

AMPLIACIÓN DEL SISTEMA SCADA PARA TELECONTROL DE
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN UNA PLANTA DEL SECTOR INDUSTRIAL

ELVIRA MARGARITA BARÓN MARTÍNEZ

JAVIER MAURICIO TORRES ORTEGA

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESPECIALIZACIÓN EN AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL DE PROCESOS
INDUSTRIALES

CARTAGENA DE INDIAS D. T. Y C.

2017

AMPLIACIÓN DEL SISTEMA SCADA PARA TELECONTROL DE
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EN UNA PLANTA DEL SECTOR INDUSTRIAL

ELVIRA MARGARITA BARÓN MARTÍNEZ

JAVIER MAURICIO TORRES ORTEGA

Proyecto presentado como requisito parcial para optar el título de Especialista en
Automatización y Control de Procesos Industriales

Director:

JORGE ELIECER DUQUE PARDO

Ing. Electricista M.S.C. Ingeniería Electrónica

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESPECIALIZACIÓN EN AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL DE PROCESOS
INDUSTRIALES

CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.

2017

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Cartagena de Indias D. T. y C., 22 de junio de 2017

CONTENIDO

	pág.
LISTA DE TABLAS	7
LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE CUADROS	11
GLOSARIO	12
1. JUSTIFICACIÓN.....	13
2. SISTEMAS SCADA	15
2.1. SCADA	15
2.2. SCADA ELÉCTRICO.....	16
2.3. COMPONENTES BÁSICOS DE UN SCADA ELÉCTRICO	16
2.3.1. Interfase Hombre-Máquina (HMI, MMI).	17
2.3.2. Unidad Central (MTU, Master Terminal Unit).....	17
2.3.3. Unidad Remota (RTU, Remote Terminal Unit).	18
2.3.3.1. RTU (Remote Terminal Unit).	18
2.3.3.2. PLC (Programmable Logic Controller).	18
2.3.3.3. IED (Intelligent Electronic Device).....	18
2.3.4. Sistemas de comunicación.	19
3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA PLANTA Y DE LA NUEVA LA SUBESTACIÓN.....	20

4.	ARQUITECTURA DE LA AUTOMATIZACIÓN	26
4.1.	NIVELES DE AUTOMATIZACIÓN.....	26
4.1.1.	Nivel 0.....	27
4.1.2.	Nivel 1.....	28
4.1.3.	Nivel 2.....	28
4.1.4.	Nivel 3.....	29
4.2.	PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN DNP 3.0	29
4.3.	ARQUITECTURA DEL SCADA DE LA PLANTA	40
5.	SELECCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN Y EQUIPO DE COMUNICACIÓN	46
5.1.	GABINETE.....	47
5.2.	UNIDAD REMOTA.....	47
5.3.	CONVERSORES DE MEDIO.....	49
5.4.	SWITCHES.....	51
5.5.	SERVIDORES	52
5.6.	RELÉS DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADOR	53
5.7.	RELÉS DE PROTECCIÓN DE MOTOR	54
6.	CONFIGURACIÓN DE LA RED DE COMUNICACIÓN	56
6.1.	CONFIGURACIÓN DE PUNTOS DNP3.0 EN LOS IEDS PARA LA INTEGRACIÓN CON RTU.....	56
6.2.	CONFIGURACIÓN DE PUNTOS DNP3.0 EN LAS RTU's PARA LA INTEGRACIÓN CON SCADA.....	66
7.	CONFIGURACIÓN DEL SCADA	72
7.1.	SOFTWARE UTILIZADO.....	72

7.2.	FILOSOFÍA DE OPERACIÓN DEL SCADA ACTUAL	73
7.2.1.	Herramientas generales.....	73
7.2.1.1.	Ventana de alarmas activas.....	73
7.2.1.2.	Ventana de detalle de evento.	74
7.2.1.3.	Secuencia de eventos y alarmas.	74
7.2.2.	Gráficos del sistema eléctrico de la planta.....	74
7.2.2.1.	Interruptor de potencia.	74
7.2.2.2.	Transformador de potencia.	75
7.2.2.3.	Motor.....	75
7.2.3.	Configuración de la Galaxia.....	76
7.3.	CONFIGURACIÓN REQUERIDA PARA LA S/E-60	77
8.	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA.....	83
8.1.	EVALUACIÓN ECONOMICA.....	83
8.1.1.	Definición de la relación beneficio costo.....	84
8.1.1.1.	Beneficios por continuidad del servicio.	84
8.1.1.2.	Beneficios por operación y mantenimiento.	85
8.1.2.	Valor presente de los beneficios.....	86
8.1.3.	Costos del proyecto	87
8.1.4.	Cálculo de la relación beneficio / costo.....	90
8.1.5.	Tasa interna de retorno (TIR).	91
	CONCLUSIONES	92
	RECOMENDACIONES.....	94
	BIBLIOGRAFÍA.....	95

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Listado de subestaciones de la planta.	20
Tabla 2. Listado de relés del switchgear 60-SG-1-01.	24
Tabla 3. Listado de relés del switchgear 60-SG-0-01.	24
Tabla 4 Lista de elementos de hardware requeridos para incluir la S/E-60 en el sistema SCADA.	46
Tabla 5. Conjunto de referencias recomendadas para el conjunto controlador tipo RTU.	48

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Esquema general de un sistema SCADA.	15
Figura 2. Diagrama unifilar de la subestación S/E-60.	22
Figura 3. Niveles de automatización.	27
Figura 4. Estructura de la trama de la capa de transmisión de datos.	33
Figura 5. Trama de la capa de pseudo-transporte.	34
Figura 6. Estructura de la trama de la capa de aplicación.	36
Figura 7. Estructura de la trama de la capa de aplicación.	37
Figura 8. Organización de la base de datos.	38
Figura 9. Esquema general de automatización.	41
Figura 10. Arquitectura de comunicaciones en centro de control.	43
Figura 11. Arquitectura dentro de una subestación.	44
Figura 12. Red serial dentro de una subestación.	45
Figura 13. Organización de RTU en chasis con espacio para 10 tarjetas.	48
Figura 14. Fotografía de RTU a instalar.	49
Figura 15. Conversor de Medio Par trenzado 100Base-T a Fibra óptica 100Base-SX. 3350HRT-H de GarrettCom.	50
Figura 16. Switch conversor de medio CS14PR-SLC de GarrettCom.	50
Figura 17. Switch capa 3. 12KX-2H de GarrettCom.	51
Figura 18. Transceiver magnun 100MB SFP12KX (943-946-001).	52
Figura 19. Relé de protección General Electric Referencia SR 350.	54
Figura 20. Relé de protección General Electric Referencia SR 339.	55

Figura 21. Perfil de comunicaciones DNP IED GE-339.	57
Figura 22. Perfil de comunicaciones DNP IED GE-350.	58
Figura 23. Configuración DNP General GE-339.	58
Figura 24. Configuración DNP Unsolicited Response GE-339.	59
Figura 25. Configuración DNP Default Variation GE-339.	59
Figura 26. Configuración de Binary Inputs GE-339.....	60
Figura 27. Configuración de Analog Inputs GE-339.....	61
Figura 28. Configuración de Binary Outputs GE-339.....	62
Figura 29. Configuración DNP General GE-350.	62
Figura 30. Configuración DNP Unsolicited Response GE-350.	63
Figura 31. Configuración DNP Default Variation GE-350.	63
Figura 32. Configuración de Binary Inputs GE-350.....	64
Figura 33. Configuración de Analog Inputs GE-350.....	65
Figura 34. Configuración de Binary Outputs GE-350.....	66
Figura 35. : Vista de árbol en System Configurator de RTUs de la SE-60.....	67
Figura 36. Lista de los IEDs configurados en System Configurator de RTUs de la SE-60.....	68
Figura 37. Lista de puntos DI en System Configurator de RTUs de la SE-60.....	69
Figura 38. Lista de puntos AI en System Configurator de RTUs de la SE-60.....	70
Figura 39. Lista de puntos DO en System Configurator de RTUs de la SE-60.....	71
Figura 40. Símbolo del interruptor de potencia.	75
Figura 41. Símbolo del transformador de potencia.	75
Figura 42. Símbolo del motor.....	76
Figura 43. Árbol de servidores configurado en la Galaxia.	77
Figura 44. Árbol de relés configurado en la Galaxia para la SE-60.	78
Figura 45. Diseño para el gráfico de supervisión de la S/E-60.	79
Figura 46. Árbol de señales configurado en un relé GE350 de la Galaxia.....	80
Figura 47. Árbol de señales configurado en un relé GE339 de la Galaxia.....	81
Figura 48. Diseño del gráfico de supervisión para los relés de protección de motor GE339.....	82

Figura 49. Diseño del gráfico de supervisión para los relés de protección de alimentador GE350.....82

LISTA DE CUADROS

pág.

Cuadro 1. Formato de identificación de equipos eléctricos.....	23
Cuadro 2. Formato de identificación de relés de protección eléctrica.....	23
Cuadro 3. Beneficio por continuidad del servicio en el año.	85
Cuadro 4. Beneficio por operación y mantenimiento con y sin SCADA.	86
Cuadro 5. Cálculo del valor presente de los beneficios.	87
Cuadro 6. Costos de hardware del sistema.	88
Cuadro 7. Costos de instalación del sistema.	89
Cuadro 8. Costos de configuración y puesta en servicio del sistema.	89
Cuadro 9. Costos totales de implementación del sistema.	90
Cuadro 10. Relación de beneficio / costo.	90

GLOSARIO

SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition - Sistema de Supervisión y Adquisición de Datos.

HMI: Human Machine Interface - Interfaz de usuario utilizada en sistemas de automatización de procesos.

RTU: Remote Terminal Unit - Unidad terminal remota. Es un dispositivo que permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese.

DNP3: Distributed Network Protocol - Protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED) y estaciones controladores, componentes de sistemas SCADA.

IED: Intelligent Electronic Devices - Dispositivo electrónico inteligente.

1. JUSTIFICACIÓN

Una planta del sector industrial de la ciudad de Cartagena de Indias D. T. y C., cuenta con un sistema SCADA para monitoreo y control de su sistema eléctrico interno, conformado actualmente por 5 subestaciones eléctricas. La compañía adelanta los diseños para una nueva subestación eléctrica y requiere las especificaciones de diseño para que esta sea incluida en el SCADA eléctrico.

La implementación de un sistema SCADA para telecontrol de subestaciones eléctricas en una planta industrial justifican su implementación apoyados en los siguientes aspectos:

- Seguridad de las personas: la operación normal de una subestación eléctrica implica un riesgo para el o los operadores que deban realizar maniobras eléctricas en su interior. Este riesgo se desprende de los diferentes eventos que podrían ocurrir al interior de una subestación eléctrica o que podrían ocurrir como consecuencia de ejecutar maniobras eléctricas, entre ellos se resalta: arcos eléctricos; contacto directo; contacto indirecto; explosiones o incendios ocasionados por cortocircuito, sobrecarga o por equipo defectuoso; electricidad estática; tensión de contacto y tensión de paso. [1]. Además se destaca que, las posibles consecuencias de los riesgos mencionados son: molestia funcional, lesión menor, incapacidad temporal, incapacidad parcial permanente o la muerte. [1]. Por lo anterior, se hace necesaria la implementación de un sistema de monitoreo y control remoto para la subestación que facilite la ejecución de maniobras a distancia y minimice la estancia de los operadores eléctricos al interior de esta.

