

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
ESCUELA DE POSGRADO
UNIDAD DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“AUTOMATIZACIÓN OPTIMA DE LA SUBESTACIÓN DE
HUAROCHIRÍ MEDIANTE SISTEMA SCADA PARA MEJORAR LA
CALIDAD DE SERVICIO”**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

MENCIÓN: GESTIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AUTOR: JORGE ELÍAS MOSCOSO SÁNCHEZ

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Jorge Elías Moscoso Sánchez".

Callao, 2016

PERÚ

HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO

MIEMBROS DEL JURADO

DOCTOR	: JUAN HERBER GRADOS GAMARRA	PRESIDENTE
DOCTOR	: MARCELO NEMESIO DAMAS NIÑO	SECRETARIO
DOCTOR	: NOÉ MANUEL JESÚS CHÁVEZ TEMOCHE	MIEMBRO
MAGÍSTER	: HUGO FLORENCIO LLACZA ROBLES	MIEMBRO
DOCTOR	: CÉSAR AUGUSTO RODRÍGUEZ ABURTO	ASESOR

Nº DE LIBRO : 01

FOLIO : 041

FECHA DE APROBACIÓN : Mayo 20, 2016

RESOLUCIÓN DIRECTORAL : 036-2016-DSPG-FIEE

DEDICATORIA

En principio quiero darle gracias a Dios que nunca me ha dejado de su mano y ha caminado conmigo durante toda mi vida. Gracias por ayudarme a conquistar mis sueños y darme fuerzas para conseguir mis metas.

A mi madre por forjarme y a mi padre que en el cielo siempre me guía.

A mi esposa, mis hijas, mis profesores, mis compañeros y a todas las personas que me facilitaron el poder concluir mis estudios de maestría.

También quiero extender mi agradecimiento a mi asesor, que ha tenido la voluntad y sensatez para guiar esta investigación.

A mi gran amigo Ing. Ernesto Ramos Torres que por él y por sus interminables consejos en la ejecución de este Proyecto, las aportaciones y recomendaciones que hizo posible que hoy llegue a culminar esta meta. Mi más sincero agradecimiento, mi gran admiración por su tiempo dedicado a este trabajo de investigación.

Quedo muy agradecido a la UNAC por haberme forjado como profesional de posgrado.

Jorge Elías Moscoso Sánchez

ÍNDICE

CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	15
1.1 Identificación del problema	15
1.2 Formulación de problemas	16
1.2.1 General	16
1.2.2 Específicos	16
1.3 Objetivos de la investigación	17
1.3.1 General	17
1.3.2 Específico	17
1.4 Justificación	17
1.4.1 Naturaleza	18
1.4.2 Magnitud	18
1.4.3 Vulnerabilidad y Trascendencia	18
1.4.4 Práctica u Organizacional	19
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	19
2.1 Fundamento Ontológico	19
2.2 Fundamento metodológico	19
2.3 Fundamento epistemológico	19
2.4 Antecedentes de estudio	21
2.4.1 Características y tipos de subestaciones	21
2.4.2 Evolución histórica de subestaciones	22
2.4.3 Parámetros básicos de diseño	25
2.4.4 Análisis descriptivo	26
2.4.5 Tipos generales de subestaciones	26
2.4.6 Diferencias físicas generales	28
2.4.7 Criterios de selección técnicos	31
2.4.8 Criterios de selección económicos	32
2.5 La subestación eléctrica de Huarochiri	38
2.5.1 Ubicación geográfica	40
2.5.2 Condiciones climatológicas	41
2.5.3 Vías de comunicación	41
2.5.4 Oferta y demanda eléctrica	41

2.5.5	Definición del sistema eléctrico _____	42
2.5.6	Análisis del sistema eléctrico de la subestación _____	42
2.5.7	Especificaciones técnicas de los equipos del sistema _____	43
2.5.7.1	Transformador De La Subestación _____	43
2.5.7.2	Cálculos de parámetros eléctricos _____	44
2.5.7.2.1	Cálculo de la Resistencia (R) _____	44
2.5.7.2.2	Cálculo de la Reactancia Inductiva (X) _____	45
2.5.7.2.3	Cálculo de las Impedancias de Secuencia Positiva y negativa ($Z_i=Z_2$) _____	45
2.5.7.2.4	Cálculo de los Parámetros de los Transformadores de Potencia _____	46
2.5.7.2.5	Cálculo de los Parámetros del Generador _____	46
2.5.8	Resumen de los Parámetros Eléctricos _____	47
2.5.8.1	Estudio de flujo de carga _____	47
2.5.8.2	Análisis del Sistema Eléctrico _____	47
2.5.8.3	Estudio de cortocircuito _____	47
2.5.9	Selección de interruptores de potencia _____	47
2.5.9.1	Máxima Tensión de Operación _____	47
2.5.9.2	Cálculo de la Corriente Nominal Del Interruptor [I _a] _____	48
2.5.9.3	Selección de las Características Eléctricas del Interruptor _____	49
2.5.9.4	Verificación de las Características Eléctricas del Interruptor _____	49
2.6	Automatización de las subestaciones eléctricas _____	50
2.6.1	Niveles de automatización _____	52
2.6.2	Sistema SCADA _____	52
2.6.3	Integración de IED's y RTU's _____	54
2.6.4	Medios de comunicación _____	54
2.6.5	Necesidad de comunicación SCADA-SCADA _____	55
2.6.6	Protocolos de automatización _____	57
2.6.7	Protocolos propietarios _____	57
2.6.8	Protocolos abiertos _____	58

2.6.9	Proyección del uso de los protocolos _____	58
2.7	Nuevas tendencias en la automatización de una subestación eléctrica _____	59
2.7.1	Proyección de la automatización en una subestación eléctrica _____	59
2.7.2	Proyección del uso de los protocolos _____	60
2.7.3	Nuevos protocolos y herramientas _____	62
2.7.4	Nuevos enlaces de comunicación _____	62
2.7.5	Proyección de una automatización completa, robusta y segura _____	63
2.8	Protocolo IEC 61850 _____	64
2.8.1	Configuración de Equipos _____	65
2.8.2	Red LAN _____	65
2.8.3	Lenguaje SCL _____	66
2.8.4	Integración de IED's y RTU's mediante el uso del protocolo IEC61850 _____	67
2.8.5	Implementación del protocolo IEC 61850 en una Subestación Eléctrica en un Sistema SCADA _____	69
2.9	PROTOCOLO ICCP _____	70
2.9.1	Características del protocolo ICCP _____	71
2.9.2	Implementación de la transferencia de datos SCADA SCADA mediante el protocolo ICCP _____	72
2.10	Automatización usando el protocolo IEC 61850 y envío de datos usando el protocolo ICCP _____	72
2.10.1	Arquitectura de la Red LAN IEC61850 _____	74
2.10.2	Protocolo OPC _____	77
2.10.3	La Solución IEC61850-OPC _____	78
2.10.4	Configuración IEC61850- OPC _____	79
2.11	Glosario De Términos _____	81
CAPITULO III: VARIABLE E HIPOTESIS _____		84
3.1	Definición de las variables _____	84
3.2	Operacionalización de variables _____	84

3.2.1. Hipótesis General	84
3.2.2. Hipótesis Específicas	85
CAPITULO IV: METODOLOGÍA	86
4.1 Tipo de Investigación	86
4.1.1 Investigación Descriptiva	86
4.1.2 Investigación Aplicada	86
4.2 Diseño de la Investigación	86
4.2.1 Diseño no experimental	86
4.2.2 Diseño transversal	87
4.3 Población y muestra	87
4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos	87
4.4.1 Procedimiento de recolección de datos	87
CAPITULO V: RESULTADOS	91
CAPITULO VI: DISCUSION DE RESULTADOS	126
6.1 Contrastación de Hipótesis con los resultados	126
CAPITULO VII: RECOMENDACIONES	135
CAPITULO VIII: CONCLUSIONES	136
CAPITULO IX: REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	137
CAPITULO X: ANEXOS	139
10.1 Matriz de Consistencia	139
10.2 Cuestionario de Expertos	140
10.3 FOTOS	142
10.4 ESQUEMAS UNIFILARES	147
10.5 ARQUITECTURA DE LA SUBESTACION AUTOMATIZADA SAN JERONIMO DE SURCO HUAROCHIRI	148
10.6 SOFTWARE DEL SCADA A IMPLEMENTAR	150

INDICE DE IMAGENES

<i>Imagen 1: Ubicación de la subestación</i>	39
<i>Imagen 2: Coordenadas UTM</i>	40
<i>Imagen 3: Esquema de unificación de la subestación</i>	50
<i>Imagen 4: Conexión SCADA DNP3.0 e IEC 60870</i>	61

INDICE DE CUADROS

<i>Cuadro 1: Características de Conductores AAC</i>	44
<i>Cuadro 2: Características de Transformador</i>	48
<i>Cuadro 3: Características de Interruptor</i>	49
<i>Cuadro 4: Protocolos de Automatización [Siemens, 2009]</i>	56

INDICE DE FORMULAS

<i>Fórmula 1</i>	43
<i>Fórmula 2</i>	43
<i>Fórmula 3</i>	44
<i>Fórmula 4</i>	45
<i>Fórmula 5</i>	46
<i>Fórmula 6</i>	46
<i>Fórmula 7</i>	46
<i>Fórmula 8</i>	48
<i>Fórmula 9</i>	127

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: El sistema de comunicación de redes industriales más confiable</i>	91
<i>Tabla 2: Sistema de comunicaciones es robusto y resistente al ambiente industrial</i>	92
<i>Tabla 3: Comunicación de datos de diagnóstico es más confiable en la subestación</i>	93
<i>Tabla 4: El sistema de comunicaciones es Facilidad de instalación y mantenimiento.</i>	94
<i>Tabla 5: El sistema de comunicaciones es de Reducción de costos por: instalación, mantenimiento y modificación</i>	95
<i>Tabla 6: Todos los fabricantes líderes en tecnología de automatización, ofrecen interfaces PROFIBUS para sus dispositivos.</i>	96
<i>Tabla 7: El sistema de comunicación de datos Optimizado para alta velocidad y costo reducido.</i>	97
<i>Tabla 8: El sistema de comunicación es Diseñado especialmente para la comunicación entre los sistemas de control de automatismos y las entradas/salidas distribuidas en procesos de manufactura.</i>	98
<i>Tabla 9: El sistema de comunicación de red ahorra en mantenimiento e inventarios de almacén</i>	99
<i>Tabla 10: Estas redes son altamente especializadas y usan varios protocolos que han sido adaptados para cumplir los estrictos requisitos para implementar control en tiempo real de equipo físico.</i>	100
<i>Tabla 11: Los sistemas SCADA no ejecutan ningún control y su función es solo de supervisión.</i>	101
<i>Tabla 12: El enfoque de los sistemas SCADA es la adquisición de datos y la presentación de la interfaz humano-máquina (HMI).</i>	102
<i>Tabla 13: El sistema SCADA • También ejecutan comandos de alto nivel para ser enviados mediante el soporte físico de control.</i>	103
<i>Tabla 14: Se enfocan al monitoreo de soporte físico de control distribuido geográficamente en distancias largas.</i>	104
<i>Tabla 15: El soporte físico que se comunica con el SCADA se le llama Unidad Terminal Remota (RTU). El RTU es un PLC especializado.</i>	105
<i>Tabla 16: La topología considera el MTU (Master Terminal Unit).</i>	106
<i>Tabla 17: Los sistemas SCADA tienden a ser manejados por eventos (event-driven) en lugar de por procesos (process-driven).</i>	107
<i>Tabla 18: Los sistemas SCADA También solo reportan los cambios en lugar de toda la información.</i>	108
<i>Tabla 19: Los sistemas SCADA no ejecutan ningún control y su función es solo de supervisión.</i>	109
<i>Tabla 20: El enfoque de los sistemas SCADA es la adquisición de datos y la presentación de la interfaz humano-máquina (HMI)</i>	110

<i>Tabla 21:El sistema SCADA •También ejecutan comandos de alto nivel para ser enviados mediante el soporte físico de control.</i>	111
<i>Tabla 22: Se enfocan al monitoreo de soporte físico de control distribuido geográficamente en distancias largas.</i>	112
<i>Tabla 23: El soporte físico que se comunica con el SCADA se le llama Unidad Terminal Remota (RTU). El RTU es un PLC especializado.</i>	113
<i>Tabla 24: La topología considera el MTU (Master Terminal Unit).</i>	114
<i>Tabla 25: Los sistemas SCADA tienden a ser manejados por eventos (event-driven) en lugar de por procesos (process-driven).</i>	115
<i>Tabla 26: Los sistemas SCADA También solo reportan los cambios en lugar de toda la Información.</i>	116
<i>Tabla 27:Los sistemas SCADA también contienen otras herramientas de soporte de código: Herramientas de ingeniería para configurar o para solucionar problemas.</i>	117
<i>Tabla 28:Para la subestación se deben suministrar pararrayos para la bahía de transformador tipo electrónico</i>	118
<i>Tabla 29:Para la subestación El seccionador para la bahía de transformador es existente y se debe reinstalar, de acuerdo al diagrama unifilar</i>	119
<i>Tabla 30:Para la subestación se debe suministra cargadores de baterías, según lo indicado en diagrama</i>	120
<i>Tabla 31:Los equipos de control y protección se debe automatizar con PLC</i>	121
<i>Tabla 32:Protección, los tableros de servicios auxiliares, se realizara por equipos electrónicos.(RECLOSER).</i>	122
<i>Tabla 33:Los sistemas contraincendios, los circuitos cerrados de televisión, Den controlarse por sistemas electrónicos</i>	123
<i>Tabla 34:El interruptor para la bahía Reforma, será suministro de la electrificadora de la meta, se debe realizar mantenimiento al interruptor existente.</i>	124
<i>Tabla 35:Para la subestación se debe probar y reinstalar transformadores de corriente, pero de acuerdo con el diagrama unifilar</i>	125

INDICE DE DIAGRAMAS

<i>Diagrama 1:El sistema de comunicación de redes industriales más confiable</i>	91
<i>Diagrama 2:Sistema de comunicaciones es robusto y resistente al ambiente industrial</i>	92
<i>Diagrama 3: Comunicación de datos de diagnóstico es más confiable en la subestación</i>	93
<i>Diagrama 4: El sistema de comunicaciones es Facilidad de instalación y mantenimiento</i>	94
<i>Diagrama 5: El sistema de comunicaciones es de Reducción de costos por: instalación, mantenimiento y modificación</i>	95
<i>Diagrama 6: Todos los fabricantes líderes en tecnología de automatización, ofrecen interfaces PROFIBUS para sus dispositivos.</i>	96
<i>Diagrama 7: El sistema de comunicación de datos Optimizado para alta velocidad y costo reducido.</i>	97
<i>Diagrama 8 :El sistema de comunicación es Diseñado especialmente para la comunicación entre los sistemas de control de automatismos y las entradas/salidas distribuidas en procesos de manufactura.</i>	98
<i>Diagrama 9: El sistema de comunicación de red ahorra en mantenimiento e inventarios de almacén</i>	99
<i>Diagrama 10: Estas redes son altamente especializadas y usan varios protocolos que han sido adaptados para cumplir los estrictos requisitos para implementar control en tiempo real de equipo físico. :</i>	100
<i>Diagrama 11: Los sistemas SCADA no ejecutan ningún control y su función es solo de supervisión.</i>	101
<i>Diagrama 12: El enfoque de los sistemas SCADA es la adquisición de datos y la presentación de la interfaz humano-máquina (HMI).</i>	102
<i>Diagrama 13: El Sistema SCADA también ejecutan comandos de alto nivel para ser enviados mediante el soporte físico de control</i>	103
<i>Diagrama 14: Se enfocan al monitoreo de soporte físico de control distribuido geográficamente en distancias largas.</i>	104
<i>Diagrama 15: El soporte físico que se comunica con el SCADA se le llama Unidad Terminal Remota (RTU). El RTU es un PLC especializado.</i>	105
<i>Diagrama 16: La topología considera el MTU (Master Terminal Unit).</i>	106
<i>Diagrama 17: Los sistemas SCADA tienden a ser manejados por eventos (event-driven) en lugar de por procesos (process-driven).</i>	107
<i>Diagrama 18: Los sistemas SCADA También solo reportan los cambios en lugar de toda la Información.</i>	108
<i>Diagrama 19: Los sistemas SCADA no ejecutan ningún control y su función es solo de supervisión.</i>	109

<i>Diagrama 20: El enfoque de los sistemas SCADA es la adquisición de datos y la presentación de la interfaz humano-máquina (HMI)</i>	110
<i>Diagrama 21: El sistema SCADA También ejecutan comandos de alto nivel para ser enviados mediante el soporte físico de control.</i>	111
<i>Diagrama 22: Se enfocan al monitoreo de soporte físico de control distribuido geográficamente en distancias largas.</i>	112
<i>Diagrama 23: El soporte físico que se comunica con el SCADA se le llama Unidad Terminal Remota (RTU). El RTU es un PLC especializado.</i>	113
<i>Diagrama 24: La topología considera el MTU (Master Terminal Unit).</i>	114
<i>Diagrama 25: Los sistemas SCADA tienden a ser manejados por eventos (event-driven) en lugar de por procesos (process-driven).</i>	115
<i>Diagrama 26: Los sistemas SCADA También solo reportan los cambios en lugar de toda la Información.</i>	116
<i>Diagrama 27: Los sistemas SCADA también contienen otras herramientas de soporte de código: Herramientas de ingeniería para configurar o para solucionar problemas.</i>	117
<i>Diagrama 28: Para la subestación se deben suministrar pararrayos para la bahía de transformador tipo electrónico</i>	118
<i>Diagrama 29: Para la subestación El seccionador para la bahía de transformador es existente y se debe reinstalar, de acuerdo al diagrama unifilar</i>	119
<i>Diagrama 30: Para la subestación se debe suministra cargadores de baterías, según lo indicado en diagrama</i>	120
<i>Diagrama 31: Los equipos de control y protección se debe automatizar con PLC</i>	121
<i>Diagrama 32: Protección, los tableros de servicios auxiliares, se realizara por equipos electrónicos.(RECLOSER).</i>	122
<i>Diagrama 33: Los sistemas contraincendios, los circuitos cerrados de televisión, Den controlarse por sistemas electrónicos</i>	123
<i>Diagrama 34: El interruptor para la bahía Reforma, será suministro de la electrificadora de la meta, se debe realizar mantenimiento al interruptor existente.</i>	124
<i>Diagrama 35: Para la subestación se debe probar y reinstalar transformadores de corriente, pero de acuerdo con el diagrama unifilar</i>	125

RESUMEN

Las subestaciones eléctricas son las instalaciones encargadas de proporcionar la energía a los pueblos proviniendo el desarrollo de proyectos de electrificación y en algunos casos a los sistemas de señalización e instalaciones de seguridad y comunicaciones. Esta instalación recibe la energía alternativa de alta tensión procedente de las empresas suministradoras, la transforma y distribuye como corriente continua a la línea de contacto o catenaria. Asimismo, puede dar tensión a las señales y otros sistemas de gestión de control, lo que la convierte en un dispositivo esencial para el funcionamiento del servicio.

La subestación eléctrica situada en San Jerónimo de Surco, Provincia de Huarochirí Departamento de Lima tiene una especial importancia, ya que se encuentra en el contorno más próximo a la zona central de Lima y suministra tensión a los pequeños pueblos de la cercanía.

La subestación cuenta con un alimentador de 100 KVA de la inserción de SE Surco 60/10KV, 2 MVA.

Como esta subestación se encuentra dentro el Sistema Eléctrico de Huarochirí I etapa 10/22,9KV, 2(2,6) ONAN-(ONAF) (aceite natural, aire natural y aceite natural, aire forzado) controlada por el telemando de subestaciones y desde un punto único regula mediante sistemas informáticos.

La tesis, describe, los propósitos, objetivos y alcances de la norma IEC61850, definición de las funciones de protección utilizando "nodos lógicos" que se componen a su vez por datos, que representan alguna aplicación específica. Así como división en niveles de las diferentes funciones de aplicación que componen un SAS (Sistema de Automatización de un Subestación) tales como: supervisión y control, protección, monitorización, supervisión de las comunicaciones y sus interrelaciones y comunicaciones entre estas diferentes funciones.

Este centro de control también detecta cualquier anomalía en su funcionamiento y una de sus ventajas más importantes es que ofrece la posibilidad de operar sobre las instalaciones sin necesidad de acudir a los puntos donde están situadas, lo que permite ofrecer una rápida respuesta en caso de incidencia.

El autor

ABSTRACT

Electrical substations are facilities responsible for providing energy to the development of peoples coming electrification projects and in some cases signaling systems and security installations and communications. This facility receives the alternative high voltage power supply companies from the transformed and distributed as direct current to the contact line or catenary. You can also provide voltage signals and other control management systems, making it an essential device for operating the service.

The electrical substation located in San Jeronimo de Surco, Province of Huarochiri Lima has a special importance because it is the nearest boundary to the central area of Lima and supplies power to small towns nearby.

The substation has a feeder 100KVA insertion of SE Surco 60 / 10KV, 2MVA.

As this substation is within the Electric System Huarochiri I Stage 10 / 22,9KV, 2 (2.6) ONAN- (ONAF) (natural oil, natural air and natural oil, forced air) controlled by the remote control of substations and from a single point controlled by computer systems.

The thesis describes the purposes, objectives and scope of the IEC61850 standard definition of protection functions using "logical nodes" that are -----sed in turn by data representing a specific application. And tiering of it application functions that make up a SAS (Substation Automation i) such as monitoring and control, protection, monitoring, ision of communications and their interrelationships and inications between these different functions.

This control center can also detect any abnormality in operation and one of its most important advantages is that it offers the possibility to operate on the premises without resorting to the points where they are located, allowing a rapid response in case of incident .

The Autor

CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Identificación del problema

El principal servicio es el de la energía eléctrica, que es brindada a la mayoría de personas, energía eléctrica que es generada de diversos tipos; como lo son: hidráulicamente, térmicamente, eólicamente, etc. Y una vez generada es transmitida a las diversas Subestaciones Eléctricas, que posteriormente subdividen y transforman la energía eléctrica para que finalmente pueda ser utilizada a cada uno de nuestros hogares.

Los rápidos cambios en la industria eléctrica impulsados por los competitivos niveles de productividad, de eficiencia y de calidad de servicio, que exige el mercado en la actualidad, requieren de una constante innovación a la hora de resolver la automatización de una Subestación Eléctrica, lo cual puede significar difíciles desafíos.

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

La integración de IED's y RTU's en una Subestación Eléctrica nos induce primero a saber elegir correctamente el protocolo de comunicación que mejor se ajuste a nuestras necesidades y realidades, es por ello que en la actualidad el protocolo IEC 61850 es aquel que cumple con las mejores características, así como también el que impone un mejor tratamiento y envío de la data con exactitud y precisión.

El protocolo IEC 61850 es un protocolo diseñado en la actualidad para la comunicación de equipos IED's y RTU's en el nivel de Automatización inferior al del SCADA, es por eso nuestra problemática lograr que la integración de estos equipos pueda ser transmitida a un punto intermedio recolector de información, es decir el SCADA HMI local.

Una vez lograda la integración local de la Subestación Eléctrica, el siguiente paso es el proceso de transferencia de protocolos (IEC 61850 a

ICCP), para así lograr el envío de la información hacia cualquier punto externo.

Tanto el protocolo IEC 61850 como el protocolo ICCP utilizan la misma funcionalidad de comunicación maestro esclavo (pregunta respuesta), el mismo formato de datos y principalmente la utilización de los mismos recursos hace dificultoso usarlos en un mismo Sistema SCADA, por lo tanto es nuestro objetivo lograr que ambos protocolos puedan ser utilizados en conjunto en un mismo Sistema SCADA.

La provincia de Huarochirí Ubicada en el departamento de Lima es una zona extensa que cuenta con varias centrales Hidroeléctricas así mismo tiene una series de subestaciones en cada distrito en este caso me voy a referir al distrito de San Jerónimo de Surco por esta cerca de central Hidroeléctrica Pablo Bonner como estudio del tema.

1.2 Formulación de problemas

El problema de la automatización dentro del mercado eléctrico peruano es la falta de incentivos económicos atractivos para que este se desarrolle con la participación más activa de los agentes generadores del sistema, esto implica que se necesita del desarrollo de un modelo **TÍPICO**. La formulación del problema se realizó en base a la siguiente interrogante: ¿Mediante un sistema de adquisición de datos SCADA se Mejorará la operación y mantenimiento de la Subestación de Huarochirí?

1.2.1 General

¿De qué manera la implementación del sistema SCADA mejora la optimización de la Subestación de Huarochirí?

1.2.2 Específicos

1. ¿De qué manera el uso de un sistema de comunicación mejora la optimización de la sub estación de Huarochirí?
2. ¿De qué manera el uso de un software específico mejora la optimización de la sub estación de Huarochirí?

3. ¿De qué manera el uso de unos equipos tecnológicos de protección específicos mejora la optimización de la subestación de Huarochirí?

1.3 Objetivos de la investigación

Los objetivos del presente trabajo de tesis me permiten como parte de plantear las hipótesis, dar a conocer los resultados, planteamientos, proposiciones o respuestas en torno al problema que estoy tratando, en tal sentido planteamos lo siguiente:

1.3.1 General

Determinar de qué manera la implementación de un sistema SCADA mejorará la optimización de la subestación de Huarochirí

1.3.2 Específico

1. Determinar de qué manera la implementación de un sistema SCADA mejora la optimización de la subestación de Huarochirí.
2. Determinar de qué manera la implementación de un software específico mejora la optimización de la subestación de Huarochirí.
3. Determinar de qué manera la implementación de equipos tecnológicos de protección específicos mejora la optimización de la subestación de Huarochirí.

1.4 Justificación

La ejecución del presente trabajo, es un aporte tecnológico y de desarrollo socioeconómico, que se ha realizado desarrollado en la sección de posgrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y electrónica de la Universidad Nacional del Callao. El trabajo de tesis permitirá ampliar conocimiento sobre las tecnologías emergentes en aplicación de los sistemas de generación distribuida.

Para demostrar la alternativa propuesta se escogió un tema de automatización de subestaciones que permitirá analizar alternativas para mejorar la distribución de las redes de distribución.

La ejecución del presente trabajo de investigación, se justificó por su:

1.4.1 Naturaleza

La limitación de este trabajo se debe a que la automatización solo será para un pequeño sistema eléctrico cuya demanda en energía es tan solo de 2 MVA y la facilidad de la implementación de la automatización se debe al fácil acceso a dicha subestación mejoró si se implementan estos conocimientos y tecnologías asociadas, con ello se justifica el presente proyecto de Tesis.

1.4.2 Magnitud

Las instituciones como las universidades públicas y privadas del país, los ministerios competentes, no prestan atención a este tipo de estudios para mejoramiento y sostenibilidad de las redes de distribución eléctrica. En tal sentido, es importante para mí, presentar una propuesta que ya está implementada en otros países y que ha contribuido a mejorar la sostenibilidad de sus redes eléctricas

1.4.3 Vulnerabilidad y Trascendencia

El problema de investigación es vulnerable, porque es posible **estudiar, diseñar y aplicar** este proyecto propuesto que con la falta de políticas, normas y tecnologías no sería posible desarrollar.

Además, este tipo de estudios de investigación sobre **generación distribuida** es importante para el desarrollo del país, de allí su trascendencia e interés para los investigadores peruanos. Desarrollo del país como palanca a la diversificación productiva del país.

1.4.4 Práctica u Organizacional

Los resultados de la investigación, se aplican en beneficio de las redes de transmisión y distribución; así como las unidades de generación, en tal sentido para otros investigadores e instituciones relacionadas con el estudio y aplicación de la energía.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Fundamento Ontológico

Este nivel se refiere a los servicios que reciben este servicio de la electricidad por parte de la Empresa distribuidora buscando el bienestar o satisfacción de usuarios, mediante una estructura dinámica., tales como:

1. Una visión social del servicio, que le permita pensar más allá de sus fronteras.
2. Empatía y horizontalidad
3. Capacidad para aplicar la técnicas y desarrollo tecnológico en todas las áreas del conocimiento según sean las necesidades de transformación de la economía y de la prestación de servicios establecidos en el Plan de Desarrollo de la Nación, que contribuyan a alcanzar la soberanía en todas sus dimensiones y la suprema felicidad.
4. Habilidad para desaprender, aprender y transferir lo aprendido.
5. Capacidad autocrítica y control emocional.

2.2 Fundamento metodológico

La manera de hacer algo, es decir determinar mejoras en el servicio de suministro.

Utilizaremos el Método Inductivo, decir manejaremos premisas particulares para llegar a conclusiones universales.

La apertura que tengamos para desaprender y aprender por la coparticipación que logremos de los actores internos y externos involucrados.

2.3 Fundamento epistemológico

La epistemología alude a los modos de producción de ideas que se asumen como legítimos y a la postura que deben asumir todos los Actores del Proceso de investigación respecto al objeto de conocimiento; esta fundamentación proveerá del marco conceptual y metodológico

necesario para darles respuesta a todas las dudas e interrogantes sobre la aplicación de la satisfacción.

Es importante considerar que lo que se recibe y se aprende debe ir a la par de los adelantos tecnológicos en la búsqueda de una actualización y contextualización permanente de los saberes.

Una nueva representación de la ciencia, inscrita bajo las concepciones del paradigma del pensamiento complejo plantea nuevas formas de organizar y generar saberes, desde una visión integral inter y transdisciplinaria del conocimiento. Esta concepción tiene su significativa relevancia en la práctica del conocimiento científico, en el carácter humano del ser, en los valores y práctica de acción, así como en los objetivos del mismo.

Analizaremos los preceptos que se emplean para justificar los datos, considerando los factores sociales, psicológicos y hasta históricos que entran en la presente investigación.

2.4 Antecedentes de estudio

Existen muchas aplicaciones para este tipo de subestaciones, que consiste en automatizarlo por otros medios y otros programas, no de los argumentos más importantes a favor de la aplicación de los nuevos sistemas de supervisión y control, es que no sólo son ventajosos en nuevas instalaciones, sino también que son perfectamente aplicables en subestaciones convencionales existentes.

Este trabajo corresponde a la implementación de un sistema SCADA, que gobierne la instalación de relés de protección digitales, medidores multifunción, módulos de control digitales y procesadores de comunicación, en las subestaciones de HUAROCHIRI.

2.4.1 Características y tipos de subestaciones

Las **S.E.** son componentes de los **S.E.P.** en donde se modifican los parámetros de la potencia (**V y I**), sirven de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

263



El elemento principal de una subestación eléctrica es el transformador, que funciona con el principio de inducción, a través de una serie de bobinados, que permiten controlar el voltaje de salida.

Las tensiones a las que trabajará la instalación (**S.E.**):

1. Nivel de aislamiento admisible en los aparatos por instalar.
2. Corriente máxima que se prevé en servicio continuo (máxima potencia en Condiciones normales de operación).
3. Corriente máxima de falla (corriente de corto circuito).

2.4.2 Evolución histórica de subestaciones

La tecnología eléctrica y sus avances han permitido que la naturaleza de las subestaciones haya evolucionado a lo largo de los años.

Las causas han sido varias, sin embargo, se podría decir que todas se remiten al aumento del consumo energético individual en los países desarrollados, al aumento de la población y a la mayor dependencia de la electricidad como **vector energético**. Situación que también ha sucedido en nuestro país.

La subestación ha de implicar directamente que sea necesaria una mayor energía en las viviendas y en la industria. Para ello, era necesario incrementar las generaciones hidroeléctricas determinadas con saltos y caudales que lo permitan, energía limpia y barata.

Esto implica inevitablemente una producción localizada de electricidad a gran escala. Además durante el siglo XX en toda Europa se va produciendo un inevitable proceso de desruralización y la población comienza a desplazarse y a agruparse en grandes ciudades, además del crecimiento demográfico y de desarrollo al que se ven sometidos los países. ¿Crecimiento demográfico de Huarochirí?

Por estos motivos, al tener grandes puntos de generación localizados y densidades de consumo en las ciudades, se requiere unos flujos de energía elevados de los unos a los otros. El envío de energía a través de líneas eléctricas, debido a la resistencia de los conductores genera muchas pérdidas y por ello se busca, para reducirlas, bajar las intensidades elevando las tensiones.

El elevamiento de las tensiones ha requerido de investigación para establecer nuevos sistemas de aislamiento, mejora de la protección, de la implantación y del diseño de dispositivos.

Las subestaciones como elementos de operación del sistema de transporte han tenido que acompañar a este proceso de incremento de tensiones y potencias. Por ello, el avance en este campo implica directamente mejoras en las subestaciones.

Principalmente este avance ha sido más acusado en la aparatología y en las subestaciones dentro de un núcleo urbano; que es donde más problemas de espacio y seguridad se han requerido, además de ser el último punto en el que la potencia llega a su fin.

