera local o remota.

En la subestación se puede llevar un control de los eventos y circunstancias que ocurren durante el tiempo que esta en funcionamiento la subestación facilitando la operación del personal de distribución con la finalidad de reducir tiempo de reposición del fluido eléctrico y aumentando la eficiencia de la empresa distribuidora, la cual se vera reflejada en el costo económico de mantenimiento y operación del sistema de distribución eléctrico.

Una de las partes principales del proyecto de automatización es la implementación de un sistema SCADA puesto que será de gran ayuda para la integración de varias subestaciones facilitando posteriormente el control y visualización de los equipos de cada una de las subestaciones que pertenezcan al sistema de distribución de la empresa distribuidora.

La automatización de una subestación presenta requerimientos los cuales se enfocan en tres puntos que son:

Posición

Requiere de dispositivos y equipos que se encuentran ubicados en distintos puntos de la subestación los cuales se encargan de realizar monitoreo, recolección de información de cada uno de los equipos que conforman los patios de 69 KV y 13.8 KV que tienen varias funciones como son; medida directa de los parámetros de entradas y salidas de la S/E, localización de fallas, recogida de información (eventos, fallas, oscilografía), control y mando de la posición (interruptor), automatismos (recierre), etc.

Estos dispositivos son la base de la automatización puesto que los equipos de la subestación en su mayoría son digitales y sus controles son automáticos facilitando la operación y monitoreo de la subestación.

Unidad Central de S/E

Se requiere de un equipo central recoge toda la información de los dispositivos de protección y control para enviarla a un Sistema SCADA externo, y para la ejecución de secuencias automáticas (entrada de líneas de reserva, aislamiento de tramos en falla, anomalía de líneas por sobrecarga de transformadores, etc.).

Estos equipos además permiten la configuración de los automatismos, ejecución de mandos del SCADA, y de los dispositivos de control y protección a través de un interfaz local o remoto que realice supervisión y recogida de datos.

Comunicaciones

Entre los dispositivos de protección y control con la Unidad Comunicaciones de la subestación se podría utilizar varios tipos de conexión así pueden ser a través de cable con características especiales o fibra óptica. La comunicación remota con el SCADA o hacia las unidades de corte y seccionamiento se puede realizar por Radio frecuencia, Línea Telefónica específica, Red Telefónica Conmutada, telefonía celular, etc. Estos dependiendo la distancia entre los dispositivos que se vayan a instalar.

3.2. Propuesta de Automatización

Al presentar una propuesta de automatización se deben de tomar en consideración varios factores así como:

φ El tamaño de la subestación.

φ Tipos de equipos que se encuentran en ella ya instalados actualmente puesto que los mismos se los pueden actualizar o colocar otros de mejor tecnología en su lugar.

φ Muchos de los equipos de protección y control hoy en día son digitales los mismos que su arquitectura de funcionamiento permite la fácil instalación e integración de los mismos al realizar las conexiones con el sistema de recolección de datos.

Tomando en cuenta las condiciones anteriores de que se va a implementar una subestación por completo.

3.2.1. Arquitectura del sistema

La arquitectura en un sistema de automatización juega un papel muy importante ya que hoy en día existen muchos equipos en el mercado y de diferentes marcas por lo que es necesario trabajar con un sistema abierto, esto es que se puede implementar el sistema de automatización de la subestación con equipos de diferentes marcas pero que cumplan con las características deseadas de funcionamiento basándose principalmente en su funcionalidad y economía.

La arquitectura del sistema que se presenta a continuación se basa en la necesidad de implementación de nuestro medio:

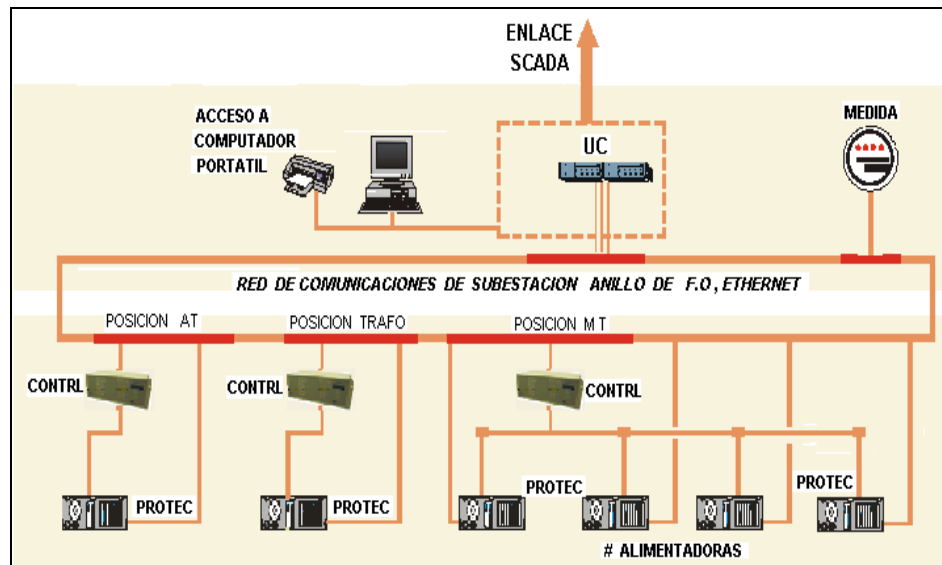


Fig.3.1 Esquema de automatización de la subestación

EQUIPOS DE PROTECCION Y CONTROL

Se requieren de equipos completamente automáticos con la finalidad de ser controlados desde un centro de monitoreo y control, siendo estos equipos los más importantes ya que ellos son el principal soporte de la automatización de una subestación debiendo ser estos los siguientes:

- Interruptor principal de alimentación de la subestación al nivel de voltaje de 69 KV.
- Reconectores para cada una de las alimentadoras que posee la subestación al nivel de voltaje de 13.8KV.

Estos equipos tienen características propias dependiendo el tamaño y el tipo de subestación que se está implementando.

DISPOSITIVOS ELECTRONICOS

Llamados también Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI's) los mismos que se encargan de realizar las funciones de protección, medida directa de los parámetros de la Red, localización de fallas, recogida de información (eventos, fallas, oscilografía), control y mando en lo que se refiere a la operación del Interruptor principal de alimentación en la subestación, así como también en lo Reconectores, Transformador y demás dispositivos de la subestación estos siendo de operación automática.

Cada (DEI) dispone únicamente de las funciones requeridas para la posición, es decir para los equipos que se le están conectando a el.

Muchos de los equipos que se fabrican hoy en día son muy completos y compactos es decir que ya vienen incluidos en su hardware equipos de protección, control y comunicación lo cual facilita la instalación y además produce un ahorro tanto económico como de espacio físico en la subestación.

La integración de funciones en los DEI's de posición, ya que incorporan todas las funciones descritas anteriormente reduciendo

el costo de las celdas, al eliminarse pulsadores, relés, temporizadores, cableado, convertidores de medida, etc.

UNIDAD CENTRAL DE COMUNICACIONES

La Unidad Central será la encargada de recoger toda la información de los DEI's de posición para enviarla a un Sistema SCADA externo.

La Unidad Central de Información soporta la configuración de los automatismos, la ejecución de mandos del SCADA, y la monitorización, mando y parámetros de los DEI's a través de un interfaz local o remoto que realice supervisión y recogida de datos.

La Unidad Central de Subestación permite integrar la información de reconectores y órganos de corte dependientes de la subestación y situados fuera de ella, de forma que en la base de datos propia de la subestación pueden intervenir señales recogidas remotamente en dichos equipos, con lo que eventualmente es posible diseñar secuencias automáticas que involucren a estos nodos "remotos".

DIFERENTES CAPACIDADES DE COMUNICACIÓN

En lo que se refiere a la comunicación entre los DEI's locales y la Unidad Central se recomienda la utilización de una red de fibra

óptica esta permitiendo que no exista colisión en el envío de información de cada uno de los dispositivos de la subestación.

Adicionalmente la fibra óptica ofrece un aislamiento eléctrico entre todos los equipos del sistema.

La comunicación remota con el SCADA o hacia las unidades de corte y seccionamiento se puede realizar por radio, Línea Telefónica Dedicada, Red Telefónica Conmutada, telefonía celular, etc.

Dependiendo de la situación geográfica de los elementos externos, se podría extender esta red de fibra óptica hacia dichos elementos, o utilizar otro tipo de medio como podría ser la radio, o equipos de telefonía celular.

3.3. Elementos que conforman el sistema de automatización

Los elementos que conformaran el sistema de automatización de la subestación constaran de sistemas inteligentes de protección, control, como también jugara un papel muy importante el tipo de comunicación que ellos utilicen ya que estos incidirán en la rapidez y eficiencia del sistema de operación en conjunto.

Los elementos que se vayan a utilizar en la subestación deben cumplir con las normas estándares de operación y seguridad dictadas por los organismos y entes reguladores del sistema eléctrico.

Los equipos que se utilizaran en la subestación para la automatización deberán cumplir con las características de operación normal y márgenes de seguridad tomando en consideración: voltaje, corriente, frecuencia, y capacidad del Transformador de poder de la subestación.

3.3.1. Protección y control

En lo que concierne a los equipos de protección y control un sistema automatizado debe contar con:

- DEI's: (dispositivos electrónicos inteligentes de Protección y Control)
- Unidad Central de Subestación.
- Interruptores y reconectores automáticos

DEI's: (dispositivos electrónicos inteligentes)

El sistema deberá integrar equipos de protección de diferentes fabricantes de acuerdo a los requerimientos del cliente, las comunicaciones en tiempo real se deben realizar a través de red Ethernet, conductor serial o fibra óptica con la funcionalidad del

SCADA implementado en la subestación para labores de mantenimiento, configuración y transmisión de ficheros de oscilografía. Estos dispositivos deberán estar conectados con los equipos del lado de Alta tensión, la unidad de transformación, y con los equipos de Media Tensión.

La operación de estos dispositivos electrónicos de Protecciones se basan en funciones de: relés de protección como son del tipo: 50/51, 50/51N, 50/51NS, 67, 67N, 46, 27, 59, etc. Dependiendo de las necesidades de la posición.

Este equipo deberá ser capaz de recoger, almacenar y datar eventos, oscilogramas y de elaborar informes. Adicionalmente este DEI permitirá la operación del interruptor desde el propio equipo y será capaz de reportar toda su información (señalización y medida) a través de la red de comunicaciones.

Unidad Central de Subestación.

Esta unidad realiza la recogida de datos de los DEI's y los envía al centro de control remoto a través de comunicación telefónica fija, celular o radio. Adicionalmente distribuirá los mandos recibidos desde el centro de control a los IED'S correspondiente. Esta unidad debe disponer de un display gráfico que permite la visualización de alarmas propias del centro de distribución.

La disponibilidad en esta unidad de toda la información de la subestación le permite realizar algunas secuencias automáticas.

INTERRUPTORES Y RECONECTADORES AUTOMATICOS

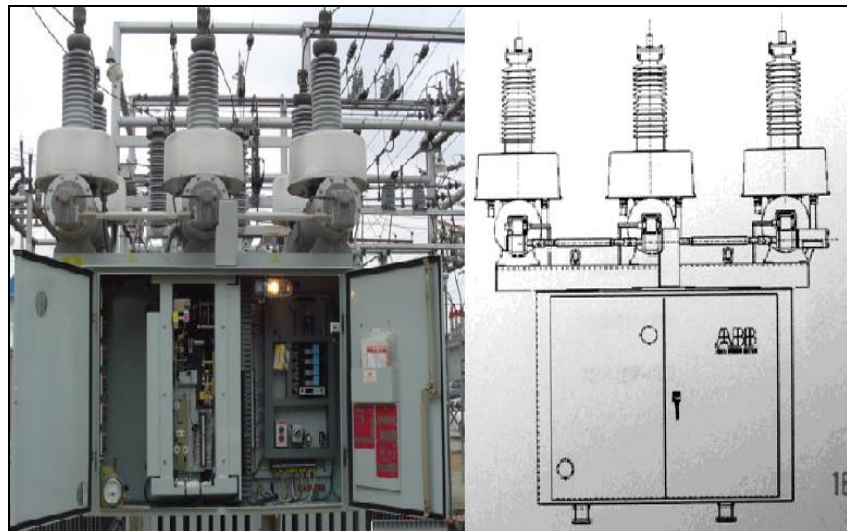


Fig. 3.2 Interruptor en gas SF6 (GCB)

Los interruptores automáticos - reconectores poseen las prestaciones de los reconectores tradicionales, más un diseño actualizado para optimizar y facilitar la comunicación, la automatización, el control remoto y la supervisión, previendo las actuales y futuras demandas.

Las distribuidoras de energía, están cada vez más exigidas con la calidad del servicio, la eficiencia y reducción de costos para conseguir una mejor rentabilidad de servicio y un mayor retorno

sobre la inversión del capital en redes de distribución. En la actualidad los usuarios, exigen menores interrupciones intempestivas y tarifas cada vez más reducidas.

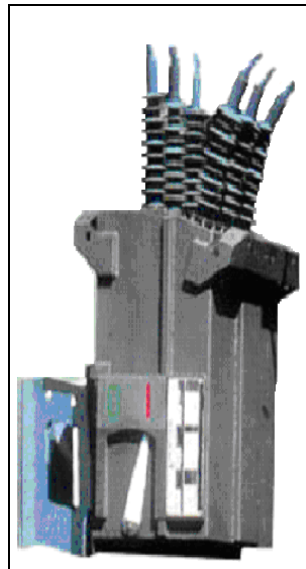


Fig. 3.3 Reconectador Automático para Alimentadoras

Con su instalación se reducirán los costos operativos y aumentarán las utilidades de las concesionarias.