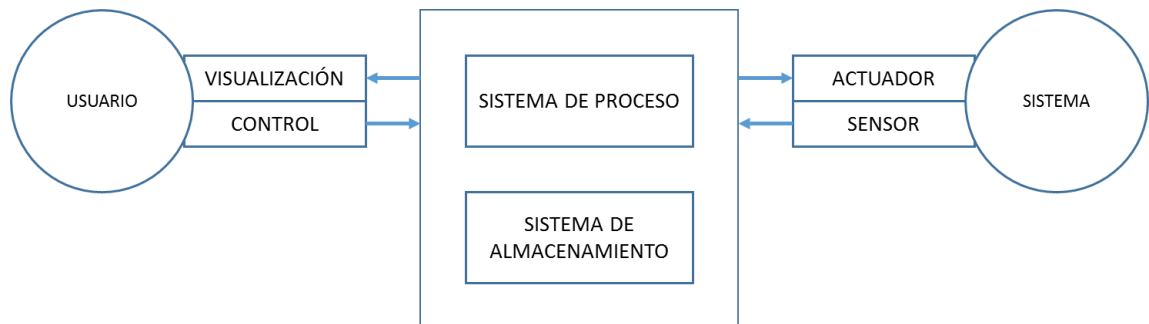
- Manejo de la Información y aumento de la confiabilidad de la operación: la distancia comprendida entre una subestación y el centro de operaciones implica altos tiempos de restablecimiento de fallas y a esto se suma que, la operación local de la subestación incluye implícitamente la recolección manual de información de las variables eléctricas y de estado de equipos, haciendo no confiable, no actualizada y/o incompleta dicha información y dificultando la toma oportuna de decisiones operativas. Un sistema SCADA mejorará la visión integrada de la subestación y mejorará la coordinación de la operación debido a que, suministrará información en tiempo real en condiciones normales. Adicionalmente, mejorará la coordinación de la operación en condiciones de emergencia y, ofrecerá como herramienta, el registro de los eventos con resolución de tiempo para realizar su análisis y almacenamiento. La confiabilidad del sistema de potencia mejoraría como consecuencia del análisis de la información en tiempo real, el cual identificará problemas asociados con posibles fallas en la red y permitirá tomar medidas preventivas necesarias para el funcionamiento seguro de la misma. [2]
- Beneficio económico: en una planta industrial, la ocurrencia de una falla eléctrica podría generar desde pérdidas en la producción hasta consecuencias catastróficas en las instalaciones, y sus consecuentes pérdidas económicas.
- Avance tecnológico: en la actualidad, las subestaciones eléctricas cuentan con equipos de protección inteligentes que incluyen servicios de comunicación industrial para ofrecer información en tiempo real y facilidad para realizar control remoto de equipos. Adicionalmente, la compañía cuenta con un sistema SCADA eléctrico en servicio y que permite la ampliación del mismo.

2. SISTEMAS SCADA

2.1. SCADA

Los Sistemas de Supervisión de Control y Adquisición de Datos, SCADA (siglas en inglés de Supervisory Control And Data Acquisition), hacen referencia a cualquier software que permita el acceso a los datos remotos de un proceso y permita, utilizando las herramientas de comunicación necesarias en cada caso, el control del mismo. No se trata de un sistema de control, sino de una utilidad de software de monitorización o supervisión, que realiza la tarea de interfaz entre los niveles de control (Controlador) y los de gestión, a un nivel superior [3]. La figura 1 muestra el esquema general de un sistema SCADA.

Figura 1. Esquema general de un sistema SCADA.



Fuente: [3]

La topología de un sistema SCADA (su distribución física) variará adecuándose a las características de cada aplicación. La configuración de la red de comunicaciones puede ser de bus, de anillo, entre otros. Según las necesidades del proceso, se puede requerir el uso de equipos redundantes para alcanzar un nivel aceptable de tolerancia de fallas. El suministro de la información por parte del SCADA se puede gestionar de tal manera que existan niveles de clasificación de los usuarios: operadores, supervisores, mantenimiento, configuración, etc.

2.2. SCADA ELÉCTRICO

La importancia de los sistemas SCADA en el control de servicios como la energía eléctrica hace que se conviertan en sistemas estratégicos o incluso en sistemas dignos de ser considerados como de seguridad nacional, ya que una falla en ellos puede acarrear consecuencias catastróficas para una región e incluso para un país, con pérdidas económicas, pérdidas de imagen, implicaciones legales y afectación ambiental, entre otras. [4]

Un SCADA para supervisión de un sistema eléctrico recibe toda la información de las subestaciones que lo componen, comprueba o permite al operador comprobar el funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto y se toman las decisiones para modificarlo o corregirlo si es del caso.

2.3. COMPONENTES BÁSICOS DE UN SCADA ELÉCTRICO

Los sistemas SCADA utilizan diversas tecnologías de acuerdo al proceso supervisado, a la relación costo/beneficio y a la capacidad del sistema; sin

embargo, su estructura funcional de visualización y adquisición de datos obedece a una estructura Maestro-Esclavo y en ella se puede destacar cuatro componentes básicos:

2.3.1. Interfase Hombre-Máquina (HMI, MMI).

Comprende los sinópticos de control y los sistemas de representación gráfica. Su función es representar, de forma simplificada, el sistema bajo control y poner los datos recogidos del mismo a disposición de los operadores, en forma de gráficos. Actualmente se utiliza para ello pantallas de visualización o servidores y en sistemas complejos se utiliza terminales múltiples, que permiten la visualización, de forma simultánea, de varios sectores del sistema. [3]

2.3.2. Unidad Central (MTU, Master Terminal Unit).

Centraliza el mando del sistema. En el Centro de Control realiza, principalmente, la tarea de recopilación y archivado de datos. Toda la información que se genera en el proceso productivo se pone a disposición de los diversos usuarios que puedan requerirla. Entre las funciones de la unidad central se destaca: gestionar las comunicaciones, recopilar datos de todas las estaciones remotas (RTU), envío de información, comunicación con los Operadores, análisis, impresión, visualización de datos, mando y seguridad. [3]

2.3.3. Unidad Remota (RTU, Remote Terminal Unit).

Conjunto de elementos dedicados a labores de control y/o supervisión de un sistema, que se ubican físicamente alejados del Centro de Control, pero comunicados con éste mediante canales de comunicación. Entre las tecnologías que aplican como unidad remota se destaca entre otro: RTU, PLC e IED. [3]

2.3.3.1. RTU (Remote Terminal Unit).

Especialista en comunicación. La unidad de control remoto (RTU) es una unidad de procesamiento que proporciona inteligencia en campo para permitir al sistema central SCADA que se comunique con los instrumentos, proveyendo información de estos que permita su control y el almacenamiento de su historial. La RTU es una unidad independiente (stand-alone) de adquisición y control de datos, que se comunica con los sensores y actuadores por medio de protocolos y habilita la posibilidad de que estos reciban las señales que les permitan ejecutar maniobras comandadas por la unidad central. [5]

2.3.3.2. PLC (Programmable Logic Controller).

Especialista en tareas generales de control. El controlador lógico programable (PLC) es la primera máquina con lenguaje, es decir, un calculador lógico cuyo juego de instrucciones se orienta hacia los sistemas de evolución secuencial. Los PLC iniciaron como sistemas de dedicación exclusiva al control de instalaciones, máquinas o procesos y han evolucionado, incorporando mayor funcionalidad en forma de módulos de expansión, entre ellos los procesadores de comunicaciones que lo acercan al concepto de RTU.

2.3.3.3. IED (Intelligent Electronic Device).

Especialista en tareas específicas de control. Son dispositivos electrónicos inteligentes capaces de supervisar y controlar procesos con funciones de Interfaz

ser humano y máquina (HMI) y se comunican a sistemas superiores, es decir, sistemas SCADA sobre estándares de comunicación. [4]

2.3.4. Sistemas de comunicación.

Los sistemas de comunicación de un SCADA hacen referencia al medio que transporta la información y a los protocolos de comunicación utilizados. Algunos de los medios de comunicación utilizados se destaca: línea telefónica, cable coaxial, fibra óptica, telefonía celular (GPRS, UMTS), Radio (Enlaces de radio VHF, UHF, Microondas) [3]. Para la selección del tipo de tecnología a utilizar en un determinado sistema se tiene en cuenta la distancia, la capacidad del sistema, el tipo de datos que necesitan transportarse y los costos.

3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA PLANTA Y DE LA NUEVA LA SUBESTACIÓN

Una planta del sector industrial de la ciudad de Cartagena de Indias D. T. y C., cuenta con un sistema SCADA para monitoreo y control de su sistema eléctrico interno. El sistema se basa en la plataforma Wonderware InTouch® SCADA de propiedad de Invensys y en la actualidad permite el monitoreo y el control de los equipos de las 5 subestaciones eléctricas que conforman el sistema eléctrico de la planta. La compañía adelanta los diseños para una nueva subestación eléctrica y requiere las especificaciones de diseño para que esta sea incluida en el SCADA eléctrico.

La nomenclatura utilizada por la compañía para designar las subestaciones son números arábigos múltiplos de 10 y actualmente la planta cuenta con 5 subestaciones por lo que el nombre a signado a la nueva subestación es S/E-60. Ver tabla 1.

Tabla 1. Listado de subestaciones de la planta.

Subestación	Observación
S/E-10	Subestación existente
S/E-20	Subestación existente
S/E-30	Subestación existente
S/E-40	Subestación existente
S/E-50	Subestación existente
S/E-60	Subestación nueva

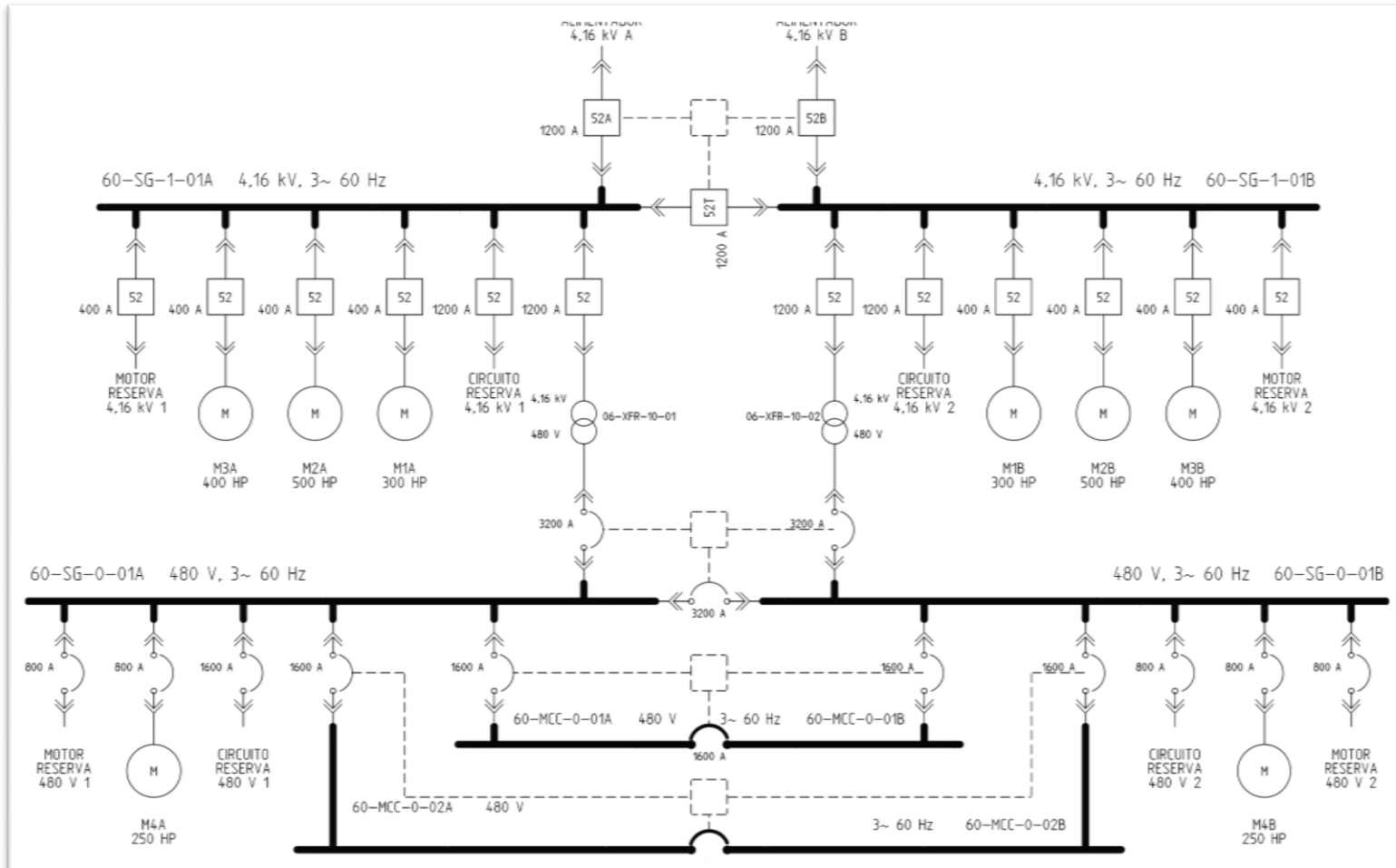
Fuente: Información suministrada por la compañía.