La disponibilidad de cables de potencia para alta tensión (aceite fluido) a partir del año 1920 hizo posible la construcción de subestaciones de tipo interior integradas en el casco urbano de las ciudades. Sin embargo, la aparatología utilizable en estas subestaciones, así como la incapacidad de reducir las distancias eléctricas, al no disponer de otro medio aislante que el aire, supuso que el tamaño de estas subestaciones no se redujera fundamentalmente con respecto a las instalaciones convencionales. Mucho más tarde (1950), se desarrollaron tecnologías para la construcción de barras aisladas que permitieron una cierta reducción del tamaño de las instalaciones, y muy condicionado aún a la utilización de aparatología de interior, que si bien estaba especialmente diseñada para este tipo de subestaciones, no hacía posible una reducción significativa de las dimensiones. La aparición

de las instalaciones aisladas con gas (SF6) en el año 1960, supuso un paso importantísimo en el diseño de las subestaciones, consiguiéndose los resultados espectaculares en la reducción de la superficie y volumen total necesario.

Además el desarrollo de elementos de corte de suministro utilizando el SF6 ha permitido el flujo de potencia de manera más segura ya que los dispositivos que cumplían los requisitos funcionaban con aceite y provocaban incendios y explosiones además de necesitar un mantenimiento habitual.

El grado de desarrollo tecnológico conseguido por estos equipos y los niveles de coste actuales, hacen que la adopción de este tipo de soluciones sea una alternativa indiscutible en el diseño y construcción de subestaciones. Cabe destacar que en aplicaciones sin requisitos de espacio y baja influencia en impacto ambiental se siguen utilizando los dispositivos aislados en aire ya que se ha seguido trabajando en el desarrollo de nuevos equipos e instalaciones que partiendo de soluciones convencionales y aislamientos convencionales (AIS) permiten llegar a soluciones más acordes con el entorno cumpliendo las condiciones establecidas. Este tipo de instalaciones es perfectamente adaptable en ciertos entornos suburbanos o exteriores con un coste muy razonable.

Paralelamente se ha trabajado en el desarrollo de transformadores de potencia para estas instalaciones. Si bien desde el punto de vista de sus dimensiones no se han conseguido logros importantes, otros conceptos tales como la reducción de los niveles de ruido, soluciones para conexiónado en alta y media tensión (barras SF6 y para cables) y los sistemas de refrigeración, han permitido llegar a diseños que satisfacen plenamente los requerimientos de este tipo de instalaciones.

2.4.3 Parámetros básicos de diseño

Los parámetros básicos para el diseño de una subestación eléctrica son los que se definen para cada uno de los sistemas eléctricos presentes en la subestación:

1. Tensión más elevada para el material. Es el valor eficaz de la tensión (entre fases) para el cual se eligen todos los componentes de la subestación.

Es siempre superior al valor de tensión máxima (en régimen permanente), que puede aparecer en los diferentes circuitos que la componen.

2. Nivel de aislamiento. Define los niveles de tensión soportada por los componentes de la subestación. Se definen los siguientes niveles:

- Tensión soportada de frecuencia industrial.
- Tensión soportada para sobretensiones de tipo rayo.
- Tensión soportada para sobretensiones de maniobra.

Hay que tener en cuenta también los factores ambientales que pueden influir

Sobre el aislamiento (longitud de la línea de fuga de los aisladores):

3. Intensidad de cortocircuito. Define la capacidad de la subestación y de sus componentes en cuanto a los efectos de los cortocircuitos:

- Efectos Térmicos: $I_{ce} / 1 \text{ seg}, 2 \text{ seg},$
- Efectos Dinámicos normalmente: $I_{ce} \times 2,5 = I_{din}$

4. La intensidad de cortocircuito fase-tierra es importante para el diseño del sistema de puesta a tierra.

5. Intensidad en régimen permanente. Define la capacidad para soportar en régimen permanente las corrientes presentes en los diferentes circuitos que componen la subestación. Los

valores de corriente sirven para el dimensionamiento tanto del paralaje como de los conductores y material de conexión que forman parte de los diferentes circuitos y de juegos de barras. Normalmente se definen dos tipos de valores:

- Intensidad de régimen permanente para los circuitos.
- Intensidad de régimen permanente para los juegos de barras.

2.4.4 Análisis descriptivo

La documentación de estándares más considerada es la elaborada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). Esta comisión prepara y publica estándares para todo lo relacionado con electricidad, electrónica y otras tecnologías relacionadas.

Se busca además de una estandarización en las ofertas y en los planos utilizados a nivel internacional, la propia estandarización en países de las medidas propuestas por dicha comisión. Es por ello, que generalmente todas las normativas incluida la española están basadas en estos estándares.

2.4.5 Tipos generales de subestaciones

1. Subestaciones de interconexión

Son un punto en la red en el que confluyen varias líneas sin que exista transformación a un nivel inferior de tensión. Son subestaciones típicas de los sistemas de transporte.

2. Subestaciones de interconexión con transformador

Cumplen idénticas funciones a las anteriores pero además disponen de transformación a un nivel o niveles de tensión inferior. Son subestaciones típicas de interconexión entre la red de transporte y los sistemas regionales de su transporte local.

3. Subestaciones de transformación pura. Constituidas generalmente por dos o varias líneas de alta tensión y transformación a uno o varios niveles de media tensión. Son subestaciones típicas de alimentación a los sistemas de distribución, aunque también se pueden incluir dentro de este tipo, las subestaciones de alimentación a grandes plantas industriales.

4. Subestaciones de central

Tienen como función incorporar a la red de transporte o su transporte la energía generada por uno o varios grupos.

Atendiendo a unos criterios más constructivos se clasifican las subestaciones en:

5. Subestaciones de intemperie

La aparata eléctrica, transformadores y juegos de barras se disponen a la intemperie, en combinación con elementos estructurales metálicos.

6. Subestaciones de interior

La aparata eléctrica, transformadores y juegos de barras se disponen a la intemperie, en combinación con elementos estructurales metálicos.

7. Subestaciones de interior

La aparata eléctrica, transformadores y juegos de barras se disponen en el interior de una o varias edificaciones, utilizándose sistemas de construcción convencionales, o bien prefabricados. La adopción de estos sistemas constructivos puede obedecer a criterios relativos al emplazamiento (subestaciones urbanas) o bien a condiciones ambientales adversas (áreas industriales de elevada polución, proximidad al mar, etc...)

Otra clasificación puede realizarse según el tipo de aparata utilizada.

8. Subestaciones convencionales

Utiliza en montaje intemperie o interior componentes discretos convencionales conectados entre sí mediante conexiones realizadas "in situ"

9. Subestaciones blindada

Utiliza componentes integrados y montados en fábrica, protegidos mediante pantallas metálicas estancas y aisladas por medio de gas a presión (SF6). Pueden utilizarse tanto para montaje interior como intemperie.

2.4.6 Diferencias físicas generales

En condiciones atmosféricas normales, las distancias de aislamiento determinan las principales dimensiones de las instalaciones de distribución clásicas. Durante mucho tiempo el desarrollo en la construcción de instalaciones ha consistido simplemente en combinar aparatos ya existentes para obtener la disposición más adecuada para la explotación y seguridad del servicio.

La creciente necesidad de transportar la energía eléctrica, con tensiones cada vez más elevadas, a las regiones de gran densidad de población y a los centros industriales, plantea grandes dificultades a causa de las dimensiones de la instalación implicadas. Incluso si se consigue encontrar el terreno necesario, las prescripciones oficiales y las exigencias urbanísticas hacen difícil la construcción. Los sistemas de alimentación y distribución de energía eléctrica en grandes ciudades están caracterizados fundamentalmente por las condiciones impuestas por el entorno y las particularidades relativas al tipo de carga alimentada.

Las restricciones impuestas por el entorno básicamente son las siguientes:

1. Bajo o nulo impacto visual.

2. Cumplimiento de condiciones excepcionales de seguridad, para evitar riesgos como: transferencia de potenciales peligrosos, incendios y explosiones, posibilidad de inundaciones por rotura de conducciones, etc.
3. Cumplimiento de normativas muy estrictas en cuanto a perturbaciones en el entorno de la instalación: niveles de ruido, vibraciones, evacuación de grandes volúmenes de aire de los sistemas de ventilación y refrigeración, perturbaciones Radioeléctricas, etc.

En cuanto a la carga eléctrica alimentada se pueden enumerar las siguientes particularidades y exigencias:

1. Carga muy distribuida
2. Alto nivel de carga (kW/km²)
3. Alto nivel de exigencia en cuanto a fiabilidad y seguridad en servicio.
4. Existencia de puntas de consumo significativas.

Además, en relación con el problema de contaminación de aisladores, estas condiciones conducen cada vez más a la construcción de instalaciones interiores. Pero el aumento de los costes de construcción refuerza la tendencia a reducir, tanto como sea posible, las dimensiones de la instalación. Por lo tanto, para resolver este problema hay que disponer de instalaciones más pequeñas que las conocidas hasta ahora, insensibles a las influencias atmosféricas, que puedan instalarse al exterior, en un edificio o en el subsuelo y que exijan poco mantenimiento. Además, deben ser silenciosas, no provocar perturbaciones radioeléctricas y no significar ningún peligro para las zonas habitadas próximas, como ya se ha visto.

Para aportar una solución a este problema, se utilizan instalaciones blindadas, con aislamiento en SF₆ lo cual establece la mayor de las diferencias físicas entre dos

subestaciones. La naturaleza del aislamiento hace que se pueda distinguir por una parte las subestaciones aisladas en aire de tipo AIS y por otra las aisladas en gas de tipo GIS.

Una subestación es en definitiva un punto de conexión entre diferentes bahías de circuitos eléctricos.

Cada una de estas bahías suele estar constituida por interruptor, seccionadores, transformadores de medida y elementos de potencia aunque depende mucho de la disposición en cada caso.

El interruptor es un dispositivo capaz de mantener y abrir las corrientes presentes en el circuito, tanto en régimen normal como en falta.

En condiciones de falta el interruptor está ligado al equipo de protección utilizado que lo opera con la velocidad y política adecuada.

Los transformadores de medida son los que le dan al sistema las magnitudes necesarias para realizar la medida, monitorización, el control y la protección de todos los elementos necesarios en el sistema.

Los seccionadores simplemente se utilizan para realizar aislamiento físico de diferentes equipos para poder efectuar trabajos en condiciones de seguridad.

Opcionalmente pueden utilizarse como elementos selectores de barras.

Estos dispositivos solamente pueden maniobrar sin carga. Además existe otro tipo de dispositivos con diferentes funciones dentro de una subestación como es el sistema de control, sistema de comunicaciones o sistema de protección.

2.4.7 Criterios de selección técnicos

Los elementos constitutivos que se han analizado hasta ahora pueden tener una relativa importancia en las características funcionales de una determinada instalación.

Es un hecho que la disposición de los elementos y su orden en el circuito eléctrico pueden dar lugar a diferencias en la perspectiva de la protección, fiabilidad o manejo de la subestación.

La elección acertada del esquema unifilar de una subestación debe tener en cuenta unos parámetros básicos que influyen en la explotación de la instalación.

1. El nivel de tensión
2. Función y situación de la subestación en la red
3. Tipo de subestación (interconexión, interconexión-transformación, transformación o generación).
4. Fiabilidad exigible y seguridad en el servicio.
5. Evolución futura y aplicabilidad.
6. Aspectos relativos a la explotación y al mantenimiento.
7. Inversión.

Los factores relativos al nivel de tensión, situación en la red y fiabilidad exigible están íntimamente ligados y normalmente son sometidos a un análisis conjunto, en el cual hay que considerar además las tasas de fallos de los equipos y el análisis de las contingencias que los fallos puedan originar. El tipo de subestación es también una cuestión importante que normalmente está muy ligada a las condiciones de explotación y mantenimiento. Por ejemplo, en el análisis de subestaciones de central hay que considerar los periodos de mantenimiento de los grupos generadores y de los elementos asociados. Esto permite un uso de esquemas más sencillos. La evolución futura de la red es otra de las consideraciones a tener en cuenta a la hora de

elegir la configuración eléctrica de una instalación. La compatibilización de este concepto con una inversión adecuada en la etapa inicial de funcionamiento, solamente es posible con la adopción de esquemas que permitan ser inicialmente simples y evolucionar en el futuro a configuraciones más complejas. Un caso es el paso de simple a doble barra.

Finalmente el coste de primera inversión así como los costes de explotación y mantenimiento deben ser analizados cuidadosamente. Un criterio normal de análisis puede justificar o no el incremento de coste originado por el paso de una configuración simple a otra más compleja.

Otro de los factores más importantes para elegir la configuración de las subestaciones es la continuidad en el servicio en el caso de falta o por labores de mantenimiento. Generalmente el dispositivo que requiere mayor mantenimiento es el interruptor. Antiguamente se utilizaban los seccionadores "by-pass" cuando los interruptores eran de cámara de aceite y requerían un mantenimiento prácticamente anual. El gran problema es que ese seccionador "by-pass" tenía que ser situado en la propia configuración de manera aérea o complicada que provocaba nuevas zonas de riesgo y tensión así que cuando se evolucionó a interruptores de vacío o de SF6 y el mantenimiento se redujo considerablemente se dejó de implantar este anexo.

2.4.8 Criterios de selección económicos

Principalmente el factor que se tiene en contra y que más pesa a la hora de diseñar cualquier instalación industrial y en concreto una subestación es el económico. Ante esto, se pueden considerar las diferentes configuraciones, topologías y tecnologías y se obtendrán diferentes precios según la fiabilidad, la seguridad y la capacidad de transporte.

Las principales ventajas de utilizar un sistema GIS aislado en gas son su espacio reducido, su elevada compactación y su bajo impacto ambiental y visual ya que su establecimiento es compatible con el medio urbano sin romper el estilo arquitectónico o natural. Sin embargo un AIS tiene la aparamenta separada individualmente que permite sustituciones sencillas y además es más barata en coste.

La disposición híbrida es una excelente solución cuando se requiere ampliar una posición de una subestación que ya tiene unos embarrados aislados en aire. Su alto grado de compactación en el SF6 provoca que no sea necesario disponer de mucho espacio.

En tal sentido, los criterios económicos en mención son:

1. Inversión

En este estudio no se van a tener en cuenta las inversiones de terreno que entrarían dentro de un estudio de viabilidad económica y no dentro del objeto de este análisis. Sin embargo, es crítico este análisis a la hora de plantear un proyecto ya que el tamaño del parque varía de manera sustancial según la tecnología empleada. Se parte de que la inversión en aparamenta va a ser sustancialmente mayor en una subestación de tipo GIS que en una de tipo AIS. El aislamiento en SF6, la reducción del tamaño, la modularidad y la tecnología provocan este valor añadido. Por estos motivos, las soluciones híbridas también tienen un mayor coste.

En el caso de la GIS, al ir todo encapsulado en gas, ya se ha visto que el tamaño se reduce de manera considerable. Cuanto menor resulta el tamaño de la aparamenta y del parque menor son los gastos en el terreno pero por ser tecnologías más avanzadas mayores serán los precios de ésta.

En el caso de las tecnologías híbridas también se alcanza un espacio reducido pero no tanto como en el caso de la GIS. Al ser una subestación modular tiene unas cámaras aisladas en SF6 lo cual resulta en una reducción en la altura y anchura total del parque. Además de la reducción física del parque, estas dos tecnologías provocan también una disminución de las distancias de seguridad requeridas entre las barras, así como la longitud de los cables o barras tubulares necesarios para las conexiones. Esto implica una disminución de los esfuerzos debidos a los cortocircuitos. En el caso de la GIS es evidente ya que todo el sistema se encuentra encapsulado.

El menor tamaño y encapsulado provoca un ahorro debido a una reducción considerable de las estructuras soporte así como de las cimentaciones necesarias.

Además, en el aspecto económico, hay una mejora por la menor presencia de aisladores, tanto de soporte como en los equipos y en cadenas lo que reduce la posibilidad de defectos por contaminación. En el caso de la tecnología GIS, al no haber elementos no encapsulados, los aisladores son el propio gas. Los amarres y pasatapas internos que no sufren problemas de contaminación.

La reducción del área provoca una menor extensión del sistema de puesta a tierra y es por ello que, a pesar de tener un equipo más caro y no tener en cuenta la inversión en terreno, hay un ahorro en material externo. Sin embargo, en muchos casos el coste del terreno es despreciable frente al coste total de la instalación y por ello se prefiere recurrir al uso de aparcamiento tradicional AIS frente a GIS, suponiendo esta última unos costes elevados innecesarios.

2. Suministro

La tecnología AIS requiere una amplia variedad de suministradores ya que los dispositivos se adquieren como elementos separados y por tanto pueden venir de fabricantes diferentes. Esto supone unos mayores costes de gestión y administración de pedidos además de una complejidad superior frente a las otras tecnologías.

Si bien su coste es sustancialmente más elevado, el suministro de las tecnologías modulares es sencillo ya que precisamente por este motivo no se requiere prestar especial atención a una gran cantidad de pedidos sino que ya se hace la entrega de conjunto en una misma planta. Otra consecuencia de este aspecto es que existe una mayor diversidad de fabricantes y suministradores que trabajan con tecnología AIS y por tanto se pueden obtener ventajas resultado del uso de la competencia que bajo otras tecnologías no se tienen.

3. Transporte

El tema del transporte es bastante similar al del suministro. La tecnología AIS proviene de diversos suministradores en diferentes localizaciones y países. Por tanto se requiere un estudio de optimización en los transportes que no es trivial, además de suponer unos gastos mayores en flete y logística en general.

Las soluciones modulares implican directamente unas unidades de embarque limitadas y un transporte en comparación bastante sencillo ya que todo proviene del mismo suministrador.

4. Diseño e ingeniería

Los costes de diseño e ingeniería directos son bastante desiguales. En el caso modular al ya venir todo ensamblado no se requiere más que una ingeniería sencilla.

La solución aislada en aire requiere una ingeniería y un diseño más detallado al tener que plantearse cada elemento por separado bastante superiores. No sólo por la coordinación de aislamiento o tensiones y corrientes de falta admitidas sino por la propia disposición física de cada elemento que proporciona gran flexibilidad a concretar en cada proyecto. Por otro lado, las soluciones modulares, sí repercute el coste indirecto de esa ingeniería y diseño que ha sido realizada a la horade plantear y calcular los propios módulos y sus características intrínsecas.

5. Cableado

Los dispositivos de ambas tecnologías han de ser cableados, no sólo por la alimentación que requieran sino por las señales de los sensores y relés de los que están dotados.

En el caso de la tecnología modular, por el tema de las distancias, como consecuencia del área ocupada, se requiere una menor longitud de cableado. Por el contrario, existe un mayor número de señales y de elementos a cablear así que no es tan evidente que suponga un coste menor que la tecnología sería mejor indicar Servicios Auxiliares

Se requieren diferentes sistemas de servicios auxiliares debido a una diferente disposición y caracterización de la instalación. En el caso AIS, al haber un parque mayor se necesita una mayor inversión en la iluminación exterior y en la potencia de los servicios de alimentación debido a las caídas de tensión de los cableados. Por otro lado, las tecnologías modulares requieren de un edificio iluminado interiormente y climatizado. Además de una

implantación de sistema de detección anti intrusismo y contra incendios. Por tanto no es un factor que varíe mucho el precio en función de la tecnología.

6. Obras Civiles

El edificio en el caso de las subestaciones GIS requiere una mayor inversión ya que tiene que estar dotado de un forjado más fuerte con un sótano para cables y capaz de soportar los esfuerzos debido al peso de la aparamenta. Para el manejo de ésta se hace necesario un puente grúa y por supuesto, la realización de una obra limpia y sin polvo. La obra civil de una instalación bajo tecnología AIS es más sencilla a la hora de cimentar pero a la vez se requiere un mayor número de éstas, de movimientos de tierra con posibles muros pantalla debido a la pendiente consecuencia de una extensión de terreno mayor.

Es por ello que no se pueden establecer, como casi todo lo que concierne a las obras civiles, un patrón, una comparativa o unas conclusiones a priori sin analizar un caso concreto.

7. Montaje

De nuevo, en virtud a la modularidad del sistema aislado en gas, el montaje es bastante simple a la hora de plantearlo frente al AIS que son múltiples dispositivos que requieren ser instalados y conectados entre sí. Sin embargo, ese montaje en esencia sencillo de las soluciones modulares requiere una gran precisión en los detalles y unos procedimientos a seguir por personal sumamente cualificado y que por tanto supone un coste mayor en personal que la sencilla mano de obra que implica el AIS.

Además existe una mayor experiencia y diversidad en los montadores de sistemas aislados en aire que en los modulares y por tanto se pueden obtener ventajas por competencia.

8. Puesta en servicio

Las pruebas realizadas en la aparamenta ya ensamblada en el caso de la tecnología modular se realiza en fábrica y en la totalidad del conjunto mientras que en la tecnología AIS se tiene que realizar en sitio sobre la instalación ya montada. Por el contrario, al igual que en el montaje, las pruebas realizadas en el caso de la aparamenta aislada en aire requieren personal menos cualificado y preparado y menos especializado. Además de contar con un mayor número de empresas capaces de llevarlo a cabo y con mayor experiencia.

9. Mantenimiento

Por lógica, la tecnología AIS al estar a intemperie tiene un mayor desgaste debido a factores atmosféricos. Es por tanto más vulnerable a contaminación y a agentes externos. Sin embargo, existe la posibilidad, al tener todos los dispositivos por separado, de sustituir un elemento dañado o de tener alguna pieza de repuesto con un coste relativamente bajo.

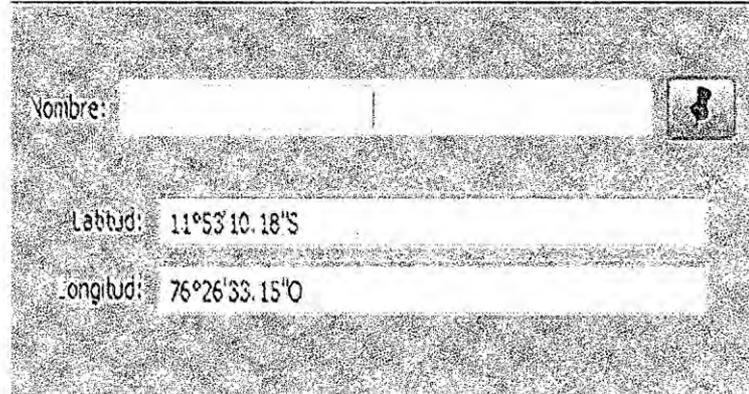
En la tecnología modular se garantiza un buen funcionamiento sin apenas mantenimiento pero ante cualquier imprevisto se ha de plantearla sustitución del módulo completo o un mantenimiento

2.5 La subestación eléctrica de Huarochirí

LA SUBESTACION es alimentada por central Hidroeléctrica de Matucana (Pablo Boner) situada en el distrito de San Jerónimo de Surco, provincia de Huarochirí, departamento de Lima. Tiene una capacidad instalada de 120 megawatts (MW). Funciona con las aguas del río Rímac, que son embalsadas en la represa de Yuracmayo, captadas en la toma de

Tamboraque y conducidas mediante un túnel de 20 kilómetros de largo hasta un punto en el interior de la montaña,

Imagen 1: Ubicación de la subestación



A screenshot of a software interface for entering location data. It features a 'Nombre:' label followed by a text input field and a small icon button. Below this, there are two rows of data: 'Latitud: 11°53'10.18"S' and 'Longitud: 76°26'33.15"O', each with a corresponding text input field.

Nombre:	<input type="text"/>	
Latitud:	11°53'10.18"S	
Longitud:	76°26'33.15"O	



2.5.1 Ubicación geográfica

El lugar del proyecto se encuentra ubicada en el centro del país y abarca la Provincia de Huarochiri del Departamento de Lima, en el distrito de SAN JERONIMO DE SURCO.

Las coordenadas UTM de los puntos que definen los puntos de ubicación de las subestaciones, registrados con un instrumento GPS Garmin 12 Navigator (+5,0m de error) son las siguientes:

Imagen 2: Coordenadas UTM

Nombre:

Latitud: 11°53'10.18"S

Longitud: 76°26'33.15"O



Distrito de Surco

Marca de posición sin título Marca de posición sin título

2.5.2 Condiciones climatológicas

El clima en las localidades del área del proyecto es de características propias de la Sierra, cuyas principales características son los bajos grados de temperatura correspondiente a la Región Central al margen izquierdo del río Rímac, con mínima humedad y sin contaminación salina.

Las características climatológicas se describen a continuación:

1. La precipitación pluvial es frecuente a lo largo del año, presentándose las mayores intensidades entre los meses de Enero a Marzo y menores entre Agosto y Octubre.
2. Altura de Instalación de equipos: 3550 m.s.n.m.
3. La humedad relativa a lo largo del año: 65 %.
4. Temperatura ambiente mínima: 0 °C.
5. Temperatura ambiente media: 15 °C.
6. Temperatura ambiente máxima: 20 °C.
7. La velocidad máxima del viento: 75 km/h en dirección Sur-Este.
8. El manguito de hielo máximo: 6 mm de espesor.
9. Nivel isoceraunico 60 días de tormenta por año
10. Grado de contaminación medio: 31 nmm/kV.

2.5.3 Vías de comunicación

La vía terrestre de acceso principal con la que cuenta la zona del proyecto es la siguiente:

- Vía Carretera central

2.5.4 Oferta y demanda eléctrica

1. Oferta de Generación Existente

La Oferta proyectada para la subestación es a través de la Línea de Transmisión.

2. Demanda Existente

La demanda de la Subestación en barras de 22.9 kV.

2.5.5 Definición del sistema eléctrico

1. Análisis del Sistema Eléctrico

En el presente acápite se presenta un resumen de los análisis del sistema eléctrico con el equipamiento correspondiente, que está conformada por:

- Subestación
- Línea de Transmisión de la Subestación
- Subestación

En este sentido se ha verificado el comportamiento del Sistema Eléctrico se ha evaluado el perfil de tensiones y el nivel de pérdidas en la zona en la operación con carga de acuerdo a las demandas de las compañías mineras asociadas a la transferencia de potencia de las instalaciones del proyecto.

También se ha incluido el cálculo de los niveles de cortocircuito considerando.

2. El Sistema Eléctrico Aislado

Por otro lado, se ha realizado un análisis de sobretensiones para estimar el comportamiento en el tiempo, inmediatamente después de perturbaciones provocadas por maniobras, y verificar la magnitud del nivel básico de aislamiento seleccionado para los equipos asociados a la línea.

2.5.6 Análisis del sistema eléctrico de la subestación

1. Parámetros eléctricos

Para el análisis del sistema eléctrico en condiciones estáticas y condiciones de fallas en cada barra se requieren datos característicos de los equipos que forman parte del sistema

eléctrico. El esquema del Sistema Eléctrico considerado se muestra en el diagrama adjunto.

2. Valores base del sistema

Los Valores base asumidos para calcular las bases en el resto del sistema son:

Para el Cálculo de las Corrientes Base se determinara con la siguiente:

Fórmula 1

$$I_{BI} = \frac{N_{BI} * 10^3}{\sqrt{3} * V_{BI}} \quad \text{Dónde:} \quad \begin{array}{l} N_B = 100.0 \text{ MVA.} \\ V_B = 66.0 \text{ kV.} \end{array}$$

Para el Cálculo de las Impedancias Base se determinara con la siguiente:

Fórmula 2

$$Z_{BI} = \frac{V_{BI}^2}{N_{BI}} \quad \text{Donde:} \quad \begin{array}{l} N_{BI}: \text{Potencia Base en la} \\ \text{Zona I [MVA]} \\ V_{BI}: \text{Tensión Base en la} \\ \text{Zona I [kV]} \end{array}$$

2.5.7 Especificaciones técnicas de los equipos del sistema

2.5.7.1 Transformador de la Subestación

Transformador trifásico de potencia de tres devanados sumergidos en aceite, con enfriamiento por circulación forzada de aire y aceite

Marca: ABB

Altitud de Operación: 3550

Tensión Nominal: 66000+-2x2, 5%/22900/1 0000 Voltios.

Potencia Nominal: 9/9/2.5 MVA

Tensión de prueba al Impulso: 250 kV.

Conexión: Conex P=Yg, ConexS=Yg, ConexT=D

Regulación de tensión: Bajo Carga.

Tensión de Cortocircuito: Xps=1,310, Xpt=21.60, Xst=6.30

Peso total del Transformador: 14400 Kg.

2.5.7.2 Cálculos de parámetros eléctricos

Calculo de los Parámetros Eléctricos de la Línea de Sub Transmisión

Características de los Conductores de Aluminio AAAC: Los empleados en el estudio tienen las siguientes características eléctricas:

Cuadro 1: Características de Conductores AAC

Sección mm ²	Número de Alambres	Diámetro Exterior (mm)	Diámetro de Cada alambre (mm)	Resist. Eléctrica a 20°C (Ohm/km)	Resist. Eléctrica a 40°C (Ohm/km)
25	7	6,3	2,1	1,370	1,469
35	7	7,5	2,5	0,966	1,036
50	7	9,0	3,0	0,671	0,719
70	19	10,5	2,1	0,507	0,544

2.5.7.2.1 Cálculo de la Resistencia (R)

La resistencia de los conductores se calculará a la temperatura de operación, 40° mediante la siguiente fórmula:

Fórmula 3

$$R_{40} = R_{20} * [1 + \alpha * (T - 20)] \dots \dots \text{Ohm/km}$$

Dónde:

R40: Resistencia del conductor a temperatura máxima de operación "t".

R20: Resistencia del conductor en ce. a 20°C, en ohm/km.

T: Temperatura máxima de operación, en °C igual a 40 °C.

a: 0,0036 para conductores de aleación de aluminio.

Dónde:

R40: Resistencia del conductor a temperatura máxima de operación "t".

R20: Resistencia del conductor en ce. a 20°C, en ohm/km.

T: Temperatura máxima de operación, en °C igual a 40 °C.

a : 0,0036 para conductores de aleación de aluminio.

2.5.7.2.2 Cálculo de la Reactancia Inductiva (X)

Sistema Trifásico:

Fórmula 4

$$X_L = 2 * f * \pi * \left[0,5 + 4,6 * \text{Log} \left(\frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} \right) \right] * 10^{-4} \dots \text{Ohm/km}$$

Dónde:

f: Frecuencia del Sistema = 60 Hz

RMG : Radio efectivo del conductor

RMG = 0,7580*r para conductores con 19 alambres,

Siendo r el radio exterior del conductor en mm.

DMG: Distancia Media Geométrica de los conductores,
DMG: 2921,29 mm, para una configuración trifásica,
con estructuras metálicas.

Los valores propios y calculados para los conductores empleados en la Línea de Transmisión, se consignan en el Cuadro de Parámetros Eléctricos del Sistema.

2.5.7.2.3 Cálculo de las Impedancias de Secuencia Positiva y negativa (Z1=Z2)

Determinado por:

Fórmula 5

$$Z_1 = Z_2 = 0,5458 + j0,5158 \dots \text{Ohm} / \text{km}$$

2.5.7.2.4 Cálculo de los Parámetros de los Transformadores de Potencia

Basándose en las características nominales, los parámetros del transformador serán calculados de la siguiente manera:

Fórmula 6

$X(+)= X_{pu} * \frac{N_{BNUEVA}}{N_{BORIGINAL}} * \left(\frac{V_{BORIGINAL}}{V_{BNUEVA}} \right)^2 \text{ pu}$	$X(+)-X(-)$ $X(0)= 0,85 * X(-)$
--	---------------------------------

Dónde:

X (+) : Reactancia de secuencia positiva.

X_{pu}: Tensión de corto circuito en P.U.

X (-): Reactancia de secuencia negativa.

X (0): Reactancia de secuencia cero.

2.5.7.2.5 Cálculo de los Parámetros del Generador

Los parámetros necesarios de los generadores para realizar el estudio son

Fórmula 7

$X''_d = \frac{X''_d * V_n^2}{100 * N_G} \text{ Ohm} / \text{ Fase}$
--

Dónde:

N_G : Potencia Nominal del generador.

V_n: Tensión nominal del Generador en kV.

X''_d : Reactancia subtransitoria relativa, en %.

2.5.8 Resumen de los Parámetros Eléctricos

2.5.8.1 Estudio de flujo de carga

Objetivo: El flujo de carga tiene por objetivo verificar el estado actual y futuro de los perfiles de tensión en las diferentes barras del sistema eléctrico, lo cual nos servirán para determinar la regulación de la tensión de los transformadores de potencia.

2.5.8.2 Análisis del Sistema Eléctrico:

En este estudio se indican los valores de potencia activa y reactiva que van a fluir en diferentes puntos del sistema eléctrico existente y proyectado.

Con este estudio se podrá observar las variaciones de carga para observar el comportamiento estático del sistema eléctrico.

Los niveles de tensión obtenidos por el programa computacional de flujo de potencia se muestran en el siguiente cuadro, los cuales nos permitirán determinar el tal central de operación de los transformadores de potencia.

2.5.8.3 Estudio de cortocircuito

Con los parámetros anteriormente calculados se simularon los diversos tipos de Fallas.

2.5.9 Selección de interruptores de potencia

2.5.9.1 Máxima Tensión de Operación

La máxima tensión de operación para el diseño, es elegida de acuerdo a las recomendaciones de las normas ANSI y CEI para las tensiones nominales correspondiente.