En la actualidad las mismas empresas que fabrican los reconectores tradicionales se han preocupado en realizar modificaciones en su equipo permitido su modernización mediante la actualización de controles y tarjetas de comunicaciones modernas que se exigen para la operación automática y remota de estos equipos.

3.3.2. Operación y mando

La operación del sistema se basará en la comunicación de cada dispositivo de protección y control los mismos que deben estar en comunicación todo el tiempo ya que al presentarse algún problema en el sistema este tiene que dar conocimiento de lo sucedido al centro de control para así poder tener conocimiento de lo sucedido o de los problemas presentados en el sistema para a continuación proceder a realizar las acciones requeridas para normalizar el sistema.

La función de este sistema de comunicación y manejo de información es el de permitir visualizar en tiempo real los valores y eventos ocurridos dentro del perímetro de la subestación.

En Alta Tensión:

Los interruptores permiten controlar el paso de la corriente de alimentación de las tres fases hacia el transformador de potencia de la subestación los mismos que poseen mecanismos de medición y control por lo cual se puede conocer los valores de voltaje, corriente, factor de potencia, potencias, etc. Estos valores deberán ser

visualizados y almacenados en el dispositivo de protección y control, estos dispositivos al estar conectados con la unidad central de la subestación recogerá todos los eventos y señales de todos los equipos de la subestación, de esta manera pudiendo conocer lo ocurrido en caso de algún tipo de falla u operación anormal del interruptor.

En el transformador:

Mediante los dispositivos de medición, control y protección que se encuentran conectados al transformador se pueden recolectar información en tiempo real de las características de funcionamiento como son:

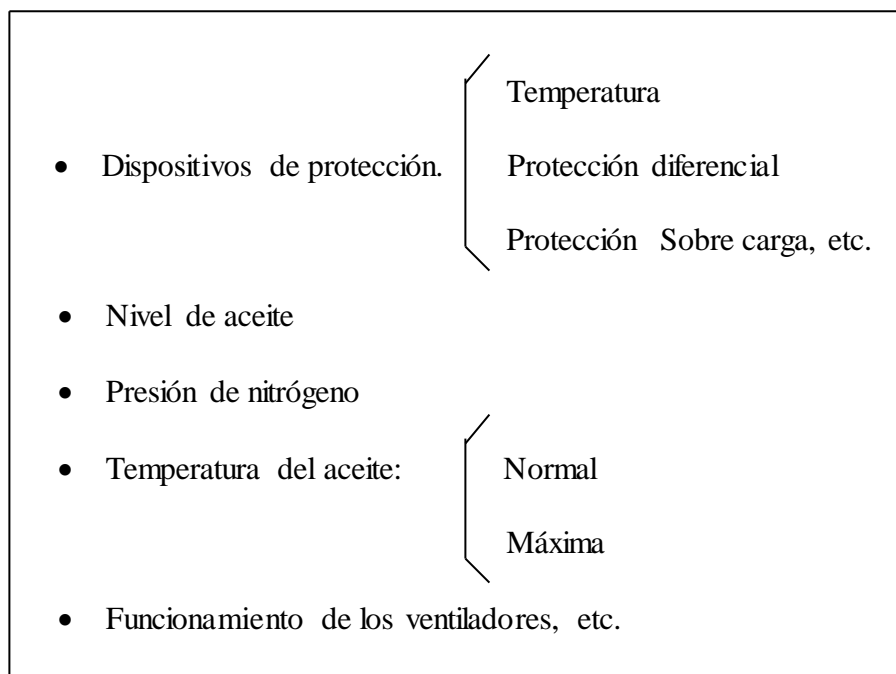


Tabla 3.1 Protección y Control del Transformador de Potencia

En la actualidad los transformadores de poder ya tienen dispositivos inteligentes conectados a él por cuanto desde un centro de control o desde el cuarto de controles de la subestación se pueden conocer todos estos valores, o en el caso que sean transformadores de fabricación anterior se puede realizar mejoras a las conexiones adaptando al equipo a condiciones actuales de adquisición de información transformando señales digitales para que sean compatibles con sistemas de automatización.

En alimentadoras:

En el patio de 13.8 KV encontramos los reconectores los mismos que permiten la conexión entre la salida de baja tensión del transformador con cada una de las alimentadoras del sistema de distribución.

En tanto para que la automatización de la subestación de éxito, los reconectores deben tener dispositivos automáticos de protección y control por medio de los cuales se pueda llevar un registro por fases tanto de voltaje, corriente y demás eventos que se puedan dar en el sistema, existiendo la posibilidad de controlar la conexión y desconexión de la alimentadora.

En el caso de fallas ocurridas en algún punto de la alimentadora fuera de la subestación se tenga la posibilidad de conocer de forma remota los valores en tiempo real , ya que en la consola de control del reconectador se detectaría anomalías en los valores censados por los dispositivos de control, de esta manera el personal de distribución tenga una mayor cantidad de información para detectar el daño en un menor tiempo permitiendo que se realicen las debidas reparaciones y minimizando el tiempo de interrupción del fluido eléctrico.

3.4. Recolección y manejo de información

Los dispositivos de protección y control deberán ser capaces de recoger, almacenar y datar eventos, oscilogramas, y de elaborar informes.

Los Dispositivos Electrónicos Inteligentes deberán permitir la operación del interruptor desde el propio equipo y será capaz de reportar toda su información (señalización y medida) a través de la red de comunicaciones.

La Unidad Central de Subestación realiza la recogida de datos de los DEI's y los envía al centro de control remoto a través de comunicación telefónica fija, celular o radio. Esta unidad dispondrá además de un display gráfico que permita la visualización de alarmas propias del centro de distribución.

La disponibilidad en esta unidad de toda la información de la subestación le permite realizar algunas secuencias automáticas como la transferencia de alimentadores.

Las comunicaciones en fibra óptica propuesta bajo una configuración esclavo servidor, utilizando distribuidores ópticos para simplificar el tendido. Adicionalmente la fibra óptica ofrece un aislamiento eléctrico entre todos los equipos del sistema.

Con este sistema se consiguen las siguientes ventajas:

- La disponibilidad de toda la información generada en la subestación tanto de control como de protecciones.

En este punto es importante elegir un protocolo de comunicaciones local que permita la transmisión tanto de mensajes de control como de protecciones, así como la sincronización horaria, con el objeto de utilizar una única red de comunicaciones y optimizar la instalación.

- En lo que se refiere al mando remoto sobre cualquiera de los interruptores o elementos con mando eléctrico de la subestación se lo realizara desde el centro de control.
- Básicamente la recolección de la información se la realizara por parte de la unidad central a través de los medios ya descritos y en base a los lenguajes de programación que maneja el Software de los dispositivos de protección y control.

➤ Los dispositivos electrónicos inteligentes se conectan con la unidad central de la subestación a través de cables de fibra óptica, Ethernet.

De esta manera existiendo la posibilidad de realizar secuencias automáticas que faciliten la operación del sistema facilitando la comunicación de forma remota con reconectores y órganos de corte alimentados por dicha subestación, integrando estos equipos al sistema, tanto a nivel informativo como operativo.

Todos los eventos ocurridos se almacenarán en bancos de memoria con la finalidad de tener un soporte técnico y estadístico del funcionamiento del sistema.

3.5. Integración de las subestaciones

La integración de subestaciones permite monitorear y tomar decisiones desde un centro de control a todas las subestaciones encontradas en distintos puntos del área concesionada por la empresa distribuidora de electricidad, para ello se debe contar con un sistema de recolección y almacenamiento de información, el mismo que debe tener una arquitectura muy fuerte por cuanto la mayor sea el número de subestaciones mayor será la cantidad de información ingresada al sistema.

La base de una integración se basaría en el medio que se utilizaría para la recolección de información, para ello se debería utilizar un SCADA el

mismo que ayudaría a mejorar la operación del sistema en conjunto de todas las subestaciones.

3.5.1. Medios de comunicación

En lo que se refiere a medios de comunicación dentro y fuera de las subestaciones se recomiendan los siguientes aspectos:

Dentro de la subestación: para conectar los equipos y dispositivos de control y protección en la subestación se utilizarían distintos tipos de conexión entre ellos y la unidad central de la subestación la cual se encarga de recoger la información y enviarla al centro de control por lo cual hoy en día los equipos que encontramos en el mercado eléctrico cuentan con varios tipos de puertos de conexión dando la opción de elegir el tipo de conexión que la subestación requiera, esta basándose muchas de las veces en el costo económico que ellas representan, a continuación presentamos algunas de ellas:

- Conductores comunes de red
- Conductor de fibra óptica

Se recomienda la utilización de fibra óptica basado en la conexión de Ethernet, ya que permitiría una mayor solidez en el enlace entre los equipos y dispositivos de control como también una mayor

seguridad en las instalaciones disminuyendo el riesgo de sufrir fallas en el sistema u operación de los mismos.

Fuera de la subestación: para integrar la subestación a un sistema de recolección, control y manejo de la información proveniente de la subestación la comunicación entre esta y el centro de control ubicado en un sitio distante se tiene varias opciones así se expone a continuación algunas de ellas:

- Conexión por modem a través de telefonía común o celular
- Conexión por fibra óptica
- Conexión por ondas de radio frecuencia.

En nuestro medio para realizar la integración de subestaciones y llevar un control de cada una de ellas desde un centro de control el cual esta ubicado en un lugar distante se tiene que buscar lo mas conveniente posible desde el punto de vista técnico y económico, analizando las opciones que se presentan tomando siempre en cuenta la seguridad del sistema y la eficiencia al 100 %.

3.6. Confiabilidad del sistema.

La confiabilidad se basa en el funcionamiento correcto y eficiente del sistema de comunicaciones que se utilice en la recolección de la información

desde cada una de las subestaciones hacia el centro de control del departamento de distribución siendo este el pilar fundamental del proyecto.

La confiabilidad se basa también en los equipos que se encuentran instalados en la subestación operando de manera que el suministro de electricidad permanezca estable sin afectar la demanda de los usuarios ante la contingencia de uno de los circuitos de media o baja tensión.

El sistema de distribución también debe permanecer estable ante la contingencia de los circuitos de una línea de transmisión que ocupen la misma torre.

Para estos casos la Empresa Distribuidora podrá implementar esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia con el objeto de preservar la estabilidad.

El sistema de distribución debe permanecer estable ante la salida de la unidad de mayor capacidad que tenga en su sistema,

También debe de existir un plan de contingencia puesto que fallen las comunicaciones entre la subestación y el centro de control aquí es de gran ayuda la operación desde los controles instalados en la subestación.

CAPITULO 4

4. AUTOMATIZACION DE LA SUBESTACION MAPASINGUE

En el presente proyecto de tesis se exponen soluciones para la automatización de una subestación, estos conocimientos se aplicaran en la subestación MAPASINGUE, la cual esta equipada con 2 Transformadores de Potencia y está dividida en MAPASINGUE 1 Y MAPASINGUE 2, que son parte de las subestaciones del sistema de distribución de Guayaquil, de cuya operación, distribución y comercialización se ha encargado la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc, hoy en día CORPORACION PARA LA ADMINISTRACION TEMPORAL ELECTRICA DE GUAYAQUIL. El sistema eléctrico se encuentra constituido en la actualidad por 7 puntos de entrega de energía a 69 KV del Mercado Eléctrico Mayorista, se tiene una red de subtransmisión de 69 KV, esta red sirve a las subestaciones de transformación reductoras.

De las barras de las subestaciones parten las diferentes alimentadoras, las cuales llevan el fluido eléctrico a las diferentes zonas de carga preestablecidas, estas alimentadoras por lo general son trifásicas y se las denomina alimentadoras principales o troncales; de estas alimentadoras principales parten derivaciones o ramales que a su vez pueden ser trifásicos, bifásicos y monofásicos. Además de estos mismos ramales trifásicos y bifásicos pueden partir sub-ramales bifásicos y monofásicos, respectivamente.

Toda alimentadora, ramal o sub-ramal, tienen elementos de protección para sobrecorriente que puedan ocurrir en el sistema, entre los elementos de protección se puede nombrar a los seccionadores, reconectores, fusibles, los cuales son utilizados para proteger el sistema de posibles sobre corrientes.

En la actualidad existen varios equipos los cuales son intercalados en el sistema de distribución de acuerdo a las necesidades técnicas que se presenten.

En los puntos de interconexión hay instalados interruptores por medio de un manubrio instalado en la parte posterior de los postes y equipados con rompe carga para la operación bajo carga, estos son operados bajo condiciones de emergencia, normalmente se encuentran en la posición de abierto.

Para el seccionamiento hay cuchillas seccionadoras las cuales son interruptores, mono-polares que operan por separada y únicamente se realiza esta operación en frío (con la alimentadora abierta).

4.1. Características generales

La subestación Mapasingue se subdivide en dos subestaciones por cuanto en el patio de la subestación se encuentran dos Transformadores de potencia, esta subestación pertenece a las subestaciones que se encuentran operando en la actualidad en la red de distribución de Guayaquil,

Una de las características de esta subestación es que en el patio de 69KV se puede diferenciar de entre las dos subestaciones que, Mapasingue 1 posee un

interruptor de Gas SF6 (GCB) y Mapasingue 2 no cuenta con interruptor ya que en lugar de ello posee portafusibles-fusibles.

Esta subestación sirve entregando electricidad a uno de los sectores de la ciudad puesto en su carga encontramos cargas industriales, comerciales y domiciliarias predominando la carga industrial, esta subestación cuenta con 7 alimentadoras que se distribuyen en distintas direcciones en el sector.