La S/E-60 tendrá dos circuitos alimentadores a una tensión de 4,16 kV, los cuales son la entrada de energía para una barra tipo sencilla particionada que opera a 4,16 kV. Las cargas alimentadas desde la barra principal de la subestación son: 6 motores; 2 transformadores de potencia de 4 MVA, que transforman la tensión de 4,16kV a 480 V para alimentar una segunda barra tipo sencilla particionada que también hace parte de la subestación y que opera a 480 V; 2 circuitos alimentadores de reserva para otras cargas; y 2 circuitos alimentadores de reserva para motores.

Las cargas de la barra de baja tensión de la subestación (480 V) son las siguientes: 2 motores; 2 circuitos alimentadores para un centro de control de motores con barra tipo sencilla particionada que opera a 480 V; 2 circuitos alimentadores para un segundo centro de control de motores con barra tipo sencilla particionada que opera a 480 V; 2 alimentadores de reserva para otras cargas; y 2 alimentadores de reserva para motores. El esquema unifilar eléctrico de la subestación se muestra en la figura 2.

La estructura asumida por la compañía para identificar los circuitos eléctricos es la representada en el cuadro 1 y de ella se deriva que los TAGs para la barra de 4,16 kV son 60-SG-1-01A y 60-SG-1-01B; para la barra de 480 V son 60-SG-0-01A y 60-SG-0-01B y para los transformadores son 60-XFR-10-01 y 60-XFR-10-02; para las barras de los MCCs son 06-MCC-0-01A, 06-MCC-0-01B, 06-MCC-0-02A y 06-MCC-0-01B.

Figura 2. Diagrama unifilar de la subestación S/E-60.



Fuente: Información suministrada por la compañía.

Cuadro 1. Formato de identificación de equipos eléctricos.

60	-	XFR	-	10	-	01
60	-	SW	-	1	-	01A
Número de la subestación	Tipo de equipo		Número de Voltaje		Número de secuencia	
	SG	Switchgear				
	MCC	Centro de Control de Motor	0	≤ 600 V	Letras A o B para designar particiones de barras	
	XFR	Transformador	1	4,16 kV		
M	Motor	2	13,8 kV			

Fuente: Información suministrada por la compañía.

La estructura asumida por la compañía para identificar los relés de protección eléctrica (IEDs) es la representada en el cuadro 2.

Cuadro 2. Formato de identificación de relés de protección eléctrica.

60	-	11M	-	339	-	001
Número de la subestación	Función del relés de protección		Referencia del relé de protección		Número de secuencia	
	11M	Motor	339			
	F	Alimentador	350			

Fuente: Información suministrada por la compañía.

Siguiendo los lineamientos de los cuadros 1 y 2, los TAGs utilizados para los equipos de la nueva subestación son los especificados en las tablas 2 y 3.

Tabla 2. Listado de relés del switchgear 60-SG-1-01.

Tablero Eléctrico	Relé	Carga
60-SG-1-01A	60-11M-339-001	M1A – 300 Hp
60-SG-1-01A	60-11M-339-003	M2A – 500 Hp
60-SG-1-01A	60-11M-339-005	M3A – 400 Hp
60-SG-1-01A	60-11M-339-007	Motor Reserva 4,16 kV 1
60-SG-1-01A	60-11F-350-004	60-XFR-10-01 / 60-SG-0-01A
60-SG-1-01A	60-11F-350-006	Circuito Reserva 4,16 kV 1
60-SG-1-01A	60-11F-350-001	Entrada 60-SG-1-01A
60-SG-1-01	60-11F-350-003	Enlace de Barras 60-SG-1-01
60-SG-1-01B	60-11F-350-002	Entrada 60-SG-1-01B
60-SG-1-01B	60-11F-350-005	60-XFR-10-02 / 60-SG-0-01B
60-SG-1-01B	60-11F-350-007	Circuito Reserva 4,16 kV 2
60-SG-1-01B	60-11M-339-002	M1B – 300 Hp
60-SG-1-01B	60-11M-339-004	M2B – 500 Hp
60-SG-1-01B	60-11M-339-006	M3B – 400 Hp
60-SG-1-01B	60-11M-339-008	Motor Reserva 4,16 kV 2

Fuente: Información suministrada por la compañía.

Tabla 3. Listado de relés del switchgear 60-SG-0-01.

Tablero Eléctrico	Relé	Carga
60-SG-0-01A	60-11M-339-009	M4A – 250 Hp
60-SG-0-01A	60-11M-339-011	Motor Reserva 480 V 1
60-SG-0-01A	60-11F-350-011	60-MCC-0-01A
60-SG-0-01A	60-11F-350-013	60-MCC-0-02A
60-SG-0-01A	60-11F-350-015	Circuito Reserva 480 V 1
60-SG-0-01A	60-11F-350-008	Entrada 60-SG-0-01A
60-SG-0-01	60-11F-350-010	Enlace de Barras 60-SG-0-01
60-SG-0-01B	60-11F-350-009	Entrada 60-SG-0-01B
60-SG-0-01B	60-11F-350-012	60-MCC-0-01B
60-SG-0-01B	60-11F-350-014	60-MCC-0-02B
60-SG-0-01B	60-11F-350-016	Circuito Reserva 480 V 2
60-SG-0-01B	60-11M-339-010	M4B – 250 Hp
60-SG-0-01B	60-11M-339-012	Motor Reserva 480 V 2

Fuente: Información suministrada por la compañía.

Los relés de protección utilizados en el sistema eléctrico actual de la planta son relés de protección de alimentador y relés de protección de motor. Estos son relés inteligentes y cuentan con la disponibilidad de puertos de comunicación configurables para DNP3. La información sobre los elementos que conforman el sistema SCADA se ampliará en el capítulo 5.

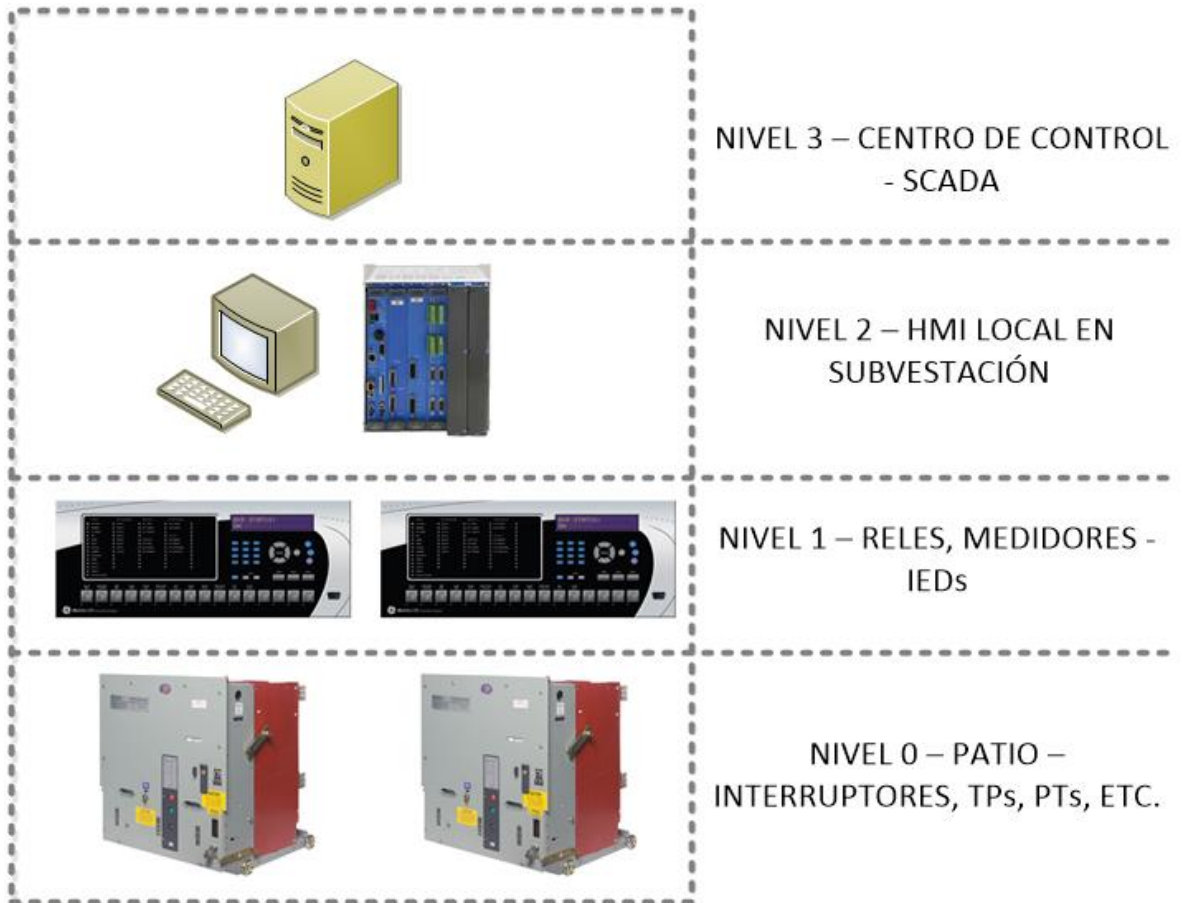
4. ARQUITECTURA DE LA AUTOMATIZACIÓN

En muchas ocasiones, una red eléctrica puede ser un problema muy complejo y difícil de gestionar. Al ser un verdadero sistema complejo de subsistemas interconectados entre sí, un incidente menor, por ejemplo, en una subestación podría provocar la caída de otros sistemas, desatando una reacción en cadena que podría terminar en un apagón generalizado. Para supervisar el estado de los componentes, así como del sistema en su conjunto, se utilizan las llamadas plataformas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), que permiten automatizar gran parte del trabajo de los operadores a cargo del funcionamiento de la red, convirtiéndose en una solución para el control y la gestión eficiente de la energía eléctrica desde que se genera hasta que se utiliza. La Automatización de subestaciones, en su concepto más amplio, es esencial para la calidad de servicio de energía eléctrica, porque reduce los tiempos de respuesta ante eventos y perturbaciones, recolecta y entrega datos fundamentales para la toma de decisiones o análisis, y permite la simulación de escenarios, entre otras funcionalidades.

4.1. NIVELES DE AUTOMATIZACIÓN

En 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. Ver figura 3.

Figura 3. Niveles de automatización.



4.1.1. 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.