Determinación de la Corriente Nominal del Interruptor

Este valor es la máxima corriente permanente que puede atravesar por el interruptor,

Será calculado con la siguiente relación:

Fórmula 8

$$I_a = I_r * \left(\frac{\theta_{max} - \theta_a}{\theta_r} \right)^{1.8} \dots\dots\dots(*)$$

$$I_r = I_n * (f_a * f_c)$$

(*) : Application guide for a.c. high-voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis (ANSI/IEEE C37.010-1979) Donde :

I_a : Máxima corriente permanente.

I_n : Corriente nominal del circuito a interrumpir.

$$I_n = \frac{kVA}{\sqrt{3} * 66kV}$$

I_r : Corriente nominal máxima del circuito a interrumpir.

θ_{max} : Temperatura total permisible en hottest-spot . $\theta_{max} = \theta_l + 40^{\circ}C$

θ_r : Temperatura rise permisible en hottest-spot a corriente nominal

θ_a : Temperatura ambiente actual esperada.

f_a : Factor que considera corrección por la etapa de refrigeración ONAF (f.a.=1.25)

f_c : Factor que considera corrección por sobrecarga (f.c.=1.2)

Con este procedimiento se realizó el cálculo correspondiente para ambas subestaciones, cuyos resultados se adjuntan en el siguiente cuadro:

2.5.9.2 Cálculo de la Corriente Nominal Del Interruptor [I_a]:

Cuadro 2: Características de Transformador

Características del Transformador	Unidad	SUBESTACION COMARSA	
		Primario	Secundario
Potencia Nominal del Transformador : [kVA]	[kVA]	6000.00	6000.00
Tensión Nominal : [kV]	[kV]	66.00	22.90
Corriente Nominal : [In]	[A]	52.49	151.27
Corriente Máxima a Interrumpir : [Ir]	[A]	78.74	226.91
Temperatura ambiente esperada : [θ_a]	[$^{\circ}C$]	12.00	12.00
Temperatura permisible en hottest-spot : [θ_{max}]	[$^{\circ}C$]	105.00	105.00
Temperatura rise permisible en hottest-spot a corriente nominal : [θ_r]	[$^{\circ}C$]	65.00	65.00
Corriente Máxima Permanente del Interruptor : [I_a]	[A]	96.07	276.86

2.5.9.3 Selección de las Características Eléctricas del Interruptor.

Con los valores de máxima comente permanente calculados [Ia], se podrá hacer la selección de las Características del Interruptor, por lo que sus parámetros eléctricos elegidos son:

Cuadro 3: Características de Interruptor

Características del Interruptor	Unidad	SUB ESTACION COMARSA	
		Primario	Secundario
Máxima tensión de Diseño	[kV]	100,00	36,00
Frecuencia	[Hz]	60,00	60,00
Corriente Nominal	[A]	2000,00	2000,00
Tensión de ensayo al impulso (1,2/50useg)	[kV]	450,00	145,00
Tensión de ensayo a frecuencia industrial	[kV]	185,00	70,00
Corriente de Interrupción Nominal	[kA]	25,00	25,00
Corriente de Diseño Nominal	[kA]	6,25	62,50

2.5.9.4 Verificación de las Características Eléctricas del Interruptor.

Tensión Máxima de Diseño; se verificara que:

$$V_{\text{diseño Calculada}} = V_n \text{ Catalogo}$$

Efectuando las verificaciones se obtiene:

$$\text{Para 66 kV} \quad : \quad 100,0 \text{ kV} = 100,0 \text{ kV}$$

$$\text{Para 22,9 kV} \quad : \quad 36,0 \text{ kV} = 36,0 \text{ Kv}$$

Corriente Nominal: Debe verificarse que:

$$I_n \text{ Calculada} < I_n \text{ Catalogo}$$

Efectuando la comparación se obtiene:

$$\text{Para 66 kV} \quad : \quad 96,07 \text{ A} \ll 2000 \text{ A}$$

$$\text{Para 22,9 kV} \quad : \quad 276,86 \text{ A} \ll 2000 \text{ A}$$

Tensión de ensayo al Impulso tipo rayo: se debe verificar que:

BIL calculado \leq BIL catalogo

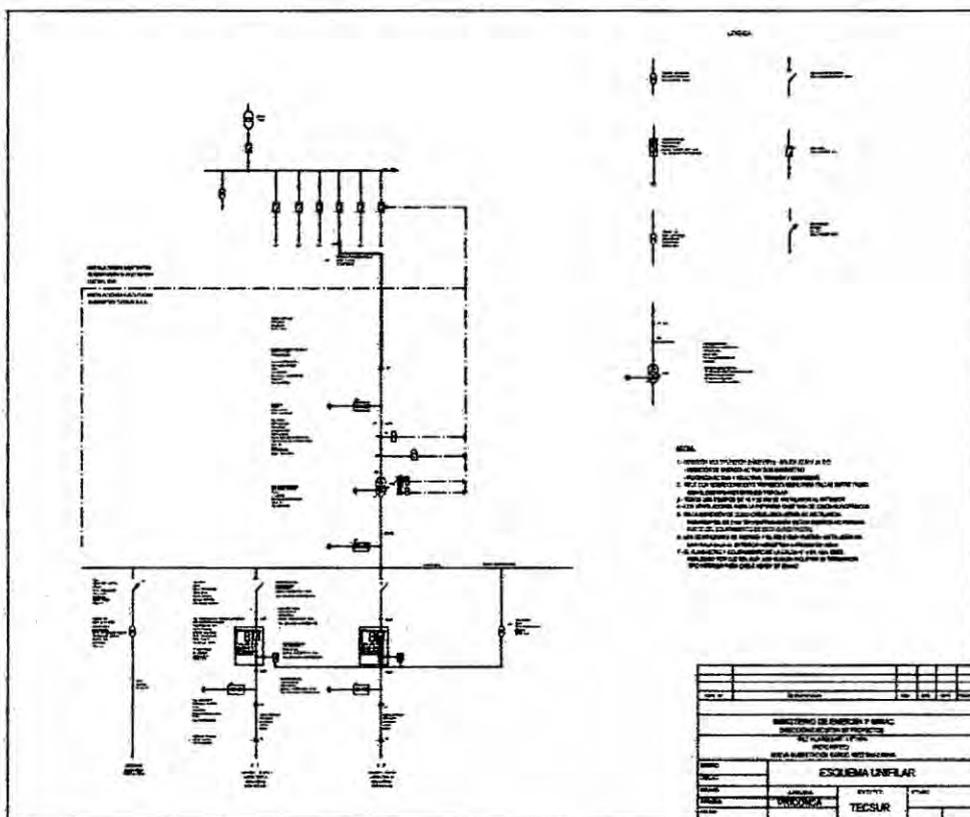
El BIL necesario del interruptor para la máxima tensión de operación

Según norma será:

Para 66 kV : $450 \text{ kV} \leq 450 \text{ kV}$

Para 22,9 kV : $145 \text{ kV} \leq 145 \text{ kV}$

Imagen 3: Esquema de unificación de la subestación



2.6 Automatización de las subestaciones eléctricas

Actualmente el proceso de automatización de las subestaciones eléctricas, es un proceso enfocado principalmente a la correcta operación y funcionalidad de los equipos que conforman la subestación eléctrica, como se sabe en la actualidad las Subestaciones poseen equipos que en

su mayoría tienen una antigüedad entre 10 y 20 años, por lo que la integración en un sistema SCADA de estos equipos se ve obstaculizada por la antigüedad de estos.

No obstante, la automatización de las Subestaciones Eléctricas en la actualidad se viene dando de modo tal que los equipos son integrados a sistemas SCADAHMI (Human Machine Interface), a través de diversos protocolos, dependiendo del fabricante de cada uno de los equipos, es por eso que se ven integraciones de sistemas SCADA con la integración de equipos de una marca, otras integraciones con equipos de diferente marca, o incluso se ven integraciones mixtas en las cuales se integran a un mismo sistema SCADA diferentes equipos de distintos fabricantes, esto se logra por la utilización de protocolos libres (abiertos).

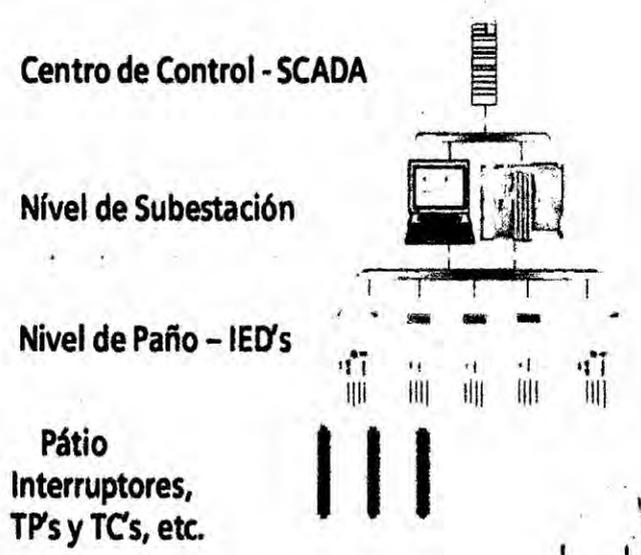
Los procesos de transformación y protección eléctrica, que se dan en las Subestaciones Eléctricas, vienen siendo controlados por equipos diseñados para cada una de las funciones necesarias de cada implementación, es la finalidad de todo ingeniero de control y automatización, lograr integrar estos equipos en sistemas robustos y confiables que puedan trabajar sin detenerse (on-line) las 24 horas del día; para de esta manera resguardar una correcta operación de todo el sistema, monitoreando y almacenando la información importante ante la ocurrencia de cualquier evento o incidencia. Este es el proceso de automatización de Subestaciones Eléctricas, el cual en diferentes países viene siendo normado y requerido pues al estar automatizada la Subestación, se pueden implementar Sistemas SCADA que a su vez puedan comunicarse con otros Sistemas SCADA y lograr la transferencia de información de uno a otro lado, de manera automática.

La automatización de Subestaciones Eléctricas se encuentra siempre en constante evolución y el objetivo es lograr una integración total de cada uno de los equipos y principalmente lograr la interoperabilidad entre todos los equipos, para que de esta manera las acciones puedan ser realizadas en el menor tiempo posible y con la precisión necesaria.

2.6.1 Niveles de automatización

Siguiendo los modelos de los sistemas de control de Subestaciones Eléctricas, desde el punto de vista del control y automatización, está por lo general dividida en 4 niveles de automatización, considerado el nivel 0 como el inferior y el 3 como el superior. [Siemens, 2009].

Figura 1: Niveles de la Automatización [Siemens, 2009]



2.6.2 Sistema SCADA

El primer nivel (nivel 0), es el nivel de Patio en el cual se encuentran los equipos de campo, como lo son interruptores y seccionadores, estos equipos por lo general poseen el mando del control en cada uno de ellos. El control de la operación de este nivel se puede realizar desde cada uno de los equipos o desde los circuitos de cada una de las celdas de acuerdo a la lógica de control y enclavamientos que posea cada circuito.

El segundo nivel (nivel 1), es el nivel de Paño- IED's, está conformado por equipos especializados en controlar y proteger la operación de los

equipos de campo. En este nivel se poseen equipos con características diversas incluso con funciones de integración de varias IED's en una sola.

En este nivel el control de la operación es dada desde el propio IED o desde los tableros en los cuales se encuentre instalado el IED, en dichos tableros se poseen pulsadores, botones y relés auxiliares que en conjunto realizan las funciones de control, enclavamientos, regulación, protección y medición de las señales de campo.

El tercer nivel (nivel2), es el nivel de Subestación, en el cual desde un Sistema SCADA HMI, se realizan las funciones de control, supervisión y adquisición de datos de toda la Subestación, en este nivel se cuenta con un desarrollo de ingeniería para la integración de todos los IED's en un solo sistema SCADA HMI.

En este nivel el control de la operación se realiza desde el Software SCADA implementado y el control y la seguridad de las maniobras a efectuarse es resguardada bajo el control de cada uno de los operadores y supervisores del Sistema SCADA.

Desde este nivel se puede obtener la información general de cada uno de los IED's, información como: [Siemens, 2009] Estado de los equipos de campo (interruptores y seccionadores).

- Valores analógicos de medición (tensiones, corrientes y más)
- Niveles de aceite y gas.
- Consumo de energía
- Etc.

El cuarto nivel (nivel 3), es el nivel de Centro de Control- SCADA, en este nivel se concentra la información de los Sistemas SCADA HMI implementados en el tercer nivel, en este nivel es primordial el medio de comunicación establecido entre el Centro de Control SCADA con los Sistemas SCADA HMI de cada Subestación, pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada desde este nivel.

Este nivel es el principal y más importante pues, si la integración de todos los niveles inferiores fue desarrollado correctamente, con el desarrollo de este nivel simplemente ya no sería necesaria la utilización de personal supervisor en cada Subestación, bastaría contar con una cuadrilla especial que pueda ser utilizada ante cualquier contingencia, por todo lo demás, desde el Centro de Control SCADA, se puede desarrollar, supervisar, controlar y adquirir la información importante, todo esto de manera directa "on-line".

Hoy en día, entre cada uno de los niveles de automatización, se utilizan selectores de control, que nos sirven para habilitar o deshabilitar el control inmediato de los equipos desde el próximo nivel superior, de esta manera se pueden realizar maniobras de mantenimiento con mayor seguridad.

2.6.3 Integración de IED's y RTU's

El proceso de integración de dispositivos, consiste en la configuración de estos, luego en la implementación de protocolos de comunicación y finalmente la configuración de los Sistemas SCADA en los cuales serán integrados los IED's y RTU's.

Al estar en su mayoría los dispositivos dentro de la Subestación, la integración viene a ser mucho más sencilla y menos costosa, pues los requerimientos son menores; solamente, es muy importante conocer las funciones de comunicación de cada uno de los dispositivos y saber diseñar correctamente la arquitectura de la Integración al Sistema SCADA, teniendo en cuenta la redundancia de datos y los protocolos de comunicación a utilizar.

2.6.4 Medios de comunicación

Tal y como se mencionó antes, es muy importante la correcta utilización de los medios de comunicación. Al momento de realizar la implementación de los niveles 2 y 3 del Sistema de Control se debe conocer cuál es la necesidad del Sistema SCADA, conocer el ancho de

banda necesario, las características de la zona en la cual está ubicada la Subestación, las tecnologías que se amoldan mejor a nuestra integración, y principalmente el capital con el que contamos para contratar, comprar e implantar un buen medio de comunicación.

En la implementación de Sistemas SCADA y Centros de Control los medios de comunicación son diversos y libres a la elección del cliente.

Los medios de comunicación más utilizados son: [ABB, 2009]

- Fibra Óptica (mono modo o multimodo, dependiendo de la distancia)
- Enlaces de Radio UHF.
- Enlaces UTP/STP
- Internet ADSL
- Tecnología GPRS
- OndaPortadora

2.6.5 Necesidad de comunicación SCADA–SCADA

La comunicación entre Sistemas SCADA es en la actualidad una de las principales necesidades entre empresas eléctricas, pues el intercambio de información es siempre favorable, de esta manera ante el suceso de un evento o incidencia, se puede abarcar con mayor detalle el rango que fue afectado, contando con la información no solo de nuestro Sistema SCADA sino también con la información de otro Sistema SCADA.

Actualmente en nuestro país la comunicación SCADA– SCADA, viene siendo muy desarrollada, debido a la norma regulatoria del estado, que obliga a las empresas eléctricas a enviar la información necesaria que el Organismo Coordinador solicite (COES, Comité Organizador de la Energía del Sistema) para que posteriormente sea enviada al Organismo Supervisor de la Energía (OSINERGMIN), con la finalidad de que esta haga cumplir las expectativas y objetivos planificados.

En la comunicación SCADA– SCADA, existen gran cantidad de protocolos de comunicación, como lo son: Modbus, DNP 3.0, etc.; pero existe un

protocolo en especial, diseñado para la implementación de esta solicitud, es el protocolo ICCP (Inter Control Center Protocol), en capítulos posteriores se tocará a más profundidad todo lo referente a este protocolo.

Son protocolos diseñados exclusivamente para la transmisión de datos de equipos de control y automatización, existen gran cantidad de protocolos de diferentes fabricantes con características y desventajas diversas. Pero es la pieza restante para lograr la Integración de Sistemas SCADA. Una vez configurado los equipos, configurado el Software SCADA y elegido el medio de comunicación, lo único que nos faltaría por escoger es el protocolo adecuado que cumpla la exigencia y presupuesto de nuestra integración. Tomando en cuenta los 4 niveles de automatización, se presenta la siguiente tabla, en la cual tenemos los 6 protocolos con más uso en el mundo. [Siemens, 2009].

Cuadro 4: Protocolos de Automatización [Siemens, 2009]

	IEC 60870- 5-103	Profibus	DNP	Modbus	LON	
Nivel 3 (Centro de Control)	-	-	Sí	-	-	Sí (Futuro)
Nivel 2 (SE)	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Nivel 1 (Paño)	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Nivel 0 (Pátio)	No	No	No	No	No	Sí

Cabe resaltar que en la actualidad el protocolo IEC61850 aún no cuenta con la característica de poder ser utilizado en la integración de Sistemas SCADA, pues su diseño de comunicación no cuenta con la función de concentrar la información en un solo maestro.

Se observa que en el Nivel 0 por lo general se realiza el cableado de patio a los módulos de entrada digitales y analógicos de los IED's (Nivel1), por lo cual no es necesaria la utilización de un protocolo de comunicación; no obstante en este nivel, el protocolo IEC 61850, es el único que está diseñado para la comunicación de equipos de patio.

2.6.6 Protocolos de automatización

Los protocolos son denominados propietarios porque son diseñados exclusivamente para operar con determinadas marcas de equipos, por ejemplo tenemos el caso de protocolos propietarios de las marcas: SIEMENS, ABB, GE, Allen Bradley, etc. La desventaja de los protocolos propietarios es que se obliga a los usuarios a utilizar una misma marca en los diferentes equipos eléctricos. La tendencia a futuro es lograr estandarizar los protocolos con la finalidad de brindar al cliente diferentes soluciones de diversas marcas.

2.6.7 Protocolos propietarios

Los protocolos son denominados abiertos o libres, debido a que están diseñados para operar indistintamente cual fuera la marca del equipo a integrar. Por ejemplo son protocolos abiertos los protocolos: Modbus, DNP3.0, OPC, IEC 61850, etc. Existen diversas variaciones de un mismo protocolo abierto que los fabricantes de equipos pueden realizar en cada uno de sus productos, pero es en si la forma de operación y el cumplimiento de estos estándares lo que hacen que los protocolos abiertos sean muy utilizados en la actualidad. Dos de los protocolos abiertos que abarcaremos en nuestra investigación son: el protocolo IEC 61850, diseñado exclusivamente para el intercambio de información entre centros de control, y el protocolo IEC 61850, diseñado para el proceso de automatización de una Subestación.

2.6.8 Protocolos abiertos

La proyección de la utilización de los protocolos de automatización para los procesos de control e integración de equipos eléctricos viene siendo enfocada principalmente al uso de estándares robustos que puedan realizar la integración de los productos de diversos fabricantes, ante esta problemática surge el protocolo IEC61850 como nuevo estándar de las comunicaciones en los procesos eléctricos. Este protocolo viene siendo implantado en diversas centrales eléctricas y subestaciones eléctricas de todo el planeta.

Se proyecta que en un futuro muy cercano podamos contar cada vez más con menos protocolos de automatización, algunos de ellos serán complementados y mejorados, con lo cual el costo de los equipos bajaría y el costo de los proyectos de automatización de centrales y subestaciones eléctricas vendría a ser más cómodo.

2.6.9 Proyección del uso de los protocolos

La proyección de la utilización de los protocolos de automatización para los procesos de control e integración de equipos eléctricos viene siendo enfocada principalmente al uso de estándares robustos que puedan realizar la integración de los productos de diversos fabricantes, ante esta problemática surge el protocolo IEC61850 como nuevo estándar de las comunicaciones en los procesos eléctricos. Este protocolo viene siendo implantado en diversas centrales eléctricas y subestaciones eléctricas de todo el planeta.

Se proyecta que en un futuro muy cercano podamos contar cada vez más con menos protocolos de automatización, algunos de ellos serán complementados y mejorados, con lo cual el costo de los equipos bajaría y el costo de los proyectos de automatización de centrales y subestaciones eléctricas vendría a ser más cómodo.

2.7 Nuevas tendencias en la automatización de una subestación eléctrica

2.7.1 Proyección de la automatización en una subestación eléctrica

El proceso de automatización de una Subestación Eléctrica, viene siendo enfocado directamente al avance tecnológico de los dispositivos que se encargan de la operación de la Subestación Eléctrica, es por eso que la proyección de este proceso de automatización está apuntando a la utilización de sistemas automatizados con funciones específicas de concentración y transmisión de datos, con estos dispositivos se está logrando la reducción del cableado de señales de los equipos de patio hacia cada una de las celdas.

En las siguientes figuras se puede observar esta proyección a futuro a la cual apunta la automatización de la Subestación Eléctrica, es importante tener en cuenta que en esta proyección se ve la necesidad de contar con protocolos de comunicación diseñados para cumplir con estas funciones.

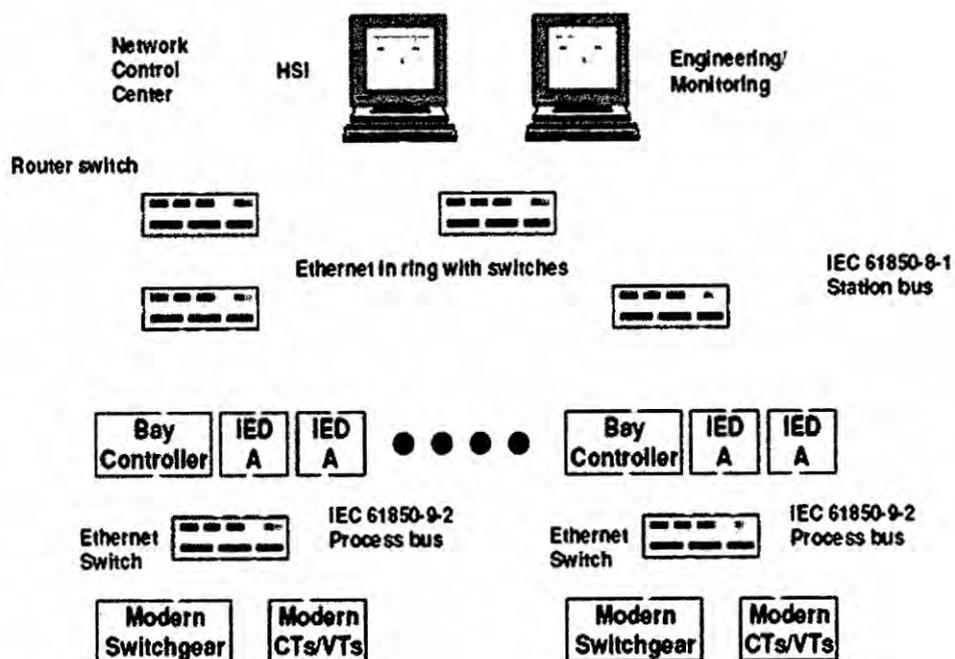
En el diagrama de la arquitectura del proceso de automatización actual de una Subestación Eléctrica, en el cual se observa la gran cantidad de señales cableadas de los equipos de campo hacia los IED's; además, se observa que todos los IED's concentran su información en un solo dispositivo (RTU), y es recién este dispositivo quien envía la información hacia el SCADA HMI.

En el diagrama de la arquitectura del proceso de automatización de una Subestación Eléctrica proyectada a futuro, en el cual se observa la utilización de dispositivos de concentración de cables, entre los equipos de campo y los IED's; además, se observa que los IED's concentran su información en más de un dispositivo (RTU), y con la utilización de switch's, las RTU's conforman una red redundante en anillo, finalmente en los switch's se concreta la conexión hacia el SCADA HMI.

En la figura 2, se muestra el diagrama de la arquitectura del proceso de automatización de una Subestación Eléctrica proyectada a futuro, en el

cual se observa la utilización de dispositivos de concentración de cables, entre los equipos de campo y los IED's; además, se observa que los IED's concentran su información en más de un dispositivo(RTU), y con la utilización de switch's, las RTU's conforman una red redundante en anillo, finalmente en los switch's se concreta la conexión hacia el SCADA HMI.

Figura 2: Conexión SCADA



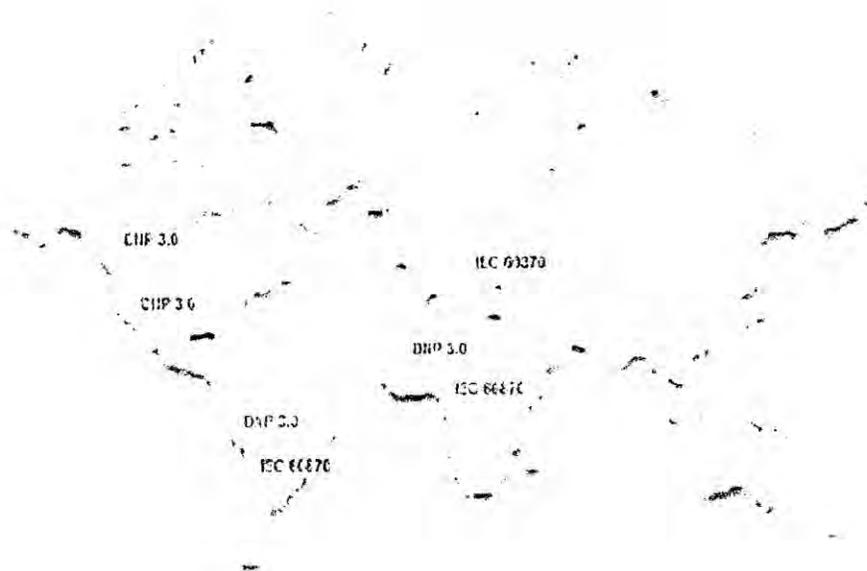
2.7.2 Proyección del uso de los protocolos

Como se vio anteriormente la proyección del proceso de automatización de la Subestación Eléctrica, viene enfocado al nuevo equipamiento y a las nuevas estructuraciones del cableado de señales, se viola importancia de contar con protocolos especiales diseñados para cumplir con estas funciones fundamentales para los procesos de automatización.

Es por ello que en la actualidad el protocolo IEC61850 perfila en convertirse en el principal protocolo que pueda cumplir con las exigencias de los nuevos procesos de automatización de la Subestación Eléctrica, por tal razón está diseñado para trabajar especialmente desde el equipo recolector de datos de los equipos de patio, hasta las RTU's el ED's. [Praxis Profile, 2007]

Existen protocolos que hasta la fecha no se han proyectado para la evolución de los procesos de automatización de las Subestaciones Eléctricas, pero sin embargo debido a la gran demanda de estos en la actualidad no pueden ser dejados de lado para las proyecciones a futuro, pues existen actualizaciones de versiones y mejoras constantes de estos protocolos. Nos referimos a los protocolos DNP3.0 y el protocolo que viene a ser considerado como el hermano del protocolo DNP3.0, pero en su versión europea, denominado protocolo IEC 60870.

la mayor predominancia de la utilización de los protocolos DNP3.0 el EC60870 en los procesos de automatización de Subestaciones Eléctricas en el mundo. [Siemens, 2009].



2.7.3 Nuevos protocolos y herramientas

Muchas veces escuchamos en la industria la palabra protocolos de comunicación sin tener claro de que estamos hablando. Con el objeto de familiarizar a los lectores, expondremos sus principales características y fundamentos de los más utilizados. En principio un protocolo de comunicación es un conjunto de reglas que permiten la transferencia e intercambio de datos entre los distintos dispositivos que conforman una red. Estos han tenido un proceso de evolución gradual a medida que la tecnología electrónica ha avanzado y muy en especial en lo que se refiere a los microprocesadores. Un importante número de empresas en nuestro país presentan la existencia de islas automatizadas (células de trabajo sin comunicación entre sí), siendo en estos casos las redes y los protocolos de comunicación Industrial indispensables para realizar un enlace entre las distintas etapas que conforman el proceso. La irrupción de los microprocesadores en la industria han posibilitado su integración a redes de comunicación con importantes ventajas, entre las cuales figuran: • Mayor precisión derivada de la integración de tecnología digital en las mediciones

2.7.4 Nuevos enlaces de comunicación

Los procesos de automatización y la implementación de centros de control y supervisión, no serían posibles de concretar sin la utilización de los diversos medios de comunicación. Para la proyección de los procesos de automatización de las Subestaciones Eléctricas, podemos encontrar quizás 2 medios de comunicación que cada vez más se posicionan con más fuerza, pues en la actualidad ofrecen mejores ventajas y beneficios, estos son; los enlaces de comunicación con fibra óptica y los enlaces de comunicación satelital.

Los enlaces de comunicación con fibra óptica, son utilizados cada vez más con mayor frecuencia y a futuro sea quizás el medio predominante

en estos procesos de automatización, entre sus principales características mencionamos; el amplio ancho de banda que brinda, las altas velocidades de TX/RX de datos, y el costo que puede considerarse aceptable y de buena proyección (teniendo en cuenta que en la actualidad el costo del metro de fibra cuesta aproximadamente \$1.00 y hace 5 años atrás el costo era de \$ 5.00). [Telmex Perú, 2010].

Es importante mencionar que debido a la utilización de los enlaces de fibra óptica de manera compartida, se realizan procesos de automatización de Subestaciones Eléctricas en convenio con empresas de telecomunicaciones que brindan este servicio, obteniendo a través de la creación de nuevas líneas de transmisión eléctrica la utilización de los cables de guarda como tubería en la cual puede viajar la fibra óptica. Por otro lado, los enlaces de comunicación satelital, también son muy utilizados en los procesos de automatización de Subestaciones Eléctricas, para el envío de datos hacia un sistema centralizado de control y supervisión. Estos son utilizados como solución secundaria y de respaldo a los enlaces de fibra óptica, pues cuentan con las siguientes características: amplio ancho de banda y altas velocidades de TX/RX que ofrecen la solución de integración de Subestaciones Eléctricas, considerando que estas Subestaciones son alejadas y de difícil acceso. Hay que tener en cuenta que a diferencia de los enlaces de fibra óptica, en las cuales los enlaces pueden ser de propiedad de la empresa eléctrica, en los enlaces de comunicación satelital, el enlace debe ser adquirido alquilando el servicio a las empresas operadores que brindan este servicio.

2.7.5 Proyección de una automatización completa, robusta y segura

Con la proyección del proceso de automatización de las Subestaciones Eléctricas, teniendo en cuenta la proyección en la utilización de los protocolos de comunicación, así como la proyección de los enlaces de

comunicación, es importante considerar que la proyección general de este proceso es concretar la automatización total y completa de toda la Subestación Eléctrica, con todos los equipos que operan y supervisan su funcionamiento.

Para lograr esto apunta a concretar lo siguiente:

- Total Autonomía de la Subestación Eléctrica.
- Índices de confiabilidad anual cercanos al 100 %
- Mejor calidad de la información.
- Mayor precisión y almacenamiento de información de los eventos ocurridos.
- Mayor seguridad en la TX/RX de datos.
- Evolución constante de los equipos que controlan la operación de la Subestación Eléctrica.

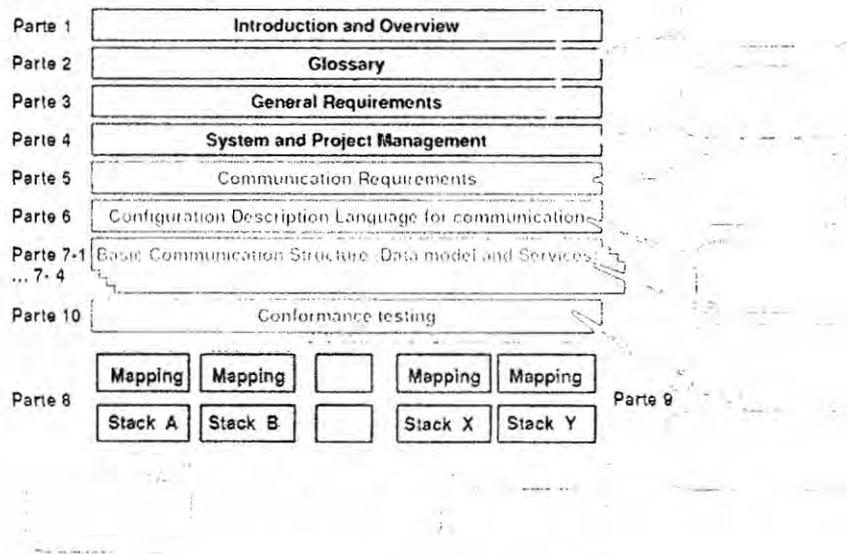
Son estos parámetros considerados a raíz de la experiencia obtenida luego de la realización de diversos proyectos de automatización de Subestaciones Eléctricas, y son estos parámetros a los que apunta llegar el proceso de automatización de las Subestaciones Eléctricas; los cuales, cada vez están más próximos de concretarse.