A continuación se presenta un detalle de los equipos, dispositivos de protección y control que se encuentran instalados en las dos subestaciones:

Mapasingue 1: Transformador ABB de 18/24 MVA (OA/FA)

Posee 3 Alimentadoras

Mapasingue 2: Transformador TOSHIBA de 18/24 MVA (OA /FA)

Posee 4 Alimentadoras

SUBESTACION	UBICACIÓN	Año de construcción	Area (m2) Terreno
Mapasingue 1	Prosperina Av.9na y calle 3ra.ESQ.N:O	1977	945,12
Mapasingue 2	Prosperina Av.9na y calle 3ra.ESQ.N:O	1996	945,12

Tabla 4.1 Datos generales Subestación Mapasingue

Esta subestación cuenta con cerramiento perimetral de bloque y malla metálica con 2 puertas metálicas de malla abatibles para acceso vehicular, cuenta también con una vivienda del guardián operador la cual esta diseñada con los servicios básicos necesarios, así como también de un cuarto de controles.

PATIO 69 KV



Fig. 4.1 Patio de Subestación de 69 KV

En la subestación Mapasingue 1 como en Mapasingue 2 encontramos las estructuras cuyos pórticos constan de 2 torres de 10.58m de alto, separadas 6m y unidas con bandejas horizontales para soportar 1 seccionador de 69 KV, aisladores pararrayos y portafusibles, comparten una torre entre las dos subestaciones.

Las torres descansan sobre bases de hormigón armado, sujetas con pernos de acero empotrados.



Fig. 4.2 Aisladores y Herrajes en patio de 69 KV

DESCRIPCION	CANTIDAD
AISLADORES 69 KV TIPO POSTE PARA ESTRUCTURA TANGENTE	3
AISLADORES 69 KV TIPO POSTE PARA ESTRUCTURA TANGENTE	3
TERMINAL TIPO TALON 4/0 Cu	18

Tabla 4.2 Aisladores y Herrajes en patio de 69 KV de Mapasingue1

DESCRIPCION	CANTIDAD
AISLADORES 69 KV TIPO POSTE PARA ESTRUCTURA TANGENTE	11
TERMINAL TIPO TALON 4/0 Cu	12

Tabla 4.3 Aisladores y HERRAJES en patio de 69 KV de Mapasingue2

SECCIONADOR DE AIRE CON CUCHILLAS DE TIERRA



Figura 4.3 Seccionador de aire con cuchillas de tierra

Este no siendo necesario la automatización por cuanto estos se opera manualmente en caso de mantenimiento de la subestación o de algún tipo de maniobra.

MARCA	TIPO	KV max	BIL (KV)	I_{CONTINUA} (A)	I_{INST} (KA)
MEMCO	EAB	69	350	600	40

Tabla 4.4 Características del Seccionador de aire con cuchillas de tierra en Mapasingue 1.

MARCA	TIPO	KV max	BIL (KV)	I_{CONTINUA} (A)	I_{INST} (KA)
ABB	TTR-8	72.5	350	600	40

Tabla 4.5 Características del Seccionador de aire con cuchillas de tierra en Mapasingue 2.

PORTA FUSIBLES – FUSIBLES:



Fig. 4.4 Porta Fusibles – Fusibles

Mapasingue 2: esta subestación no posee un interruptor en gas SF6, por lo que posee fusibles.

MARCA	TIPO FUSIBLE	FUSBLE (AMP)
S□&C	SMD-1A	200

Tabla. 4.6 Características de fusibles en patio de 69KV

INTERRUPTOR EN GAS SF6 (GCB)



Fig. 4.5 Interruptor en gas SF6 (GCB) de Mapasingue 1

Las características de diseño y operación de este interruptor permiten que se opere automáticamente, puesto que el diseño del mismo da la posibilidad de que se conecte a un sistema de recolección y adquisición de datos.

MARCA	TIPO	# SERIE	BIL (KV)	I _{CONTINUA} (A)	KV max	I _{interrup max} (KA)	AÑO FAB.
ABB	72PM 40-12	B000984-01	350	1200	72,5	40	1999

Tabla 4.7 Características de Interruptor en gas SF6 (GCB) de

Mapasingue 1.

TRANSFORMADOR DE PODER



Fig. 4.6 Transformador de poder marca TOSHIBA 67/13.8Y KV

MARCA	(MVA) OA/FA	No. de Serie	IMPED. Z(%)	VOLUMEN ACEITE (LITROS)
ABB	18/24	ZBW3166- 001T	7,56	12691

PESO (lbs) TOTAL	LTC: 32 pos ±10%		AÑO FABRIC
	MARCA	TIPO	
91982	ABB	UZFRN	1997

Tabla 4.8 Características del Transformador de Potencia de Mapasingue 1

MARCA	(MVA) OA/FA	No. de Serie	IMPED. Z(%)	VOLUMEN ACEITE (LITROS)
TOSHIBA	18/24	A91-026	7,1	9900

PESO (lbs) TOTAL	LTC: 32 pos $\pm 10\%$		AÑO FABRIC
	MARCA	TIPO	
89100	ABB	UZFRN	1991

Tabla 4.9 Características del Transformador de Potencia de Mapasingue 2

PATIO 13.8 KV



Fig.4.7 Patio de 13.8 KV

SECCIONADOR DE AIRE PRINCIPAL



Fig. 4.8 Seccionador de aire principal en patio de 13.8 KV

Este no siendo necesaria la automatización por cuanto estos se operan manualmente en caso de mantenimiento de la subestación o de algún tipo de maniobra.

MARCA	TIPO	KV max	BIL (KV)	I_{CONTINUA} (A)	I_{INST} (KA)
G&W	MK-40	15,5	110	1200	61

Tabla 4.10 Características del Seccionador de aire de Mapasingue1

MARCA	TIPO	KV max	BIL (KV)	I_{CONTINUA} (A)	I_{INST} (KA)
G&W	MK-40	15,5	110	1200	61

Tabla 4.11 Características del Seccionador de aire de Mapasingue2

RECONECTADOR DE UNA ALIMENTADORA



Fig. 4.9 Reconectador de alimentadora

ALIMENTADORA	# SERIE	MEDIO AISLAN	MARCA	TIPO	KV max	BIL (KV)	I CONTINUA (A)	I interrup max (KA)	AÑO FAB.
MAPASINGUE 3	15089	ACITE	COOPER McGRAW EDISON	WE	14,4	110	560	10	1997
MAPASINGUE 4	15092	ACITE			14,4	110	560	10	1996
MAPASINGUE 7	16442	ACITE			14,4	110	560	10	1998

Tabla 4.12 Características de los reconectores de Mapasingue 1

ALIMENTADORA	# SERIE	MEDIO AISLANTE	MARCA	TIPO	KV max	BIL (KV)	I CONTINUA (A)	I interrup max (KA)	AÑO FAB.
MAPASINGUE 1	7229	ACITE	COOPER McGRAW EDISON	WE	14,4	110	560	10	1981
MAPASINGUE 2	5759F3	ACITE			14,4	110	560	10	1976
MAPASINGUE 5	16442	ACITE			14,4	110	560	10	1998
MAPASINGUE 6	6333F3	ACITE			14,4	110	560	10	1977

Tabla 4.13 Características de los reconectores de Mapasingue 2

CONTROLES DE LAS ALIMENTADORAS

En lo que se refiere a los controles de los reconfiguradores encontramos que en su mayoría son antiguos puesto que son analógicos pero en dos de las alimentadoras se cuenta con controles digitales:



Fig. 4.10 Gabinetes de control de los Reconfiguradores

ALIMENTADORA	MARCA	FORMA	SERIE
MAPASINGUE 3	COOPER	4C	226365
MAPASINGUE 4	COOPER	4C	224735
MAPASINGUE 7	COOPER	4C	224736

Tabla 4.14 Características de los reconfiguradores de Mapasingue 1

ALIMENTADORA	MARCA	FORMA	SERIE
MAPASINGUE 1	COOPER	3A	13413
MAPASINGUE 2	COOPER	3	26691
MAPASINGUE 5	COOPER	3	23841
MAPASINGUE 6	COOPER	3A	48621

Tabla 4.15 Características de los reconfiguradores de Mapasingue 2

CUCHILLAS SECCIONADORAS DE LAS ALIMENTADORAS



Fig. 4.11 Cuchillas Seccionadoras de Alimentadoras

Estas no siendo necesaria la automatización por cuanto estas se las opera en caso de mantenimiento o de algún tipo de maniobra.

ALIMENTADORA	BIL (KV)	I _{CONTI} (A)	I _{INST} (KA)	MARCA / TIPO					
				ENTRADA DE ALIMENTADORA			ENTRADA DE ALIMENTADORA		
				FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
MAPASINGUE 3	110	600	40	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO
MAPASINGUE 4	110	600	40	S□C	S□C	S□C	S□C	S□C	S□C
MAPASINGUE 7	110	600	40	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO	MEMCO

Tabla 4.16 Características de cuchillas de alimentadoras de Mapasingue 1

ALIMENTADORA	BIL (KV)	ICONTINUA (A)	IINST (KA)	MARCA / TIPO					
				ENTRADA DE ALIMENTADORA			ENTRADA DE ALIMENTADORA		
				FASE A	FASE B	FASE C	FASE A	FASE B	FASE C
MAPASINGUE 1	110	600	40	ABB	ABB	ABB	MEMCO	MEMCO	MEMCO
MAPASINGUE 2	110	600	40	ABB	ABB	ABB	MEMCO	MEMCO	S C
MAPASINGUE 5	110	600	40	ABB	ABB	ABB	MEMCO	MEMCO	MEMCO
MAPASINGUE 6	110	600	40	ABB	ABB	ABB	MEMCO	MEMCO	MEMCO

Tabla 4.17 Características de cuchillas de alimentadoras de Mapasingue 2

SECCIONADORES DE INTERCONEXION ENTRE ALIMENTADORAS



Fig. 4.12 Seccionadores de Interconexión entre Alimentadoras

Estas no siendo necesaria la automatización por cuanto estas se las opera en caso de mantenimiento o de algún tipo de maniobra.

ALIMENTADORA	MARCA	TIPO	KV max	BIL (KV)	CAPA (A)	Iinst (KA)
MAPASINGUE 3	MEMCO	EAB	15	110	600	40
MAPASINGUE 4	MEMCO	EAB	15	110	600	40
MAPASINGUE 7	MEMCO	EAB	15	110	600	40

Tabla 4.18 Características de seccionadores entre alimentadoras de Mapasingue 1

ALIMENTADORA	MARCA	TIPO	KV max	BIL (KV)	CAPA (A)	Iinst (KA)
MAPASINGUE 1	MEMCO	EAB	15	110	600	40
MAPASINGUE 2	ABB	TTR-8	15	110	600	40
MAPASINGUE 5	ABB	TTR-9	15	110	600	40
MAPASINGUE 6	ABB	TTR-10	15	110	600	40

Tabla 4.19 Características de seccionadores entre alimentadoras de Mapasingue 2

SECCIONADOR DE INTERCONEXION ENTRE BARRAS PRINCIPALES MAPASINGUE 1-2:



Fig. 4.13 Seccionador de Interconexión entre Barras

Este no siendo necesario la automatización por cuanto estos se opera manualmente en caso de mantenimiento de la subestación o de algún tipo de maniobra.

MARCA	TIPO	KV max	BIL (KV)	I_{CONTINUA} (A)	I_{INST} (KA)
G□W	MK-40	15,5	110	1200	61

Tabla 4.20 Características del seccionador entre barras

CUARTO DE CONTROL

El edificio es compartido por los controles de los dos Transformadores de Potencia de 18 / 24 MVA los mismos que son parte de la subestación, en su interior encontramos un tablero metálico para cada subestación los cuales contienen paneles de breakers AC y DC donde van montados equipos de medición, protección y control, también tienen espacios para montar relés para la protección diferencial puesto que un sistema de protección diferencial solo esta instalado en uno de los transformadores, existiendo el espacio y las conexiones para instalar esta protección en el otro transformador.

MEDICION



Fig. 4.14 Medidores por cada alimentadora

Los equipos de medición que se encuentran instalados en la subestación como son los medidores QUANTUM y FULCRUM de marca SCHLUMBERGER tienen características de ser censados de manera remota ya que poseen unidades de memoria de almacenamiento de datos, existiendo puertos de conexión serial, radio frecuencia, teléfono, etc.

MEDIDOR	SERVICIO	MARCA	TIPO	# SERIE	VOLTAJE	CLASE
QUANTUM	TOTALIZADOR	SCHLUMBERGER	ST-Q210	85590841	120	10
FULCRUM	MAPASINGUE 3	SCHLUMBERGER	SQ400	18196049	120	20
FULCRUM	MAPASINGUE 4	SCHLUMBERGER	SQ401	97016050	120	20
FULCRUM	MAPASINGUE 7	SCHLUMBERGER	SQ402	18196050	120	20

Tabla 4.21 Medidores existentes en cada alimentadora de Mapasingue 1

MEDIDOR	SERVICIO	MARCA	TIPO	# SERIE	VOLT	CLASE
QUANTUM	TOTALIZADOR	SCHLUMBERGER	ST-Q210	84609422	120	10
FULCRUM	MAPASINGUE 1	SCHLUMBERGER	SQ400	14533235	120	20
FULCRUM	MAPASINGUE 2	SCHLUMBERGER	SQ400	14533267	120	20
FULCRUM	MAPASINGUE 5	SCHLUMBERGER	SQ400	14533242	120	20
FULCRUM	MAPASINGUE 6	SCHLUMBERGER	SQ400	14533241	120	20

Tabla 4.22 Medidores existentes en cada alimentadora de Mapasingue 2

4.2. Equipos y materiales requeridos

En la subestación Mapasingue 1 y Mapasingue 2 se puede realizar una automatización conservando algunos de los equipos que se encuentran en ella, tanto en el lado de 69 KV así como también del lado de 13.8 KV, continuando con la parte del sistema de protección y control actualizando sus sistemas de control e implementando un sistema de recolección de información en la subestación.