4.1.2. Nivel 1.

Es el nivel de relés - IED's, está conformado por equipos especializados en controlar y proteger la operación de los equipos de campo. En este nivel se encuentran equipos con características diversas incluso con funciones de integración de varios 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 encuentran pulsadores, botones y relés auxiliares que en conjunto realizan las funciones de control, enclavamientos, regulación, protección y medición de las señales de campo.

4.1.3. Nivel 2.

Es el nivel de subestación, en el cual desde una RTU o HMI local, 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 una RTU (Remote Terminal Unit) y a su vez en una sola HMI. En este nivel el control de la operación se realiza desde el HMI local 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 de la HMI local. Desde este nivel se puede obtener la información general de cada uno de los IED's, información como:

- Estado de operación de los equipos de campo como interruptor y seccionador.
- Valores analógicos de medición (tensiones, corrientes y potencias).
- Valores de temperatura de los motores.

4.1.4. Nivel 3.

Es el nivel de centro de control – SCADA, en este nivel se concentra la información de las RTU's implementadas en el tercer nivel, en este nivel es primordial el medio de comunicación establecido entre el centro de control con las RTU's de cada subestación, pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada desde este nivel. Este es el nivel más importante debido a que, 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, se puede desarrollar, supervisar, controlar y adquirir la información importante en tiempo real. 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.

4.2. PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN DNP 3.0

El protocolo de comunicaciones utilizado en las subestaciones de la planta es el DNP 3.0, el cual fue creado originalmente por Westronic, Inc. (ahora GE Harris) en 1990 y fue entregada a un grupo llamado "DNP Users Group" en octubre de 1993, desde entonces, el protocolo ha tenido una gran aceptación mundial.

DNP 3.0 es un protocolo para sistemas SCADA moderno, abierto, inteligente, robusto y eficiente. Entre otras cosas, puede:

- Solicitar y responder con múltiples tipos de datos en un solo mensaje.

- Segmentar mensajes en múltiples frames para asegurar excelente detección y recuperación de errores.
- Incluir en una sola respuesta datos cambiados.
- Asignar prioridad a los ítems de datos y solicitarlos periódicamente basado en su prioridad.
- Responder sin solicitud previa.
- Utilizar sincronización de tiempo y con un formato estándar.
- Permitir múltiples operaciones punto a punto y al master.
- Permitir objetos definibles por el usuario incluyendo transferencia de archivos.

DNP 3.0 es un protocolo de capas, aun así, en lugar de asemejarse al protocolo de 7 capas de la OSI (Open System Interconnection – interconexión de sistemas abiertos), DNP 3.0 adhiere a un estándar simplificado de 3 capas propuesto por el IEC (International Electrotechnical Commission – Comisión internacional de Electrotecnia) para implementaciones más básicas. El IEC llama a esto Enhanced Performance Architecture, o EPA. (En realidad, sin embargo, DNP 3.0 agrega una cuarta capa, una capa de pseudo-transporte que permite la segmentación del mensaje).

La estructuración en capas o niveles, sigue el siguiente esquema:

- Los mensajes a nivel de aplicación son denominados Fragmentos. El tamaño máximo de un fragmento está establecido en 2048 bytes.
- Los mensajes a nivel de transporte son denominados Segmentos.
- Los mensajes a nivel de enlace son denominados Tramas. El tamaño máximo de una trama DNP3 es de 292 bytes.

Cuando se transmiten datos, estos sufren las siguientes transformaciones al pasar por las diferentes capas:

- Los datos se encapsulan en fragmentos a nivel de aplicación.

- El nivel de transporte es el encargado de adaptar los Fragmentos para poder encapsularlos en tramas (nivel de enlace), para lo cual, secciona el mensaje del nivel de aplicación si es necesario, y les agrega la cabecera de transporte, formando de este modo los segmentos.
- En el nivel de enlace, los segmentos recibidos del nivel de transporte son empaquetados en tramas, para lo cual se les añade a estos una cabecera de enlace, y además, cada 16 bytes un CRC de 2 bytes.

Cuando se reciben datos, las transformaciones se hacen de la siguiente forma:

- El nivel de enlace se encarga de extraer las tramas recibidas los segmentos que son pasados al nivel de transporte.
- El nivel de transporte lee la cabecera de los segmentos recibidos del nivel de enlace, y con la información obtenida extrae y compone los fragmentos que serán pasados al nivel de aplicación.
- En el nivel de aplicación los fragmentos son analizados y los datos son procesados según el modelo de objetos definido por las especificaciones del estándar.

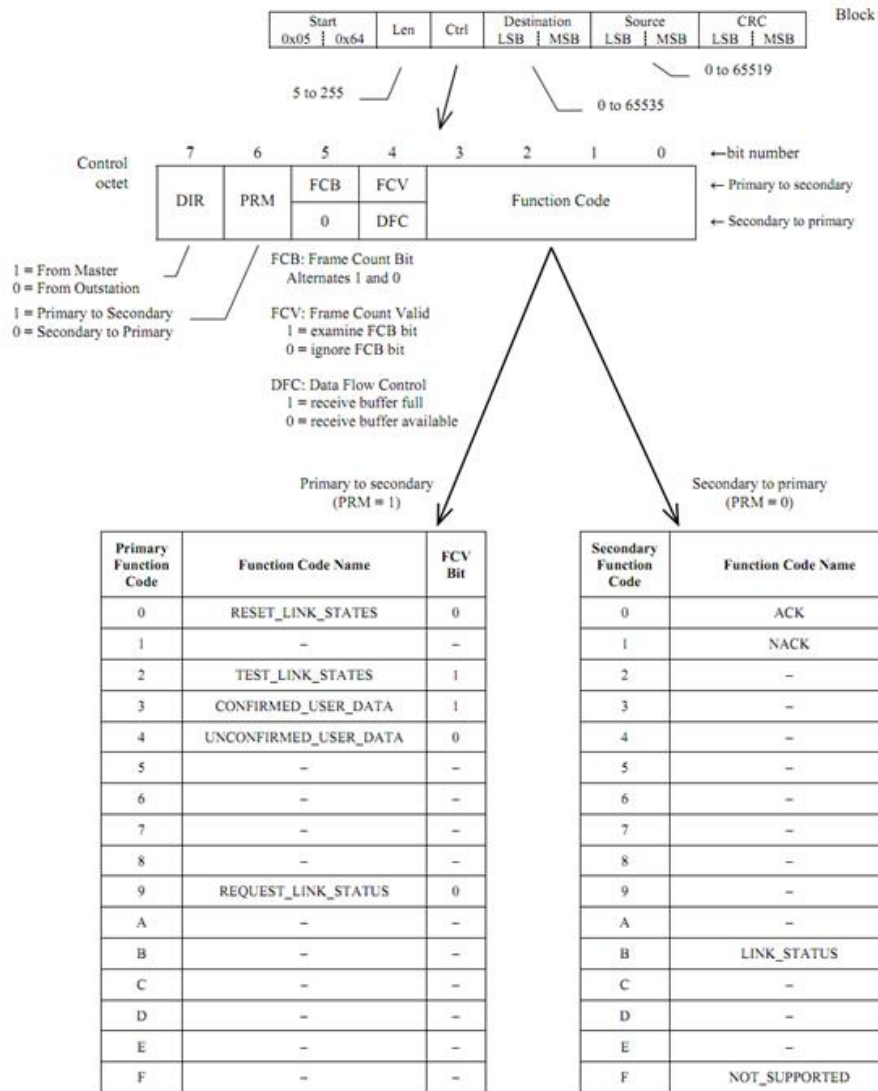
La capa física se refiere sobre todo a los medios físicos sobre los cuales se está comunicando el protocolo. Por ejemplo, maneja el estado del medio (libre u ocupado), y la sincronización a través del medio (iniciando y parando). Más comúnmente, DNP se especifica sobre una capa física serial simple tal como RS-232 o RS-485 usando medios físicos tales como fibra, radio o satélite. Los proyectos se orientan actualmente para implementar DNP sobre una capa física Ethernet.

La capa de transmisión de datos maneja la conexión lógica entre el remitente y el receptor de la información y pone a prueba las características de error del canal físico. DNP logra esto comenzando cada frame de transmisión de datos con una cabecera, e insertando un CRC de 16 bits cada 16 bytes del frame. Un frame es una porción de un mensaje completo comunicado sobre la capa física. La medida

máxima de un frame de transmisión de datos es 256 bytes. Cada frame tiene una dirección fuente de 16 bits y una dirección de destino también de 16 bits, las que pueden ser una dirección de difusión o broadcast (0xffff). La información del direccionamiento, junto con un código de inicio de 16 bits, la longitud del frame, y un byte de control de transmisión de datos se hallan en la cabecera (10 bytes) de transmisión de datos.

El byte de control de transmisión de datos indica el propósito del frame de transmisión de datos, y el estado de la conexión lógica. Los valores posibles del byte de control de transmisión de datos son: ACK, NACK, la conexión necesita resetear, la conexión ha sido reseteada, confirmación de solicitud de transmisión de datos del frame, solicitud de estado de conexión, y contestación de estado de conexión. Cuando se solicita una confirmación de transmisión de datos, el receptor debe responder con un frame ACK de transmisión de datos si el mismo es recibido y pasa los controles del CRC. Si una confirmación de la transmisión de datos no se solicita, no se requiere ninguna respuesta de la transmisión de datos.

Figura 4. Estructura de la trama de la capa de transmisión de datos.



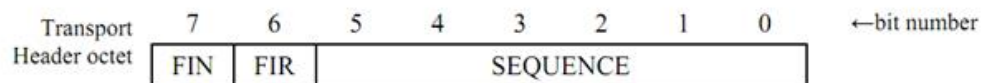
Fuente: [6]

- 2 bytes de inicio (start bytes), cuyo valor es fijo. 0x05 (valor en hexadecimal) para el primero y 0x64 para el segundo.

- 1 byte con el tamaño de la trama. Este valor no tiene en cuenta ni la cabecera, ni los CRC.
- 1 byte con el código de control, que permite fijar los servicios del nivel de enlace, el sentido del flujo, etc.
- 2 bytes con la dirección de destino, codificada en big-endian.
- 2 bytes con la dirección de origen, codificada en big-endian.
- 2 bytes de CRC.

La capa de pseudo-transporte divide mensajes de la capa de aplicación en múltiples frames de transmisión de datos. Para cada frame, inserta un código de función de 1 byte que indica si el frame de transmisión de datos es el primer frame del mensaje, el último frame del mensaje, o ambos (para mensajes singles). El código de función también incluye un número de secuencia del frame que se incrementa con cada uno y permite que la capa de transporte recipiente detecte frames perdidos.

Figura 5. Trama de la capa de pseudo-transporte.



Fuente: [6]

La capa de aplicación responde a mensajes completos recibidos (y arribados de la capa de transporte), y construye los mensajes basados en la necesidad o la disponibilidad de los datos del usuario. Una vez que se construyan los mensajes,

se pasan a la capa de pseudo-transporte donde se dividen en segmentos y se pasan a la capa de transmisión de datos y eventualmente comunicados sobre la capa física.