2.8 Protocolo IEC 61850

El protocolo IEC61850 es considerado el estándar para la automatización de equipos de Subestaciones Eléctricas de diversos fabricantes; fue diseñado como el único protocolo que ofrece una completa solución de comunicación para Subestaciones Eléctricas y la principal característica que ofrece es la interoperabilidad entre los equipos. Este protocolo fue creado luego de la colaboración y cooperación de los principales fabricantes de equipos para las Subestaciones Eléctricas con lo cual fue formado el "IEC61850 Community" (Grupo de fabricantes que colaboran con el desarrollo del protocolo IEC61850). En la actualidad se vienen realizando investigaciones para la constante evolución de este protocolo. [EPRI Project Manager, 2004]

En la siguiente **figura 3** observamos la estructura del protocolo IEC61850, en la cual podemos observar las partes del protocolo con las características más relevantes de cada parte.

Figura 3: Estructura del protocolo IEC61850



2.8.1 Configuración de Equipos

2.8.2 Red LAN

El protocolo IEC61850 es uno de los primeros que ofrece una solución completa incluyendo también el uso de la implementación de una Red LAN a nivel de Subestaciones, dándole así mayor facilidad y ordena la distribución de cables de cobre. Esta red LAN está apuntando a futuro a la utilización de enlaces de fibra óptica, desde el nivel 0 hasta el nivel 3.

En este punto se pueden mencionar las siguientes características:

- Usa Ethernet y TCP/IP para la comunicación.
- Entrega un amplio rango de características convencionales de comunicación.

- Es abierto para futuros nuevos conceptos de comunicaciones

2.8.3 Lenguaje SCL

El lenguaje de comunicación SCL (Substation Configuration Language), es un lenguaje de descripción para la comunicación de IED's en la Subestación Eléctrica. Es un lenguaje basado en formatos XML que provee una formal descripción de los IED's.

Con este lenguaje de comunicación toda la información intercambiada en la red de comunicación de las subestaciones se puede describir y preservar para su utilización en cualquier etapa del ciclo de vida del sistema.

El estándar requiere que los dispositivos a integrar provean un archivo SCL con la descripción de sus capacidades, por tal razón es muy importante que este archivo pueda ser leído por otros dispositivos.

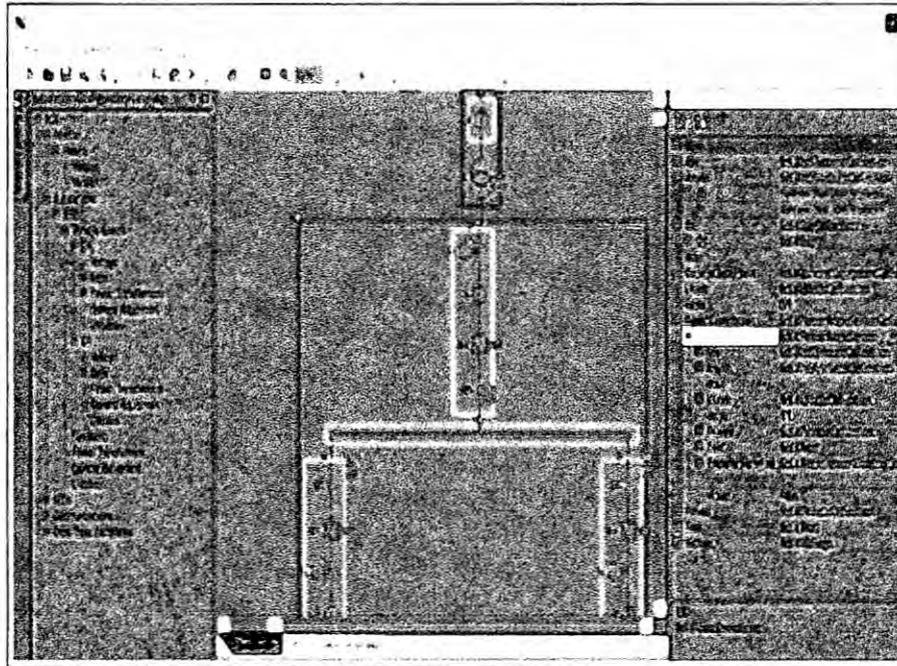
En este punto se pueden mencionar las siguientes características:

Entrega un lenguaje descriptivo de configuración en la subestación (SCL). Es abierto a las diferentes filosofías de sistemas.

Respalda una comprensiva y consistente definición de sistemas e ingeniería.

En la **siguiente figura 4**, se muestra la imagen de la configuración del SCL de un relé, generalmente para la realización de estas configuraciones se cuenta con software propietarios de la misma marca del relé a integrar.

Figura 4: Configuración SCL



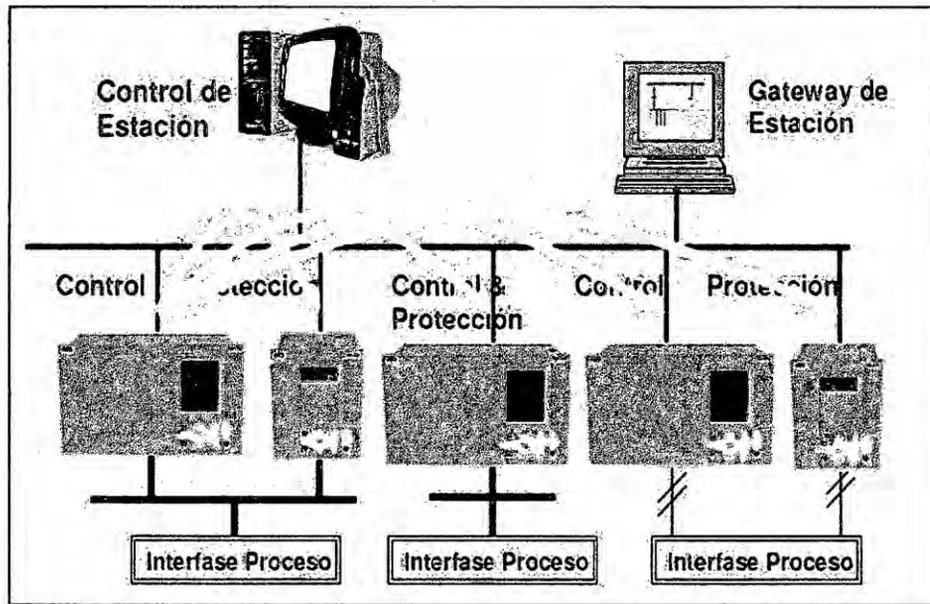
2.8.4 Integración de IED's y RTU's mediante el uso del protocolo IEC61850

La integración de IED's y RTU's utilizando el protocolo IEC61850, implica en primer lugar contar con el estándar de este protocolo en cada uno de los dispositivos, considerando que todos los dispositivos que cuenten con este estándar son en su mayoría dispositivos nuevos.

Para la integración de IED's y RTU's hay que tener en cuenta una red LAN (local area network) en la cual están involucrados todos los dispositivos a ser integrados, por lo que se necesita de un switch diseñado para trabajar con el protocolo IEC61850, para que de esta manera se pueda interpretar la información que los dispositivos intercambian.

En la figura 5, se observa uno de los principios de la integración de los equipos en la red LAN, en la que un IED al ser parte de la red LAN, tiene la posibilidad de que otros IED's puedan acceder a la información que este posea y de la misma manera entre todos los IED's de la LAN.

Figura 5: Arquitectura IEC 61850, integración de dispositivos [ABB, 2009]

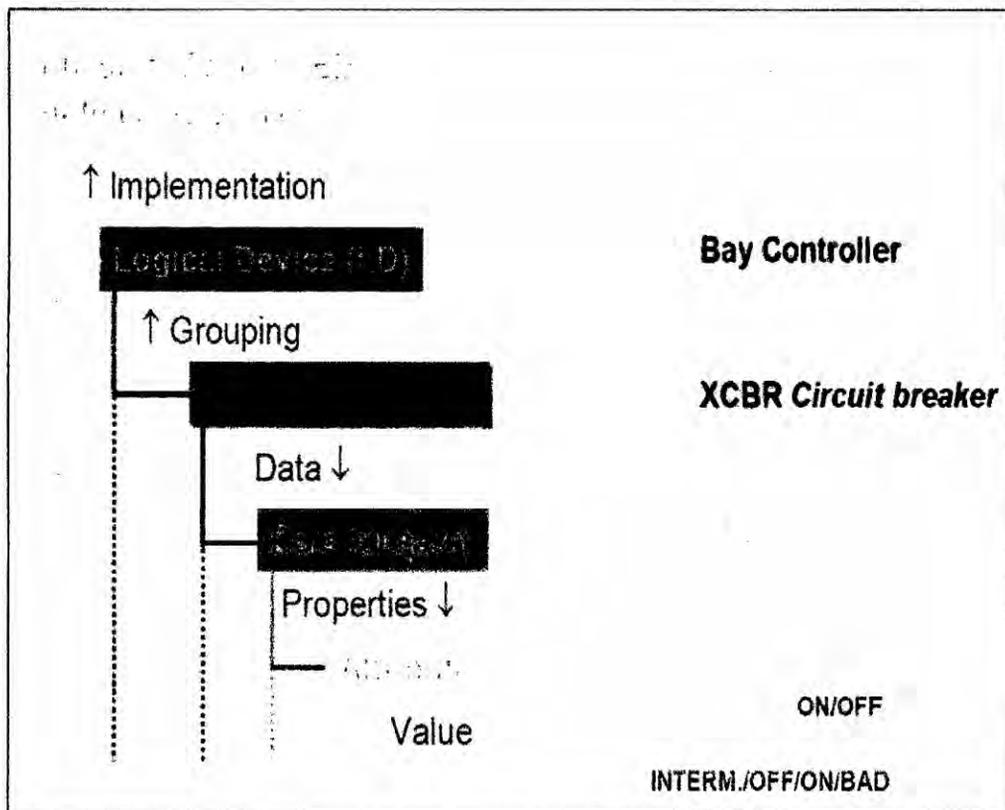


Hay que tener en cuenta el conocimiento del funcionamiento del protocolo IEC61850, conocer cómo trabajar con él y de qué manera vamos a desarrollar nuestra libre arquitectura de dispositivos.

Es importante tener en consideración la implementación del proceso de ingeniería con SCL, especificando, modelando y dividiendo los datos en grupos lógicos, datos con los que cuentan nuestros dispositivos, configurando los nodos lógicos y asignando las funciones que le correspondan.

En la figura 6, se presenta la representación del agrupamiento de los nodos lógicos, así como también la representación literal de estos nodos, ara luego proceder con la configuración del SCL.

Figura 6: SCL nodos lógicos [ABB, 2009]



Finalmente, realizamos la conexión de cada dispositivo a la red diseñada y configurada a criterio propio, luego de realizadas las pruebas correspondientes podemos ver el funcionamiento de los dispositivos y la interoperabilidad entre ellos.

Ya configurado el protocolo y la red IEC61850, en todos los dispositivos, lo que se necesita es contar con la posibilidad de integrar estos dispositivos a un sistema SCADA siempre y cuando se utilice el protocolo IEC61850.

2.8.5 Implementación del protocolo IEC 61850 en una Subestación Eléctrica en un Sistema SCADA

Ya configurado el protocolo y la red IEC61850, en todos los dispositivos, lo que se necesita es contar con la posibilidad de integrar estos

dispositivos a un sistema SCADA siempre y cuando se utilice el protocolo IEC61850.

Como conocemos y hemos visto, el diseño del protocolo IEC61850 está realizado para trabajar solamente en el nivel de Subestación, no para una integración al SCADA, es por eso el objetivo de nuestra investigación lograr la integración del protocolo IEC61850 a los sistemas SCADA, utilizando las herramientas y configuraciones de los sistemas de automatización.

2.9 PROTOCOLO ICCP

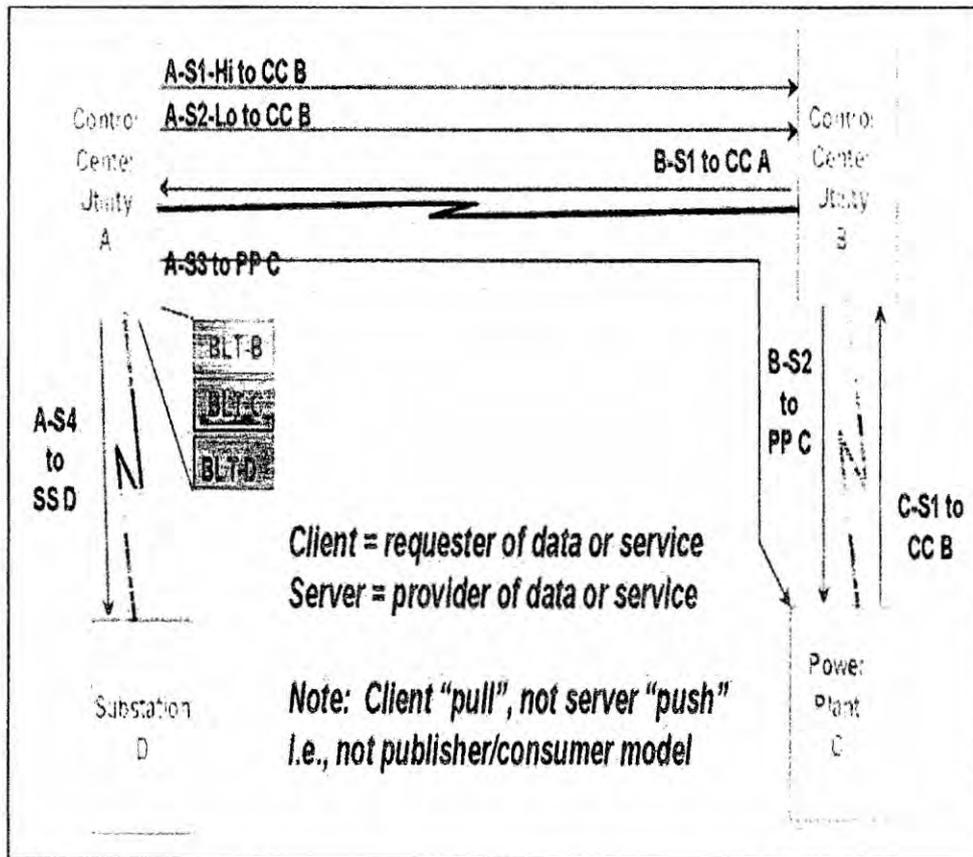
El protocolo ICCP (Inter Control Center Protocol), es un protocolo diseñado para la transferencia de datos entre centros de control en tiempo real (on-line), es considerado también como un protocolo abierto.

El protocolo ICCP especifica la utilización de MMS (Manufacturing Messages Specification) que define la nomenclatura, listado y direccionamiento de las variables y la interpretación de los mensajes [Cisco, 2009].

El protocolo ICCP está basado en los conceptos de cliente servidor, es quizás uno de los principales objetivos lograr la implementación de la interoperabilidad de software de diferentes proveedores.

el funcionamiento del protocolo ICCP, con el ejemplo de dos centros de control SCADA (AyB), que intercambian información de cada una

Figura 7: Funcionamiento Protocolo ICCP [Cisco, 2009]



2.9.1 Características del protocolo ICCP

En nuestro país, este protocolo viene siendo cada vez más utilizado en aplicaciones eléctricas, pues existen normas que establecen el ICCP como protocolo de integración para el intercambio de información en tiempo real entre organismos Supervisores y las empresas eléctricas.

Para la implementación de este protocolo se necesita:

- Implementación de un medio de comunicación robusto.
- Definición de nodos y configuración del cliente y servidor.
- Definición de variables a ser transmitidas o recibidas.

2.9.2 Implementación de la transferencia de datos SCADA SCADA mediante el protocolo ICCP

Entre las principales características que podemos nombrar de este protocolo tenemos: [Cisco, 2009].

La utilización de MMS (Manufacturing Messages Specification), que es un estándar internacional para la transferencia de datos para procesos en tiempo real.

2.10 Automatización usando el protocolo IEC 61850 y envío de datos usando el protocolo ICCP

Para la descripción de este proceso se plantea la implementación de la siguiente Subestación Eléctrica al sistema SCADA.

Para la descripción de este proceso se plantea la implementación de la siguiente Subestación Eléctrica al sistema SCADA.

Una Subestación que trabaja en 2 niveles de tensión; cuenta con (tableros), desde los cuales se puede realizar el control de los equipos de patio, así como la lectura de las medidas analógicas. Durante el periodo comprendido entre los meses de octubre 2008 y febrero 2009, se realizaron los trabajos de automatización en la Subestación Huarochiri durante todo este proceso el autor de este informe de tesis. Dadas las necesidades de protección de los circuitos eléctricos de la Subestación, se realizaron los cálculos pertinentes en cuanto al dimensionamiento de la Subestación y los niveles de tensión que se emplean con los cuales se diseñó y planteó un sistema de protección compuesta por relés de protección en cada uno de los principales circuitos.

Los cálculos y diseños de la Subestación eléctrica fueron propuestos por la empresa eléctrica dueña de la Subestación, luego del cual, con nuestra colaboración se realizó la selección de los equipos de protección (relés de protección).

Los relés de protección son derivados de los relés de medición, los cuales por su funcionamiento rápido y automático, hacen posible la agrupación

de aislado. Los relés de protección deben responder a diversas exigencias, las cuales pueden ser:

- Consumo propio reducido.
- Sensibilidad.
- Capacidad de soportar cortocircuitos sin deformarse.
- Exactitud de los valores de funcionamiento.
- Indicación de los valores de funcionamiento mediante señales ópticas.
- Posibilidad de transmisión de los valores medidos para la indicación a distancia. El funcionamiento general de los relés de protección es tal que, al sobrepasar o descender por debajo de un valor de la magnitud de acción que ellos vigilan, hace disparar al interruptor de potencia.

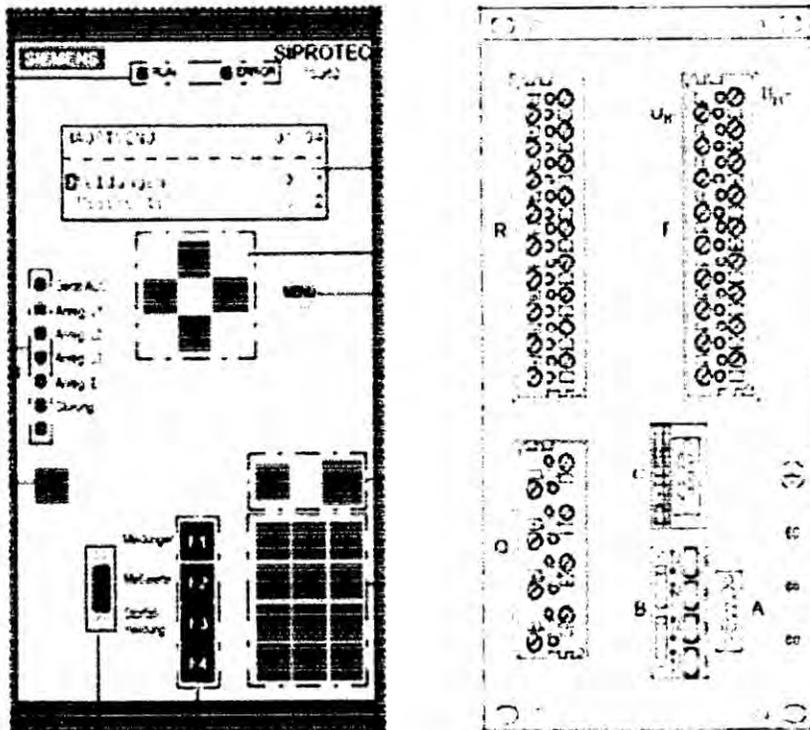
Para el Sistema Eléctrico de la Subestación en mención se vio la necesidad de contar con relés de protecciones para de esta manera resguardar la confiabilidad del sistema; es por eso que de acuerdo a las necesidades de la empresa eléctrica, y teniendo en cuenta la función principal de los relés de protección se adquirieron e instalaron los siguientes tipos de relés:

- Relés de Sobreintensidad.
- Relés de Distancia.

Relé de Sobreintensidad.- Estos relés son diseñados para que actúen cuando la corriente que circula sobrepasa la corriente nominal, abriendo los circuitos previamente configurados.

Luego de investigar y descartar diversos fabricantes de relés de protección, se realizó la adquisición de los relés de la marca SIEMENS familia SIPROTEC modelo 7SJ62. En la siguiente **figura 8** se muestra el relé de protección 7SJ62.

Figura 8: Relé de protección 7SJ62.



La adquisición de relés SIEMENS, fue dado luego de comparar relés de diversas marcas, teniendo en cuenta las características, beneficios, soporte, y precio, en los cuales SIEMENS demostró ser superior.

De acuerdo a los requerimientos, se especificó la compra de los relés de protección con 2 puertos Fast/Ethernet, y el protocolo IEC 61850. En la siguiente figura se muestra el conexionado de las señales eléctricas (señales analógicas y posiciones de los equipos) realizada repitiendo las señales de los tableros de control de cada uno de los circuitos hacia las borneras de entrada de los relés.

2.10.1 Arquitectura de la Red LAN IEC61850

Con los dispositivos totalmente configurados y teniendo en cuenta que cada uno de ellos cuenta con un puerto Ethernet10/100kbps, y con una

lista de direcciones IP e IED Name establecidas, el siguiente paso es definir cuál será la arquitectura a implementar.

Hay que tener en cuenta que el protocolo IEC61850 no es soportado por cualquier tipo de switch, por lo que hay que considerar un switch que cumpla con el estándar. Es por eso que se eligió el switch RSG2100 de la marca RUGGEDCOM, que es el más utilizado en el mundo por empresas eléctricas para la implementación de redes LAN utilizando el protocolo IEC 61850. En la **figura 9**, se muestra la imagen del switch.

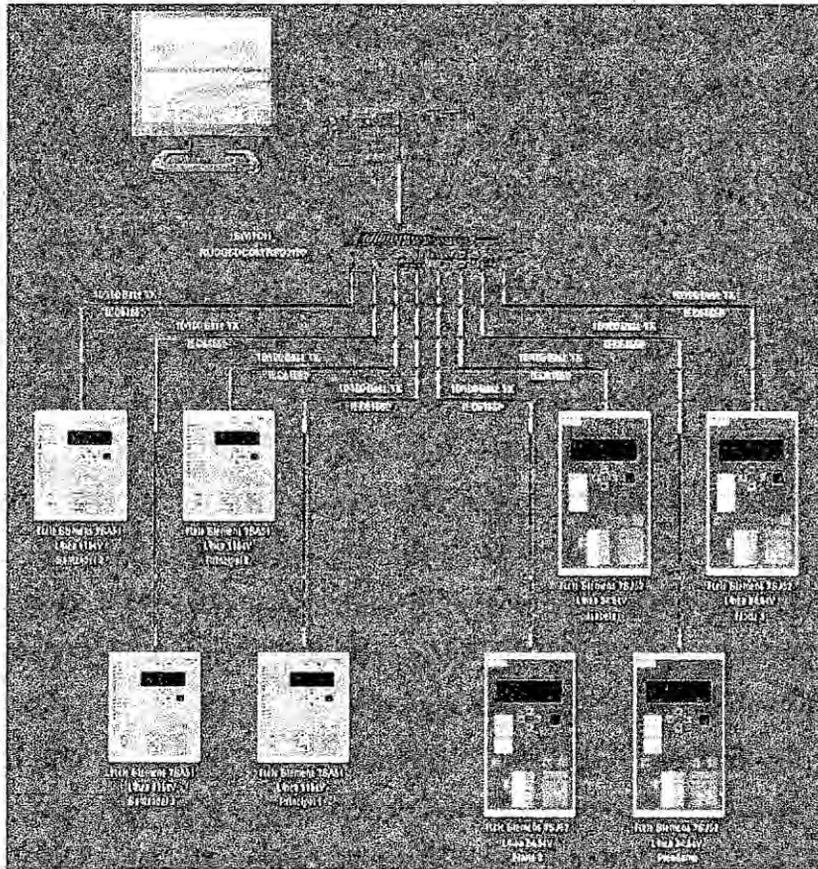
Figura 9: Switch RUGGEDCOM RSG2100



A continuación las principales características del switch RUGGEDCOM RSG2100:

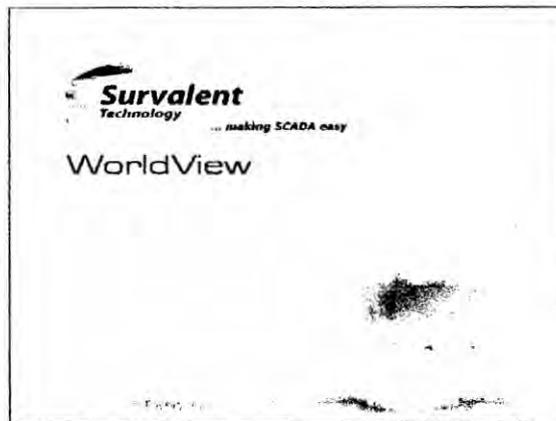
- De gran robustez, diseñado para trabajar en ambientes hostiles (EMI Immunity and environ mental compliance).
- Niveles de seguridad para la protección de sus redes.
- Posee el protocolo SNMP (Simple Network Management Protocol), para consultar equipos de diferentes marcas. Posee el protocolo SNTP (Simple Network Time Protocol), para el sincronismo de tiempo.
- Posee la posibilidad de configuración de puertos espejos.
- Puede trabajar con el protocolo IEC 61850.
- Una vez configurado el switch, queda lista la arquitectura de la red LAN de nuestro sistema en IEC61850. En la siguiente figura 10, se muestra la distribución de los relés, el switch la computadora en la cual está instalado el software SCADA.(**vea Figura 10**)

Figura 10: Relé de Protección Siprotec7SJ62 [Manuales de configuración de los equipos SIPROTEC.



Es tal vez este punto el más importante, pues es el sistema SCADA el encargado de recopilar los datos de los relés y realizar los controles de los equipos de patio. Para la realización de este proyecto se ha utilizado el Software SCADA de la marca Survalent (Software de origen canadiense, con más de 225 clientes a nivel mundial).

En la siguiente figura figura 11, se muestra el símbolo representativo del SCADA Survalent.



El SCADA Survalent está constituido principalmente por 3módulos que son: El SCADA Server (Controla el servicio general del SCADA). SCADA Client (Desarrollador de la Base de Datos SCADA). World View (Interfaz Gráfica).

Como se mencionó anteriormente, es uno de los objetivos de este proyecto de investigación, encontrar la manera de realizar la integración de los dispositivos al SCADA utilizando el protocolo IEC 61850, teniendo en consideración que este protocolo no está diseñado para lograr el envío de datos hacia los sistemas SCADA.

Luego de realizar las investigaciones posibles y las consultas respectivas en diferentes materiales bibliográficos, sobre el funcionamiento del protocolo IEC61850, se desarrolló la siguiente solución.

2.10.2 Protocolo OPC

El protocolo OPC (OLE for Process Control), es también un estándar de comunicación basado en los estándares de Microsoft (COM, DCOM, OLE Automation y Active X), que cubre los requerimientos de comunicación industrial entre aplicaciones y dispositivos. [<http://www.opcfoundation.org/>] A diferencia de los demás protocolos este tiene la característica de intercambiar datos, basado en los nombres de cada punto y no en la

dirección de comunicación. Además, es también un protocolo jerárquico (maestro – esclavo).

En los procesos industriales, es muy utilizado por los diferentes software SCADA para recolectar información directa de los PLC (Programmable Logic Controller).

El protocolo OPC es uno de los protocolos que soporta el SCADA Survalent. [<http://www.survalent.com/>].

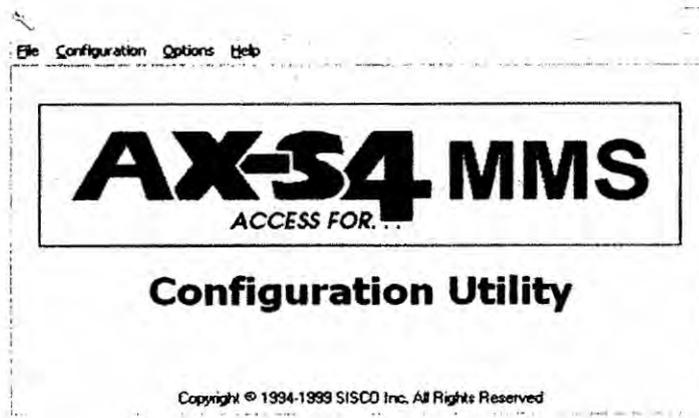
2.10.3 La Solución IEC61850–OPC

Con las investigaciones realizadas se logró concretar la solución para la integración SCADA de los dispositivos utilizando el protocolo IEC61850. Dicha solución se basa en transformar el protocolo IEC61850 en el protocolo OPC, y es con este protocolo con el cual se lograría obtener la información en tiempo real de cada uno de los dispositivos de la Subestación Eléctrica.

Esta transformación de protocolo sería posible accediendo al IEC61850 a través del MMS, luego se realizaría la extracción de los datos y se encapsularía en tramas OPC. Es por lo tanto la utilización de un software la solución más adecuada, dado que a través de la comunicación IP se puede conectar el software a la red IEC61850. Contando con el software en la PC (Windows) se utilizarían los componentes del sistema operativo. Realizando las consultas y búsquedas necesarias, se encontró el software AXS4MMS de la empresa SISCO. Este software posee lo necesario para la transformación del protocolo IEC 61850 a OPC. [<http://www.sisconet.com/>].

En la siguiente **figura 12**, se observa la ventana inicial del software AXS4MMS de SISCO.

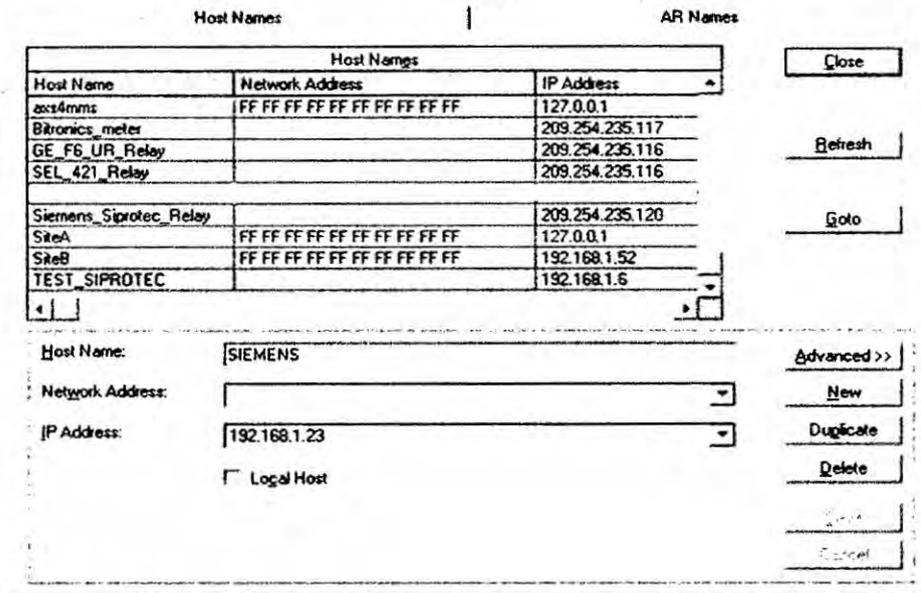
Figura 12 Configuración AXS4 MMS



2.10.4 Configuración IEC61850- OPC

Configuración, que realizamos anteriormente en los relés con el software DIGSI (IPE IED Name). Creamos cada uno de los dispositivos y le asignamos la dirección IP que le corresponde a cada uno. En la siguiente **figura 13**, podemos observar la configuración de IP's realizada en el software AXS4 MMS.

Figura 13 Configuración de IP's



Posteriormente se asignó el IED Name (ARName), en esta opción también se pueden configurar los parámetros de sintonización adicionales.

la configuración de IED Name se realiza a través del software AXS4 MMS.

2.11 Glosario De Términos

- **Parámetros básicos de diseño**

Son los parámetros que se definen para cada uno de los sistemas eléctricos presentes en la subestación

Tensión más elevada para el material. Es el valor eficaz de la tensión (entre fases) para el cual se eligen todos los componentes de la subestación.

- Nivel de aislamiento. Define los niveles de tensión soportada por los componentes de la subestación. Se definen los siguientes niveles:

- Tensión soportada de frecuencia industrial.
- Tensión soportada para sobretensiones de tipo rayo.
- Tensión soportada para sobretensiones de maniobra.

- Intensidad de cortocircuito. Define la capacidad de la subestación y de sus componentes en cuanto a los efectos de los cortocircuitos:

- La intensidad de cortocircuito fase-tierra es importante para el diseño del sistema de puesta a tierra.

- Intensidad en régimen permanente. Define la capacidad para soportar en régimen permanente las corrientes presentes en los diferentes circuitos que componen la subestación.

- **Ubicación geográfica**

Las coordenadas UTM El sistema de coordenadas universal transversal de Mercator (en inglés *Universal Transverse Mercator*, UTM) es un sistema de coordenadas basado en la proyección cartográfica transversa de Mercator, que se construye como la proyección de Mercator normal, pero en vez de hacerla tangente al Ecuador, se la hace secante a un meridiano.

De los puntos que definen los puntos de ubicación de las subestaciones, registrados con un instrumento GPS Garmin 12 Navigator (+5,0m de error).

- **Parámetros eléctricos**

Es para el análisis del sistema eléctrico en condiciones estáticas y condiciones de fallas en cada barra se requieren datos característicos de los equipos que forman parte del sistema eléctrico.

- **Especificaciones técnicas**

Sección de medición.