Subestación Mapasingue en lado de 69 KV:

La *subestación Mapasingue 1* cuenta con un interruptor en gas SF6 para el lado de 69 KV, este interruptor de marca ABB, posee las características técnicas necesarias para operar en un sistema automatizado basado en un sistema de adquisición y recolección de datos existiendo la posibilidad de ser operado remotamente.

La *subestación Mapasingue 2* no cuenta con interruptor en gas SF6 para el lado de 69 KV, ya que cuenta con fusibles de interrupción para protección del Transformador.

Lo requerido:

○ **Interruptor automático en gas SF6**

Dispositivo de apertura mecánica capaz de transportar e interrumpir corrientes bajo condiciones normales de un circuito e interrumpir corrientes bajo condiciones anormales tales como un cortocircuito.

El interruptor posee elementos para el control y protección (CT's, PT's, relés, etc.) y puede ser integrado a un sistema de automatización en distribución de última generación.



Fig. 4.15 Interruptor en gas SF6 (GCB)

En el mercado encontramos interruptores de marca ABB Power Circuit Breaker 72.5 KV tipo PM, los mismos que cuenta con un panel de control el mismo que puede ser operado local o remotamente, a continuación se presentan las siguientes características.

Breaker	Maximum kV, RMS	Continuous A, RMS	Interrupting kA, RMS	60 Hz Freq. kV	BIL KV Crest
72PM31/40	72.5	1200 1600 2000 3000	31.5 40	160	350

Tabla 4.23 Características de los interruptores en SF6

El sistema de control del Power Circuit Breaker posee distintos tipos de conexión para comunicación:

- Local , utiliza conductores comunes

➤ Remota, puede ser controlado a través de la unidad de control del Interruptor que en su arquitectura posee puertos de comunicación serial y fibra óptica.

○ **Protección del Transformador de Potencia**

La protección del Transformador va en conjunto con el interruptor de 69 KV esto es por cuanto en el interruptor posee dispositivos de medición en voltaje, corriente por fases por lo que se utiliza una unidad de protección del transformador.

En la subestación actualmente se encuentra instalada una unidad de protección del Transformador TPU2000R de marca ABB, por lo que esta si presta el funcionamiento requerido para que se realice la automatización ya que presenta las siguientes funciones:

El TPU2000R es un equipo de protección del transformador de avanzado diseño para protección de 3-fases, cubriendo la mayoría de aplicaciones de transformador de poder.

La unidad de protección posee Sensibilidad de gran velocidad de corte ya que poseen elementos de protección diferencial contra fallas internas y fallas a tierra. Las características técnicas de operación posee métodos de disminución de armónicos flexibles que previenen viajes falsos durante el inrush del transformador y sobre excitación..

Características:

- Soporta protocolos de comunicación DNP3.0 o Modbus, provistos de puertos seriales de comunicación.
- El panel consta de puerto RS-232 y RS-485 serial y puede ser configurados para protocolos.
- Permiten trabajar con distintos tipos de sistema SCADA.
- Funciones de sobrecorriente para cada bobinado del transformador.
- Proporciona distintos tipos de comunicación, local y remota.
- Se presentan comunicaciones simultáneas a través de los puertos de su estructura y los microprocesadores especiales.
- Facilidad al calibrar con las curvas de los dispositivos de protección



Fig. 4.16 Dispositivo Electrónico Inteligente de Protección

Las características de este equipo se prestan para que este equipo sea utilizado en la automatización de la subestación puesto que permite recibir y enviar información hacia un centro de control remoto.

Reconectores de Alimentadoras en patio de 13.8KV

Los reconectores que se encuentran instalados en la subestación son de Marca Cooper algunos pertenecen a modelos anteriores de la marca McGRAW EDISON, los mismos que hoy en día tengo conocimiento por parte del personal de la Empresa Eléctrica que los están cambiando por los del tipo Cooper modelos WE Three phase, los mismos que se los mismos que sirven para realizar una automatización.

En lo que tiene que ver con los gabinetes de control de los reconectores encontramos en la subestación que existen en su mayor parte modelos anteriores puesto que en 3 de las alimentadoras ya existe instalado un gabinete de control digital que prestan varias ventajas para la operación de los reconectores.

Lo requerido:

El tipo de *Reconector* que se encuentra instalado en la subestación presta las debidas características técnicas de operación para operar en una subestación donde los controles sean operados automáticamente de manera local y remota desde un centro de control.

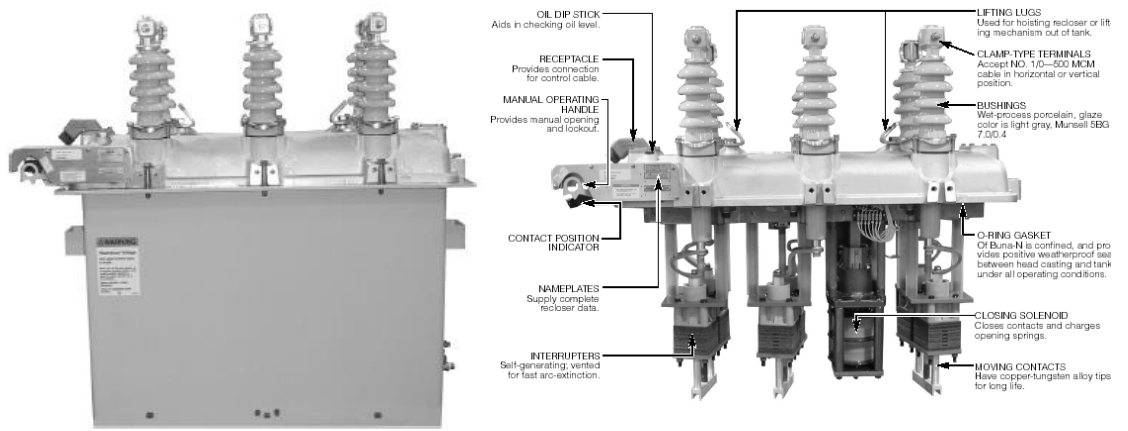


Fig. 4.17 Reconectador Cooper WE

El reconectador tipo WE cooper al ser instalado con el control tipo Recloser Form 4C KYLE.

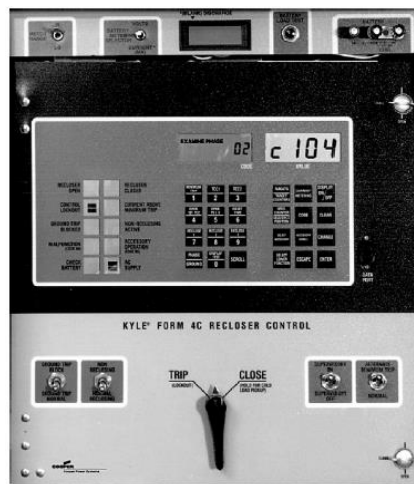


Fig., 4.18 Gabinete de control KYLE FORM 4C

Presenta operabilidad inteligente con el reconfigurador controlado electrónicamente, incorpora microprocesadores de tecnología y cumple con los estándares de programación y control, existiendo la posibilidad de ser monitoreado y controlado desde la subestación o desde un sitio remoto.

Características generales del Tipo de Control form 4C KYLE para reconfiguradores tipo WE:

- Presenta pantalla LCD
- Medición de corriente por cada fase
- Indicadores de operación del reconfigurador
- Contador y archivos de eventos
- Indicadores de falla por fase
- Comprobador de operabilidad
- Flexibilidad y facilidad en coordinación de curvas de corriente
- Puertos de comunicación

Los medios de comunicación de este equipo con un sistema SCADA son a través de fibra óptica o conectores serial tipo RS-232.

La lectura de los eventos ocurridos en el sistema se los puede analizar a través de un computador personal local o de manera remota.

En este equipo en particular permite la actualización de acuerdo a las necesidades de comunicación ya que en muchos de los sistemas SCADA trabajan con protocolos de comunicación conocidos o actuales que para

este equipo vienen implementos o accesorios adicionales para poder actualizar sus comunicaciones de manera remota.

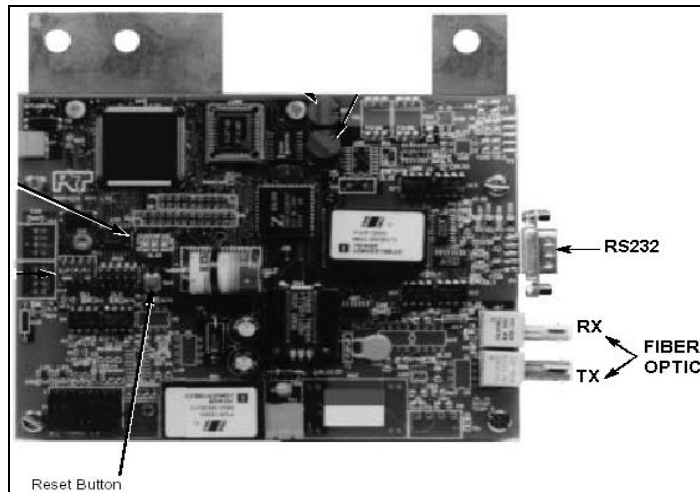


Fig. 4.19 Accesorio de conversión de comunicaciones para control 4C del Reconectador tipo WE.

En un comienzo el control de Recloser Form 4C no tiene la posibilidad de conectarse a través de fibra óptica utilizando protocolos, por lo que es posible instalar un convertidor de comunicaciones facilitando la conexión con una unidad de proceso o un concentrador de comunicaciones.

Características de comunicación del equipo:

- Posee puertos de comunicación del tipo RS232 y Fibra Óptica.
- Trabaja con protocolos de comunicación DNP 3 o Motbus
- Posee dos puertos para conexión con fibra óptica esto es de acuerdo al tipo de fibra óptica que se baya a utilizar según el tipo de

comunicación que se este instalando, a continuación se presenta los tipos de conductores de fibra óptica que recomienda el fabricante utilizar:

Fiber Core Size	Output Power P(dBm)*	
	HFBR-1414	HFBR-1412
50.0 μm	-20.5	-23.5
62.5 μm	-16.0	-20.0
100.0 μm	-10.5	-16.0
200.0 μm	- 5.5	-11.0

Tabla 4.24 Tipo de fibra óptica recomendada por Cooper

Otra opción de Reconectores Automáticos

Es utilizar reconectores en vacío de NULEC el cual consta del reconector junto con su gabinete de control el mismo que se describe a continuación.

Poseen las prestaciones de los reconectores tradicionales, más un diseño actualizado para optimizar y facilitar la comunicación, la automatización, el control remoto y la supervisión, previendo las actuales y futuras demandas.

El reconector se cierra mediante un impulso de corriente controlada que proviene de un capacitor que se encuentra en el gabinete de control y que se transmite a través del solenoide de cierre, éste atrae la placa, la cual a su vez, cierra los contactos en el interruptor mediante las barras impulsoras. Los contactos, a su vez, se mantienen en posición cerrada por medio de las

lengüetas del enganche que se apoyan en la barra de apertura. La apertura de los contactos se logra mediante la liberación de un impulso de corriente controlada desde un capacitor y a través de la bobina de apertura. Dicho impulso atrae a la armadura de la barra de apertura que hace girar a esta última y libera el enganche. El resorte de apertura y los resortes de contacto aceleran esta apertura de los contactos. La presencia de la conexión flexible está destinada a permitir que ocurra el movimiento de dichos contactos. Asimismo, los bushings aislantes sirven para aislar el tanque de los conductores, y proporcionan un doble sello para el tanque. Dichos bushings brindan aislamiento necesario, y sirven de soporte para los sensores de tensión, que están encapsulados, y para los transformadores de corriente.

El reconectador que va instalado en las alimentadoras posee un gabinete de control en cuyo interior encontramos los dispositivos electrónicos inteligentes los mismo que se encargan de censar la información almacenarla en su banco de datos, y también enviarla hacia la unidad central de la subestación a través de un canal de comunicaciones, para luego ser enviada hacia el centro de control ubicado en un sitio distante de la subestación.

Aquí se presenta un reconectador de la marca *NULEC* modelo N12 cuyas características son las siguientes:

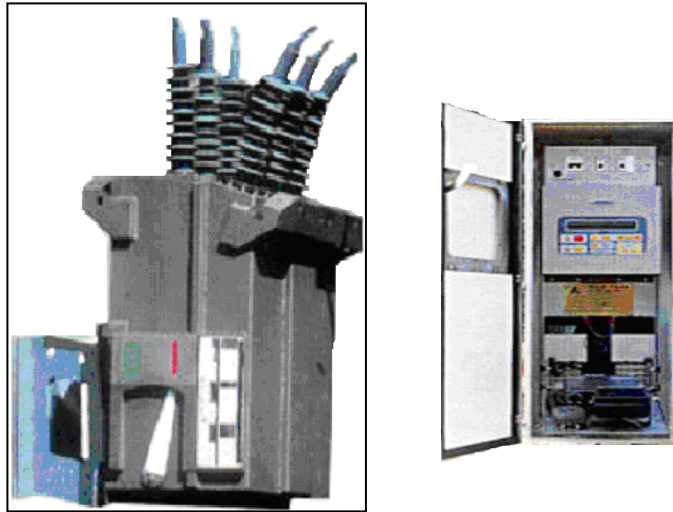


Fig. 4.20 Reconectador Automático con su Gabinete de Control

Análisis: en base a las características del reconectador antes descrito se tiene conocimiento de que se lo puede controlar electrónicamente mediante la utilización de controles actualizados basados en microprocesadores que son producidos por la misma marca COOPER, esto es con la finalidad de seguir utilizando los reconectores ya instalados en la subestación Mapasingue, la otra opción de utilizar el reconectador en vacío que se presenta trae consigo mas inversión económica y prestaría los mismos servicios, mas adelante se presenta un análisis económico en cuanto a los reconectores.