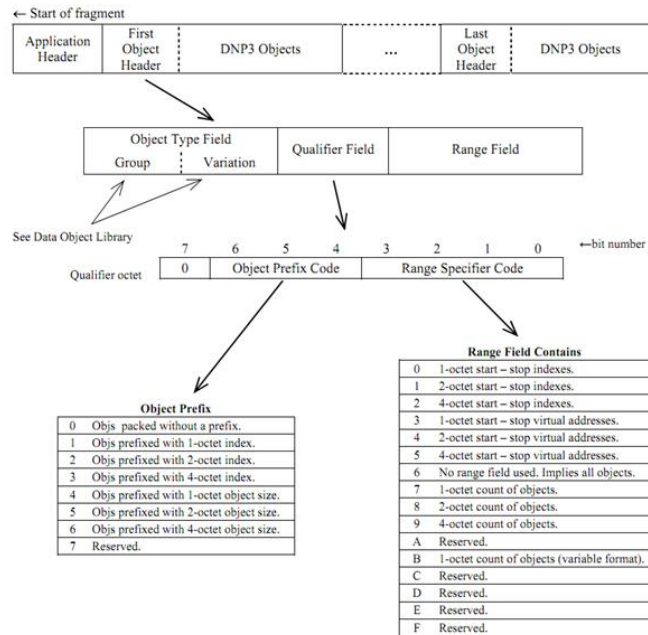
Cuando los datos a transmitir son demasiado grandes para un solo mensaje de la capa de aplicación, se pueden construir mensajes múltiples de la capa de aplicación y transmitirlos secuencialmente. Sin embargo, cada mensaje es un mensaje independiente de la capa de aplicación; existe una indicación de su asociación con el siguiente, en todos excepto en el último. Debido a esta posible fragmentación de los datos de aplicación, cada mensaje es referido como un fragmento, y un mensaje por ende puede ser un mensaje de un solo fragmento o un mensaje de múltiples fragmentos.

Los fragmentos de la capa de aplicación de las estaciones Master de DNP son típicamente solicitudes de operaciones sobre objetos de datos, y los fragmentos de la capa de aplicación de estaciones esclavas de DNP son típicamente respuestas a esas peticiones. Una estación esclava DNP puede también transmitir un mensaje sin una petición (una respuesta no solicitada).

Como en la capa de transmisión de datos, los fragmentos de la capa de aplicación se pueden enviar con una solicitud de confirmación. Una confirmación de la capa de aplicación indica que un mensaje no sólo ha sido recibido, sino también analizado sin error. (por otra parte, una confirmación de la capa de transmisión de datos, o ACK, indica solamente que se ha recibido el frame de la transmisión de datos y que pasó los controles de error del CRC.)

Cada fragmento de la capa de aplicación comienza con una cabecera seguida por una o más combinaciones de objetos de datos y objetos cabecera. La cabecera de la capa de aplicación contiene un código de control de la aplicación y un código de función de la aplicación. El código de control de la aplicación contiene una indicación de si el fragmento es parte de un mensaje multi-fragmento, una indicación de si una confirmación de la capa de aplicación es requerida por el

Figura 7. Estructura de la trama de la capa de aplicación.



Fuente: [6]

En DNP, los datos se ordenan en tipos de datos. Cada tipo de datos es un grupo objeto, incluyendo:

- Entradas de información binaria (valores de un solo bit sólo lectura).
- Salidas binarias (valores de un solo bit cuyo estado puede ser leído, o que puede ser pulsado o trabado directamente o a través de operaciones tipo sbo).
- Entradas de información analógicas (valores múltiple-dígito sólo lectura).
- Salida analógica (valor múltiple-dígito cuyo estado puede ser leído, o que puede ser controlado
- Directamente o a través de operaciones tipo sbo).
- Contadores.
- Hora y fecha.

- Objetos de transferencia de archivos.
- Etc.

Figura 8. Organización de la base de datos.

Table of Object Groups

Group Range	Object Group Description
0-9	Binary Input Objects
10-19	Binary Output Objects
20-29	Counter Objects
30-39	Analog Input Objects
40-49	Analog Output Objects
50-59	Time Objects
60-69	Class Objects
70-79	File Objects
80-89	Device Objects
90-99	Application Objects
100+	Alternate Numeric Objects

Fuente: [6]

Para cada grupo de objetos, o tipo de datos, existen uno o más puntos de referencia. Un punto de referencia es un único valor del tipo especificado por su grupo de objeto.

También dentro de cada grupo de objeto, existen variaciones. Una variación del grupo de objeto se utiliza típicamente para indicar un método diferente de especificar datos dentro del grupo de objeto. Por ejemplo, las variaciones de entradas de información analógicas permiten la transferencia de los datos como valores enteros con signo de 16 bits, de 32 bits, o como valores de 32-bit con coma flotante.

Según lo descrito arriba, un mensaje de la capa de aplicación puede contener múltiples cabeceras del objeto.

Una cabecera del objeto especifica un grupo de objeto, una variación del grupo de objeto, y un rango de puntos dentro de esa variación del grupo de objeto. Algunos códigos de función de la cabecera de la capa de aplicación indican que a cada cabecera del objeto siguen los datos del mismo; otros códigos de función indican que no hay datos del objeto en el mensaje – en su lugar, múltiples cabeceras del objeto, si existen, siguen contiguamente a cada una de las otras. Por ejemplo, un fragmento leído del mensaje de solicitud contiene solamente las cabeceras del objeto que describen los grupos de objeto, las variaciones, y los rangos de puntos que se solicitan leer y responder; un fragmento leído del mensaje de respuesta contiene cabeceras del objeto y los datos del objeto solicitado. DNP 3.0 permite que los object point ranges sean especificados en una variedad de maneras. Para petición de mensajes, los object point ranges pueden consistir en:

- Una petición para todos los puntos del grupo de objetos especificado.
- Una petición para un rango contiguo de puntos comenzando con un específico punto de partida y
- Terminando con un específico punto de llegada.
- Una petición para una máxima cantidad de puntos con una lista de puntos solicitados.

Para los mensajes de respuesta, los object point ranges consisten típicamente en un rango contiguo de puntos que comienzan con un punto de partida especificado y terminan con un punto de llegada especificado, o con una lista de puntos. Para los object point ranges de respuesta que consisten en una lista de puntos, un número de punto precede a cada objeto de datos. El número de puntos en la lista se especifica como parte del object point range.

Muchos de los grupos de objeto pueden corresponder, pero se separan, los grupos de objeto que contienen datos del cambio. Los datos del cambio representan solamente los puntos que han cambiado para un grupo de objeto específicamente correspondiente. Por ejemplo, el grupo número 1 de objeto representa las entradas de información binarias (consideradas los datos estáticos), y el grupo número 2 de objeto representa datos binarios con cambio de la entrada de información. Cuando un punto en el grupo de objeto 1 se detecta que ha cambiado, un acontecimiento de cambio en el grupo de objeto 2 para el mismo número del punto se crea. Incluye solamente los puntos que han cambiado en los mensajes de respuesta, esto permite mensajes más pequeños y eficientes.

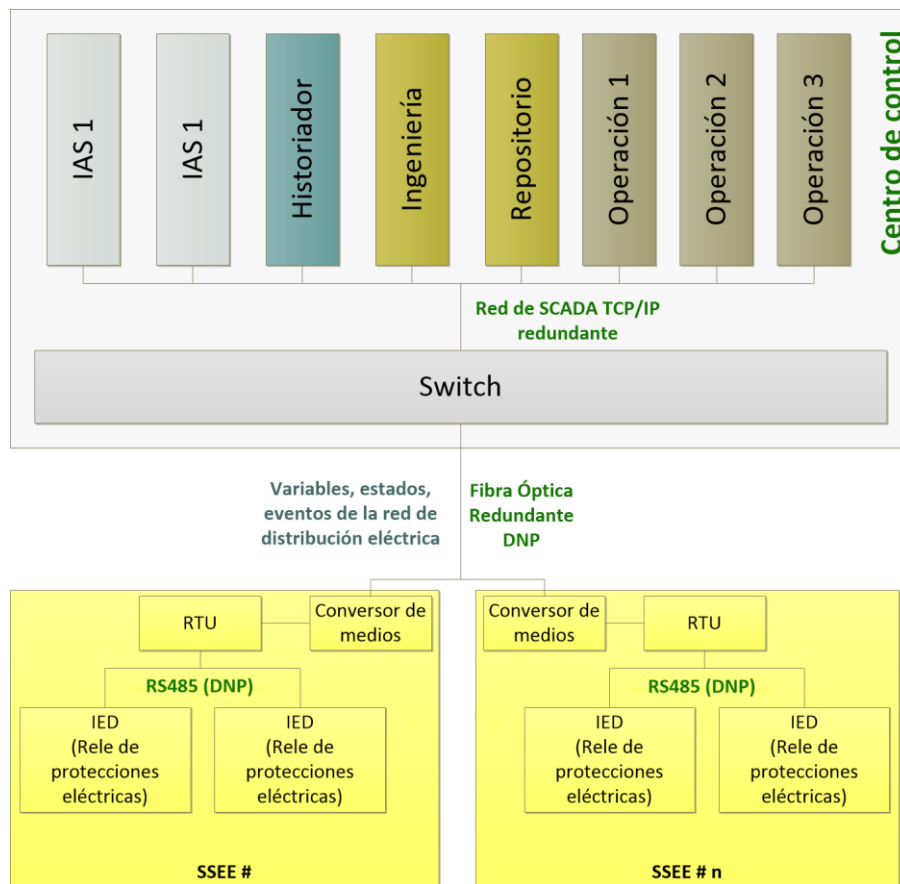
4.3. ARQUITECTURA DEL SCADA DE LA PLANTA

Las subestaciones de nuestra planta emplean para las funciones de medida, protección y control una serie de elementos basados en tecnología digital, cuya característica fundamental es que se trata de equipos comunicables, capaces de intercambiar señales, medidas y órdenes entre sí. Esto se logra a través de un controlador ubicado en cada subestación, con el que todos están comunicados en protocolo DNP 3.0. Este controlador es capaz de comunicar esta red inferior con otras redes compuestas, con todos los equipos comunicados entre sí por un SCADA central de donde se gestionan todas las subestaciones.

Con la misma filosofía se integrará la subestación 60 dentro del SCADA eléctrico. A continuación se describe el esquema general de automatización de las subestaciones de nuestra planta, los equipos, las conexiones y la configuración de comunicaciones de los IEDs para el protocolo DNP3.0, cabe anotar, que todos los relés que se mencionan en el presente proyecto y que integran los Switchgear de MT y BT, TAPCs y MCCs en MT y BT deben venir configurados para comunicar por DNP3.0 en su puerto serial.

En la figura 9 se muestra un esquema general de la automatización de las subestaciones que contiene nuestra planta.

Figura 9. Esquema general de automatización.