Sección para las cuchillas de paso.

Sección para el interruptor.

- **Estudio de flujo de carga**

Flujo de potencia, también conocido como **flujo de carga**, es una herramienta importante que involucra análisis numérico aplicado a un sistema de potencia. En el estudio del flujo de potencia usualmente se usa una notación simplificada tal como el diagrama unifilar y el sistema por unidad.

- **Niveles de automatización**

Es el uso de sistemas o elementos computarizados y electromecánicos para controlar maquinarias o procesos industriales. Como una disciplina de la ingeniería más amplia que un sistema de control, abarca la instrumentación industrial, que incluye los sensores, los transmisores de campo, los sistemas de control y supervisión, los sistemas de transmisión y recolección de datos y las aplicaciones de software en tiempo real para supervisar y controlar las operaciones de plantas o procesos industriales.

- **Sistema SCADA**

Es un software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia. Facilita retroalimentación en tiempo real

con los dispositivos de campo (sensores y actuadores), y controla el proceso automáticamente. Provee de toda la información que se genera en el proceso productivo (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.) y permite su gestión e intervención.

- **IED's y RTU's**

UTR - Unidad Terminal Remota, sigla más conocida como RTU (sigla en inglés), define a un dispositivo basados en microprocesadores, el cual permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese. Generalmente este sitio remoto es una sala de control donde se encuentra un sistema central SCADA el cual permite visualizar las variables enviadas por la UTR. Dentro del universo de las UTR existen los Controlador lógico programable quienes han complementado sus facilidades de comunicación IEDs es los diferentes fabricantes pueden **intercambiar y usar información** sobre medios de comunicación comunes.

Sin embargo, la funcionalidad en los diferentes dispositivos no es necesariamente la misma.

CAPITULO III: VARIABLE E HIPOTESIS

3.1 Definición de las variables

En el presente trabajo de investigación la variable grado

Y: Variable dependiente:

Calidad de servicio de la subestación de Huarochiri

X: Variable independiente :

Automatización optima mediante sistema SCADA

LA CALIDAD DE SERVICIO:

X1: Sistema de comunicación

X2: Software adecuado

X3: Equipos y sistemas electrónicos

3.2 Operacionalización de variables

Al constituir "nivel" una variable compleja, abstracta y de significación variable, se requiere de un proceso de Operacionalización de ésta con el objetivo de convertirla en un conjunto de especificaciones o indicadores medibles en los productos, servicios y procesos que permitan valorar si éstos cumplen con los parámetros de calidad preestablecidos.

La operacionalización se hace a la variable independiente subdividiéndolo para un mejor análisis e interpretación.

En este caso la variable independiente X, para operacionalizarla hablamos de X1, X2, X3 para ver si en forma individual estas causas están influyendo en el grado de satisfacción de los usuarios domésticos por el servicio de electricidad.

3.2.1 Hipótesis General

1. La automatización de la subestación de Huarochiri mediante sistema SCADA por sistema de comunicación, uso de software adecuado y uso de equipos electrónicos mejoran la calidad de servicio.

3.2.2 Hipótesis Específicas

1. La automatización de la subestación de Huarochirí mediante sistema SCADA por sistema de comunicación mejora la calidad de servicio
2. La automatización de la subestación de Huarochirí mediante sistema SCADA por uso de software adecuado mejora la calidad de servicio.
3. La automatización de la subestación de Huarochirí mediante sistema SCADA por uso de equipos electrónicos de protección mejora la calidad de servicio.

CAPITULO IV: METODOLOGÍA

4.1 Tipo de Investigación

Para el presente trabajo de investigación usaremos dos tipos de investigación:

4.1.1 Investigación Descriptiva

El objetivo de la investigación descriptiva consiste en llegar a conocer las situaciones, costumbres y actitudes predominantes a través de la descripción exacta de las actividades, objetos, procesos y personas. Su meta no se limita a la recolección de datos, sino a la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables. Los investigadores no son meros tabuladores, sino que recogen los datos sobre la base de una hipótesis o teoría, exponen y resumen la información de manera cuidadosa y luego analizan minuciosamente los resultados, a fin de extraer generalizaciones significativas que contribuyan al conocimiento.

4.1.2 Investigación Aplicada

Es la utilización de los conocimientos en la práctica, para aplicarlos, en la mayoría de los casos, en provecho En la zona de HUAROCHIRI Y EDELNOR.

4.2 Diseño de la Investigación

4.2.1 Diseño no experimental

La investigación no experimental pues, se observa el fenómeno tal como se da en su contexto natural para después analizarlos, no se manipula deliberadamente o intencionalmente la variable independiente. En un estudio no experimental porque no se construye ninguna situación, sino que se observan situaciones ya existentes, no provocadas intencionalmente en la investigación por el investigador. Las variables

independientes ocurren y no es posible manipularlas, no se tiene control directo sobre dichas variables ni se puede influir en ellas porque ya sucedieron, al igual que sus efectos.

4.2.2 Diseño transversal

Otra dimensión importante se refiere al empleo que hace el estudio de la dimensión temporal, a lo más un año para la ejecución de esta Tesis.

4.3 Población y muestra

Representa todas las unidades de la investigación que se estudia de acuerdo a la naturaleza del problema en nuestro caso la sub estación de Huarochirí.

1. **Muestra Inicial:** Es el muestreo que prueba por primera vez para determinar si será apropiado para la utilización en el estudio de estabilidad. Si los resultados de la valoración inicial son satisfactorios, puede crear a continuación muestras de estabilidad adicionales a probar en intervalos regulares durante el curso del estudio de estabilidad.
2. **Muestra Ajustada.** Es única
3. **Proporcionalidad de la muestra.** Es única.

4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Sera mediante un cuestionario de preguntas hechas a los de mantenimiento subestaciones así como a diseñadores de subestaciones del instrumento de medición .

4.4.1 Procedimiento de recolección de datos

Para la recolección de evidencias conducentes a realizar la prueba de hipótesis, en el presente estudio se utilizó las siguientes técnicas e instrumentos:

1. Alfa de Cronbach

En psicometría, el Alfa de Cronbach es un coeficiente que sirve para medir la fiabilidad de una escala de medida, y cuya denominación Alfa fue realizada por Cronbach en 1951, aunque sus orígenes se encuentran en los trabajos de Hoyt (1941) y de Guttman (1945).

2. Contexto

Un investigador trata de medir una cualidad no directamente observable (por ejemplo, la inteligencia) en una población de sujetos. Para ello mide n variables que sí son observables (por ejemplo, n respuestas a un cuestionario o un conjunto de n problemas lógicos) de cada uno de los sujetos.

Se supone que las variables están relacionadas con la magnitud inobservable de interés. En particular, las n variables deberían realizar mediciones estables y consistentes, con un elevado nivel de correlación entre ellas.

El alfa de Cronbach permite cuantificar el nivel de fiabilidad de una escala de medida para la magnitud inobservable construida a partir de las n variables observadas.

3. Formulación

El alfa de Cronbach no deja de ser una media ponderada de las correlaciones entre las variables (o ítems) que forman parte de la escala. Puede calcularse de dos formas: a partir de las varianzas (alfa de Cronbach) o de las correlaciones de los ítems (Alpha de Cronbach estandarizado). Hay que advertir que ambas fórmulas son versiones de la misma y que pueden deducirse la una de la otra. El alfa de Cronbach y el Alpha de Cronbach estandarizados, coinciden cuando se estandarizan las variables originales (ítems).

A partir de las varianzas, el Alfa de Cronbach se calcula así:

Donde:

- es la varianza del ítem i,
- es la varianza de los valores totales observados y
- es el número de preguntas o ítems.

Para nuestro caso validaremos nuestro instrumento de medición considerando a 15 ítems y tamaño de muestra 20 que corresponde a especialistas, para cada una de las preguntas (Ítems) se les hallará la varianza, luego se suma todas varianzas, seguidamente cada unidad (usuario) de la muestra tendrá un puntaje total (suma de las respuestas) al contestar el cuestionario, finalmente se hallara la varianza de los totales, tal como se aprecia a continuación:

Muestra	í1	í2	í3	í4	í5	í6	í7	í8	í9	í10	í11	í12	í13	í14	í15	í16	í17	í18	í19	í20	í21	í22	í23	í24	í25	í26	í27	í28	í29	í30	í31	í32	í33	í34	í35	TOTAL	
1	5	4	4	5	5	4	4	5	4	5	4	5	4	5	5	4	4	5	5	4	4	5	4	5	4	5	4	5	4	4	5	5	4	4	5	157	
2	3	3	4	4	4	5	3	4	4	4	4	4	5	4	3	3	4	4	4	5	3	4	4	4	4	4	5	4	3	4	4	4	5	3	4	137	
3	4	4	5	4	5	4	4	3	5	4	5	5	4	5	4	4	5	4	5	4	4	3	5	4	5	5	4	5	4	5	4	5	4	4	3	151	
4	5	3	5	5	5	4	4	5	4	4	5	4	4	4	5	3	5	5	5	4	4	5	4	4	5	4	4	4	3	5	5	5	4	4	5	153	
5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	5	4	4	4	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	5	4	4	4	5	4	5	4	5	4	5	156	
6	5	3	5	5	5	3	5	5	5	3	5	5	5	5	5	3	5	5	5	3	5	5	5	3	5	5	5	5	3	5	5	5	3	5	5	159	
7	5	4	3	5	3	4	4	4	5	4	5	4	5	4	5	4	3	5	3	4	4	4	5	4	5	4	5	4	4	3	5	3	4	4	4	145	
8	4	4	4	4	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	138	
9	3	3	5	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4	3	3	5	4	5	4	4	5	4	5	4	4	4	5	4	3	5	4	5	4	4	5	148
10	2	3	3	4	2	3	4	3	2	2	3	4	2	4	2	3	3	4	2	3	4	3	2	2	3	4	2	4	3	3	4	2	3	4	3	104	
11	4	5	4	5	5	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5	5	5	4	4	5	4	4	4	5	4	4	5	4	5	4	5	5	4	4	156
12	5	4	4	4	4	4	4	3	4	5	5	4	5	4	5	4	4	4	4	4	4	3	4	5	5	4	5	4	4	4	4	4	4	4	4	3	145
13	4	4	5	4	5	4	5	5	4	4	5	5	4	5	4	4	5	4	5	4	5	5	4	4	5	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	158
14	5	4	5	4	3	4	5	5	4	5	4	5	4	5	5	4	5	4	3	4	5	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	3	4	4	5	5	154
15	5	3	4	5	4	3	4	5	3	4	5	4	4	5	5	3	4	5	4	3	4	5	3	4	5	4	4	5	3	4	5	4	3	4	5	144	
16	4	5	4	4	5	5	4	4	5	4	3	4	4	4	4	5	4	4	4	5	5	4	4	5	4	3	4	4	4	5	4	4	5	5	4	4	149
17	4	5	5	4	3	5	5	4	5	4	4	5	5	5	4	5	5	4	3	5	5	4	5	4	4	5	5	5	5	5	4	3	5	5	4	157	
18	4	5	4	4	4	5	4	5	5	4	5	5	4	5	4	5	4	4	4	5	4	5	5	4	5	5	4	5	4	5	4	3	4	5	5	156	
19	5	4	5	5	4	4	5	3	4	4	3	5	5	5	5	4	5	5	4	4	5	3	4	4	3	5	5	5	3	4	5	4	3	4	5	150	
20	5	4	4	5	5	3	4	5	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	5	3	4	5	4	4	5	4	4	5	4	3	3	4	2	3	4	3	144
Varianza	0.69	0.55	0.41	0.25	0.76	0.49	0.26	0.61	0.56	0.59	0.51	0.248	0.51	0.248	0.688	0.548	0.41	0.248	0.76	0.49	0.26	0.61	0.56	0.59	0.51	0.248	0.51	0.248	0.56	0.458	0.24	1	0.5	0.26	0.61	142,8475	

Suma de varianzas 17.01

ALFA DE CRONBACH= 0.907

$$\alpha = \frac{K}{K-1} \left[1 - \frac{\sum S_i^2}{S_T^2} \right] = \frac{35}{35-1} \left[1 - \frac{17,01}{142,8475} \right] = 0,91$$

4. Resultado:

IMAGEN 6

Muestra	IT1	IT2	IT3	IT4	IT5	IT6	IT7	IT8	IT9	IT10	IT11	IT12	IT13	IT14	IT15	IT16	IT17	IT18	IT19	IT20	IT21	IT22	IT23	IT24	IT25	IT26	IT27	IT28	IT29	IT30	IT31	IT32	IT33	IT34	IT35	TOTAL	
1	5	4	4	5	5	4	4	5	4	5	4	5	4	5	5	4	4	5	4	4	5	4	5	4	5	4	5	4	4	5	5	4	4	5	157		
2	3	3	4	4	4	5	3	4	4	4	4	4	5	4	3	3	4	4	4	5	3	4	4	4	4	4	4	5	4	3	4	4	4	5	3	4	137
3	4	4	5	4	5	4	4	3	5	4	5	5	4	5	4	4	5	4	5	4	4	3	5	4	5	5	4	5	4	5	4	5	4	4	3	151	
4	5	3	5	5	5	4	4	5	4	4	5	4	4	4	5	3	5	5	5	4	4	5	4	4	5	4	4	4	3	5	5	5	4	4	5	153	
5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	5	4	4	4	4	5	4	5	4	5	4	5	4	5	5	4	4	4	5	4	5	4	5	4	5	156	
6	5	3	5	5	5	3	5	5	5	3	5	5	5	5	5	3	5	5	5	3	5	5	5	3	5	5	5	5	3	5	5	5	3	5	5	159	
7	5	4	3	5	3	4	4	4	5	4	5	4	5	4	5	4	3	5	3	4	4	4	5	4	5	4	5	4	4	3	5	3	4	4	4	145	
8	4	4	4	4	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	138	
9	3	3	5	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4	3	3	5	4	5	4	4	5	4	5	4	4	4	5	4	3	5	4	5	4	4	5	148
10	2	3	3	4	2	3	4	3	2	2	3	4	2	4	2	3	3	4	2	3	4	3	2	2	3	4	2	4	3	3	4	2	3	4	3	104	
11	4	5	4	5	5	5	4	4	5	4	4	5	4	4	4	5	4	5	5	5	4	4	5	4	4	5	4	4	5	4	5	5	5	4	4	156	
12	5	4	4	4	4	4	3	4	5	5	4	5	4	5	4	4	4	4	4	4	3	4	5	5	4	5	4	4	4	4	4	4	4	4	3	145	
13	4	4	5	4	5	4	5	5	4	4	5	4	5	4	4	5	4	5	4	5	5	4	4	5	5	4	4	5	4	5	4	5	4	5	5	158	
14	5	4	5	4	3	4	5	5	4	5	4	5	4	5	5	4	5	4	3	4	5	5	4	5	4	5	4	5	4	5	4	3	4	5	5	154	
15	5	3	4	5	4	3	4	5	3	4	5	4	4	5	5	3	4	5	4	3	4	5	3	4	5	4	4	5	3	4	5	4	3	4	5	144	
16	4	5	4	4	5	5	4	4	5	4	3	4	4	4	4	5	4	4	5	5	4	4	5	4	3	4	4	4	5	4	4	5	5	4	4	149	
17	4	5	5	4	3	5	5	4	5	4	4	5	5	5	4	5	5	4	3	5	5	4	5	4	4	5	5	5	5	5	4	3	5	5	4	157	
18	4	5	4	4	4	5	4	5	5	4	5	5	4	5	4	5	4	4	4	5	4	5	5	4	5	5	4	5	4	5	4	3	4	5	5	156	
19	5	4	5	5	4	4	5	3	4	4	3	5	5	5	5	4	5	5	4	4	5	3	4	4	3	5	5	5	3	4	5	4	3	4	5	150	
20	5	4	4	5	5	3	4	5	4	5	4	4	5	4	5	4	4	5	3	4	5	4	5	4	4	5	4	4	3	3	4	2	3	4	3	144	
Varianza	0.69	0.55	0.41	0.25	0.76	0.49	0.26	0.61	0.56	0.59	0.51	0.248	0.51	0.248	0.688	0.548	0.41	0.248	0.76	0.45	0.26	0.61	0.56	0.59	0.51	0.248	0.51	0.248	0.56	0.488	0.24	1	0.5	0.26	0.61	142,8475	

Suma de varianzas 17,01

ALFA DE CRONBACH= 0,907

$$\alpha = \frac{K}{K-1} \left[1 - \frac{\sum S_i^2}{S_T^2} \right] = \frac{35}{35-1} \left[1 - \frac{17,01}{142,8475} \right] = 0,91$$

CAPITULO V: RESULTADOS

Tabla 5. Efectividad de la comunicación de riesgo (Cuerpo de Bomberos)

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	EN DESACUERDO	1	5,0	5,0	5,0
	INDIFERENTE	2	10,0	10,0	15,0
	DE ACUERDO	8	40,0	40,0	55,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45,0	45,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Figura 5. Efectividad de la comunicación de riesgo (Cuerpo de Bomberos)

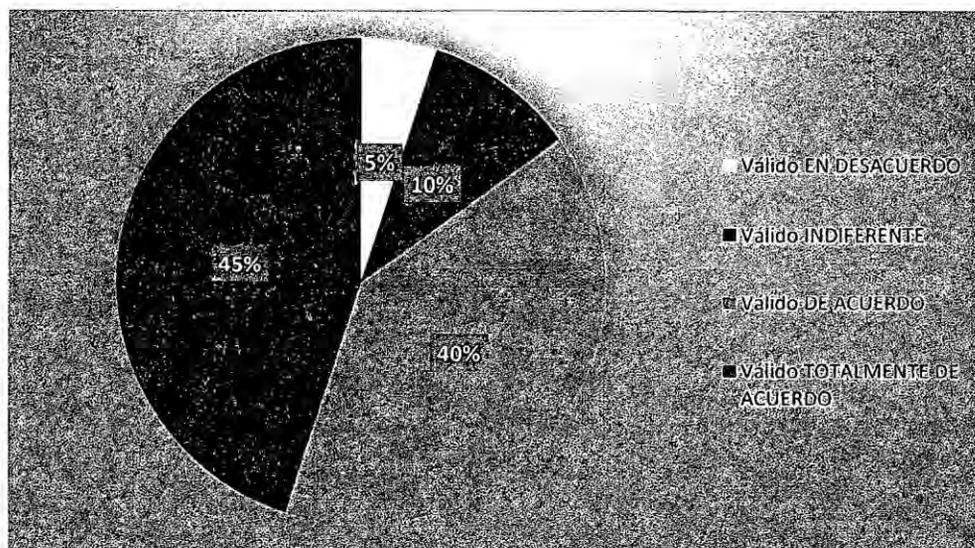


Figura 2. Distribución de las respuestas de los estudiantes a la pregunta: ¿Cómo se siente al estar en un aula virtual?

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	INDIFERENTE	6	30,0	30,0	30,0
	DE ACUERDO	9	45,0	45,0	75,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	5	25,0	25,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Figura 3. Distribución de las respuestas de los estudiantes a la pregunta: ¿Cómo se siente al estar en un aula virtual?

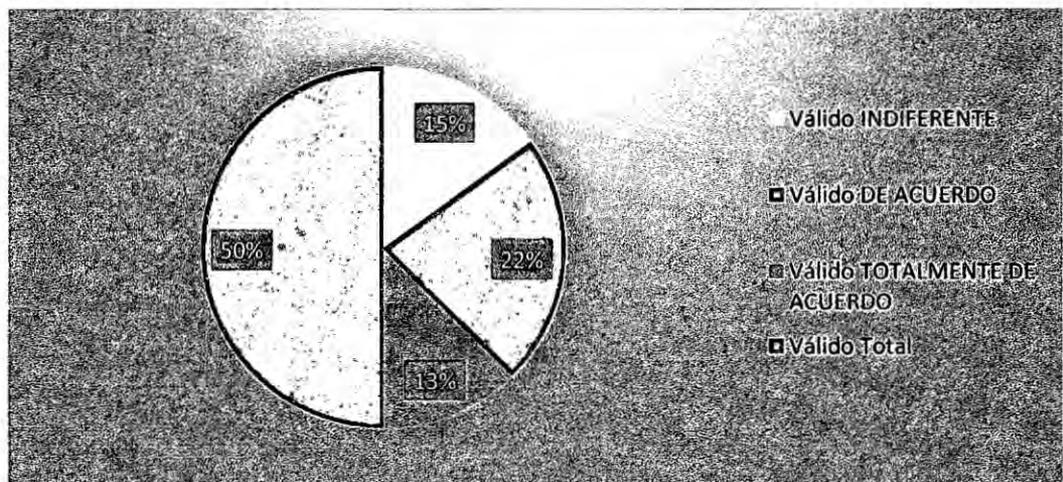


Tabla A. Gobierno de la Universidad de la Salle - 2010

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	INDIFERENTE	2	10,0	10,0	10,0
	DE ACUERDO	10	50,0	50,0	60,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	8	40,0	40,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Gráfico A. Gobierno de la Universidad de la Salle - 2010

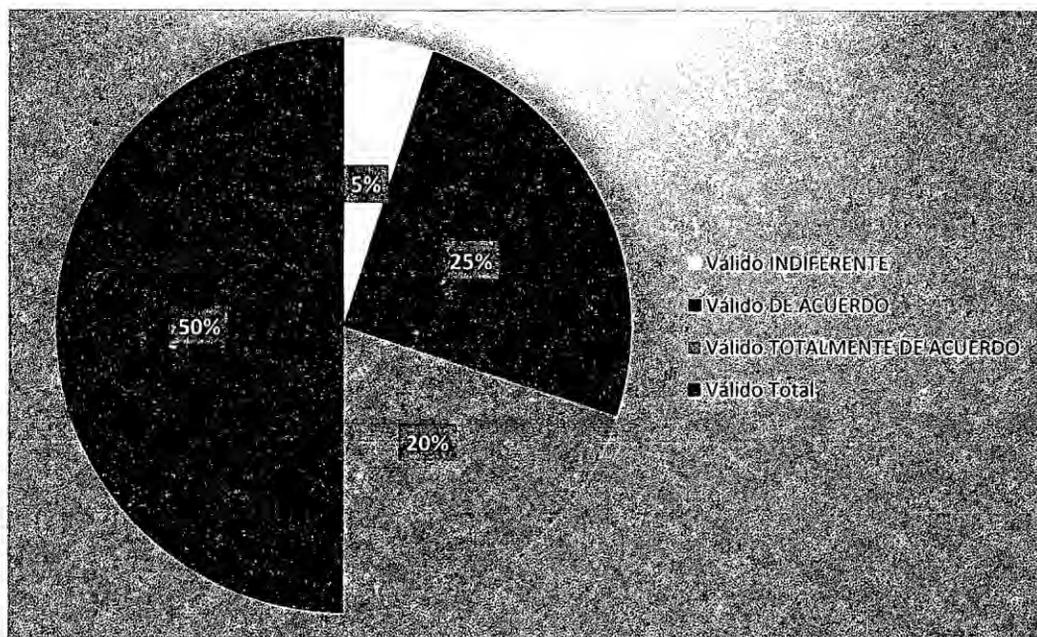
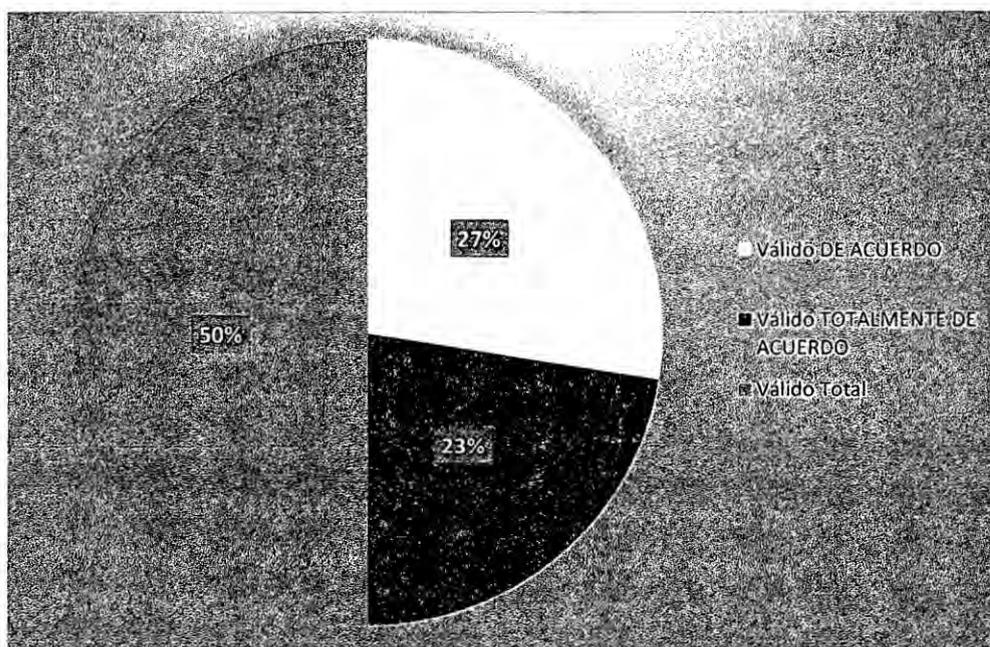


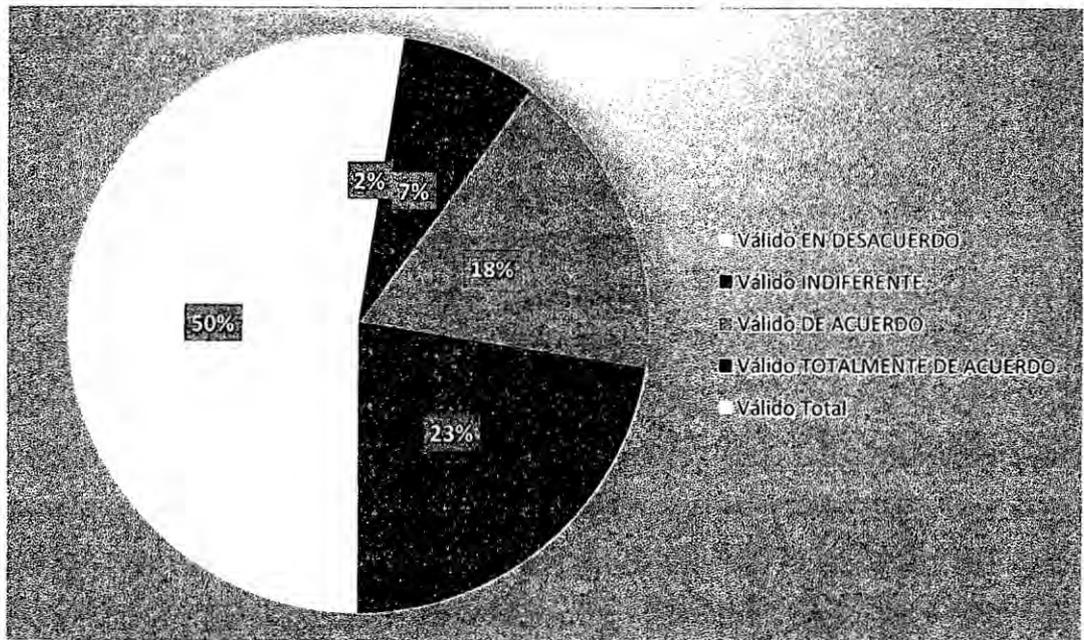
Tabla 2. Opinión de los estudiantes de la Facultad de Educación, Mérida (2014-2015).

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	DE ACUERDO	11	55,0	55,0	55,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45,0	45,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Figura 2. Opinión de los estudiantes de la Facultad de Educación, Mérida (2014-2015).



		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	EN DESACUERDO	1	5,0	5,0	5,0
	INDIFERENTE	3	15,0	15,0	20,0
	DE ACUERDO	7	35,0	35,0	55,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45,0	45,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	



		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	INDIFERENTE	4	20,0	20,0	20,0
	DE ACUERDO	10	50,0	50,0	70,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	6	30,0	30,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

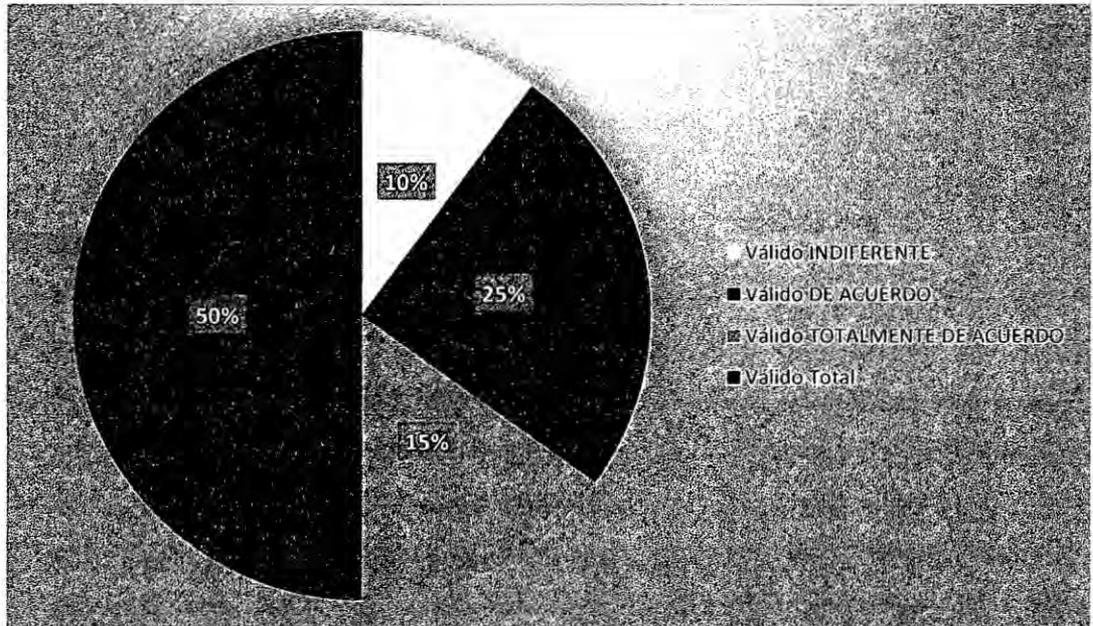


Tabla 7: El sistema de comunicación de datos Optimizado para alta velocidad y costo reducido.

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	INDIFERENTE	1	5,0	5,0	5,0
	DE ACUERDO	14	70,0	70,0	75,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	5	25,0	25,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 7: El sistema de comunicación de datos Optimizado para alta velocidad y costo reducido.

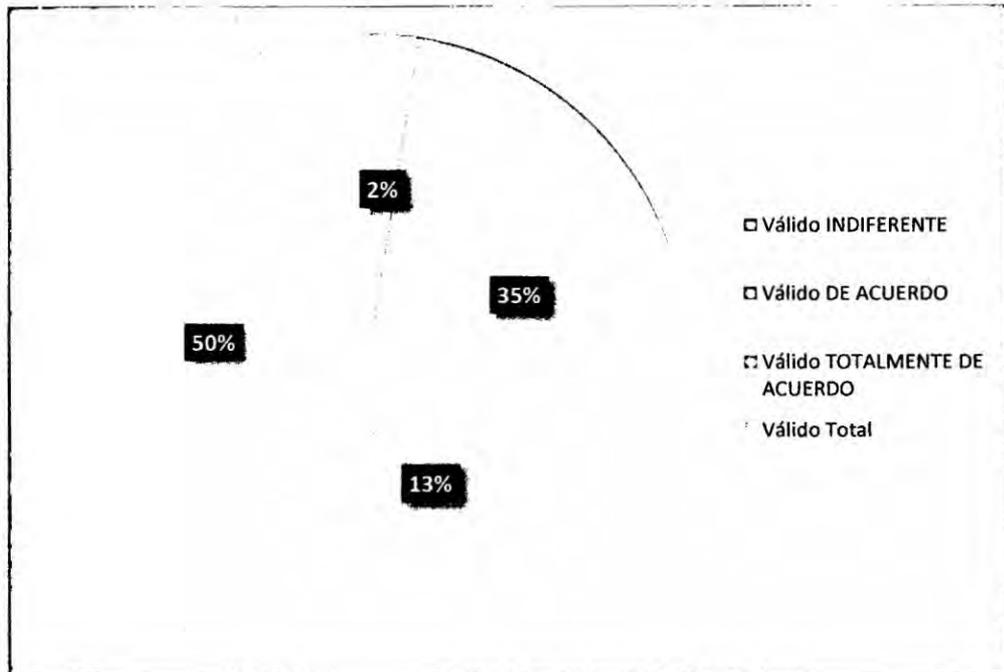


Tabla 8: El sistema de comunicación es Diseñado especialmente para la comunicación entre los sistemas de control de automatismos y las entradas/salidas distribuidas en procesos de manufactura.

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	INDIFERENTE	4	20,0	20,0	20,0
	DE ACUERDO	6	30,0	30,0	50,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	10	50,0	50,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 8 : El sistema de comunicación es Diseñado especialmente para la comunicación entre los sistemas de control de automatismos y las entradas/salidas distribuidas en procesos de manufactura.