UNIDAD DE CONCENTRACION DE COMUNICACIONES

Este equipo se encarga de actuar como concentrador de comunicaciones entre los equipos de captación de señales, protecciones digitales de campo (DEI'S) y el puesto de mando remoto (SCADA).

Con la finalidad de ilustrar la manera como se conectan los equipos de la subestación se presenta el siguiente diagrama:

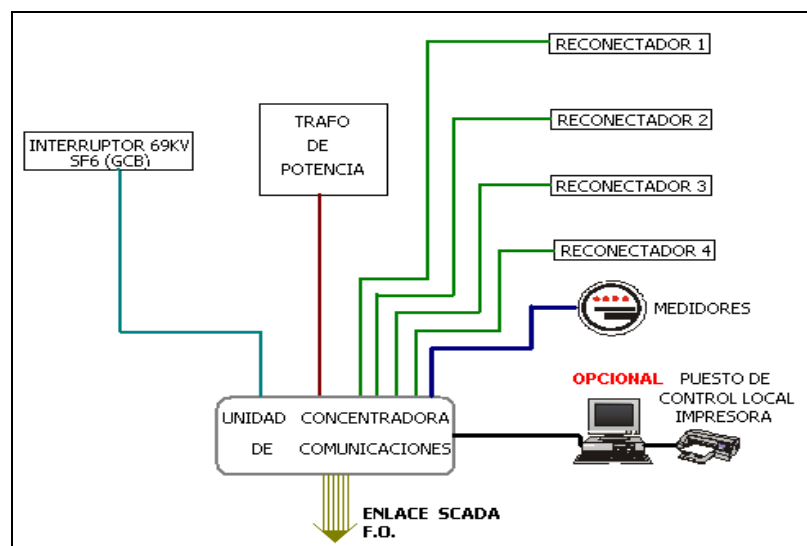


Fig. 4.21 Unidad de Control de la Subestación

El equipo que concentra las comunicaciones en la subestación tiene que tener las siguientes características que son:

- Varios puertos de conexiones de comunicaciones del tipo RS-232, fibra óptica, etc.
- Comunicaciones por red Ethernet 10/100 base T.
- Entradas analógicas y digitales.

- Memoria de gran capacidad como mínimo de 32 Mbytes con la finalidad de agilizar el procesamiento.

Lo requerido:

En el mercado eléctrico existen varios equipos que prestan las facilidades de concentrar información para luego ser enviada por medio de algún canal de información hacia un lugar distante.

La unidad de concentración de información que procederemos a su descripción es la unidad UCS-B de ELIOP la cual presenta los siguientes principios que presentan la mayoría de los equipos de diferentes marcas:

- Este equipo como la mayoría de equipos esta basado en conceptos de sistemas abiertos y por tanto se ajusta a estándares en sus diferentes aspectos especialmente en su arquitectura de comunicaciones.
- En su estructura funcional, los diferentes tratamientos realizados por el equipo son configurables, lo que le permite adaptarse con facilidad a cada aplicación concreta. En su estructura de comunicaciones dispone de puertos de diferentes tipos
- Adaptación a entornos industriales exigentes, tales como subestaciones eléctricas.

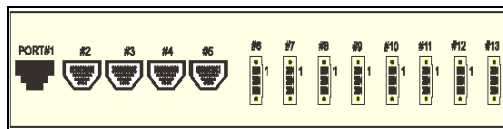


Fig. 4.22 Unidad de Concentración de Comunicaciones

Esta unidad de comunicación se enlaza con el SCADA del centro de control a través de varios medios de comunicación, como son: vía radio frecuencia, telefonía normal o inalámbrica, y fibra óptica.

Descripción General

Las características técnicas más destacadas de la UCS-5B se relacionan a continuación:

- Equipo compacto de reducidas dimensiones con una elevada capacidad de comunicaciones.
- Mecánica básica de chasis normalizado de 19 pulgadas de ancho y 3pulg de altura con capacidad para montaje con conexión frontal o posterior.
- Procesador principal de 32 bits con 32 kbytes cache.
- Elevada capacidad de memoria SDRAM 32Mbytes y Flash Harddisk 16mbytes.

- Hasta 12 vías de comunicación serie síncronas y asíncronas a través de conexiones RS-232, RS-485 y fibra óptica.
- Comunicaciones por red Ethernet 10/100 base T.
- Reloj de tiempo real soportado por baterías con resolución de 1 ms.
- Capacidad de sincronización desde GPS.

Sistema de Alimentación

El sistema de alimentación se compone de una fuente principal encargada de alimentar con corriente continua todos los componentes instalados en la Unidad de Concentración de Comunicaciones, el equipo lleva además una pila para conservación, en ausencia de alimentación principal del reloj de tiempo real.

La fuente de alimentación proporciona todos los niveles de tensión necesarios para el funcionamiento del equipo a partir de la tensión que continua de 48 o 125 voltios nominales.

El sistema de alimentación esta protegido contra la aparición de micro cortes y sobretensiones transitorias en sus líneas de entrada y contra circuitos en sus líneas de salida.

Unidad de procesamiento:

La CPU del módulo procesador pertenece a la familia de procesadores Pentium de 32 bits de Intel y es gobernada mediante el sistema operativo

VxWorks, que posee una gran aceptación como estándar en el ámbito de los sistemas de control de tiempo real. Gracias a estos 2 componentes principales queda asegurada la capacidad de aceptación de este equipo a las nuevas tecnologías que aparecen progresivamente

Comunicaciones

Este equipo incorpora los recursos de comunicaciones requeridos para actuar como un potente nodo de comunicaciones en cualquier sistema de control. Incorpora 4 puertos serie RS-232, un puerto Ethernet con conector RJ45 y según el modelo desde 8 puertos para comunicaciones RS485 hasta 12 puertos por fibra óptica configurables mediante una matriz que relaciona los puertos entre sí.

Esta unidad de comunicaciones incorpora el protocolo de comunicaciones, especialmente diseñado para comunicar equipos de telecontrol, este protocolo puede soportar los protocolos de comunicación mas usuales como el DNP 3.0, Modbus, etc. Así como otros propietarios como Indactic, Procome o Harris entre otros.

Tipo de puerto	UCS-5B F.O.	UCS-5B RS485
RS232 (Tx, Rx, GND,RTS,CTS)	4	4
Ethernet 10/100 BaseT	1	1
F.O.	12	-
RS485 (Tx+, Tx-, Rx+, Rx-, pantalla)	-	8

Vías para comunicaciones RS232 / RS485	
Ubicación conector	Panel frontal/posterior
Otros usos	Sincronización
Interfaz	RS-232 / RS-485 a 2-4 hilos
Aislamiento	Sí (500 V) salvo 2 vías RS-232
Aislamiento entre vías	Sí
Par control repetidor	No
Conector	Conector sub-D
Velocidad (bps)	RS232 hasta 56 Kbps

Vías serie sobre fibra óptica	
Ubicación conectores	Panel frontal/posterior
Conector	ST
Velocidad (bps)	Hasta 115 Kbps
Tipo de fibra	Fibra de vidrio de 62,5/125 µm multimodo (longitud de onda de 820 nm)

Comunicaciones Ethernet	
Ubicación conectores	Panel frontal/posterior
Interfaz	Cable
Conector	RJ45-10/100 baseT
Tipo de conexión	Cable de pares trenzados convencional hasta HUB RJ45
Velocidad (bps)	10 /100 Mbps

Tabla 4.25 Características del concentrador de Comunicaciones

Una de las ventajas de este equipo es que se puede conectar varias unidades entre si, ya que al existir una mayor cantidad de equipos que enlazar se podrán tener 2 o3 unidades operando en red.

SISTEMA SCADA

Es un sistema avanzado de tiempo real que permite la integración de grandes cantidades de datos provenientes de múltiples centros remotos a través de múltiples líneas de comunicaciones (decenas de enlaces) de tipo diverso (cable, fibra óptica, telefonía conmutada, telefonía móvil, radio frecuencia , satélite, red, etc.). Este dependiendo del diseño y conforme a las técnicas avanzadas de software de calidad.

Hoy en día existe una gran cantidad de sistemas SCADA, pero una de las características de la mayoría de ellos es que se lo ha fabricado con una arquitectura abierta de manera que se puede implementar en proyectos donde existan equipos de diferentes marcas.

Para implementar un SCADA en el centro de control se plantea el siguiente tipo de arquitectura:

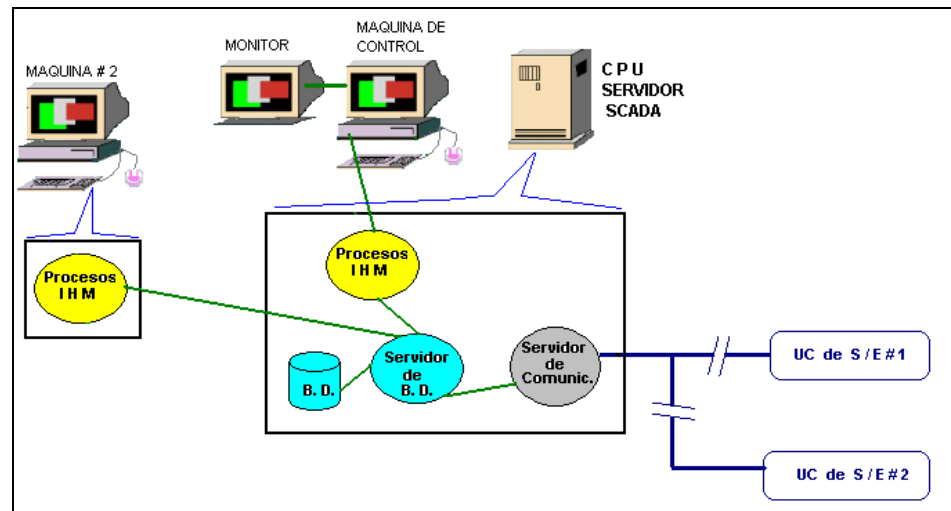


Fig. 4.23 Arquitectura del sistema SCADA propuesto.

La arquitectura del sistema SCADA consta de:

- Unidad de proceso (CPU)
 - Servidor de comunicaciones
 - Servidor de Base de Datos
 - Base de Datos
 - Proceso de Interacción hombre maquina (IHM)
- Computador principal junto con monitores de control.
- Computadores de control en otros sectores.

Las características de las prestaciones del sistema SCADA son las siguientes:

- Sistema abierto (trabaja con diferentes marcas de equipos)
 - Arquitectura del sistema, multiplataforma

- Distribución de hardware y software
- Interfaz Hombre-Máquina (IHM)
- Interconexión con otros centros
- Adquisición de datos de campo
 - Ejecución de Telecomandos
 - Almacenamiento y gestión de la información
 - Tratamientos de alarmas y su agrupación
- Personalización de la aplicación
 - Configuración
 - Comportamiento ante eventos
 - Editor de pantallas graficas
 - Representación de graficas en tiempo real
- Planificador de tareas, etc.



Fig. 4.24 Operabilidad del SCADA

Estos sistemas operativos son los más utilizados por los fabricantes de estos sistemas de adquisición de datos.

Para esta propuesta se toma como ejemplo de demostración del funcionamiento del SCADA, el fabricado por la Empresa Española ELIOP S.A. cuyo SCADA toma el nombre de SHERPA, el cual ya se lo ha implementado en algunas Empresas de Sur América.

Características Principales

Este sistema ha sido desarrollado siguiendo las tendencias mas actuales para los sistemas abiertos con aplicaciones de: “tiempo real”,a modo de resumen se destacan las características principales del mismo:

- Desarrollado en ANSI C y C++ siguiendo la metodología de orientación a objeto.
- Su arquitectura es de tipo cliente/ servidor
- Es ejecutable sobre sistema operativo UNIX, aunque puede ejecutarse sobre otros sistemas operativos (Windows NT, etc) y obviamente sobre las múltiples máquinas que lo soporten.

- Incorpora una base de datos relacional accesible mediante protocolos de intercambio de información (API estructurada), para almacenamiento de datos de tiempo real.
- Incorpora una base de datos relacional ORACLE para almacenamiento de sus datos históricos y de alarmas con una profundidad elevada, aunque puede trabajar con otros gestores de bases de datos relacionados.
- Soporta comunicaciones estándar para LAN y WAN (Ethernet bajo TCP/IP), así como múltiple protocolos de comunicación síncronos o asíncronos con las estaciones remotas de telecontrol.
- Su concepción es modular, lo que permite determinar sus prestaciones a partir de un núcleo básico el que se puede añadir una serie de módulos opcionales que amplían o complementan sus prestaciones. Módulos, que con excepción del núcleo, son susceptibles de ser incluidos tanto en la fase de proyecto como cuando el sistema se halle en explotación.
- Incluyen mecanismos de seguridad para acceder a datos y funciones que garantizan la seguridad e integridad de los datos del sistema.

Comunicaciones.

Para instrumentar los centros de control con el SCADA se utilizan diversos protocolos tales como: ICCP, CCR, protocolos específicos basados en

TCP/IP, etc. Estos mismos mecanismos se han utilizado para comunicar con otras aplicaciones como EMS, DMS, módulos de predicción de carga, etc.

La obtención de información desde los equipos remotos abarca varios aspectos cualitativos y cuantitativos.

1. SHERPA es capaz de integrar mas de un protocolo de comunicación por lo que pueden convivir en un mismo sistema remoto de distintos fabricantes y tecnologías.
2. El tipo de información que puede obtenerse es muy variada y depende fundamentalmente de las capacidades de las estaciones remotas exploradas; valores digitales, valores analógicos en distintos formatos y precisiones, valores contadores, información cronológica de eventos, información histórica, etc.
3. No hay limitación en la práctica sobre el número de líneas de comunicación que se pueden configurar para ser exploradas por SHERPA. El número máximo de remotas que se configuran por línea depende del protocolo empleado y no de ninguna limitación de SHERPA.
4. Las vías de comunicación de SHERPA con las unidades remotas pueden ser redundadas para garantizar la conexión con las mismas en caso de avería o degradación de algún canal de comunicación. Un caso particular consiste en implementar una configuración de líneas redundantes en anillo que permite comunicar con las remotas por un extremo u otro del mismo

en caso de una ruptura en la vía de comunicaciones por cualquier punto intermedio de la misma, pero este caso representa un mayor costo.