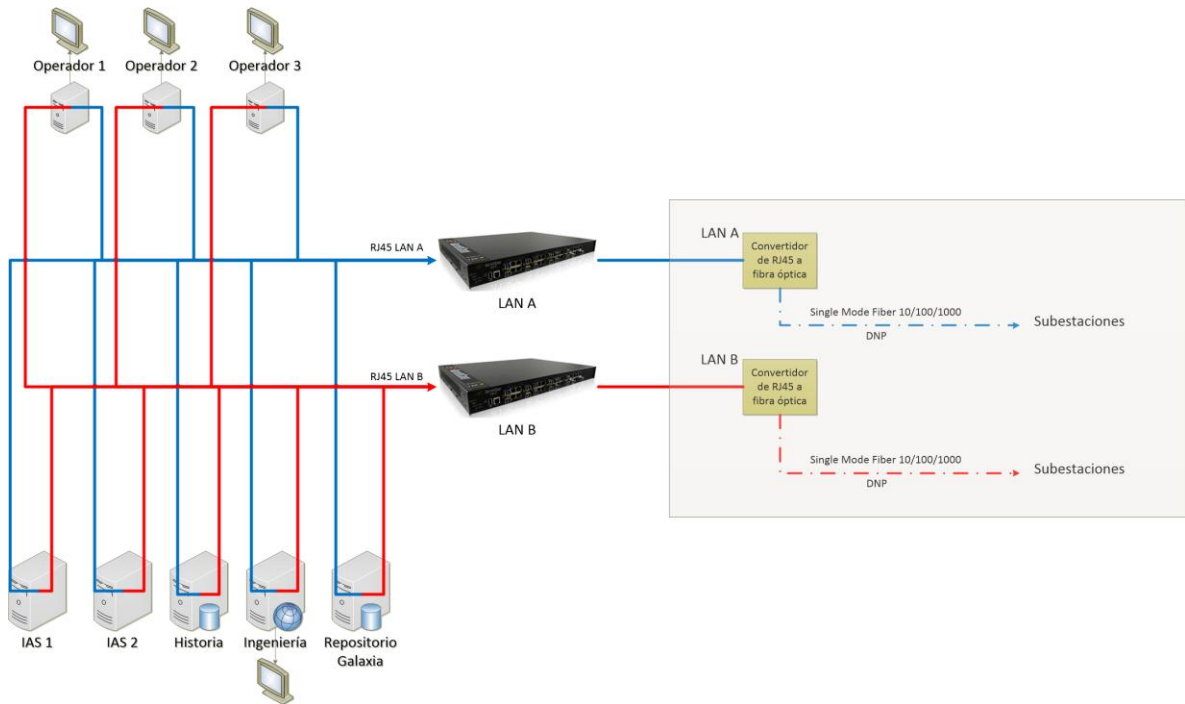


En el centro de control encontramos 8 servidores y 2 switches, los cuales cumplen las siguientes funciones:

- Servidores de aplicación: Se cuenta con 2 servidores de aplicación IAS1 y IAS2. Estos son los encargados de ejecutar las diferentes aplicaciones que conforman el sistema SCADA. Como función principal tiene la de recolectar la información de campo y servirla a las consolas de operación e ingeniería. El S.O. de cada servidor es Windows Server 2008.
- Consolas de operación: Se cuenta con 3 consolas de operación OP1, OP2 y OP3. Estos son los encargados de desplegar el SCADA (Intouch). El S.O. de cada consola es Windows Server 2008.
- Consola de ingeniería: La consola de ingeniería es en donde se pueden realizar las diferentes configuraciones de la plataforma, esta cuenta con un S.O. Windows Server 2008.
- Repositorio de la galaxia: Es el servidor en donde se almacena la galaxia, esta cuenta con un S.O. Windows Server 2008.
- Switches: Son 2 dispositivos de interconexión de redes informáticas que cuentan con puertos combinados para cable UTP y/o fibra.

En la figura 10 se muestra un esquema general de la arquitectura de comunicaciones en el centro de control.

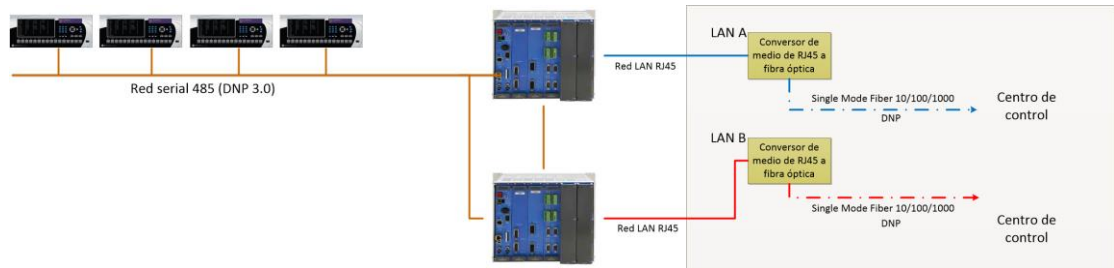
Figura 10. Arquitectura de comunicaciones en centro de control.



La arquitectura de comunicaciones dentro del centro de control, se soporta en una red basada en TCP/IP redundante en espina dorsal 1000BaseT. Las comunicaciones desde el centro de control hasta las subestaciones son en fibra óptica redundante en disposición estrella en protocolo DNP 3.0.

Cada subestación consta de 2 RTUs redundantes entre sí, 2 conversores de medios, y varias redes serial 485 (DNP3) en donde se comunican todos los IEDs con las RTUs. En la figura 11 se muestra la arquitectura dentro de una subestación.

Figura 11. Arquitectura dentro de una subestación.



Las RTUs son controladores que tienen la capacidad de monitorear un número de entradas y salidas digitales y variables análogas de todos los componentes de la subestación eléctrica, así como, analizar y mantener datos en tiempo real, ejecutar algoritmos de control programados por el usuario, comunicarse con la estación maestra y en algunos casos, con otras remotas, estas se comunican con los IEDs y con el centro de control en protocolo DNP 3.0.

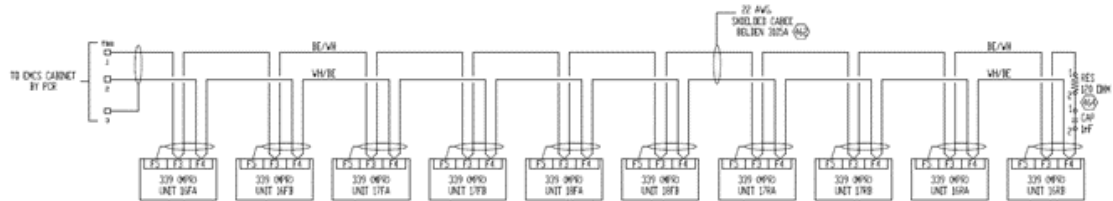
Los convertidores de medio convierten de Ethernet a fibra para dar la capacidad de establecer conexiones de equipos UTP Ethernet de cobre a través de un enlace de fibra óptica y aprovechar las ventajas de la fibra, entre las cuales se encuentran, la ampliación de los enlaces para cubrir distancias mayores mediante cable de fibra óptica, protección de datos frente al ruido y las interferencias, y preparación de la red para un futuro con capacidad de ancho de banda adicional. Las conexiones Ethernet de cobre presentan una limitación de transmisión de datos de tan sólo 100 metros cuando se utiliza cable UTP (par trenzado no blindado). Mediante el uso de una solución de conversión de Ethernet a fibra, ahora es posible utilizar cable de fibra óptica para ampliar este enlace y cubrir una mayor distancia.

Dentro de las subestaciones existen los siguientes tipos de conexiones: Por switchgear, TAPC o MCC, se existe una red serial 485 de 3 hilos (+, -, shield) en

forma bus, a la cual se encuentran conectados los IEDs (relés) a través de su puerto serial, por dicho puerto deben entender protocolo DNP3.0. Cada bus se conectará a las RTU SCD5200 en forma de canal. Se encuentran conexiones en fibra óptica o cable UTP según corresponda en los equipos dentro del tablero, para asegurar que la información que llega a las RTUs, se esté comunicando al SCADA eléctrico en forma redundante.

A manera de ilustración, en la figura 12, se muestra la conexión de una red serial DNP3.0, en un switchgear de ejemplo.

Figura 12. Red serial dentro de una subestación.



5. SELECCIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN Y EQUIPO DE COMUNICACIÓN

Los elementos de hardware que se especifican en este proyecto para instalación en la nueva subestación, están alineados a las especificaciones de los elementos utilizados en el sistema SCADA actual. Se sugiere además, que las referencias a instalar, coincidan con los modelos de los equipos ya instalados en las subestaciones existentes o sus respectivos reemplazos por obsolescencia; esto con el fin de garantizar la uniformidad de herramientas de configuración (Cables y software de configuración) de todo el sistema.

A partir de la información contenida en el capítulo 4, se listan a continuación los elementos requeridos que debe contener la nueva subestación. Ver tabla 4.

Tabla 4 Lista de elementos de hardware requeridos para incluir la S/E-60 en el sistema SCADA.

Elemento	Cantidad	Observaciones
Gabinete NEMA 12	1	
Unidad Terminal Remota	2	
Convertor de medio. RJ45 a Fibra óptica multi-modo	2	
Convertor de medio. RJ45 a fibra óptica mono-modo	2	
Switch de comunicación Capa 3	2	Existente y ubicado en centro de control principal
Servidores de Aplicación	2	Existente y ubicado en centro de control principal
Servidores de Operación	3	Existente y ubicado en centro de control principal
Servidores de Ingeniería	1	Existente y ubicado en centro de control principal

Servidor de Repositorio de Galaxia	1	Existente y ubicado en centro de control principal
Servidor de Historia	1	Existente y ubicado en centro de control principal
Relés de protección de Alimentador	16	
Relés de protección de motor	12	

5.1. GABINETE

Se requiere un (1) gabinete NEMA 12 800 x 800 x 2000 con acceso delantero y acceso trasero.

5.2. UNIDAD REMOTA

Como controlador se utilizará dos unidades terminales remotas con las siguientes especificaciones:

- Capacidad de operar en sistema redundante a través de red de fibras ópticas (optonet) entre las dos RTUs. Red anillo.
- Cada RTU debe tener un (1) Procesador con tarjeta de alimentación (18 a 160 VDC) incluida.
- Cada RTU deberá contar con capacidad de monitorear un número de entradas/salidas (I/O) digitales y análogas de todos los componentes de la subestación eléctrica, así como, analizar y mantener datos en tiempo real.
- Cada RTU deberá contar con capacidad para ejecutar algoritmos de control programados por el usuario.
- Cada RTU deberá incluir un (1) canal de comunicación por fibra óptica para comunicación hacia la estación maestra, configurable para protocolo DNP3.

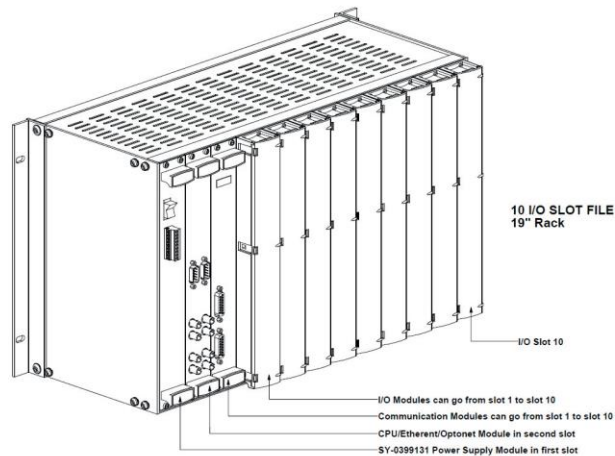
- Cada RTU deberá incluir una (1) tarjetas de comunicación serial RS-232/RS-485 con ocho (8) puertos configurables para protocolo DNP3.
- Tensión de alimentación 125 VDC.

Referencia sugerida: Controlador SCD5200 de marca Invensys compuesto por los elementos registrados en la tabla 5 y las figuras 13 y 14 muestran imágenes del modelo recomendado.

Tabla 5. Conjunto de referencias recomendadas para el conjunto controlador tipo RTU.

Elemento	Referencia	Cantidad
Chasis con espacio para 10 tarjetas.	SY-2003092	1
Tarjeta procesador/fuente (CPU) SCD5200	SY-0399152	2
Tarjeta de comunicación serial con 8 puertos SCD5200	SY-0399132	4
Espacio en blanco	SY-0399138	6

Figura 13. Organización de RTU en chasis con espacio para 10 tarjetas.



Fuente: [6]

Figura 14. Fotografía de RTU a instalar.



Fuente: Información suministrada por la compañía.

5.3. CONVERTORES DE MEDIO.

Los convertidores de medio Ethernet a fibra permiten establecer conexiones de equipos UTP Ethernet de cobre a través de un enlace de fibra óptica para aprovechar las ventajas de la fibra.

Se requiere un convertor de medio de Ethernet de cobre a fibra óptica con las siguientes especificaciones:

- Compatible con 802.3 Ethernet.
- Convertor de Ethernet estándar 100Base-T de par trenzado a estándar 100Base-SX de fibra óptica multi-modo.
- Un (1) puerto RJ45 para conexión de par trenzado Ethernet 100Base-T.
- Un (1) puerto de fibra óptica 100Base-SX.
- Tensión de alimentación 125 VDC.

Referencia sugerida: 3350HRT-H de GarrettCom. Ver figura 15.