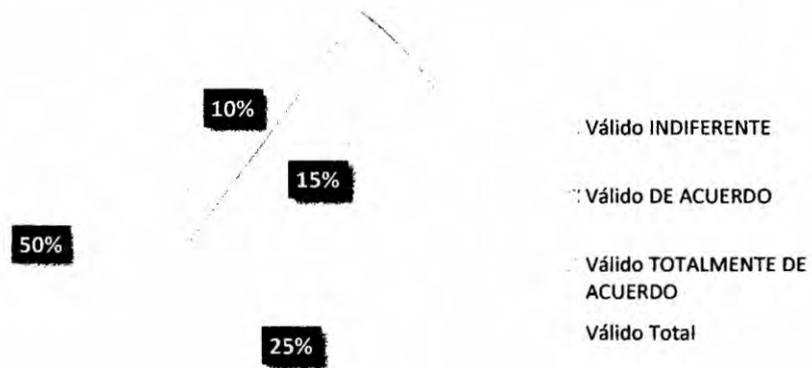


Tabla 9: El sistema de comunicación de red ahorra en mantenimiento e inventarios de almacén

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	EN DESACUERDO	1	5,0	5,0	5,0
	INDIFERENTE	1	5,0	5,0	10,0
	DE ACUERDO	11	55,0	55,0	65,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	7	35,0	35,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 9: El sistema de comunicación de red ahorra en mantenimiento e inventarios de almacén

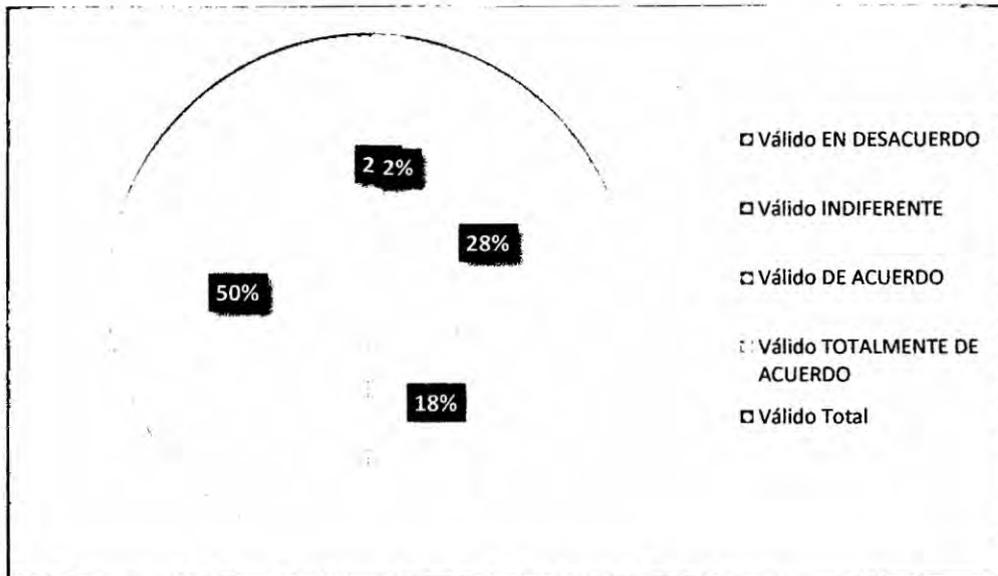


Tabla 10: Estas redes son altamente especializadas y usan varios protocolos que han sido adaptados para cumplir los estrictos requisitos para implementar control en tiempo real de equipo físico.

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	EN DESACUERDO	1	5,0	5,0	5,0
	INDIFERENTE	2	10,0	10,0	15,0
	DE ACUERDO	11	55,0	55,0	70,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	6	30,0	30,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 10: Estas redes son altamente especializadas y usan varios protocolos que han sido adaptados para cumplir los estrictos requisitos para implementar control en tiempo real de equipo físico. :

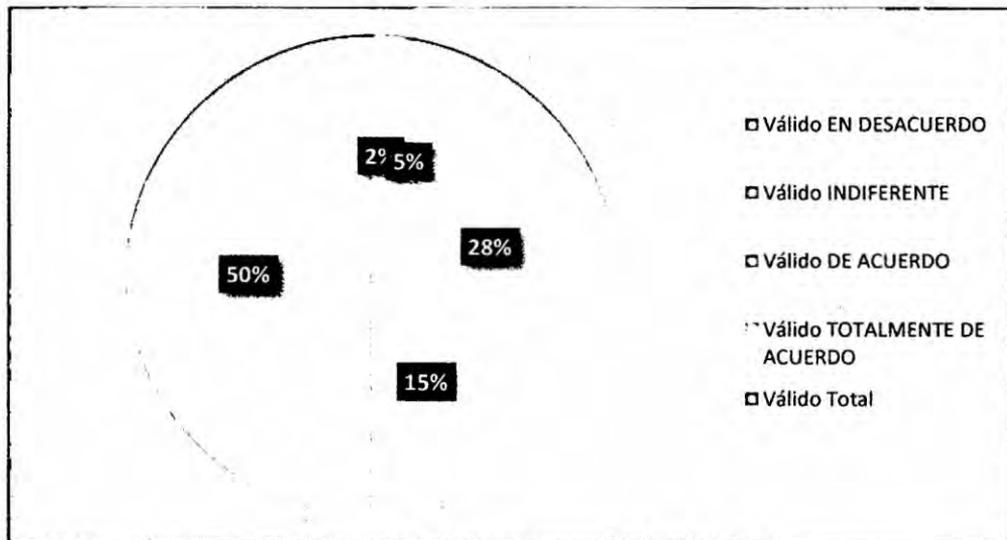


Tabla 11: Los sistemas SCADA no ejecutan ningún control y su función es solo de supervisión.

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	INDIFERENTE	3	15,0	15,0	15,0
	DE ACUERDO	8	40,0	40,0	55,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45,0	45,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 11: Los sistemas SCADA no ejecutan ningún control y su función es solo de supervisión.

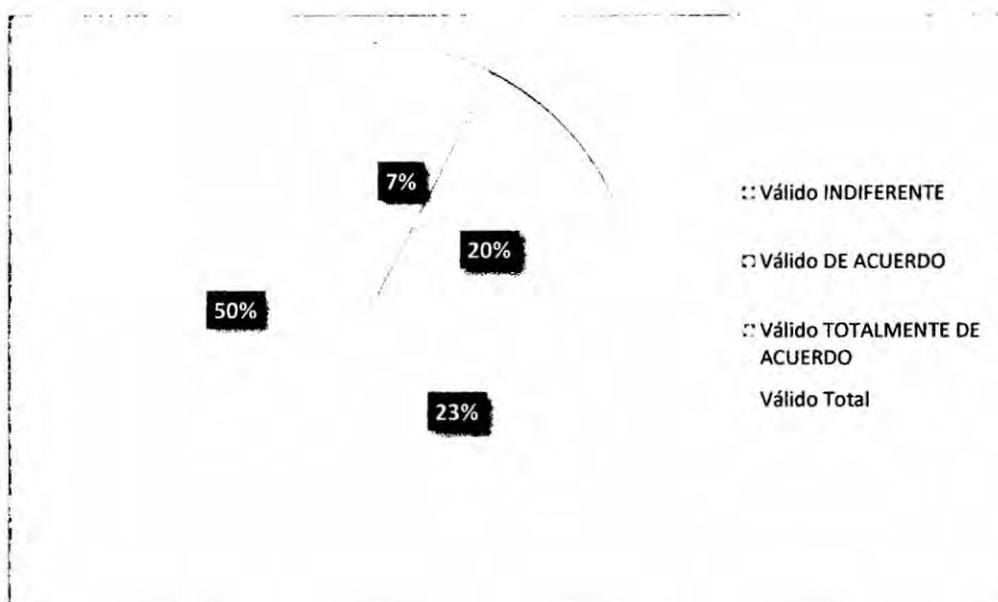


Tabla 12: El enfoque de los sistemas SCADA es la adquisición de datos y la presentación de la interfaz humano-máquina (HMI).

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	DE ACUERDO	11	55,0	55,0	55,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45,0	45,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 12: El enfoque de los sistemas SCADA es la adquisición de datos y la presentación de la interfaz humano-máquina (HMI).

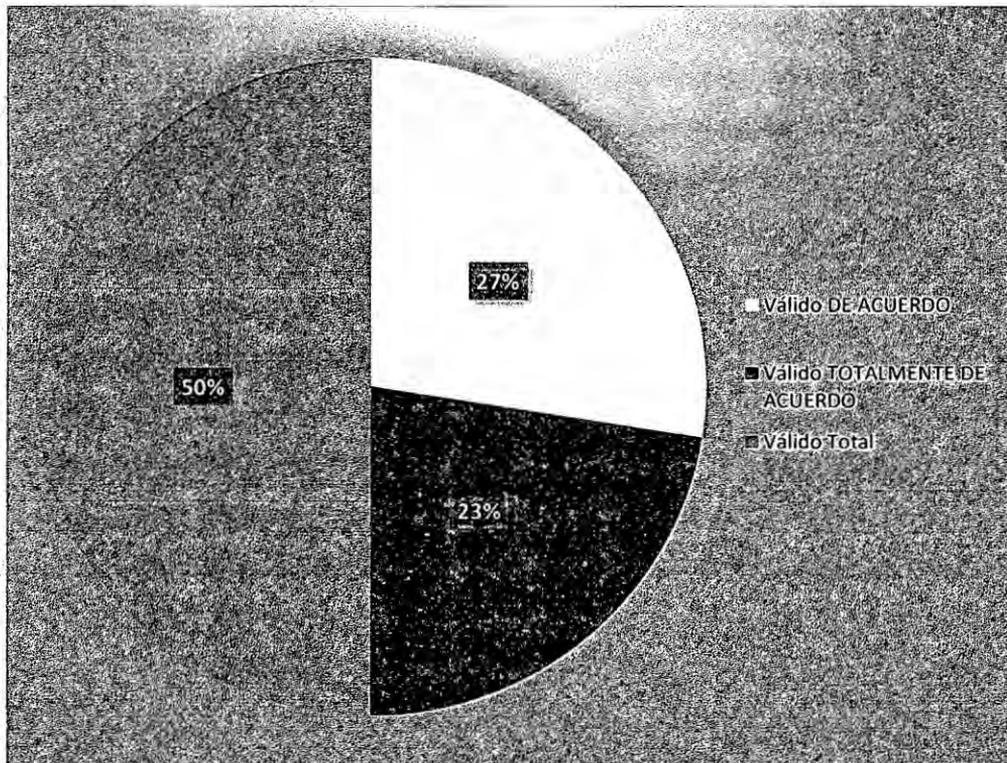


Tabla 13: El sistema SCADA • También ejecutan comandos de alto nivel para ser enviados mediante el soporte físico de control.

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	EN DESACUERDO	1	5,0	5,0	5,0
	DE ACUERDO	11	55,0	55,0	60,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	8	40,0	40,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 13: El sistema SCADA • También ejecutan comandos de alto nivel para ser enviados mediante el soporte físico de control.

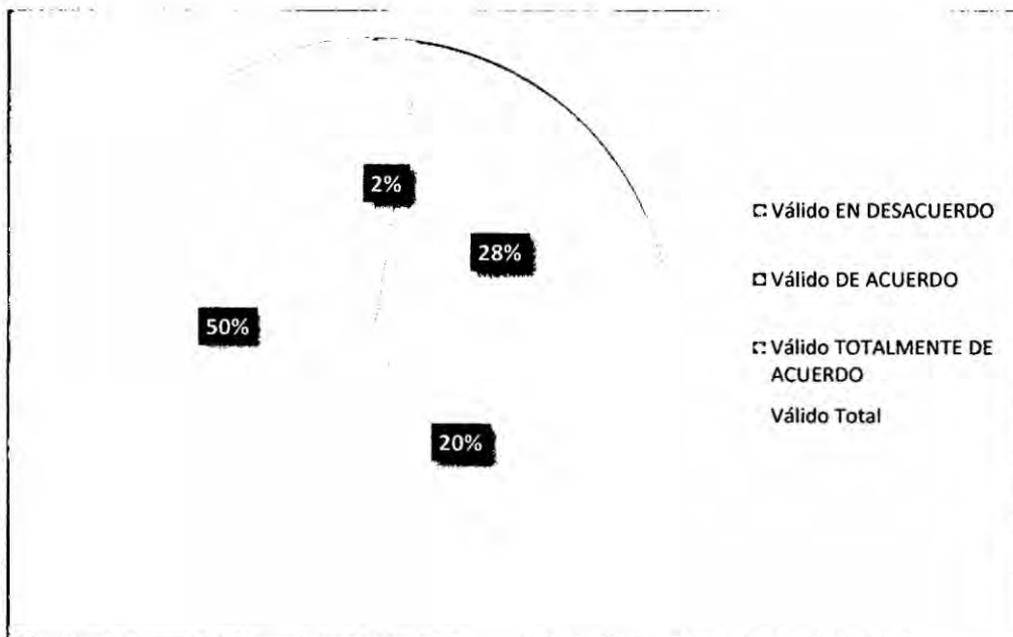


Tabla 14: Se enfocan al monitoreo de soporte físico de control distribuido geográficamente en distancias largas.

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	DE ACUERDO	11	55,0	55,0	55,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45,0	45,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 14: Se enfocan al monitoreo de soporte físico de control distribuido geográficamente en distancias largas.

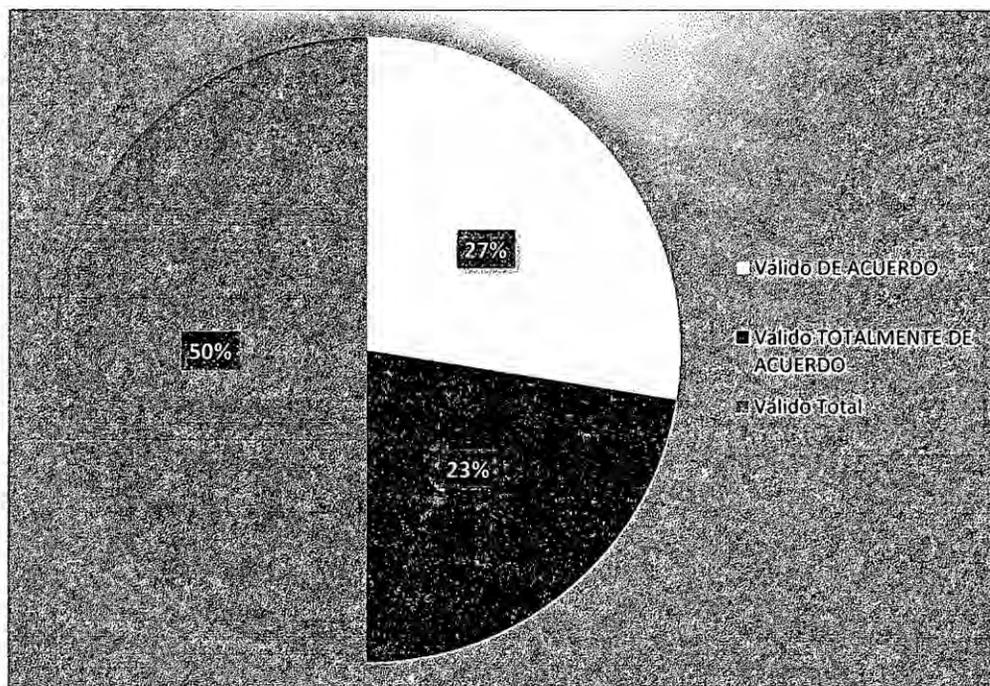


Tabla 15: El soporte físico que se comunica con el SCADA se le llama Unidad Terminal Remota (RTU). El RTU es un PLC especializado.

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido EN DESACUERDO	1	5,0	5,0	5,0
INDIFERENTE	2	10,0	10,0	15,0
DE ACUERDO	8	40,0	40,0	55,0
TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45,0	45,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 15: El soporte físico que se comunica con el SCADA se le llama Unidad Terminal Remota (RTU). El RTU es un PLC especializado.

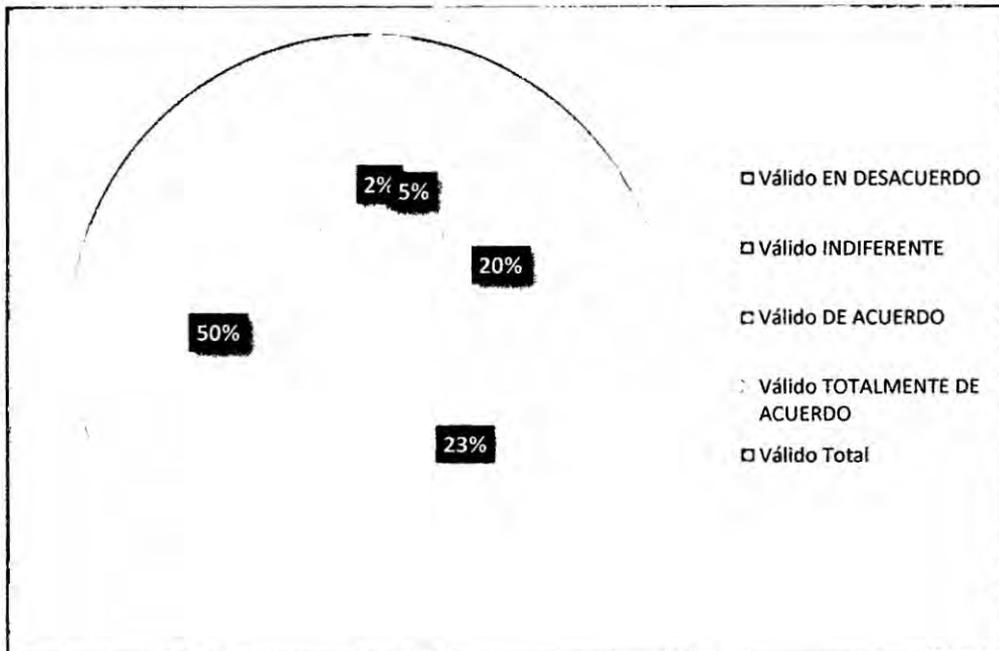


Tabla 16: La topología considera el MTU (Master Terminal Unit).

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	INDIFERENTE	6	30,0	30,0	30,0
	DE ACUERDO	9	45,0	45,0	75,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	5	25,0	25,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 16: La topología considera el MTU (Master Terminal Unit).

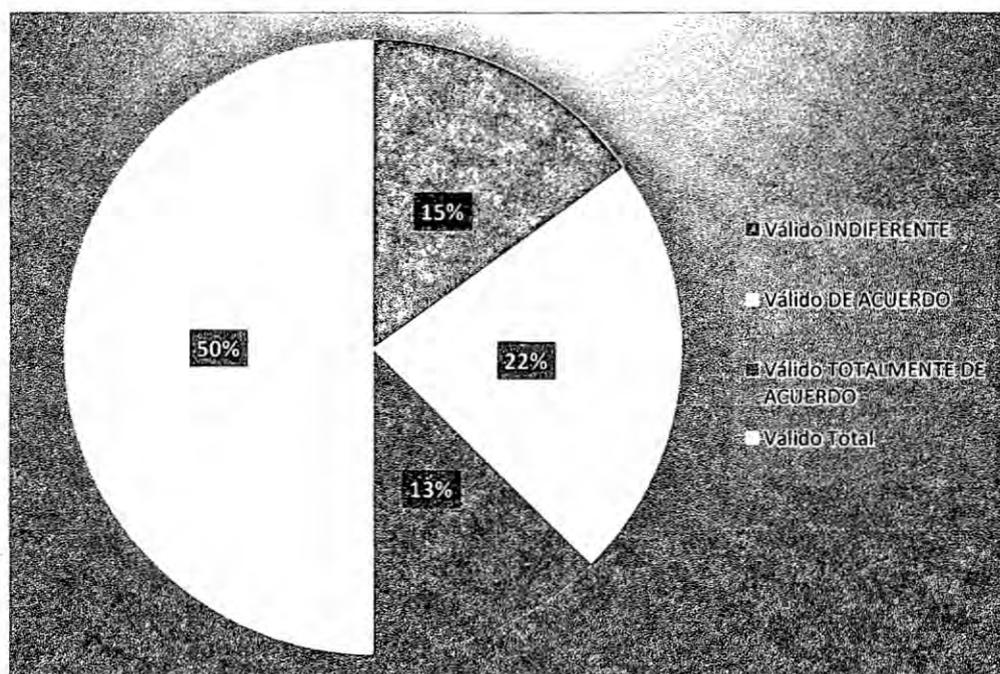


Tabla 17: Los sistemas SCADA tienden a ser manejados por eventos (event-driven) en lugar de por procesos (process-driven).

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido INDIFERENTE	2	10,0	10,0	10,0
DE ACUERDO	10	50,0	50,0	60,0
TOTALMENTE DE ACUERDO	8	40,0	40,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 17: Los sistemas SCADA tienden a ser manejados por eventos (event-driven) en lugar de por procesos (process-driven).

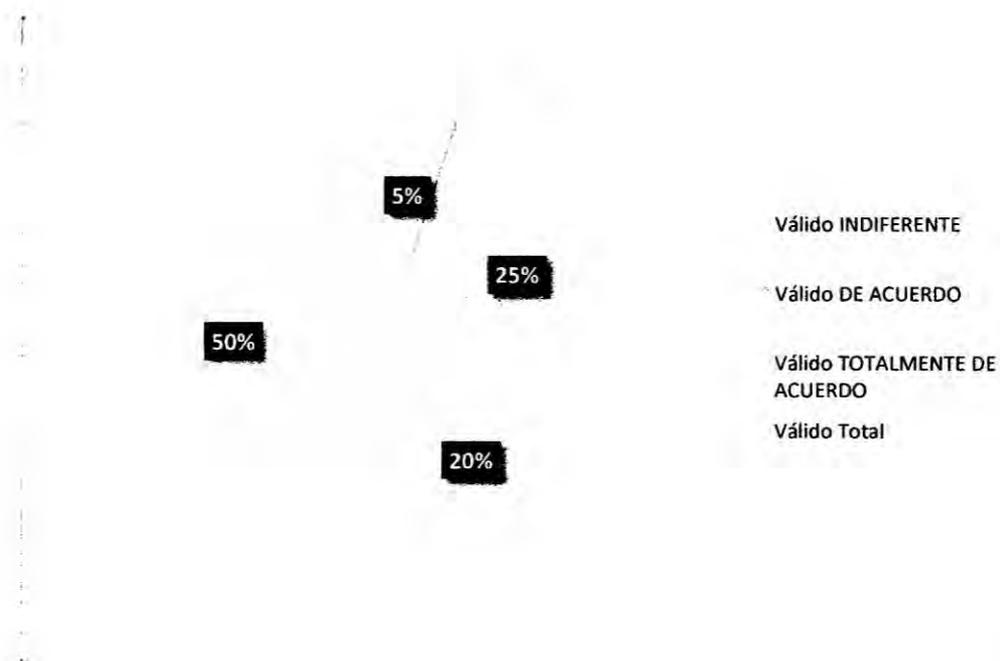


Tabla 18: Los sistemas SCADA También solo reportan los cambios en lugar de toda la Información.

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	DE ACUERDO	11	55,0	55,0	55,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45,0	45,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 18: Los sistemas SCADA También solo reportan los cambios en lugar de toda la Información.

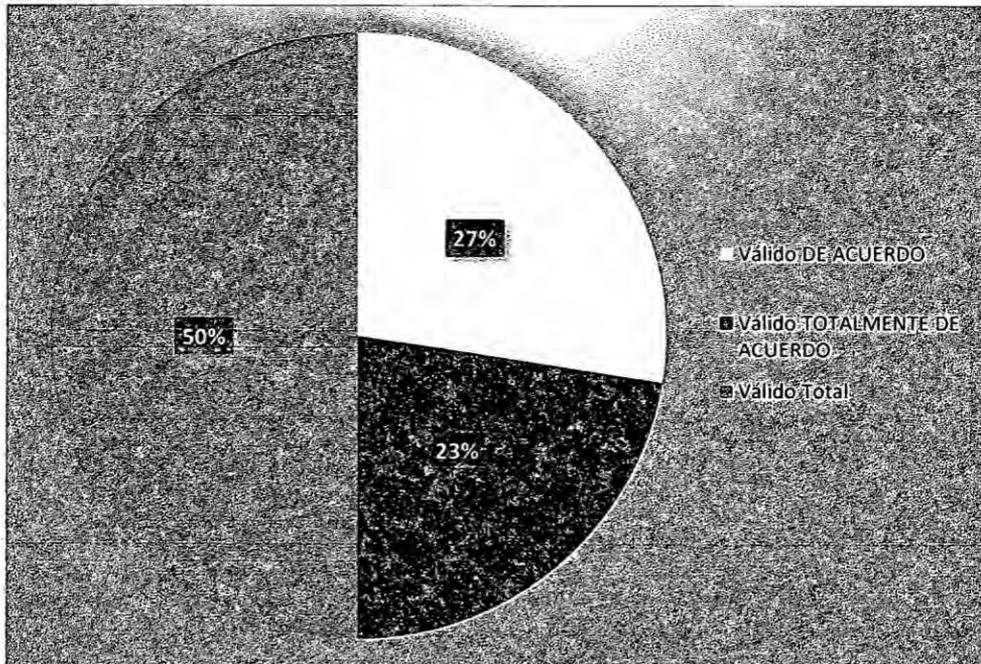


Tabla 19: Los sistemas SCADA no ejecutan ningún control y su función es solo de supervisión.

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	EN DESACUERDO	1	5,0	5,0	5,0
	INDIFERENTE	3	15,0	15,0	20,0
	DE ACUERDO	7	35,0	35,0	55,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45,0	45,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 19: Los sistemas SCADA no ejecutan ningún control y su función es solo de supervisión.

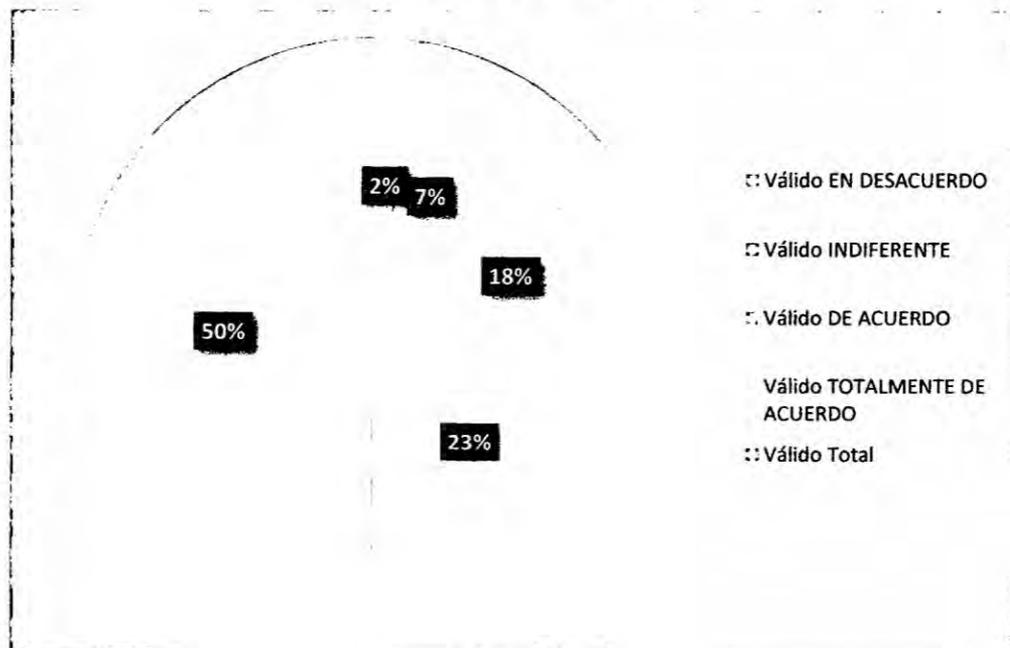


Tabla 20:: El enfoque de los sistemas SCADA es la adquisición de datos y la presentación de la interfaz humano-máquina (HMI)

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido INDIFERENTE	4	20,0	20,0	20,0
DE ACUERDO	10	50,0	50,0	70,0
TOTALMENTE DE ACUERDO	6	30,0	30,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama20: El enfoque de los sistemas SCADA es la adquisición de datos y la presentación de la interfaz humano-máquina (HMI)



Tabla 21: El sistema SCADA • También ejecutan comandos de alto nivel para ser enviados mediante el soporte físico de control.

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
INDIFERENTE	1	5,0	5,0	5,0
DE ACUERDO	14	70,0	70,0	75,0
Válido TOTALMENTE DE ACUERDO	5	25,0	25,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 21: El sistema SCADA • También ejecutan comandos de alto nivel para ser enviados mediante el soporte físico de control.

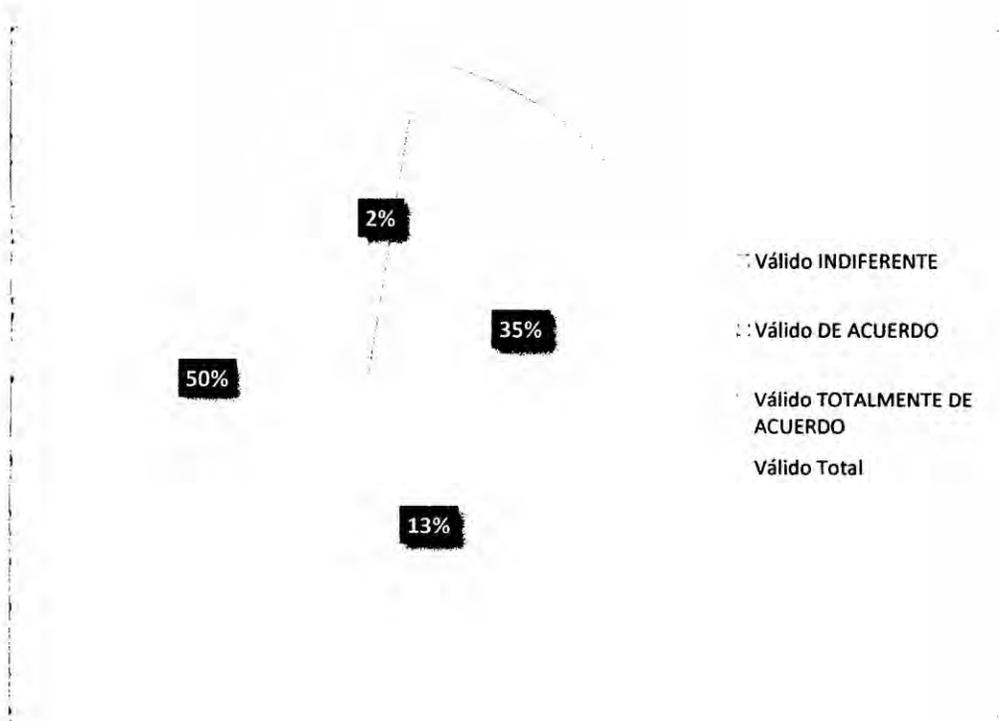


Tabla 22: Se enfocan al monitoreo de soporte físico de control distribuido geográficamente en distancias largas.

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
INDIFERENTE	4	20,0	20,0	20,0
DE ACUERDO	6	30,0	30,0	50,0
Válido TOTALMENTE DE ACUERDO	10	50,0	50,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 22 Se enfocan al monitoreo de soporte físico de control distribuido geográficamente en distancias largas.

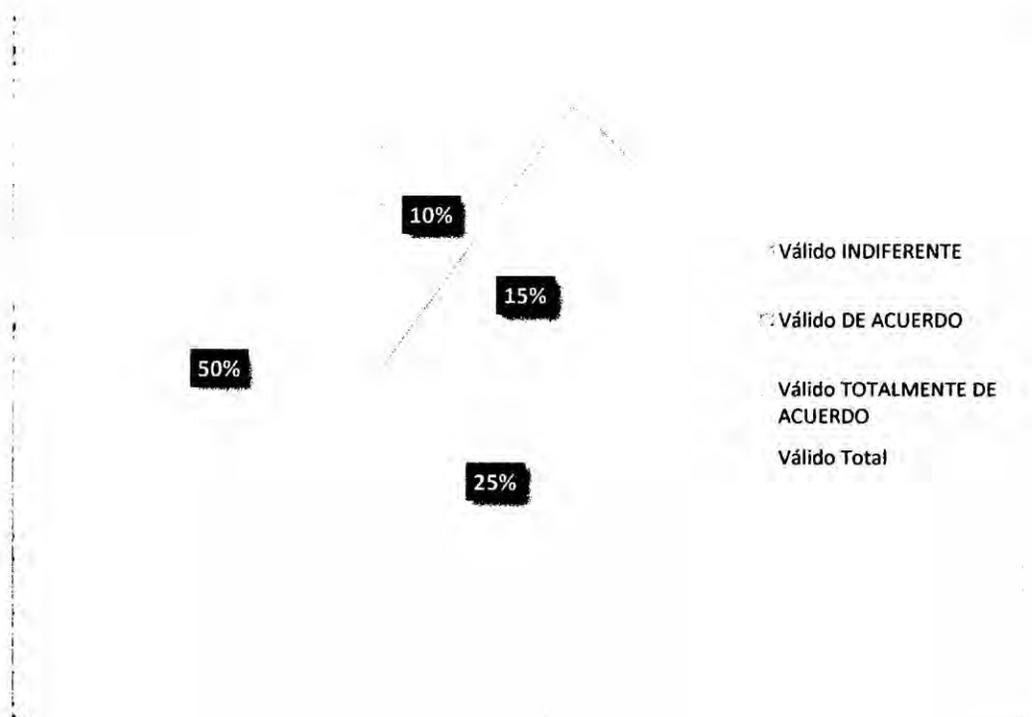


Tabla 23: El soporte físico que se comunica con el SCADA se le llama Unidad Terminal Remota (RTU). El RTU es un PLC especializado.