HERRAMIENTAS DEL SCADA

Un sistema SCADA permite visualizar la conexiones de red de todo el sistema de subestaciones que se encuentran conectadas a el, pudiendo conocer el estado de los sistemas de protección y control.

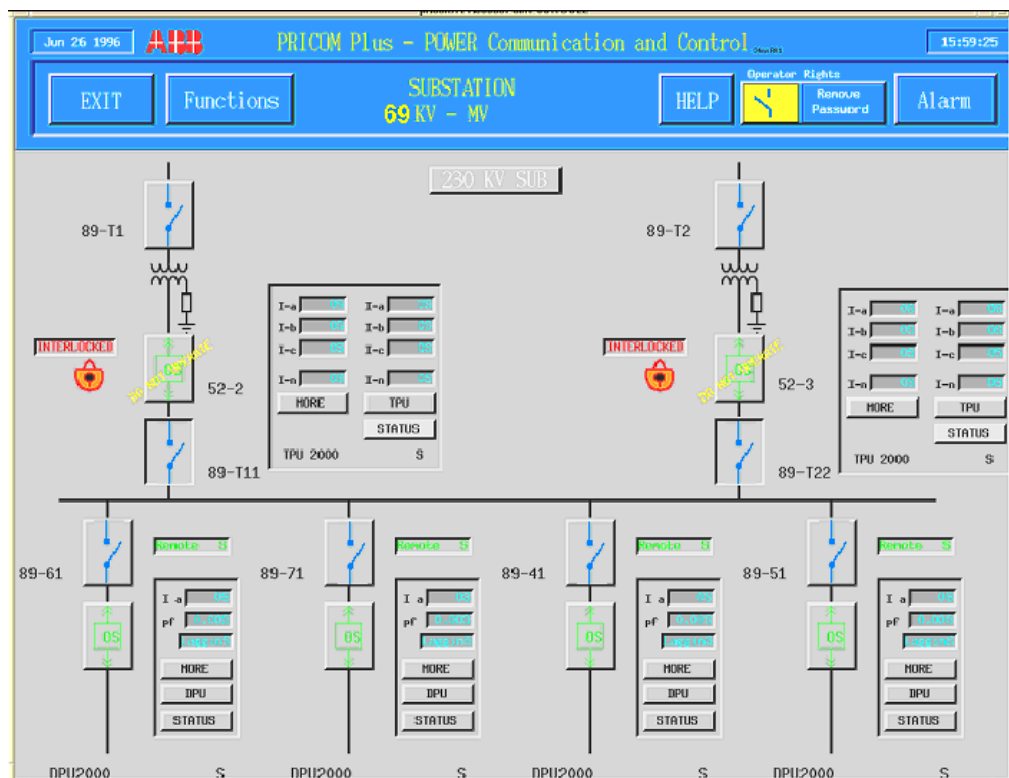


Fig. 4.25 Presentación en monitores del sistema SCADA

Una de las ventajas del SCADA es que se almacena la información de todos los días con fecha y hora permitiendo obtener reportes gráficos del

sistema eléctrico en conjunto o por alimentadoras, ya sea de fallas presentadas en el sistema, operaciones de maniobras, mantenimientos.

En la Fig. 4.25 se observa un cuadro en el cual se visualiza los equipos de la subestación, en la cual se observan valores de corriente por cada fase obtenidos por la unidad de protección del transformador TPU2000R ABB, este como los otros equipos inteligentes instalados en la subestación permite obtener en tiempo real la información necesaria de la subestación como es:

- Estado de operación de los interruptores de 69 KV.
- El valor de las corrientes por fase a través de la unidad de protección del transformador TPU2000R.
- Los valores de voltaje, potencia, factor de potencia, temperatura del transformador, etc.
- El estado en el cual están operando los reconectadores de cada alimentadora, eventos ocurridos durante el transcurso de un periodo de tiempo, así como también valores de corriente, tensión, potencias, factor de potencia, etc.

El SCADA nos permite conocer también las curvas diarias de carga del sistema los picos presentados u algún otro evento ocurrido en el día:

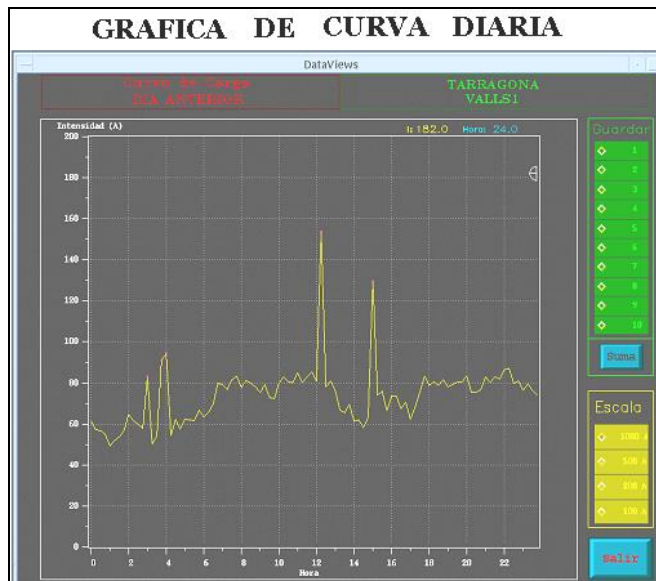


Fig.4.26 Presentación de Curvas diarias en el sistema SCADA

MEDIOS DE COMUNICACIÓN

En la subestación: para la comunicación entre los dispositivos de protección y control dentro de la subestación se tomara en consideración la cantidad de equipos que se vaya a instalar en ella por lo cual se propone los siguientes tipos de comunicación:

- **Cable para puertos tipo RS**
- **Cable de fibra óptica**

Siendo la fibra óptica la mas recomendada en subestaciones de gran tamaño por cuanto se maneja mayor cantidad de información, y se evita que se produzca saturación en los canales de comunicación.

Fuera de la subestación: para que se de la comunicación entre la unidad central de la subestación y el sistema SCADA se debe tomar en consideración algunos factores tanto técnicos como económicos, por cuanto la idea principal es que siempre se encuentren en comunicación directa, así como también no exista congestión en la red de comunicación, para lo cual se propone los siguientes canales de enlaces:

- Fibra óptica
 - Telefonía Normal (operación de emergencia por problemas en transmisión de la fibra óptica)
 - Telefonía móvil
 - Radio frecuencia
 - Satélite.
1. En la realidad de nuestro medio por el costo de inversión en el sistema de comunicaciones lo recomendable seria el enlace de Radio Frecuencia pero este dependerá de la situación geográfica y de que no existan interferencias presentes en el medio ambiente.
 2. Buscando la perfección en el tipo de enlace entre las subestaciones y el SCADA ubicado en el centro de control remoto se debería tomar en consideración la utilización del cable de Fibra Óptica por cuanto este medio de enlace permite enviar mayor información, en tiempo real y

con la mínima posibilidad que se presente una saturación en la red de comunicación, dando la eficiencia requerida para la adquisición de información desde

4.3. Arquitectura del Sistema de Automatización

La arquitectura siguiente se basa en la integración de los dispositivos de protección y control que se utilizan para el Transformador de Poder, la conexión de alimentación con el patio de 13.8 KV, los reconectores de cada alimentadora y en especial el medio de comunicación entre cada uno de ellos con la unidad central de la subestación.

La arquitectura que se presenta a continuación integra los siguientes elementos:

- ⊙ Sistema de protección del transformador:
 - Interruptor en gas SF6
 - Dispositivos electrónicos inteligentes de protección y control
- ⊙ Sistemas de operación y control en alimentadoras
 - Reconectores automáticos
 - Dispositivos electrónicos inteligentes de protección y control
- ⊙ Unidad de Concentración comunicaciones de la subestación (UC):
- ⊙ Sistema SCADA:
- ⊙ Medios de comunicación

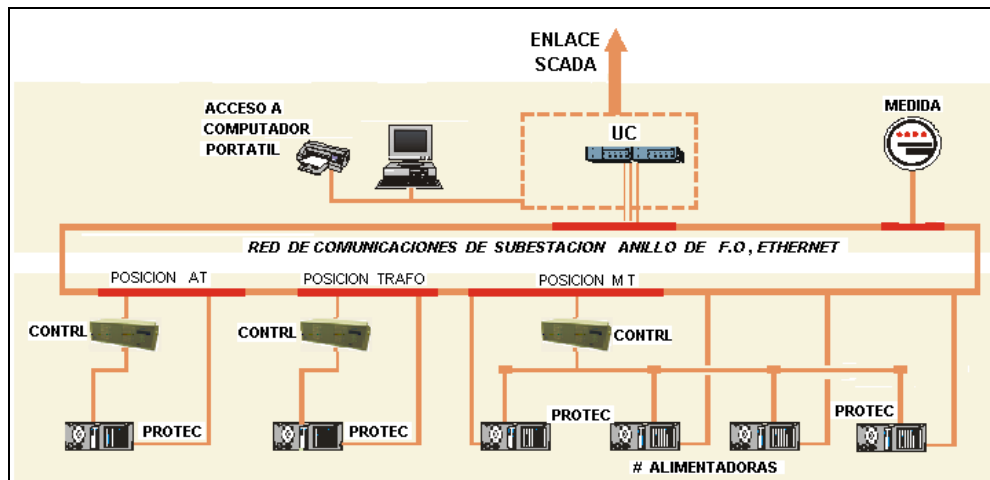


Fig. 4.27 Arquitectura del Sistema de Automatización de la Subestación

4.4. Funcionamiento del sistema Automatizado Mapasingue

En los equipos requeridos que se presentaron anteriormente se expuso las características de cada uno de ellos, para lo cual a continuación se analizará el funcionamiento de ellos tomando en cuenta los eventos que se puedan dar durante el funcionamiento normal y en presencia de algún tipo de falla en la subestación.

4.4.1. Procedimiento de control y comunicaciones

Unidad central de la subestación (UCS): esta unidad se encarga de recoger la información en tiempo real de cada uno de los equipos de

protección y control, de manera que al presentarse algún tipo de falla en el sistema este sea detectado a tiempo y pueda ser corregido.

Sistema SCADA: este se comunica con la unidad central de la subestación por medio de un canal de enlace de fibra óptica permitiendo visualizar la información recibida en el centro de control a través de un computador o varios computadores, por medio de los cuales el personal de distribución de la empresa lleva un control de manera remota de las subestaciones que se encuentran conectadas al centro de control.

Dispositivos inteligentes de control: estos se encargan de censar la información que es enviada y recibida, por medio de la cual se da a conocer al operador valores como:

- ⊙ El estado del equipo
- ⊙ Valores de corriente, voltaje, frecuencia, factor de potencia, potencia activa, etc.
- ⊙ Operaciones de los dispositivos de protección: sobrecorriente, diferencial, sobrecarga, etc.

4.4.2. Operación y funcionalidad del sistema

Desde el centro de control de manera remota se puede conocer los parámetros normales de funcionamiento de la subestación, así como

también el momento que ha ocurrido alguna anomalía en el sistema de distribución del sector al que distribuye energía la subestación Mapasingue por cuanto se detecta que los reconectores automáticamente procederán realizar la maniobra de conexión y desconexión en presencia de algún tipo de falla en la alimentadora.

Por ejemplo:

En algún punto de las redes secundarias de la alimentadora Mapasingue 1 una rama de un árbol provoco una falla a tierra de una de las tres fases, el reconector operara haciendo que se desconecte la alimentadora por un tiempo de 20 segundos aproximadamente para luego volver a cerrar contactos, si el reconector se cerro sin ningún problema entonces se puede dar cuenta que la lectura de corriente en una de las tres fases va a ser menor que a lectura antes que ocurriera la falla, por lo tanto se puede conocer en que dirección se pudo suscitar la falla, de esta manera disminuyendo el tiempo en encontrar la falla y por ende disminuyendo el tiempo de interrupción del suministro de energía eléctrica en el sector.

La función primordial del sistema de automatización de subestaciones es poder controlar la conexión, desconexión de la subestación del sistema de subtransmisión y también del sistema de alimentadoras de distribución.

4.5. Análisis de Costo y Beneficio del proyecto

La finalidad de enfrentar los cambios que se presentan en las reglamentaciones del sector eléctrico se tiene que realizar cambios en los sistemas de distribución de Guayaquil para lo cual se analiza estas posibilidades tomando en consideración una de las subestaciones siendo esta una de las mas importantes por la cantidad de carga que esta maneja.

Tomando en cuenta las normas y regulaciones que se dictan para el sector eléctrico juega un papel muy importante el tiempo de interrupción del suministro de electricidad para lo cual se tiene que minimizar los tiempos de interrupción.

A continuación se presentan los costos de los equipos que se necesitan para la implementación:

ESTE PRESUPUESTO REFERENCIAL SE PRESENTA EN UNA HOJA ELECTRONICA ADJUNTO EN EL PRESENTE CD.

En el cuadro de valores antes descrito observamos los valores de los equipos y dispositivos de protección a lo cual se da el siguiente análisis:

El análisis se lo realizaría en cuanto a los reconectores de las alimentadoras, ya que desde el punto de vista técnico y económico el cambio de los gabinetes de control de las alimentadoras Mapasingue 1,2,5,6 y de los reconectores de las alimentadoras Mapasingue 1,2,6 siendo mas rentable que cambiar por completo los dispositivos de operación de cada alimentadora ya que se esta evitando el gasto en un promedio del 50%, por lo cual se recomienda la actualización de los reconectores COOPER.