Figura 15. Conversor de Medio Par trenzado 100Base-T a Fibra óptica 100Base-SX. 3350HRT-H de GarrettCom.



Fuente: [8]

Se requiere un switch conversor de medio de Ethernet de cobre a fibra óptica con las siguientes especificaciones:

- Compatible con 802.3 Ethernet.
- Un (1) puerto de fibra óptica 100 Mb.
- Dos (2) puertos de cobre 10/100.
- Tensión de alimentación 125 VDC.

Referencia sugerida: CS14PR-SLC de GarrettCom. Ver figura 16.

Figura 16. Switch conversor de medio CS14PR-SLC de GarrettCom.



Fuente: Información suministrada por la compañía.

5.4. SWITCHES

Los switches requeridos para conformar la red DNP3 ya se encuentran operativos en el sistema actual y cumplen las siguientes especificaciones:

- Switch Gigabit Ethernet administrable para uso industrial “heavy-duty”, Ambientes hostiles.
- Provisto de mínimo dieciséis (16) puertos Gigabit, todos con SFPs incorporados que permita operar con conectividad 10/100/1000 RJ-45 o fibra óptica SFPs.
- Software Layer 3.
- Fuente de alimentación interna redundante.
- Tensión de alimentación 125 VDC.

Referencia instalada: 12KX-2H de GarrettCom. Ver figura 17.

Figura 17. Switch capa 3. 12KX-2H de GarrettCom.



Fuente: [9]

Adicionalmente, para la conexión de las RTUs a switch existente se requiere agregar dos (2) transceiver magnum 100MB SFP12KX (943-946-001), estos son

para adaptar la conexión de fibra óptica a los switches 12KX Garretcom. Ver figura 18.

Figura 18. Transceiver magnun 100MB SFP12KX (943-946-001).



Fuente: [9]

5.5. SERVIDORES

Los servidores requeridos para conformar el sistema SCADA Eléctrico ya se encuentran operativos en el sistema actual y cada uno cumple las siguientes especificaciones:

- Dos (2) procesadores Intel® Xeon™ a 3.0GHz/2MB Cache, 800MHz FSB.
- Dos (2) discos duros de 500GB, SAS, 1IN, 10K RPM, en configuración RAID 5.
- Un (1) controlador RAID 5 embebido (ROMB) CERC RAID 5 de 6 canales.
- Un (1) adaptador de red Gigabit para cobre 3X Intel Pro 1000 MT.
- Una (1) unidad 24X IDE CD-RW/DVD ROM Drive para servidores Power Edge.
- Una (1) licencia de Sistema operativo Windows Server 2008 (Standard or Enterprise).
- Tensión de alimentación - 100-240 V ac, 50 to 60 Hz, auto ranging.

- Los tres (3) servidores de operación y el servidor de ingeniería requieren cada uno, un (1) monitor LED 4K de 24”.

Referencia instalada: Power Edge R720 de DEL.

5.6. RELÉS DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADOR

Los relés de protección de alimentador deben cumplir las siguientes especificaciones:

- Relé de protección inteligente habilitado para protección por sobre-corriente de circuitos alimentadores de media y baja tensión.
- Entradas de corriente trifásica de 5A.
- Entrada de corriente de tierra de 5A.
- Entrada para medición de voltaje y habilitado para protección por voltaje.
- Puerto de comunicación serial RS-485 de 2 hilos, configurable para protocolo DNP3, ubicado en la parte posterior del relé.
- Puerto de configuración USB ubicado en la parte frontal del relé.
- Tensión de alimentación de 125 VDC.

Referencia instalada: SR 350-EP5G5HEMCP2EDH de GE Miltilin. Ver figura 19.

Figura 19. Relé de protección General Electric Referencia SR 350.



Fuente: [10]

5.7. RELÉS DE PROTECCIÓN DE MOTOR

Los relés de protección de motor deben cumplir las siguientes especificaciones:

- Relé de protección inteligente habilitado para protección de motor.
- Entradas de corriente trifásica de 5A.
- Entrada de corriente de tierra de 5A.
- Entrada para medición de voltaje y habilitado para protección por voltaje.
- Puerto de comunicación serial RS-485 de 2 hilos, configurable para protocolo DNP3, ubicado en la parte posterior del relé.
- Puerto de configuración USB ubicado en la parte frontal del relé.
- Tensión de alimentación de 125 VDC.

Referencia sugerida: SR 339-EP5G5HESNP2EDH de GE Miltilin. Ver figura 20.

Figura 20. Relé de protección General Electric Referencia SR 339.



Fuente: [11]

6. CONFIGURACIÓN DE LA RED DE COMUNICACIÓN

6.1. CONFIGURACIÓN DE PUNTOS DNP3.0 EN LOS IEDS PARA LA INTEGRACIÓN CON RTU

Para la comunicación con el SCADA eléctrico, en los IEDs para protección de motor (339) y de circuito (350), se debe configurar los puntos que se indica en las figuras 21 y 22.

Para los circuitos alimentadores es necesario configurar las siguientes señales:

- Señales DI: interruptor abierto, interruptor cerrado, interruptor extraído, alarma general, disparo general, entre otras.
- Señales DO: comando de cierre, comando de apertura.
- Señales AI: medidas de corrientes por fase, por tierra y por neutro, medidas de voltaje por fase, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente y factor de potencia.

Para los circuitos alimentadores es necesario configurar las siguientes señales:

- Señales DI: interruptor abierto, interruptor cerrado, alarma general, disparo general, alarmas por temperatura medidas por RTD's, entre otras.
- Señales DO: comando de cierre, comando de apertura.
- Señales AI: medidas de corrientes por fase, por tierra y por neutro, medidas de voltaje por fase, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente y factor de potencia.

Figura 21. Perfil de comunicaciones DNP IED GE-339.

SEÑAL	DESCRIPCIÓN	TIPO DE SEÑAL (AI, DI, DO, ACCUM)	DNP OBJECT	VARIATION	DNP INDEX	PARAMETER
Relay_MCC Alarm	Relay_4.16kV MCC Common Alarm	D.I	1	2	0	Trip Status 1
Relay_PCS ON/OFF	Relay_4.16kV PCS ON/OFF Status	D.I	1	2	1	C.Input 3
Relay_Run Status	Relay_4.16kV Run Status	D.I	1	2	2	C.Input 1
Relay_MPR Relay Alm	Relay_4.16kV MPR Relay Alm	D.I	1	2	3	Alarm Status 1
Relay_CB Open	Relay_4.16kV Motor C. B. Open	D.I	1	2	4	Br. Status Open
Relay_CB Closed	Relay_4.16kV Motor C.B. Closed	D.I	1	2	5	Br. Status Closed
Relay_MTR Wind Alm	Relay_4.16kV PCS Motor Winding High Temp	D.I.	1	2	6	C.Input 9
Relay_VAHH Alm	Relay_4.16kV PCS Vibration Alarm/Trip	D.I.	1	2	7	C.Input 5
Relay_LAL Alm	Relay_4.16kV PCS Low level Alarm/Trip	D.I.	1	2	8	C.Input 6
Relay_RTD 1 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 1 Alarm	D.I.	1	2	9	T. Alarm OP
Relay_RTD 2 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 2 Alarm	D.I.	1	2	10	T. Alarm OP
Relay_RTD 3 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 3 Alarm	D.I.	1	2	11	T. Alarm OP
Relay_RTD 4 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 4 Alarm	D.I.	1	2	12	T. Alarm OP
Relay_RTD 5 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 5 Alarm	D.I.	1	2	13	T. Alarm OP
Relay_RTD 6 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 6 Alarm	D.I.	1	2	14	T. Alarm OP
Relay_RTD 7 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 7 Alarm	D.I.	1	2	15	T. Alarm OP
Relay_RTD 8 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 8 Alarm	D.I.	1	2	16	T. Alarm OP
Relay_RTD 9 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 9 Alarm	D.I.	1	2	17	T. Alarm OP
Relay_RTD 10 Alarm	Relay_4.16kV Motor Winding Temp RTD 10 Alarm	D.I.	1	2	18	T. Alarm OP
Relay_Phase A Curr	Relay_4.16kV Motor Phase A Current (A)	A.I.	30	0	0	Phase A Curr.
Relay_Phase B Curr	Relay_4.16kV Motor Phase B Current (A)	A.I.	30	0	1	Phase B Curr.
Relay_Phase C Curr	Relay_4.16kV Motor Phase C Current (A)	A.I.	30	0	2	Phase C Curr.
Relay_Neutral Curr	Relay_4.16kV Motor Neutral Current (A)	A.I.	30	0	3	Neutral Curr.
Relay_Ground Curr	Relay_4.16kV Motor Ground Current (A)	A.I.	30	0	4	Ground Curr.
Relay_Phase A Vol	Relay_4.16kV Motor Phase A Voltage (V)	A.I.	30	0	5	Vab
Relay_Phase B Vol	Relay_4.16kV Motor Phase B Voltage (V)	A.I.	30	0	6	Vbc
Relay_Phase C Vol	Relay_4.16kV Motor Phase C Voltage (V)	A.I.	30	0	7	Vca
Relay_PF	Relay_4.16kV Motor Power Factor	A.I.	30	0	8	Power Factor
Relay_P	Relay_4.16kV Motor Active Power	A.I.	30	0	9	Real Power (KW)
Relay_Q	Relay_4.16kV Motor Reactive Power	A.I.	30	0	10	Reactive Power (kvar)
Relay_AE	Relay_4.16kV Motor Active Energy	A.I.	30	0	11	Positive Watthours
Relay_RE	Relay_4.16kV Motor Reactive Energy	A.I.	30	0	12	Positive Varhours
Relay_S	Relay_4.16kV Motor Apparent Power	A.I.	30	0	13	Apparent Power
Relay_PCS Stop	Relay_4.16kV PCS Stop Command	D.O.	12	4	0	V.Input 1 On
Relay_PCS Start	Relay_4.16kV PCS Start Command	D.O.	12	4	1	V.Input 2 On
Relay_PCS Restart	Relay_4.16kV PCS restart	D.O.	12	4	2	V.Input 3 On

Figura 22. Perfil de comunicaciones DNP IED GE-350.