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido EN DESACUERDO	1	5,0	5,0	5,0
INDIFERENTE	1	5,0	5,0	10,0
DE ACUERDO	11	55,0	55,0	65,0
TOTALMENTE DE ACUERDO	7	35,0	35,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 23: El soporte físico que se comunica con el SCADA se le llama Unidad Terminal Remota (RTU). El RTU es un PLC especializado.

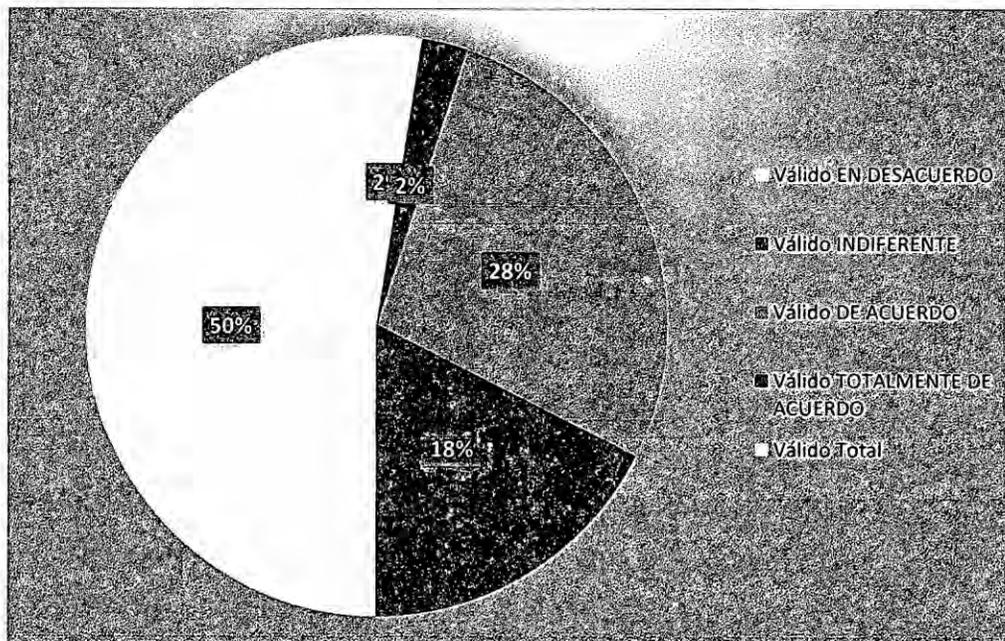


Tabla 24: La topología considera el MTU (Master Terminal Unit).

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
EN DESACUERDO	1	5,0	5,0	5,0
INDIFERENTE	2	10,0	10,0	15,0
DE ACUERDO	11	55,0	55,0	70,0
TOTALMENTE DE ACUERDO	6	30,0	30,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 24: La topología considera el MTU (Master Terminal Unit).

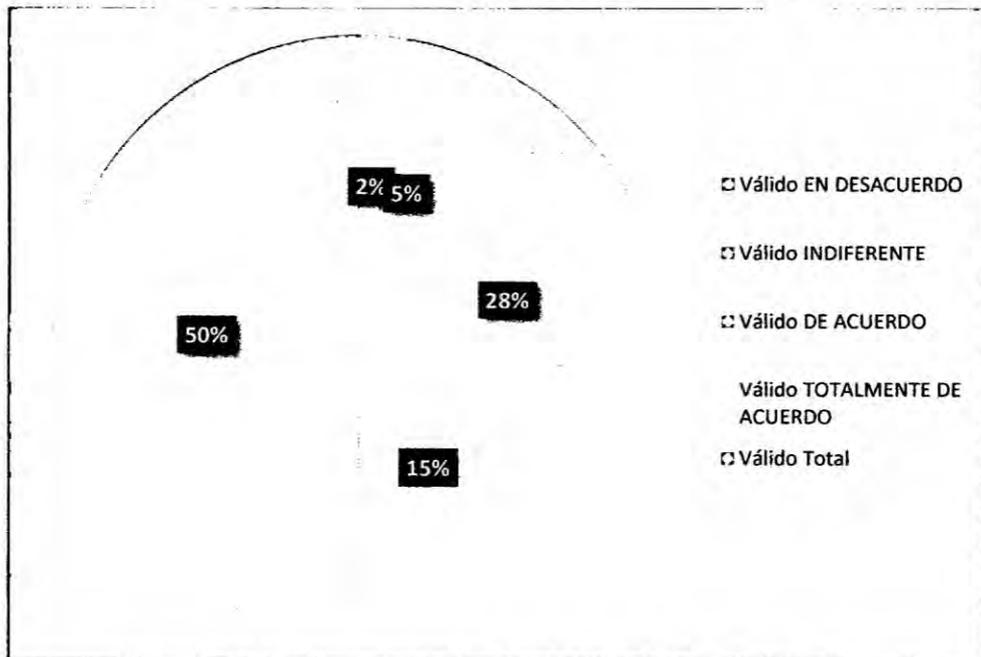


Tabla 25: Los sistemas SCADA tienden a ser manejados por eventos (event-driven) en lugar de por procesos (process-driven).

		Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido	INDIFERENTE	3	15,0	15,0	15,0
	DE ACUERDO	8	40,0	40,0	55,0
	TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45,0	45,0	100,0
	Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 25: Los sistemas SCADA tienden a ser manejados por eventos (event-driven) en lugar de por procesos (process-driven).

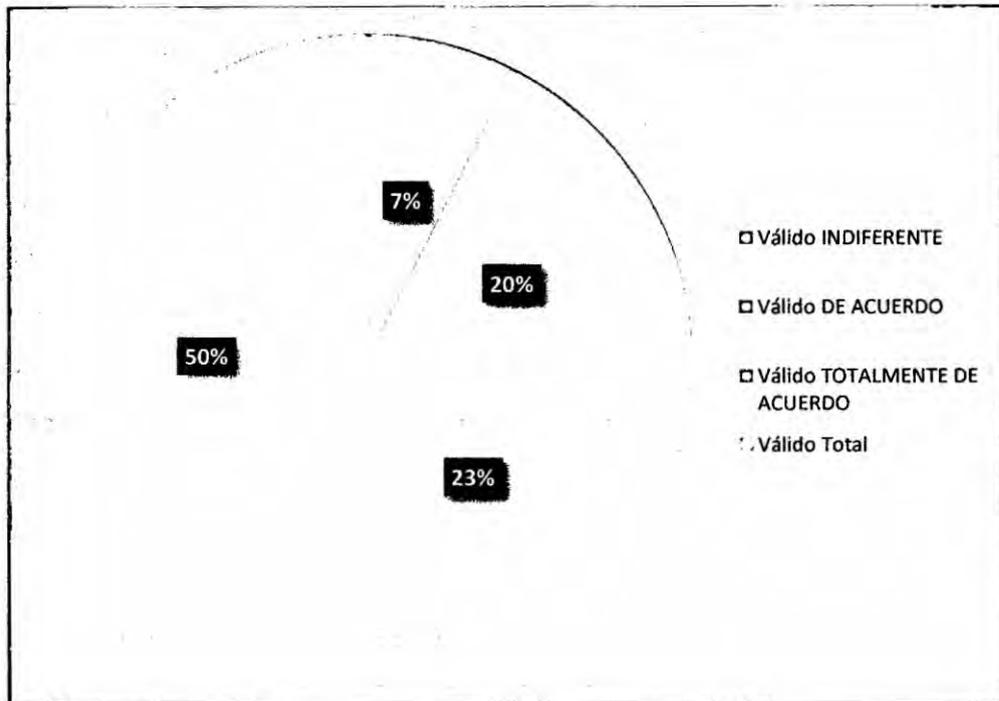


Tabla 26: Los sistemas SCADA También solo reportan los cambios en lugar de toda la Información.

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido DE ACUERDO	11	55,0	55,0	55,0
TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45,0	45,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 26: Los sistemas SCADA También solo reportan los cambios en lugar de toda la Información.

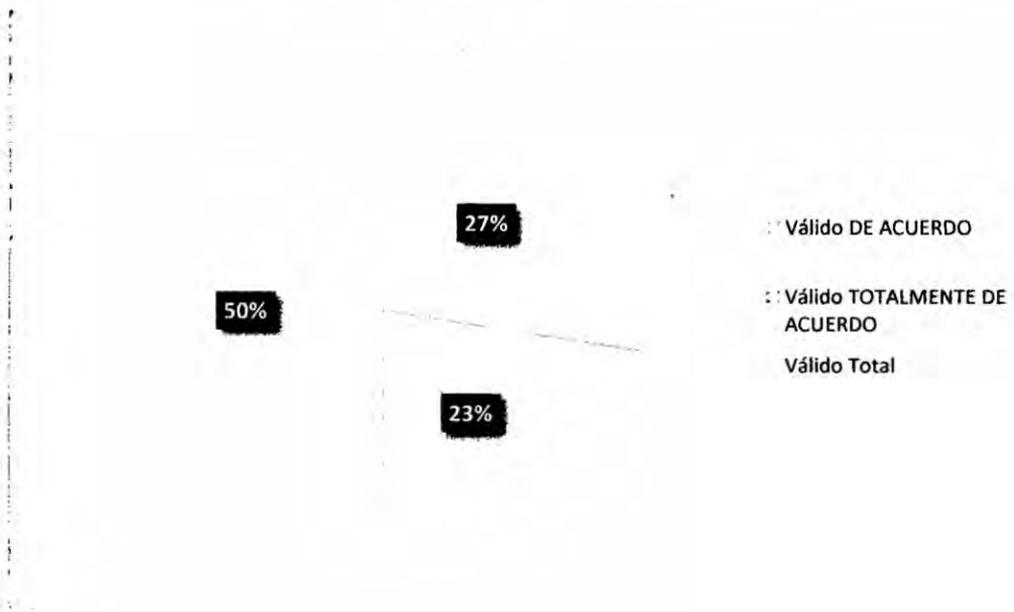


Tabla 27: Los sistemas SCADA también contienen otras herramientas de soporte de código: Herramientas de ingeniería para configurar o para solucionar problemas.

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
Válido EN DESACUERDO	1	5,0	5,0	5,0
DE ACUERDO	11	55,0	55,0	60,0
TOTALMENTE DE ACUERDO	8	40,0	40,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 27: Los sistemas SCADA también contienen otras herramientas de soporte de código: Herramientas de ingeniería para configurar o para solucionar problemas.

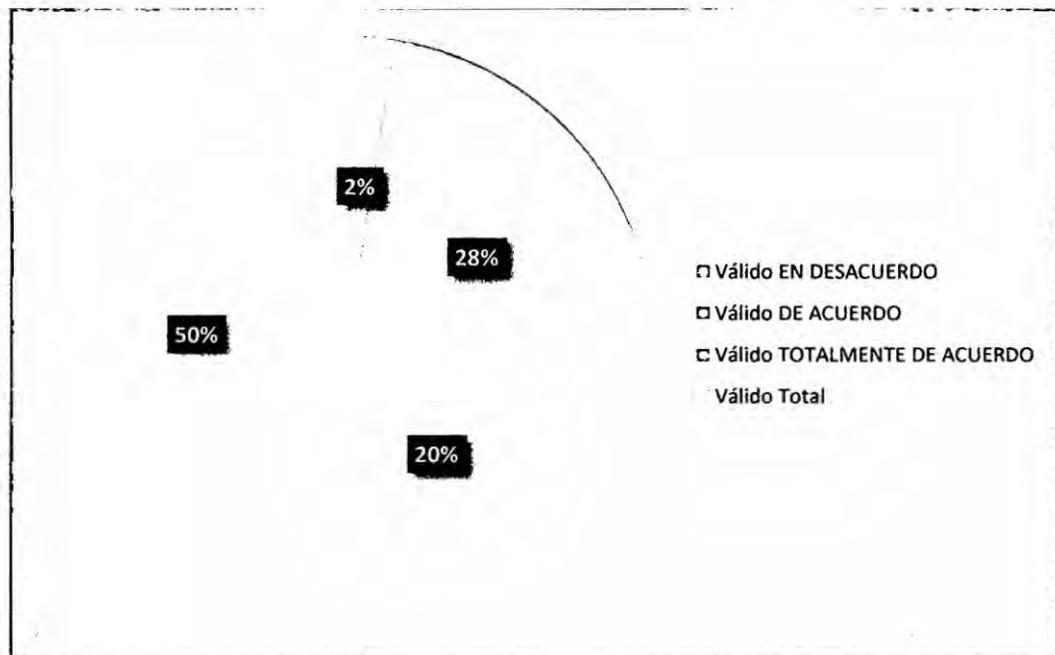


Tabla 28: Para la subestación se deben suministrar pararrayos para la bahía de transformador tipo electrónico

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
DE ACUERDO	11	55,0	55,0	55,0
Válido TOTALMENTE DE ACUERDO	9	45,0	45,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 28: Para la subestación se deben suministrar pararrayos para la bahía de transformador tipo electrónico

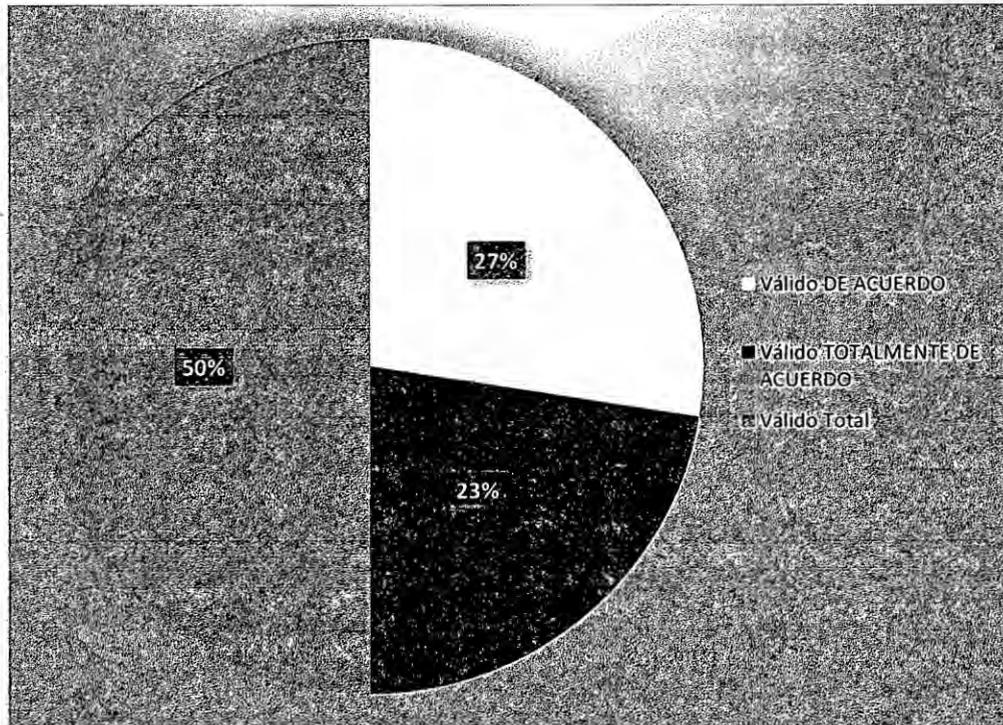


Tabla 29: Para la subestación El seccionador para la bahía de transformador es existente y se debe reinstalar, de acuerdo al diagrama unifilar

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
INDIFERENTE	8	40,0	40,0	40,0
DE ACUERDO	8	40,0	40,0	80,0
Válido TOTALMENTE DE ACUERDO	4	20,0	20,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 29: Para la subestación El seccionador para la bahía de transformador es existente y se debe reinstalar, de acuerdo al diagrama unifilar

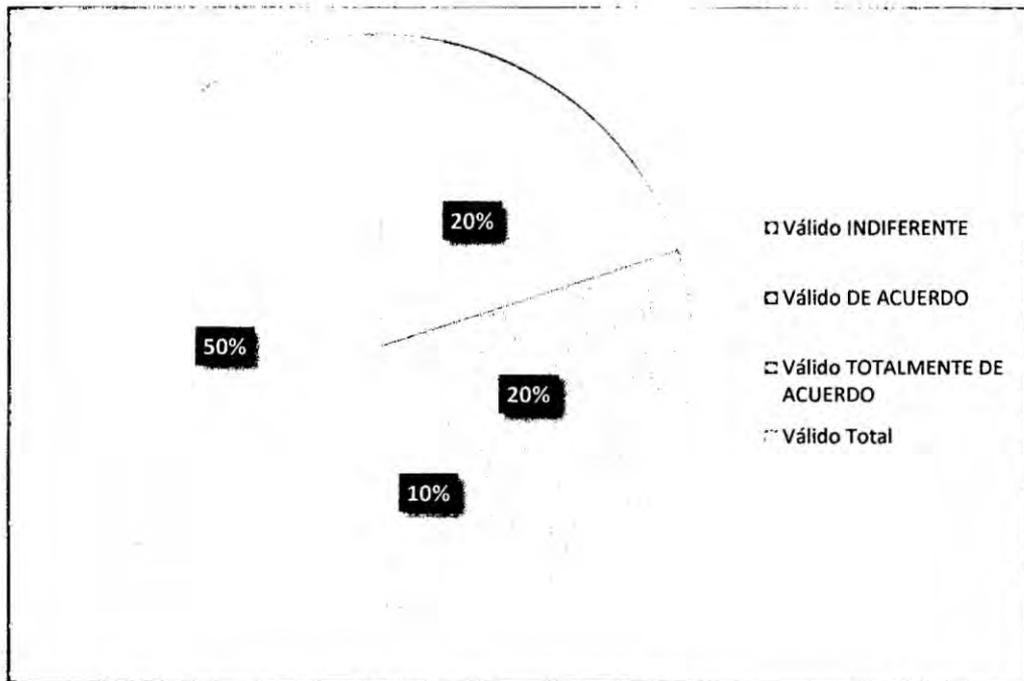


Tabla 30: Para la subestación se debe suministra cargadores de baterías, según lo indicado en diagrama

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
INDIFERENTE	3	15,0	15,0	15,0
DE ACUERDO	9	45,0	45,0	60,0
Válido TOTALMENTE DE ACUERDO	8	40,0	40,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 30: Para la subestación se debe suministra cargadores de baterías, según lo indicado en diagrama

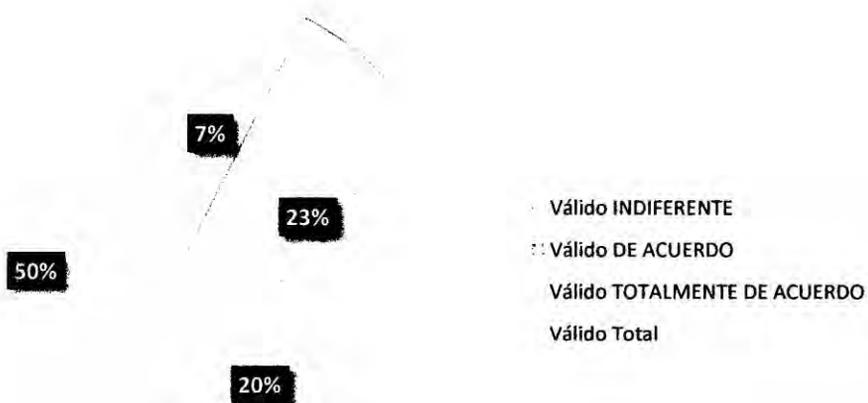


Tabla 31: Los equipos de control y protección se debe automatizar con PLC

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
DE ACUERDO	12	60,0	60,0	60,0
TOTALMENTE DE ACUERDO	8	40,0	40,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 31: Los equipos de control y protección se debe automatizar con PLC

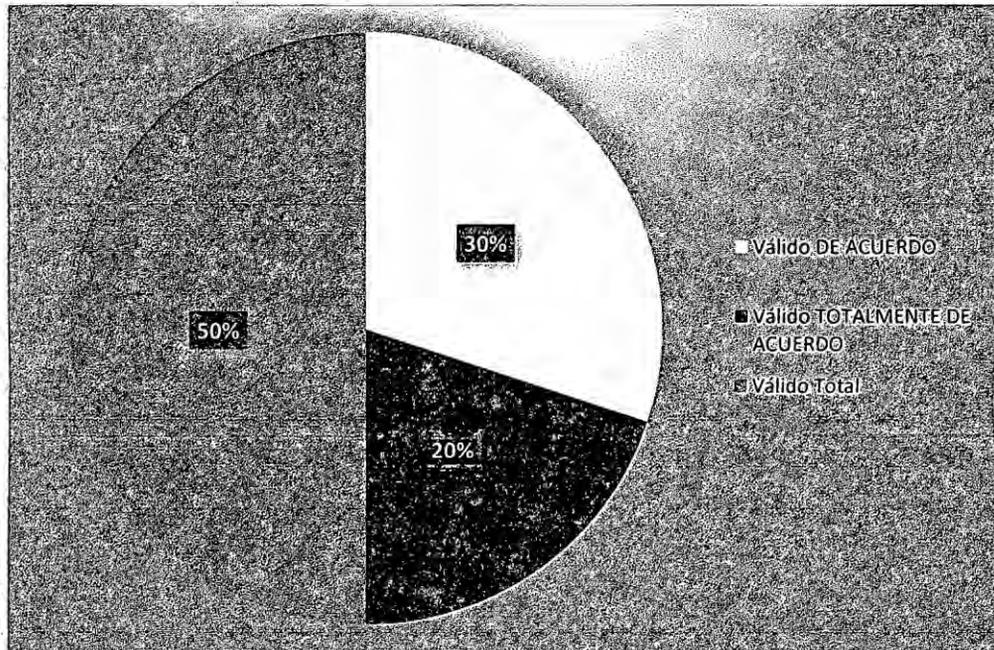


Tabla 32: Protección, los tableros de servicios auxiliares, se realizara por equipos electrónicos.(RECLOSER).

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
EN DESACUERDO	2	10,0	10,0	10,0
INDIFERENTE	4	20,0	20,0	30,0
Válido DE ACUERDO	6	30,0	30,0	60,0
TOTALMENTE DE ACUERDO	8	40,0	40,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 32: Protección, los tableros de servicios auxiliares, se realizara por equipos electrónicos.(RECLOSER).

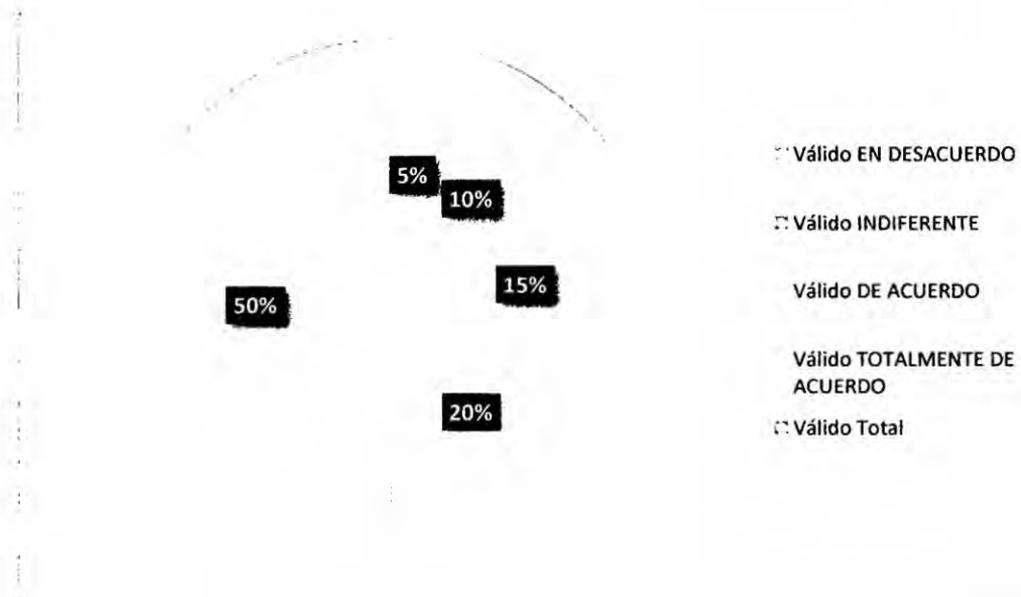


Tabla 33: Los sistemas contraincendios, los circuitos cerrados de televisión, Den controlarse por sistemas electrónicos

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
INDIFERENTE	5	25,0	25,0	25,0
DE ACUERDO	10	50,0	50,0	75,0
Válido TOTALMENTE DE ACUERDO	5	25,0	25,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 33: Los sistemas contraincendios, los circuitos cerrados de televisión, Den controlarse por sistemas electrónicos



Tabla 34: El interruptor para la bahía Reforma, será suministro de la electrificadora de la meta, se debe realizar mantenimiento al interruptor existente.

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
INDIFERENTE	1	5,0	5,0	5,0
DE ACUERDO	14	70,0	70,0	75,0
Válido TOTALMENTE DE ACUERDO	5	25,0	25,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 34: El interruptor para la bahía Reforma, será suministro de la electrificadora de la meta, se debe realizar mantenimiento al interruptor existente.

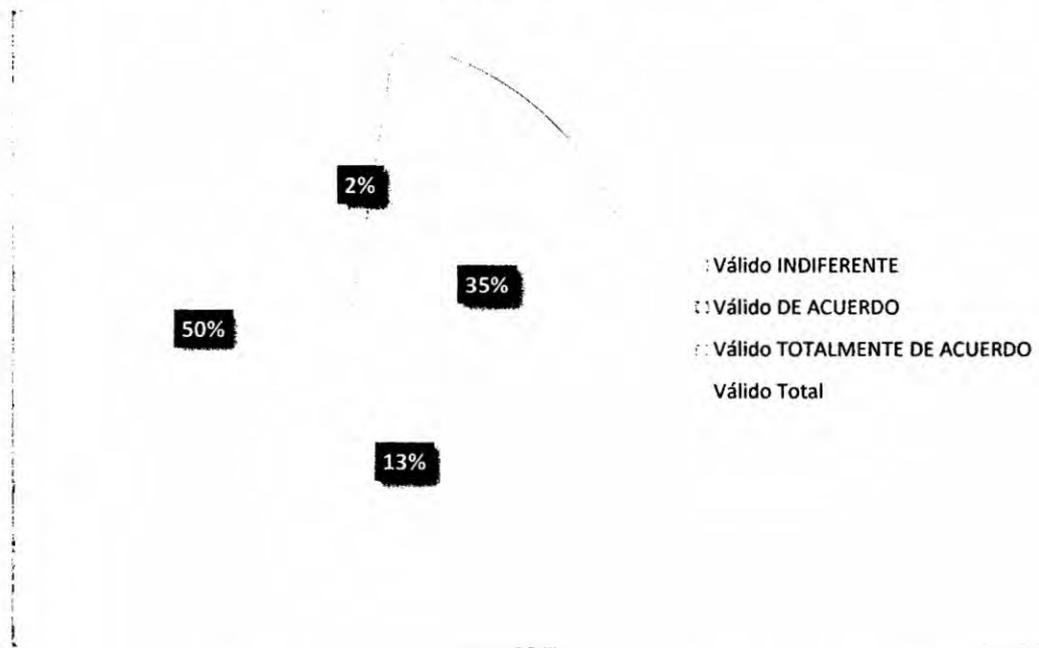
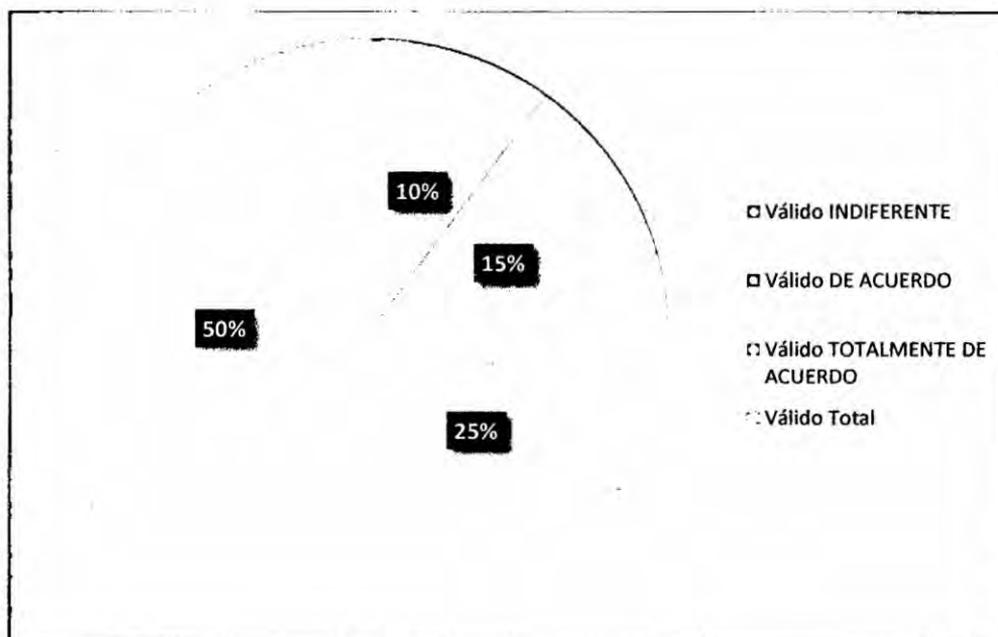


Tabla 35: Para la subestación se debe probar y reinstalar transformadores de corriente, pero de acuerdo con el diagrama unifilar

	Frecuencia	Porcentaje	Porcentaje válido	Porcentaje acumulado
INDIFERENTE	4	20,0	20,0	20,0
DE ACUERDO	6	30,0	30,0	50,0
Válido TOTALMENTE DE ACUERDO	10	50,0	50,0	100,0
Total	20	100,0	100,0	

Diagrama 35: Para la subestación se debe probar y reinstalar transformadores de corriente, pero de acuerdo con el diagrama unifilar



CAPITULO VI: DISCUSION DE RESULTADOS

6.1 Contrastación de Hipótesis con los resultados

En las investigaciones nos encontramos con frecuencia con datos o variables de tipo cualitativo, mediante las cuales un grupo de individuos se clasifican en dos o más categorías mutuamente excluyentes. Las proporciones son una forma habitual de expresar frecuencias cuando la variable objeto de estudio tiene dos posibles respuestas, como presentar o no un evento de interés. Cuando lo que se pretende es comparar dos o más grupos de sujetos con respecto a una variable categórica, los resultados se suelen presentar a modo de tablas de doble entrada que reciben el nombre de tablas de contingencia. Así, la situación de comparación entre dos variables cualitativas es aquella en la que ambas tienen posibles opciones de respuesta.

Como por ejemplo una situación como la tabla de contingencia adjunta se reduce a una tabla dos por dos como la que se muestra.

	Característica A		
Característica B	Presente	Ausente	Total
Presenta	a	B	a + b
Ausente	c	D	c + d
Total	a + c	b + d	n

En la Tabla: a, b, c y d son las frecuencias observadas del suceso en la realidad

Ante una tabla de contingencia como la anterior pueden plantearse distintas cuestiones.

En primer lugar, se querrá determinar si existe una relación estadísticamente significativa entre las variables estudiadas.

En segundo lugar, nos interesará cuantificar dicha relación y estudiar su relevancia.

Por otro lado, para responder a la primera pregunta, la metodología de análisis de las tablas de contingencia dependerá de varios aspectos como son: el número de categorías de las variables a comparar, del hecho de que las categorías estén ordenadas o no, del número de grupos independientes de sujetos que se estén considerando o de la pregunta a la que se desea responder.

La prueba χ^2 en el contraste de independencia de variables aleatorias cualitativas.

La prueba χ^2 permite determinar si dos variables cualitativas están o no asociadas. Si al final del estudio concluimos que las variables no están relacionadas podremos decir con un determinado nivel de confianza, previamente fijado, que ambas son independientes.

Para su cómputo es necesario calcular las frecuencias esperadas (aquellas que deberían haberse observado si la hipótesis de independencia fuese cierta), y compararlas con las frecuencias observadas en la realidad. De modo general, para una tabla r x k (r filas y k columnas), se calcula el valor del estadístico χ^2 como sigue:

Fórmula 9

dónde:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^k \frac{(O_{ij} - E_{ij})^2}{E_{ij}}$$

O_{ij} Denota a las frecuencias observadas. Es el número de casos observados clasificados en la fila i de la columna j .

E_{ij} denota a las frecuencias esperadas o teóricas. Es el número de casos esperados correspondientes a cada fila y columna. Se puede definir como aquella frecuencia que se observaría si ambas variables fuesen independientes.