La finalidad de minimizar estas interrupciones se procede a la implementación de un sistema de automatización de las subestaciones de transformación de energía eléctrica mediante la cual se obtiene los siguientes beneficios:

- Disminución de los costos de operación y mantenimiento.
- El mantenimiento se hace cuando se requiere.
- Menor valor en las inversiones por nuevas integraciones o desarrollos en las instalaciones.
- Infraestructura para enfrentar los cambios en la reglamentación del sector energético.

- Base tecnológica para enfrentar la competencia en el caso de existir.
- Disminución del personal de operación y mantenimiento.
- Disminución de las hora/hombre dedicadas a mantenimiento.

Todos estos factores convirtiéndose en una inversión a largo plazo por cuanto se da prioridad a la operabilidad del sistema permitiendo la no obsolescencia de los equipos que operan en las subestaciones.

La inversión se verá reflejada en la operación de un sistema más eficiente minimizando la inversión en personal de operación y control.

Los costos de los equipos de protección y control son altos esto hace que no se puede realizar la automatización total de todas las subestaciones del medio, por lo cual una opción sería implementar esta automatización parcialmente es decir escogiendo las subestaciones basadas en la capacidad de carga que ellas poseen, con ello poniendo en práctica un estudio económico de inversión y beneficios.

5. C ONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones:

1. La economía se consigue a través de los DEÍ's de posición, ya que incorporan todas las funciones descritas anteriormente reduciendo el costo de las celdas, al eliminarse pulsadores, relés, temporizadores, cableado, convertidores de medida, etc.
2. Técnicamente se presenta un sistema integrado con más prestaciones que las soluciones convencionales consiguiendo una Infraestructura capaz de enfrentar los cambios en la reglamentación del sector energético
3. Incorpora mayor información (medidas de tensión, corriente y potencia de todas las posiciones, incluida la tensión de batería, oscilografía, eventos, modificación de ajustes a distancia, etc.),
4. Todos los datos de la operación de las subestaciones están disponibles en línea para las personas que tengan acceso a la red de computadores de la empresa, cuya información es precisa en cualquier lugar y momento para cualquier persona autorizada de la empresa.

5. La comunicación remota permite una acción inmediata contra contingencias, optimizando los tiempos de actuación ante fallas y por tanto la calidad de servicio, siendo capaz de ejecutar secuencias automáticas preprogramadas que optimizan la operación de la Red de Distribución.
6. Disminución de los costos de operación y mantenimiento puesto que el mantenimiento se hace cuando se requiere, disminuyendo la hora/hombre dedicadas a mantenimiento esto incidiendo directamente en la disminución del personal.
7. Conocimiento inmediato de las cargas de los circuitos al existir datos de todos y cada uno de ellos, siendo posible el cálculo de la energía circulante a través del sistema de adquisición de datos que se propone implementar.
8. Menor valor en las inversiones por nuevas integraciones o desarrollos en las instalaciones.

Recomendaciones:

1. Para que se realice eficientemente la transformación de tensión al nivel de distribución es necesario que el sistema de subtransmisión a 69kV, cumpla con las características de eficiencia y confiabilidad con la finalidad de mantener continuidad del suministro de electricidad.
2. Se recomienda el cambio de los equipos y dispositivos de la subestación que están llegando a la obsolescencia, en esta subestación se puede dar cuenta que para la protección del transformador aún se utilizan fusibles los cuales están instalados en el pórtico de 69KV, y lo recomendable sería un interruptor en gas SF6 (GCB).
3. En la implementación de los dispositivos de protección y control se recomienda que se utilicen equipos que sean compatibles con distintas marcas por cuanto en la subestación se encuentran equipos de diferentes fabricantes.
4. El sistema SCADA que se utilice en esta subestación debe cumplir con la característica principal que se un sistema abierto y tenga la capacidad de ampliar sus funciones en el futuro.

5. En lo que se refiere a las comunicaciones entre la subestación y el centro de control se recomendó como canal de comunicación la utilización de fibra óptica siendo una alternativa para disminuir esta inversión la utilización de canales comunitarios esto es asociándose con otras empresas que requieran enviar o recibir información a través de este medio y de esta forma se propone una comunicación eficiente y económica.

6. En conjunto con la modernización de las subestaciones se debe capacitar al personal de la empresa con la finalidad de optimizar los recursos adquiridos que van en beneficio de los consumidores y el prestigio de la Empresa Distribuidora de nuestra ciudad.

ANEXOS

ANEXO A. REFERENCIAS DEL CONELEC

Reglamento del Suministro de Electricidad

Artículo 36.- Fuerza mayor y caso fortuito.- si se produjera un evento de fuerza mayor o caso fortuito que afectare la precisión del servicio el distribuidor notificará al CONELEC sobre tal evento dentro de las siguientes 48 horas producido y entregará en el plazo máximo de 10 días, toda la documentación probatoria que el caso requiera, a efectos

de justificar que las afectaciones en la prestación de servicio se debieron a fuerza mayor o caso fortuito. El CONELEC evaluará la documentación presentada y si de esta aparece que la afectación del servicio no se debió a un evento de fuerza mayor o caso fortuito, si no a causas imputables al distribuidor, le aplicará las sanciones correspondientes, lo anterior no exime al Distribuidor de su obligación al poner la mayor diligencia para reponer el servicio y llegar a los niveles de calidad establecido.

ANEXO B. REFERENCIAS NORMAS IEC

NORMA IEC 61000-4-7 (THD)

Función potencia trifásica

Potencias P, Q, S

Valor medido: valor RMS integrada sobre el intervalo

Valor máximo por intervalo valor RMS sobre 1 seg o 1 min

Valor mínimo por intervalo valor RMS sobre 1 seg o 1 min

NORMA IEC 61131-3

En la actualidad aun siguen persistiendo sistemas de control específicos del fabricante, con programación dependiente y conexión compleja entre distintos sistemas de control. Esto significa para el usuario costos elevados, escasa flexibilidad y falta de normalización en las soluciones al control industrial.

IEC 61131 es el primer paso en la estandarización de los autómatas programables y sus periféricos, incluyendo los lenguajes de programación que se deben de utilizar. Esta norma se divide en 5 partes:

Vista general, hardware, lenguaje de programación, guías del usuario, comunicación.

IEC 61131-3 es la base real para estandarizar los lenguajes de programación en la automatización industrial, haciendo el trabajo independiente de cualquier compañía.

NORMA IEC 60868

Las mediciones de Flicker son realizadas en forma automática y el instrumento calcula los índices de severidad de corta y larga duración,

con mínimos intervalos de medición y gran cantidad de almacenamiento.

ANEXO C. TABLA N° 1 TOLERANCIA V_i Y THD

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA $ V_i $ o $ THD $ (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	$0.1 + 0.6*25/n$	$0.2 + 1.3*25/n$
Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
THD	3	8

ANEXO D.

EQUIPOS Y MATERIALES EXISTENTES EN LA SUBESTACION MAPASINGUE DE 69/13.8 KV

PARARRAYOS EN ESTRUCTURA DE 69KV

FASE	MARCA	TIPO	# SERIE	I _a max (kA)	V nominal (kV)	MCOV (kV)	# UNID
A	WESTINGHOUSE	IMX	86L2002	32	60	47	1
B	WESTINGHOUSE	IMX	86L2002	32	60	47	1
C	WESTINGHOUSE	IMX	86L2002	32	60	47	1

Tabla .Características de pararrayos en estructura de 69 kV de Mapasingue 1.

CONDUCTORES

USADO PARA	69 kV	ATERRIZAMIENTO
TIPO DE CABLE	4/0 AWG Cu desnudo	4/0 AWG Cu desnudo
LONGITUD (metros)	45	30

Tabla .Conductores utilizados en patio de 69 kV de Mapasingue 1

USADO PARA	69 kV	ATERRIZAMIENTO
TIPO DE CABLE	4/0 AWG Cu desnudo	4/0 AWG Cu desnudo
LONGITUD (metros)	40	30

Tabla . Conductores utilizados en patio de 69 kV de Mapasingue 2

PARARRAYOS SOBRE EL TRANSFORMADOR DEL LADO DE ALTA TENSION

FASE	MARCA	TIPO	# SERIE	Id max (Ka)	Vnominal (kV)	MCOV (kV)	# unid
A	ABB	EXLIM Q	97J5607	80	60	48	1
B	ABB	EXLIM Q	97J5608	80	60	48	1
C	ABB	EXLIM Q	97J5249	80	60	48	1

Tabla . Características de Pararrayos en Alta Tensión de Mapasingue 1

FASE	MARCA	TIPO	#	Id max	Vnominal	MCOV	# unid
-------------	--------------	-------------	----------	---------------	-----------------	-------------	---------------

			SERIE	(Ka)	(kV)	(kV)	
A	ABB		207608	10	60	48	1
B	ABB		207610	10	60	48	1
C	ABB		207609	10	60	48	1

Tabla . Características de Pararrayos en Alta Tensión de Mapasingue
2

**PARARRAYOS SOBRE EL TRANSFORMADOR DEL LADO DE
BAJA TENSION**



Fig. Pararrayos sobre Transformador en lado de Baja Tensión

FASE	MARCA	TIPO	# SERIE	Id max (Ka)	Vnominal (kV)	MCOV (kV)	# unid
A	ABB	EXLIM Q	98D5209	65	12	10,2	1
B	ABB	EXLIM Q	98D5214	65	12	10,2	1
C	ABB	EXLIM Q	98D5210	65	12	10,2	1

Tabla Características de Pararrayos en Baja Tensión de Mapasingue

1

FASE	MARCA	TIPO	# SERIE	Id max (Ka)	Vnominal (kV)	MCOV (kV)	# unid
A	ABB		207620	10	12	9,6	1

B	ABB		207622	10	12	9,6	1
C	ABB		207621	10	12	9,6	1

Tabla . Características de Pararrayos en Baja Tensión de Mapasingue 2

PATIO DE 13.8 KV

AISLADORES Y HERRAJES:

DESCRIPCION	CANTIDAD
AISLADOR DE SUSPENSION 15KV	84
AISLADOR PIN 15 KV	3
CAJA FUSIBLE 100A - 15 KV	3
GRAPA TERMINAL 500 MCM	18
GRAPA TERMINAL 1000 MCM	18
GRILLETE TIPO "T" 500 MCM	12
GRILLETE TIPO "T" 1000 MCM	15
GRILLETE TIPO PEN 4/0 - 1000 MCM	5
PERNO DE OJO 5/8"	36
TERMINALES TIPO TALON 250 MCM	15
TERMINALES TIPO TALON 500 MCM	6
TERMINALES DE 2 PERNOS 500 MCM	33

Tabla. Aisladores y Herrajes pertenecientes al patio de 13.8 kV de Mapasingue 1

:

DESCRIPCION	CANTIDAD
AISLADOR DE SUSPENSION 15KV	84
AISLADOR PIN 15 KV	3
CAJA FUSIBLE 100A - 15 KV	3
GRAPA TERMINAL 500 MCM	18

GRAPA TERMINAL 1000 MCM	18
GRILLETE TIPO "T" 1000 MCM	15
GRILLETE TIPO PEN 4/0 - 1000 MCM	5
GRILLETE TIPO TORTUGA 500 MCM	12
PERNO DE OJO 5/8"	36
TERMINALES TIPO TALON 4/0	21
TERMINALES TIPO TALON 250 MCM	24
TERMINALES TIPO TALON 500 MCM	24
TERMINALES DE 2 PERNOS 4/0 - 500 MCM	3

Tabla. Aisladores y Herrajes pertenecientes al patio de 13.8 kV de Mapasingue 2

CONDUCTORES DE PATIO DE 13.8 KV

USADO PARA	BARRA PRINCIPAL	BARRA TRANSFERENCIA	PUNTES RECONECTADOR-CUCHILLA	ATERRIZAMIENTO
TIPO DE CABLE	1000 MCM Cu desnudo	500 MCM Cu desnudo	500 MCM aislado 15kV	4/0 AWG Cu desnudo
LONGITUD (metros)	84	65	27	20

Tabla . Conductores utilizados en Patio de 13.8 kV de Mapasingue 1

USADO PARA	BARRA PRINCIPAL	BARRA TRANSFERENCIA	PUNTES RECONECTADOR-CUCHILLA	ATERRIZAMIENTO
------------	-----------------	---------------------	------------------------------	----------------

TIPO DE CABLE	1000 MCM Cu desnudo	500 MCM Cu desnudo	500 MCM aislado 15kV	4/0 AWG Cu desnudo
LONGITUD (metros)	81	65	36	20

Tabla . Conductores utilizados en Patio de 13.8 kV de Mapasingue2

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

FASE	MARCA	TIPO	RELACION (70:1)	BIL (vK)	SERIE	BURDEN (VA)
A	G.E	JVW	8400/120	110	3489761	1500
B	-	-	-	-	-	-
C	G.E	JVW	8400/120	110	3489752	1500

Tabla . Características del Transformador de Potencial de Mapasingue 1

FASE	MARCA	TIPO	RELACION (70:1)	BIL (vK)	SERIE	BURDEN (VA)
A	G.E	JVW	8400/120	110	5488848	1200
B	-	-	-	-	-	-
C	G.E	JVW	8400/120	110	5488008	1200

Tabla . Características del Transformador de Potencial de Mapasingue 2

TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES



Fig. Transformador de Distribución para Servicios Auxiliares

MARCA	TIPO	CAPACIDAD (KVA)	RELACION	SERIE
ECUATRAN	CSP	10	7620/120- 240 V	4278995

Tabla . Características del Transformador de Distribución para Servicios Auxiliares de Mapasingue 1