Así, el estadístico χ^2 mide la diferencia entre el valor que debiera resultar si las dos variables fuesen independientes y el que se ha observado en la realidad. Cuanto mayor sea esa diferencia (y, por lo tanto, el valor del estadístico), mayor será la relación entre ambas variables. El hecho de que las diferencias entre los valores observados y esperados estén elevadas al cuadrado convierte cualquier diferencia en positiva. El test χ^2 es así un test no dirigido (test de planteamiento bilateral), que nos indica si existe o no relación entre dos factores pero no en qué sentido se produce tal asociación.

Para obtener los valores esperados E_{ij} , estos se calculan a través del producto de los totales marginales dividido por el número total de casos (n). Para el caso más sencillo de una tabla 2x2 como la Tabla A, se tiene que:

$$E_{11} = \frac{(a+b) \times (a+c)}{n}$$

$$E_{21} = \frac{(c+d) \times (a+c)}{n}$$

$$E_{12} = \frac{(a+b) \times (b+d)}{n}$$

$$E_{22} = \frac{(c+d) \times (b+d)}{n}$$

PARA LA CONTRASTACION DE LAS HIPOTESIS ESPECÍFICAS

Para llevar a cabo la prueba de hipótesis consideramos la TECNICA DE INVESTIGACION CUANTITATIVA: ESCALA DE ACTITUDES TIPO LIKERT.

Para una mejor comprensión definiremos antes:

¿Qué es una escala? Definimos una escala como una serie de ítems o frases que han sido cuidadosamente seleccionados, de forma que constituyan un criterio válido, fiable y preciso para medir de alguna forma los fenómenos sociales. En este caso el fenómeno será una actitud cuya intensidad queremos medir.

¿Qué es una actitud? Actitud es un estado de disposición psicológica, adquirida y organizada a través de la propia experiencia que incita al individuo a reaccionar de una manera característica frente a determinadas personas, objetos o situaciones. Esta medición indirecta se realiza por medio de unas escalas en las que partiendo de una serie de afirmaciones, proposiciones o juicios, sobre los que los individuos manifiestan su opinión, se deducen o infieren las actitudes.

¿Qué es un ítem? Un ítem es una frase o proposición que expresa una idea positiva o negativa respecto a un fenómeno que nos interesa conocer. Expresa una opinión sobre un tema.

La escala de Likert, es un método desarrollado por Rensis Likert a principios de los treinta; sin embargo, se trata de un enfoque vigente y bastante popularizado.

Consiste en un conjunto de ítems presentados en forma de afirmaciones o juicios ante los cuales se pide la reacción de los sujetos. Es decir, se presenta cada afirmación y se pide al sujeto que externé su reacción eligiendo uno de los cinco puntos de la escala. A cada punto se le asigna un valor numérico. Así, el sujeto obtiene una puntuación respecto a la afirmación y al final se obtiene su puntuación total sumando las puntuaciones obtenidas en relación a todas las afirmaciones.

Las afirmaciones califican al objeto de actitud que se está midiendo y deben expresar sólo una relación lógica, además es muy recomendable que no excedan de 20 palabras.

En este caso la afirmación incluye o palabras y expresa una sola relación lógica. Las alternativas de respuesta o puntos de la escala son cinco e indican cuánto se está de acuerdo con la afirmación correspondiente.

Debe recordarse que a cada una de ellas se le asigna un valor numérico y sólo puede marcarse una opción. Se considera un dato inválido a quien marque dos o más opciones.

La escala de likert se caracteriza por:

- Es un tipo de instrumento de medición o de recolección de datos que disponemos en la investigación social.
- Es una escala para medir las actitudes.
- Consiste en un conjunto de ítems bajo la forma de afirmaciones o juicios ante los cuales se solicita la reacción (favorable o desfavorable, positiva o negativa) de los individuos.
- Alternativas o puntos en la escala de Likert:

Para nuestro caso hemos considerado las siguientes alternativas:

- (1) Totalmente en desacuerdo
- (2) En desacuerdo
- (3) Indiferente
- (4) De acuerdo
- (5) Totalmente de acuerdo

PRUEBA DE HIPOTESIS

Hipótesis General

Ho: La automatización NO es optima de la subestación de Huarochiri mediante sistema SCADA haciendo uso de sistemas de comunicación, softwares y uso de equipos electrónicos de protección

H1: La automatización si es optima de la subestación de Huarochiri mediante sistema SCADA haciendo uso de sistemas de comunicación, softwares y uso de equipos electrónicos de protección

Procesamiento de datos para encuestas tipo Licker:

Matriz de respuestas y valores acumulados:

N	R19	R20	R21	R22	R23	R24	R25	R26	R27	R28	R29	R30	F	Promedio
1	5	4	4	5	4	5	4	5	4	5	4	4	1	4.49
2	4	5	3	4	4	4	4	4	5	4	3	4	2	3.91
3	5	4	4	3	5	4	5	5	4	5	4	5	3	4.37
4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	4	3	5	4	4.37
5	4	5	4	5	4	5	5	4	4	4	5	4	5	4.46
6	5	3	5	5	3	5	5	5	5	5	3	5	6	4.54
7													7	4.11

Tabla de distribución de frecuencias:

Yi	ni	hi	Ni	Hi
2.94	1	0.05	1	0.05
3.91	1	0.05	2	0.10
3.94	1	0.05	3	0.15
4.11	3	0.15	6	0.30
4.14	1	0.05	7	0.35
4.23	1	0.05	8	0.40

Medidas de dispersión:

Calificación máx.	4.54
Calificación mín.	2.94
Rango	1.6
Desv. estándar	.359

Tendencia:

Moda	4.11
Media	4.23

Actitud: muy favorable

Analizar una pregunta:

No. preg: 1

Como se observa en el resultado, existe una actitud muy favorable esto indica que la automatización de subestación de Huarochiri mediante sistema SCADA haciendo uso de sistemas de comunicación, softwares y uso de equipos electrónicos de protección, es decir se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alterna.

HIPOTESIS ESPECÍFICAS

Primera hipótesis específica

Ho: La automatización NO es óptima de la subestación de Huarochiri mediante sistema SCADA haciendo uso de sistemas de comunicación

H1: La automatización si es óptima de la subestación de Huarochiri mediante sistema SCADA por sistema de comunicación

Figura 14: Procesamiento de datos

Procesamiento de datos para encuestas tipo Licker:

Matriz de respuestas y valores acumulados:

No	R19	R20	R21	R22	R23	R24	R25	R26	R27	R28	R29	R30	F	Promedio
1	5	4	4	5	4	5	4	5	4	5	4	4	1	4.49
2	4	5	3	4	4	4	4	4	5	4	3	4	2	3.91
3	5	4	4	3	5	4	5	5	4	5	4	5	3	4.37
4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	4	3	5	4	4.37
5	4	5	4	5	4	5	5	4	4	4	5	4	5	4.46
6	5	3	5	5	3	5	5	5	5	5	3	5	6	4.54
7													7	4.11

Tabla de distribución de frecuencias:

Yi	ni	hi	Ni	Hi
2.94	1	0.05	1	0.05
3.91	1	0.05	2	0.10
3.94	1	0.05	3	0.15
4.11	3	0.15	6	0.30
4.14	1	0.05	7	0.35
4.23	1	0.05	8	0.40

Medidas de dispersión:

Calificación máx. 4.54

Calificación mín. 2.94

Rango 1.6

Desv. estándar 0.359

Tendencia:

Moda 4.11

Media 4.23

Actitud: muy favorable

Analizar una pregunta:

No. preg: 1

Como se observa en el resultado, existe una actitud muy favorable esto indica que la automatización de la subestación de Huarochiri tendrá una automatización óptima mediante sistema SCADA haciendo uso de sistemas de comunicación es decir se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alterna.

Segunda hipótesis específica

Ho: La automatización NO es optima de la subestación de Huarochiri mediante sistema SCADA haciendo uso de softwares

H1: La automatización si es optima de la subestación de Huarochiri mediante sistema SCADA haciendo uso de software

Procesamiento de datos para encuestas tipo Licker:

Matriz de respuestas y valores acumulados:

N	R19	R20	R21	R22	R23	R24	R25	R26	R27	R28	R29	R30	F	Promedio
1	5	4	4	5	4	5	4	5	4	5	4	4	1	4.49
2	4	5	3	4	4	4	4	4	5	4	3	4	2	3.91
3	5	4	4	3	5	4	5	5	4	5	4	5	3	4.37
4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	4	3	5	4	4.37
5	4	5	4	5	4	5	5	4	4	4	5	4	5	4.46
6	5	3	5	5	3	5	5	5	5	5	3	5	6	4.54
7													7	4.11

Tabla de distribución de frecuencias:

Yi	ni	hi	Ni	Hi
2.94	1	0.05	1	0.05
3.91	1	0.05	2	0.10
3.94	1	0.05	3	0.15
4.11	3	0.15	6	0.30
4.14	1	0.05	7	0.35
4.22	1	0.05	8	0.40

Medidas de dispersión:

Calificación máx.	4.54
Calificación mín.	2.94
Rango	1.6
Desv. estándar	.359

Tendencia:

Moda	4.11
Media	4.23
Actitud muy favorable	
Analizar una pregunta:	
No. preg.	1

Como se observa en el resultado, existe una actitud muy favorable esto indica que la automatización de la subestación de Huarochiri tendrá una automatización optima mediante sistema SCADA uso haciendo uso de softwares es decir se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alterna.

Tercera hipótesis específica

Ho La automatización no es optima de la subestación de Huarochiri mediante sistema SCADA por uso haciendo uso de equipos de protección

H1: La automatización si es optima de la subestación de Huarochiri mediante sistema SCADA por uso haciendo uso de equipos de protección

Procesamiento de datos para encuestas tipo Licker:

Matriz de respuestas y valores acumulados:

N	R19	R20	R21	R22	R23	R24	R25	R26	R27	R28	R29	R30	F	Promedi
1	5	4	4	5	4	5	4	5	4	5	4	4	1	4.49
2	4	5	3	4	4	4	4	4	5	4	3	4	2	3.91
3	5	4	4	3	5	4	5	5	4	5	4	5	3	4.37
4	5	4	4	5	4	4	5	4	4	4	3	5	4	4.37
5	4	5	4	5	4	5	5	4	4	4	5	4	5	4.46
6	5	3	5	5	3	5	5	5	5	5	3	5	6	4.54
7													7	4.11

Tabla de distribución de frecuencias:

Yi	ni	hi	Ni	Hi
2.94	1	0.05	1	0.05
3.91	1	0.05	2	0.10
3.94	1	0.05	3	0.15
4.11	3	0.15	6	0.30
4.14	1	0.05	7	0.35
4.23	1	0.05	8	0.40

Medidas de dispersión:

Calificación máx.	4.54
Calificación mín	2.94
Rango	1.6
Desv. estándar	.353

Tendencia:

Moda	4.11
Media	4.23
Actitud:	muy favorable

Analizar una pregunta:

No. preg:	1
-----------	---

Como se observa en el resultado, existe una actitud muy favorable esto indica que la automatización de la subestación de Huarochiri tendrá una automatización optima mediante sistema SCADA uso haciendo uso de equipos de protección es decir se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alterna.

CAPITULO VII: CONCLUSIONES

- 1.-** A través de los equipos integrados de posición DEI's se mejora la calidad de servicio al incorporar las funciones que técnicamente se presenta un sistema integrado de desarrollo con más prestaciones para soluciones del sistema convencional de la Subestación.
- 2.-** Mediante la comunicación remota permite una acción inmediata contra contingencia, optimizando los tiempos de actuación ante fallas y por tanto la calidad de servicio, siendo capaz de ejecutar secuencias automáticas pre-programadas que optimizan la operación de la Red de Distribución.
- 3.-** Mediante el software del sistema SCADA In Touch se mejora la Disminución de los costos de operación y mantenimiento puesto que el mantenimiento se hace cuando se requiere, disminuyendo la variable hora/hombre dedicadas a mantenimiento esto incide directamente en la disminución del personal.

CAPITULO VIII: RECOMENDACIONES

1. El sistema SCADA que se utilice en esta subestación debe cumplir con la características principal que se un abierto y tenga la capacidad de ampliar sus funciones en futuro.
2. 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.
3. En Lo software se debe tener Establecer una política de gestión de vulnerabilidades que incluya el concepto de workarounds (configuración que no corrige la vulnerabilidad, pero ayuda a bloquear el ataque mientras se puede realizar el cambio/parche definitivo).

CAPITULO IX: REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. REVISTA ABB – 2009

“IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substations”

2. Arthur Pereira Neto – Siemens Latinoamérica.

“Redes Ethernet en Subestaciones & La Norma Técnica”

Junio 2006

3. COES SINAC – Resolución Directoral N° 055-2007-EM/DGE

“Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)”

4. EPRI Project Manager - L. van der Zell

“Guidelines for Implementing Substation Automation Using IEC61850, the International Power System Information Modeling Standard”

Publication: December 2004

5. Praxis Profiline – Vogel

“IEC 61850 – Global Standards IEC 61850 and IEC 61400'-25 widely accepted new perspectives in utility integration and automation”

Publication: April 2007

6. Praxis Profiline – Vogel

“IEC 61850 - Standardization of electric power delivery systems”

Publication: August 2008

7. Stuart A. Boyer “SCADA Supervisory Control and Data Acquisition 3era Edition” Publication: August 2005

8. UTC United Telecom Council & KEMA “IEC61850”

Publicación: 2006

9.- Groover, M.P., “Automation, Production Systems, and Computer Integrated Manufacturing”, Ed. Prentice Hall, International Editions, 1987.

10.- Remblond, U., Nnaji, B.O., Storr, A.: Computer Integrated Manufacturing and Engineering. Addison-Wesley, 1993.

11.- Scheer, A.W.: CIM-Toward the Factory of the Future. Springer Verlag, 1991

- 12.- Siemens. Curso de Ingeniería de Sistemas de protección y control en Subestaciones Eléctricas. Octubre 2010.
- 13.- ALSTOM. Network Protection & Automation Guide. 2002.
Siemens. Catálogo de Protecciones Siprotec. 2008. [6] Ralph McKiewicz. IEC61850. Heights,MI,USA. 2002.
- 14.- ALVAREZ, Salvador y DOMINGUEZ, Javier Sistema de Automatización en Subestaciones Eléctricas en CFE basado en la norma IEC 61850. México 2009
- 15.- CESPEDES, Renato y MORENO, Jorge Disponibilidad de Subestaciones con comunicaciones basadas en el protocolo IEC 61850. Bogotá, Colombia. 2009
- 16.- SAMITIER y PELLIZZONI Grupo de Trabajo Conjunto "IEC 61850" en el Marco de la Región Iberoamericana de Cigré. Puerto Iguazú, Argentina 2009

10.1 matriz de Consistencia

TITULO: "AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE HUAROCHIRÍ MEDIANTE SISTEMA SCADA PARA MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO"

PROBLEMAS		OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	METODOLOGIA
<p>Problema General: ¿De qué manera la automatización óptima de la subestación de Huarochirí mediante sistema SCADA mejora la calidad de servicio?</p> <p>Problemas Específicos: ¿De qué manera la automatización óptima de la subestación de Huarochirí mediante sistema SCADA por sistema de comunicación mejora la calidad de servicio?</p>	<p>General: Determinar de qué manera la automatización óptima de la subestación de Huarochirí mediante sistema SCADA mejora la calidad de servicio</p> <p>Específicos: 1.- Determinar de qué manera la automatización óptima de la subestación de Huarochirí mediante sistema SCADA por sistema de comunicación mejora la calidad de servicio</p>	<p>General: La automatización óptima de la subestación de Huarochirí mediante sistema de comunicación, uso de software adecuado y uso de equipos electrónicos mejoran la calidad de servicio</p> <p>Específicos: 1.- La automatización óptima de la subestación de Huarochirí mediante sistema SCADA por sistema de comunicación mejora la calidad de servicio</p>	<p>Y: Variable dependiente Calidad de servicio de la subestación de Huarochirí</p> <p>X Variable independiente: Automatización óptima mediante sistema SCADA</p>	<p>Ubicación</p> <p>Fecha/Hora</p> <p>Tiempo</p>	<p>Listado de preguntas sistema comunicación</p> <p>Listado de preguntas aplicación software adecuado</p> <p>Listado de preguntas equipos electrónicos</p>	<p>Tipo de investigación: Descriptiva Explicativa Aplicada Inferencial Trasversal</p> <p>Diseño: El estudio es del tipo no experimental</p> <p>Población: Todas las componentes de la subestación de sub estación de Huarochirí</p> <p>Muestra: Sub conjunto representativo de la población</p>	

10.2 Cuestionario de Expertos

SOFTWARE ADECUADO	1	2	3	4	5
1. El sistema SCADA •También ejecutan comandos de alto nivel para ser enviados mediante el soporte físico de control.					
2. Se enfocan al monitoreo de soporte físico de control distribuido geográficamente en distancias largas.					
3. El soporte físico que se comunica con el SCADA se le llama Unidad Terminal Remota (RTU). El RTU es un PLC especializado.					
4. La topología considera el MTU (<i>Master Terminal Unit</i>).					
5. Los sistemas SCADA tienden a ser manejados por eventos (<i>event-driven</i>) en lugar de por procesos (<i>process-driven</i>).					
6. Los sistemas SCADA También solo reportan los cambios en lugar de toda la Información.					
7. Los sistemas SCADA también contienen otras herramientas de soporte de código: Herramientas de ingeniería para configurar o para solucionar problemas.					

EQUIPOS ELECTRONICOS	1	2	3	4	5
1. Para la subestación se deben suministrar pararrayos para la bahía de transformador tipo electrónico					
2. Para la subestación El seccionador para la bahía de transformador es existente y se debe reinstalar, de acuerdo al diagrama unifilar.					
3. Para la subestación se debe suministra cargadores de baterías, según lo indicado en diagrama					
4. Los equipos de control y protección se debe automatizar con PLC					
5. Protección, los tabieros de servicios auxiliares, se realizara por equipos electrónicos. (RECLOSER).					
6. Los sistemas contraincendios, los circuitos cerrados de televisión, de controlarse por sistemas electrónicos.					
7. El interruptor para la bahía Reforma, será suministro de la electrificadora de la meta, se debe realizar mantenimiento al interruptor existente.					
8. Para la subestación se debe probar y reinstalar transformadores de corriente, pero de acuerdo con el diagrama unifilar.					

10.3 FOTOS (Proyecto de construcción de la subestación HUAROCHIRI)

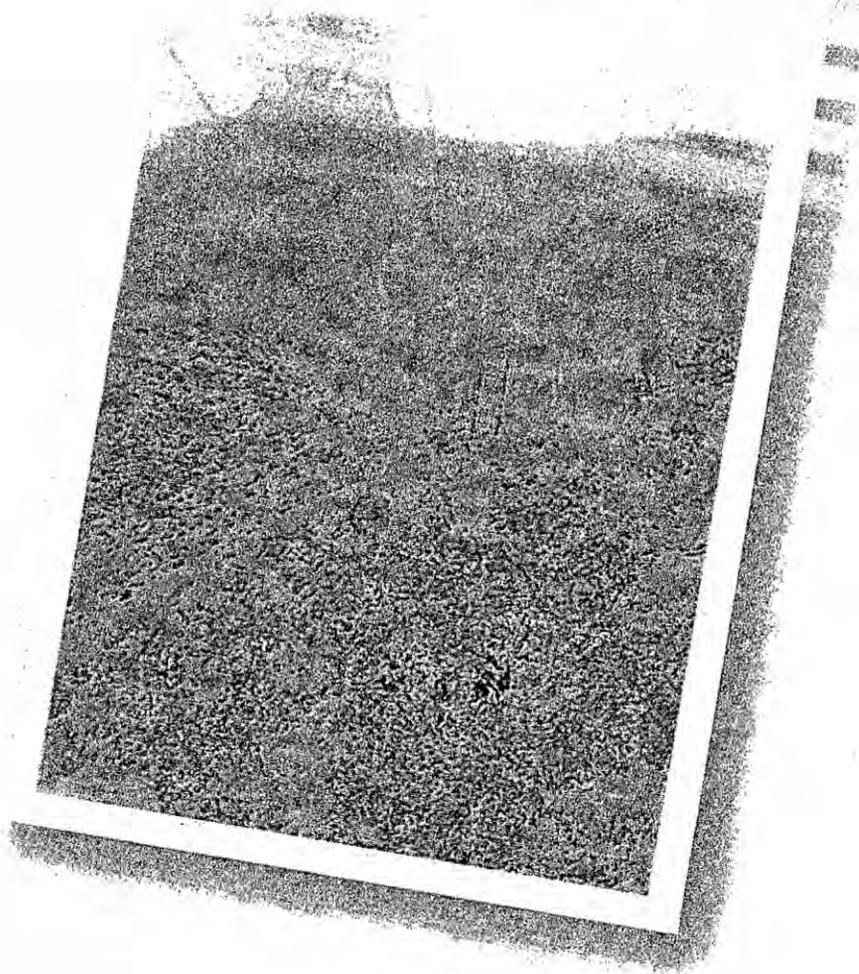
LÍNEA PRIMARIA 100KM DE LONGITUD



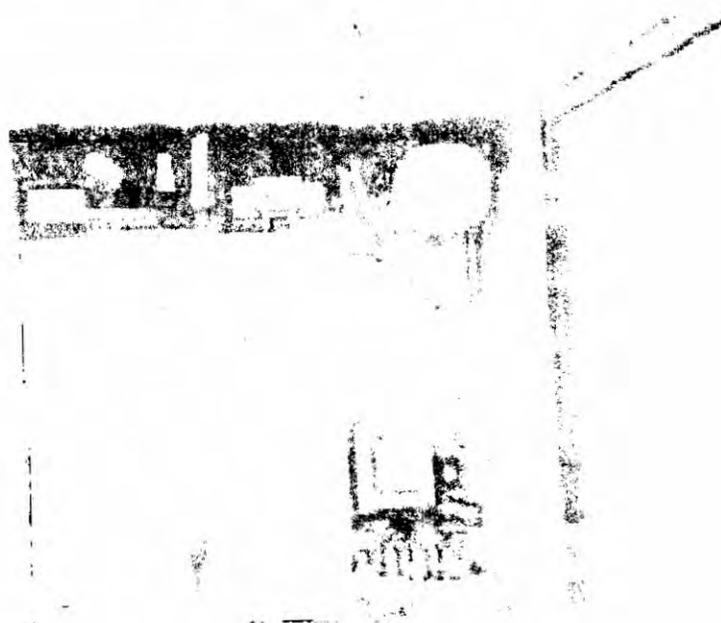
MONTAJE DE AISLADORES



RECORRIDO DE LINEA 100 KM



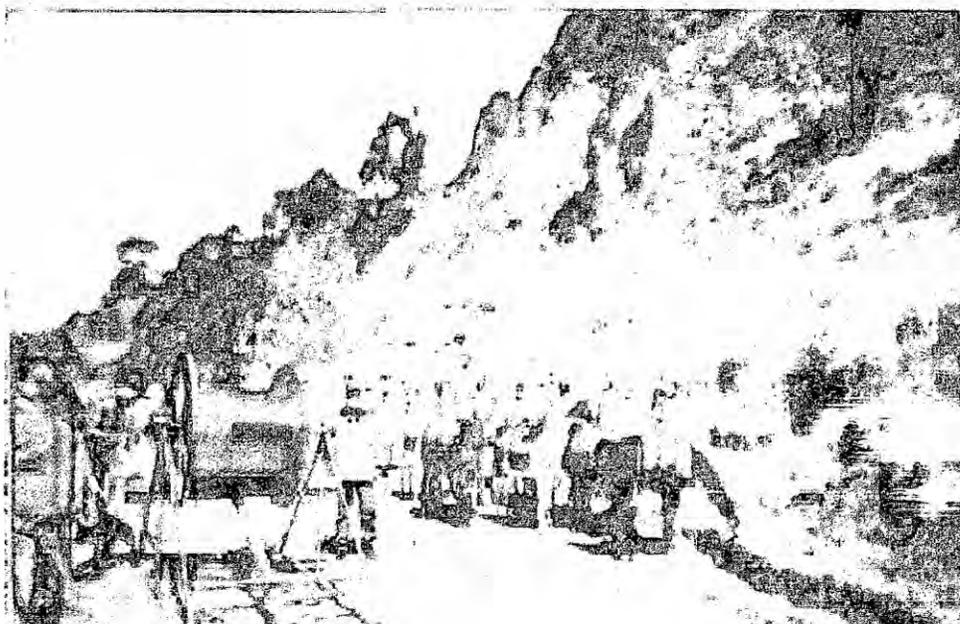
CONTROL DE INTERRUPTORES
AUTOMATICOS



RECORRIDO DE LINEA 100 KM



TENDIDO DE CONDUCTOR PARA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN



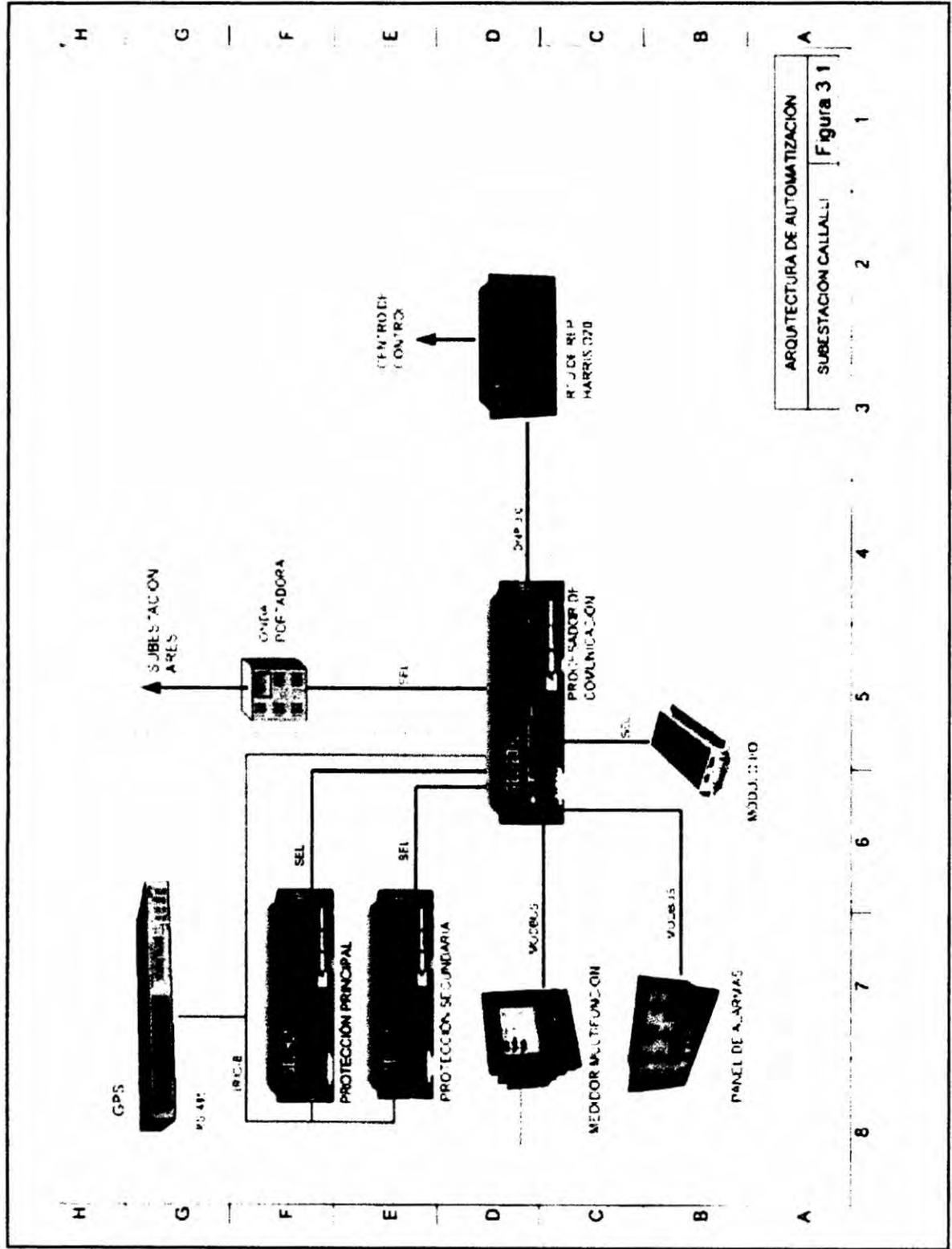
ESTRUCTURAS DE LÍNEAS PRIMARIAS



SUBESTACIÓN TRIFÁSICO CON BANCO DE
TRANSFORMADORES MONOFÁSICO 22.9 KV



LA ARQUITECTURA DE LA SUBESTACIÓN A AUTOMATIZA SAN JERONIMO DE SURCO HUAROCHIRI



SOFTWARE DEL SCADA A IMPLEMENTAR

2



Figura 5.2 Pantalla del Software de Control



Figura 5.3 Pantalla del Software de Control

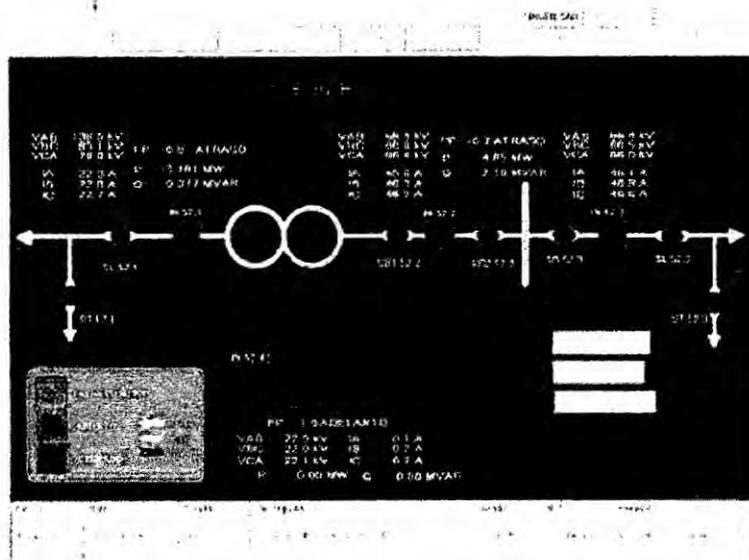


Figura 5.4 Pantalla principal del HMI

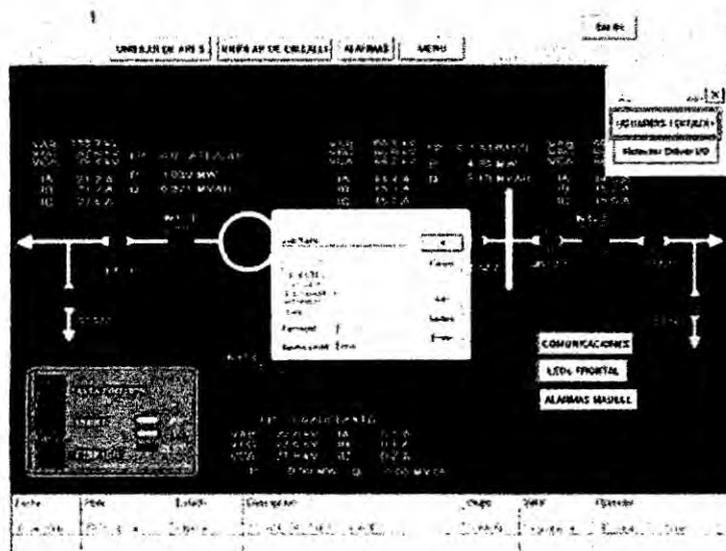


Figura 5.5 Pantallas de Administración de datos de Usuarios del HMI



Figura 5.9 Plancha de armarios del sistema

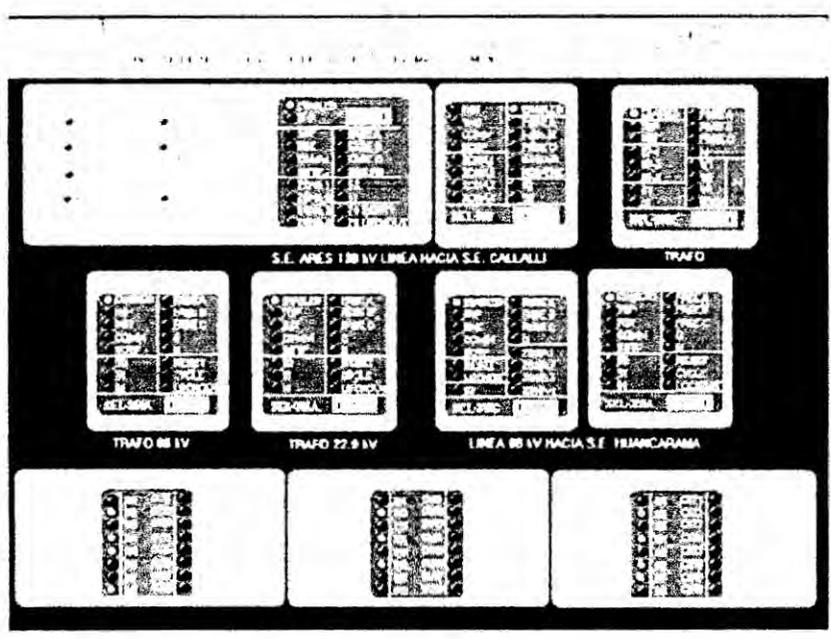


Figura 5.10 Plancha de detalles de control