MARCA	TIPO	CAPACIDAD (KVA)	RELACION	SERIE
ECUATRAN	CSP	10	7620/120-240 V	4060595

Tabla . Características del Transformador de Distribución para Servicios Auxiliares de Mapasingue 2

BANCO DE CAPACITORES DESCONECTABLE



Fig. Banco de Capacitores desconectables

CAPACIDAD (KVAR)	COMPONENTES DEL BANCO	DATOS	FASE A	FASE B	FASE C
6 x 200	INTERRUPTORES EN ACEITE	MARCA	COOPER	COOPER	COOPER
		TIPO	NRV	NRV	NRV
		SERIE	23871	23869	23870
	CAPACITORES	MARCA	COOPER	COOPER	COOPER
		TIPO	EDISOL	EDISOL	EDISOL
		SERIE	97K38777	97K28773	97K90989
	INTERRUPTOR DE TIEMPO	MARCA	NO HAY		
		TIPO			
		SERIE			

Tabla . Características Banco de Capacitores Desconectable que se encuentra en patio de 13.8 kV de Mapasingue 1

CAPACIDAD (KVAR)	COMPONENTES DEL BANCO	DATOS	FASE A	FASE B	FASE C
3 x 300	INTERRUPTORES EN ACEITE	MARCA	G.E	G.E	G.E
		TIPO	FKC-2	FKC-3	FKC-4
		SERIE	M424729	M434607	M434611
	CAPACITORES	MARCA	G.E	G.E	G.E
		TIPO	DIELEKTROL	DIELEKTROL	DIELEKTROL
		SERIE	M394378	M394344	M394385

	INTERRUPTOR DE TIEMPO	MARCA	FISHER PIERCE
		TIPO	56821 HJ-76A
		SERIE	9

Tabla . Características Banco de Capacitores Desconectable que se encuentra en patio de 13.8 kV de Mapasingue 2 Equipos Cuarto de Control de la Subestación Mapasingue

DESCRIPCION	MARCA	TIPO	CANT
RELE PARA PROTECCION DIFERENCIAL	ABB	TPU 2000R	1
RELE DE BAJA FRECUENCIA	NO HAY	-	-
PANEL DE ALARMAS	PANALARM	910DC48T	1
RELE LOCKOUT AUX.PROT.DIFERENCIAL	G.E.	HEA 61	1
RELE LOCKOUT AUX.FALTA DE VOLTAJE AC	G.E.	HEA 62	1
REGLETA DE 12 PUNTOS	G.E.	EB25L12	7
REGLETAS DE CORTO CIRCUITO	G.E.	EB27B065	2
BREAKERS 1P-20	G.E.	THQC	8
BREAKERS 2P-20	G.E.	THQC	9
BREAKERS 2P-40	G.E.	THQC	1
RELE AUXILIAR 12V DC PARA PITO			1
CONTACTOR CON TEMPORIZADOR	TELEMECANIQUE		1

Tabla . Equipos de Protección y Control de Mapasingue 1

DESCRIPCION	MARCA	TIPO	CANT
RELE DE BAJA FRECUENCIA	NO HAY	-	-
PANEL DE ALARMAS	PANALARM	910DC48T	1
RELE LOCKOUT AUX.PROT.DIFERENCIAL	G.E.	HEA 61	1
RELE LOCKOUT AUX.FALTA DE VOLTAJE AC	G.E.	HEA 62	1
REGLETA DE 12 PUNTOS	G.E.	EB25L12	4
BREAKERS 1P-20	G.E.	THQC	8
BREAKERS 2P-20	G.E.	THQC	8
BREAKERS 2P-40	G.E.	THQC	1
RELE AUXILIAR 12V DC PARA PITO			1
CONTACTOR CON TEMPORIZADOR	TELEMECANIQUE		1

Tabla . Equipos de Protección y Control de Mapasingue 2

CABLES DE CONTROL

DESCRIPCION	TIPO AISLAM	CANTIDAD (metros)
CABLE CONCENTRICO Cu 4 # 12 AWG	TW	156
CABLE CONCENTRICO Cu 8 # 12 AWG	TW	141
CABLE CONCENTRICO Cu 2 # 10 AWG	TW	30
CABLE CONCENTRICO Cu 3 # 6 AWG	TW	32
CABLE Cu #16 AWG	TW	50
CABLE Cu #12 AWG	TW	332
CABLE Cu # 8 AWG	TW	78

Tabla . Tipos de cables utilizados en instalaciones de Control de Mapasingue 1.

DESCRIPCION	TIPO AISLAM	CANTIDAD (metros)
CABLE CONCENTRICO Cu 4 # 12 AWG	TW	172
CABLE CONCENTRICO Cu 8 # 12 AWG	TW	197
CABLE CONCENTRICO Cu 3 # 6 AWG	TW	36
CABLE Cu #16 AWG	TW	50
CABLE Cu #12 AWG	TW	428
CABLE Cu # 8 AWG	TW	90

Tabla . Tipos de cables utilizados en instalaciones de Control de Mapasingue 2.

BANCO DE BATERIAS



Fig. Banco de baterías en cuarto de control

CARGADOR DE BATERIAS							
MARCA	MODELO	SERIE	ENTRADA AC			SALIDA DC	
			VOLTAJE	AMPERAJE	Hz	VOLTAJE	AMPERAJE
GNB	GG548S6	93PS175	120	6,3	60	48	6

Tabla . Características del cargador de baterías

BATERIAS				
#	1	2	3	4
VOLTAJE	12	12	12	12
AH	115	115	115	115
MARCA	AC-DELCO	AC-DELCO	AC-DELCO	AC-DELCO

Tabla . Tipo de baterías utilizadas en la subestación Mapasingue

MALLA DE TIERRA

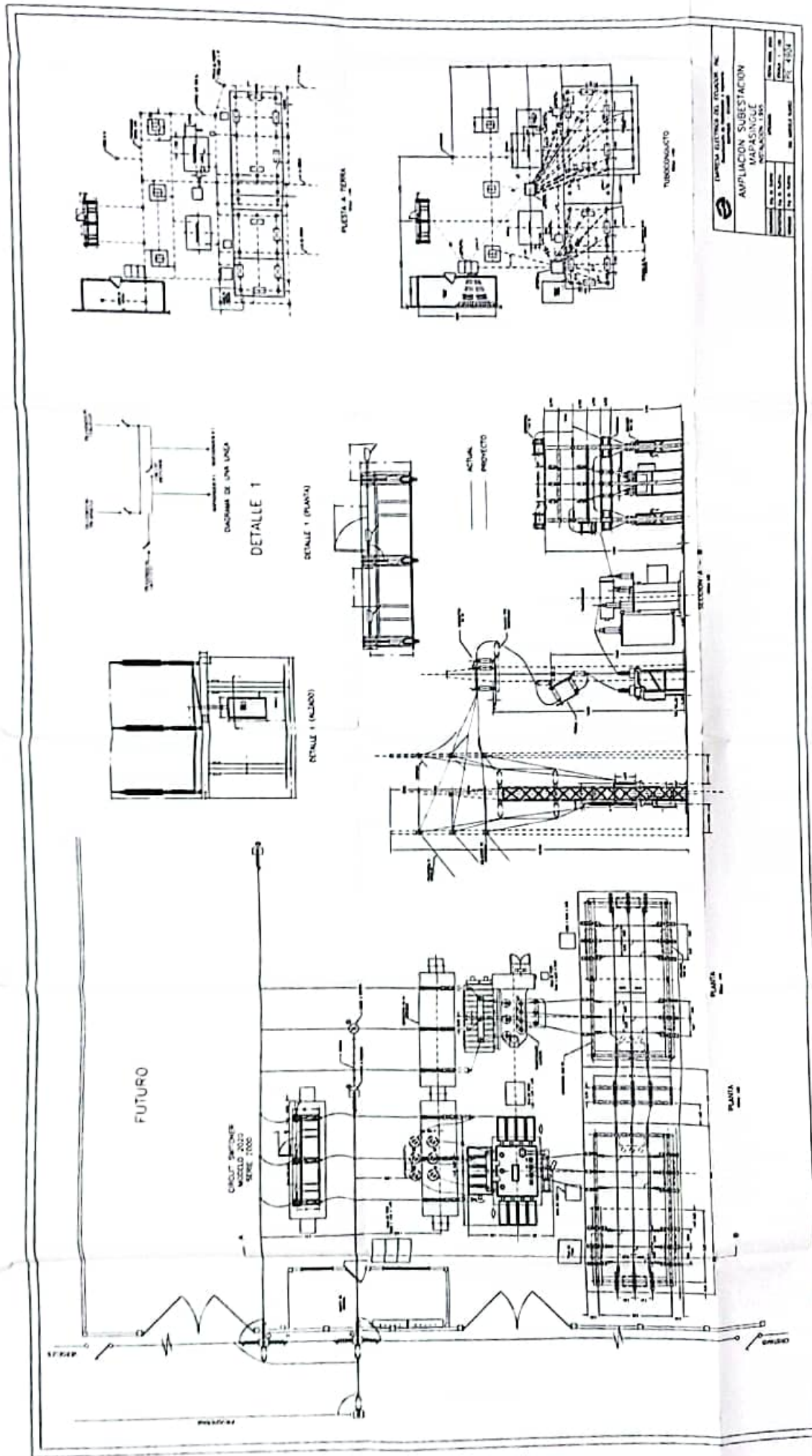


Fig. Puesta a Tierra de Estructuras de la Subestación

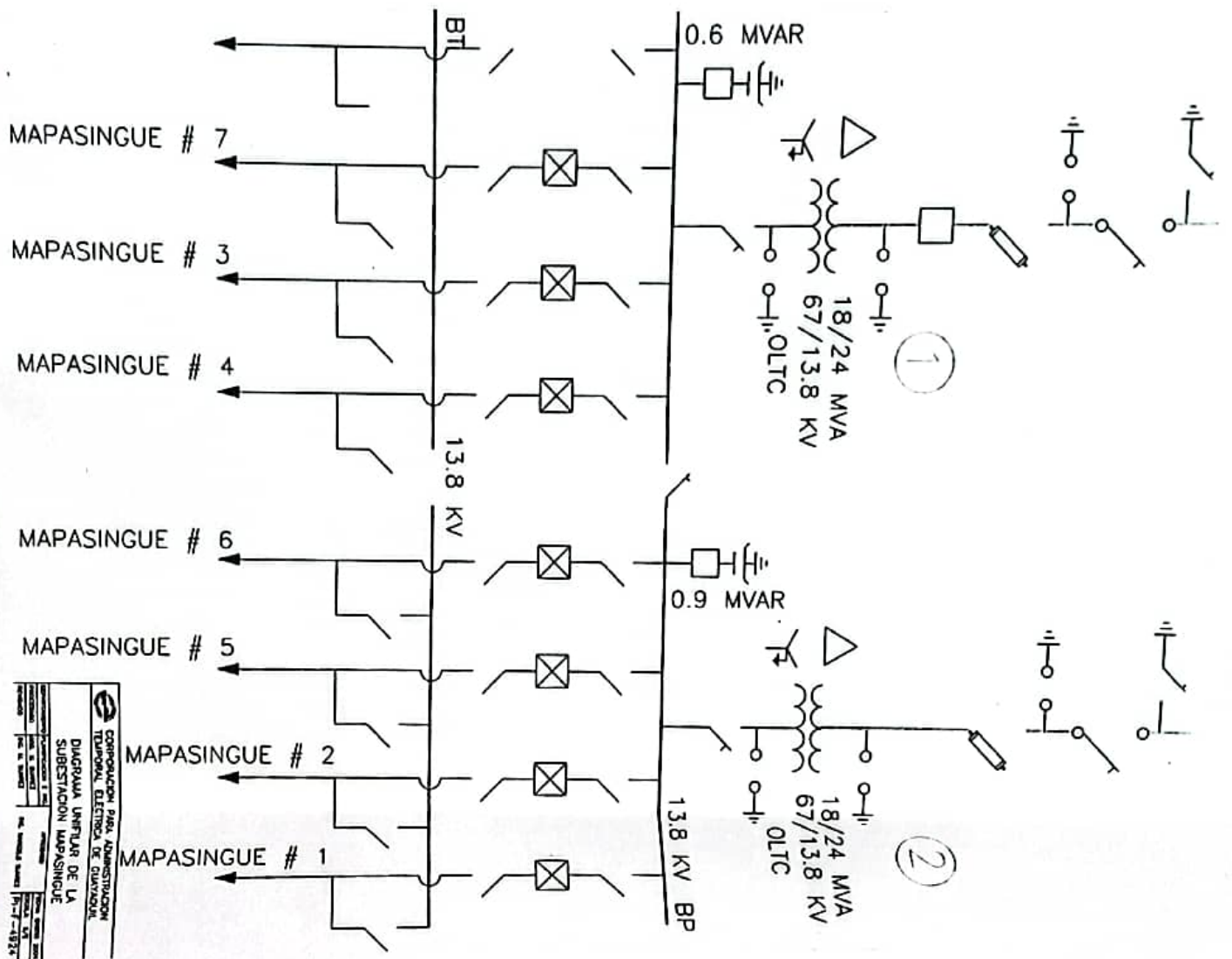
La malla de puesta esta conformada tanto para Mapasingue 1 y Mapasingue


2 El sistema de aterrizaje de la subestación consta de:

- 19 varillas de cobre de 5/8"x 8" para puesta tierra
- 100 metros de cable de cobre desnudo # 4/0 AWG



EMPRESA EDITORIAL DEL TRUJAL, S.A.	
AMPLIACION SUBESTACION MAPASINGUE REGIONAL 1996	
Auto. No. 100	1996
Auto. No. 100	1996
Auto. No. 100	1996
Auto. No. 100	1996




 CORPORACION PARA ADMINISTRACION
 TECNICA Y ELECTRICIDAD DE GUAYAMA
 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA
 SUBESTACION MAPASINGUE