SEÑAL	DESCRIPCIÓN	TIPO DE SEÑAL (AI, DI, DO, ACCUM)	DNP OBJECT	VARIATION	DNP INDEX	PARAMETER
Relay_CB Open	Relay_4.16kV Feeder Relay C. B. Status Open	D.I	1	2	0	C.Input 1 Off
Relay_CB Closed	Relay_4.16kV Feeder Relay C.B. Status Closed	D.I	1	2	1	C.Input 1 On
Relay_CB draw-out	Relay_4.16kV Feeder Relay C.B. Drawn-Out Position	D.I	1	2	2	C.Input 2 On
Relay_Aux Alarm	Relay_4.16kV Feeder Relay Trip R1 Coil OPEN	D.I	1	2	3	R1 Coil M. Alarm
Relay_Pre-Alarm	Relay_4.16kV Feeder Relay Any Alarm	D.I	1	2	4	Any Alarm
Relay_Relays Fault	Relay_4.16kV Feeder Relay Any Trip	D.I	1	2	5	Any Trip
Relay_TT Sent	Relay_4.16kV Feeder Relay Transfer Trip signal sent	D.I	1	2	6	Logic Element 6 Op
Relay_TT Receive	Relay_4.16kV Feeder Relay Transfer Trip signal received	D.I	1	2	7	Logic Element 3 Op
Relay_Spare_1	Relay_4.16kV Feeder Relay Spare Signal_01	D.I.	1	2	8	C.Input 4 On
Relay_Phase A Curr	Relay_4.16kV Feeder Relay Phase A Current (A)	A.I.	30	0	0	Phase A Curr.
Relay_Phase B Curr	Relay_4.16kV Feeder Relay Phase B Current (A)	A.I.	30	0	1	Phase B Curr.
Relay_Phase C Curr	Relay_4.16kV Feeder Relay Phase C Current (A)	A.I.	30	0	2	Phase C Curr.
Relay_Neutral Curr	Relay_4.16kV Feeder Relay Neutral Current (A)	A.I.	30	0	3	Neutral Curr.
Relay_Ground Curr	Relay_4.16kV Feeder Relay Ground Current (A)	A.I.	30	0	4	Ground Curr.
Relay_Phase A-B Vol	Relay_4.16kV Feeder Relay Phase A-B Voltage (V)	A.I.	30	0	5	Vab
Relay_Phase B-C Vol	Relay_4.16kV Feeder Relay Phase B-C Voltage (V)	A.I.	30	0	6	Vbc
Relay_Phase C-A Vol	Relay_4.16kV Feeder Relay Phase C-A Voltage (V)	A.I.	30	0	7	Vca
Relay_PF	Relay_4.16kV Feeder Relay Power factor	A.I.	30	0	8	Power Factor
Relay_P	Relay_4.16kV Feeder Relay Active Power	A.I.	30	0	9	Real Power (KW)
Relay_Q	Relay_4.16kV Feeder Relay Reactive Power	A.I.	30	0	10	Reactive Power (kvar)
Relay_AE	Relay_4.16kV Feeder Relay Active Energy	A.I.	30	0	11	Positive Varhours
Relay_RE	Relay_4.16kV Feeder Relay Reactive Energy	A.I.	30	0	12	Positive Varhours
Relay_S	Relay_4.16kV Feeder Relay Apparent Power	A.I.	30	0	13	Apparent Power
Relay_CB Closing	Relay_4.16kV Feeder Relay C.B. Closing Command	D.O.	12	4	0	FC: Close Breaker
Relay_CB Opening	Relay_4.16kV Feeder Relay C.B. Opening Command	D.O.	12	4	1	FC: Open Breaker
Relay_CB_DO_1	Relay_4.16kV Feeder Relay C.B. DO spare signal 01	D.O.	12	4	2	V.Input 1 On

Para configurar el protocolo DNP en los IEDs GE-339, se utiliza el software Enervista SR3. Se establece comunicación con el relé y en el menú Setpoints – Communications – DNP Protocol se ajusta los parámetros mostrados en las ventanas de las figuras 23, 24 y 25. En el ajuste DNP Address se debe colocar la dirección DNP asignada al relé en cuestión.

Figura 23. Configuración DNP General GE-339.

SETTING	PARAMETER
DNP Address	6
DNP TCP/UDP Port Number	20000
DNP General Channel 1 Port	None
DNP General Channel 2 Port	None
DNP Time Sync IIN Period	3 min
DNP Message Fragment Size	240
DNP TCP Connection Timeout	120 s

Figura 24. Configuración DNP Unsolicited Response GE-339.







 Save  Restore  Default	
SETTING	PARAMETER
DNP Unsolicited Response Function	Disabled
DNP Unsolicited Response Timeout	5 s
DNP Unsolicited Response Max Retries	10
DNP Unsolicited Response Dest Addr	1

Figura 25. Configuración DNP Default Variation GE-339.

 Save  Restore  Default	
SETTING	PARAMETER
DNP Object 1	2
DNP Object 2	2
DNP Object 20	1
DNP Object 21	1
DNP Object 22	1
DNP Object 23	1
DNP Object 30	1
DNP Object 32	1

Para agregar en los IEDs GE-339, el listado de puntos mencionados en la figura 21, se configura los parámetros del menú Setpoints – Communications – DNP Protocol – DNP Points List, como se muestra en las figuras 26, 27 y 28.

Figura 26. Configuración de Binary Inputs GE-339.




 Save  Restore  Default	
SETTING	PARAMETER
Binary Input Point 0 Entry	Any Alarm
Binary Input Point 1 Entry	Contact Input 3 On
Binary Input Point 2 Entry	Contact Input 1 On
Binary Input Point 3 Entry	Logic Element 16 OP
Binary Input Point 4 Entry	Contact Input 2 On
Binary Input Point 5 Entry	Contact Input 1 On
Binary Input Point 6 Entry	Remote Input 32 On
Binary Input Point 7 Entry	Remote Input 32 On
Binary Input Point 8 Entry	Remote Input 32 On
Binary Input Point 9 Entry	RTD 1 Alarm OP
Binary Input Point 10 Entry	RTD 2 Alarm OP
Binary Input Point 11 Entry	RTD 3 Alarm OP
Binary Input Point 12 Entry	RTD 4 Alarm OP
Binary Input Point 13 Entry	RTD 5 Alarm OP
Binary Input Point 14 Entry	RTD 6 Alarm OP
Binary Input Point 15 Entry	RTD 7 Alarm OP
Binary Input Point 16 Entry	RTD 8 Alarm OP
Binary Input Point 17 Entry	RTD 9 Alarm OP
Binary Input Point 18 Entry	RTD 10 Alarm OP
Binary Input Point 19 Entry	Logic Element 4 OP
Binary Input Point 20 Entry	Off
Binary Input Point 21 Entry	Off
Binary Input Point 22 Entry	Off

Figura 27. Configuración de Analog Inputs GE-339.




 Save  Restore  Default	
SETTING	PARAMETER
Analog Input Point 0 Entry	Phase A Current
Analog Input Point 0 Scale Factor	/1
Analog Input Point 0 Deadband	2
Analog Input Point 1 Entry	Phase B Current
Analog Input Point 1 Scale Factor	/1
Analog Input Point 1 Deadband	2
Analog Input Point 2 Entry	Phase C Current
Analog Input Point 2 Scale Factor	/1
Analog Input Point 2 Deadband	2
Analog Input Point 3 Entry	Neutral Current
Analog Input Point 3 Scale Factor	/1
Analog Input Point 3 Deadband	1
Analog Input Point 4 Entry	Ground Current
Analog Input Point 4 Scale Factor	/1
Analog Input Point 4 Deadband	1
Analog Input Point 5 Entry	Vab
Analog Input Point 5 Scale Factor	/1
Analog Input Point 5 Deadband	208
Analog Input Point 6 Entry	Vbc
Analog Input Point 6 Scale Factor	/1
Analog Input Point 6 Deadband	208
Analog Input Point 7 Entry	Vca
Analog Input Point 7 Scale Factor	/1
Analog Input Point 7 Deadband	208
Analog Input Point 8 Entry	Power Factor
Analog Input Point 8 Scale Factor	/0.01
Analog Input Point 8 Deadband	5
Analog Input Point 9 Entry	Real Power (kW)
Analog Input Point 9 Scale Factor	/1
Analog Input Point 9 Deadband	14
Analog Input Point 10 Entry	Reactive Power (kvar)
Analog Input Point 10 Scale Factor	/1
Analog Input Point 10 Deadband	14
Analog Input Point 11 Entry	Positive Watthours
Analog Input Point 11 Scale Factor	/1
Analog Input Point 11 Deadband	14
Analog Input Point 12 Entry	Positive Varhours
Analog Input Point 12 Scale Factor	/1
Analog Input Point 12 Deadband	14
Analog Input Point 13 Entry	Apparent Power (kVA)
Analog Input Point 13 Scale Factor	/1
Analog Input Point 13 Deadband	14
Analog Input Point 14 Entry	Disabled

Figura 28. Configuración de Binary Outputs GE-339.

SETTING	PARAMETER
Binary Output Point 0 ON Oper	Virtual Input 1
Binary Output Point 0 OFF Oper	Virtual Input 1
Binary Output Point 1 ON Oper	Virtual Input 2
Binary Output Point 1 OFF Oper	Virtual Input 2
Binary Output Point 2 ON Oper	Virtual Input 3
Binary Output Point 2 OFF Oper	Virtual Input 3
Binary Output Point 3 ON Oper	Off
Binary Output Point 3 OFF Oper	Off
Binary Output Point 4 ON Oper	Off
Binary Output Point 4 OFF Oper	Off
Binary Output Point 5 ON Oper	Off
Binary Output Point 5 OFF Oper	Off
Binary Output Point 6 ON Oper	Off
Binary Output Point 6 OFF Oper	Off
Binary Output Point 7 ON Oper	Off
Binary Output Point 7 OFF Oper	Off

Para configurar el protocolo DNP en los IEDs GE-350, se utiliza el software Enervista SR3. Se establece comunicación con el relé y en el menú Setpoints – Communications – DNP Protocol se ajusta los parámetros mostrados en las ventanas de las figuras 29, 30 y 31. En el ajuste DNP Address se debe colocar la dirección DNP asignada al relé en cuestión.

Figura 29. Configuración DNP General GE-350.

SETTING	PARAMETER
DNP Address	5
DNP TCP/UDP Port Number	20000
DNP General Channel 1 Port	None
DNP General Channel 2 Port	None
DNP Time Sync IIN Period	3 min
DNP Message Fragment Size	240
DNP TCP Connection Timeout	120 s

Figura 30. Configuración DNP Unsolicited Response GE-350.







 Save  Restore  Default		
SETTING	PARAMETER	
DNP Unsolicited Response Function	Disabled	
DNP Unsolicited Response Timeout	5 s	
DNP Unsolicited Response Max Retries	10	
DNP Unsolicited Response Dest. Addr	1	

Figura 31. Configuración DNP Default Variation GE-350.

 Save  Restore  Default		
SETTING	PARAMETER	
DNP Object 1	2	
DNP Object 2	2	
DNP Object 20	1	
DNP Object 21	1	
DNP Object 22	1	
DNP Object 23	1	
DNP Object 30	1	
DNP Object 32	1	

Para agregar en los IEDs GE-350, el listado de puntos mencionados en la figura 22, se configura los parámetros del menú Setpoints – Communications – DNP Protocol – DNP Points List, como se muestra en las figuras 32, 33 y 34.

Figura 32. Configuración de Binary Inputs GE-350.

Save Restore Default	
SETTING	PARAMETER
Binary Input Point 0 Entry	Contact Input 1 Off
Binary Input Point 1 Entry	Contact Input 1 On
Binary Input Point 2 Entry	Contact Input 2 On
Binary Input Point 3 Entry	R1 Coil Monitor Alarm OP
Binary Input Point 4 Entry	Any Alarm
Binary Input Point 5 Entry	Any Trip
Binary Input Point 6 Entry	Logic Element 6 OP
Binary Input Point 7 Entry	Logic Element 3 OP
Binary Input Point 8 Entry	Remote Input 32 On
Binary Input Point 9 Entry	Logic Element 4 OP
Binary Input Point 10 Entry	Off
Binary Input Point 11 Entry	Off
Binary Input Point 12 Entry	Off
Binary Input Point 13 Entry	Off
Binary Input Point 14 Entry	Off
Binary Input Point 15 Entry	Off

Figura 33. Configuración de Analog Inputs GE-350.

Save Restore Default	
SETTING	PARAMETER
Analog Input Point 0 Entry	Phase A Current
Analog Input Point 0 Scale Factor	/1
Analog Input Point 0 Deadband	1
Analog Input Point 1 Entry	Phase B Current
Analog Input Point 1 Scale Factor	/1
Analog Input Point 1 Deadband	1
Analog Input Point 2 Entry	Phase C Current
Analog Input Point 2 Scale Factor	/1
Analog Input Point 2 Deadband	1
Analog Input Point 3 Entry	Neutral Current
Analog Input Point 3 Scale Factor	/1
Analog Input Point 3 Deadband	1
Analog Input Point 4 Entry	Ground Current
Analog Input Point 4 Scale Factor	/1
Analog Input Point 4 Deadband	1
Analog Input Point 5 Entry	Vab
Analog Input Point 5 Scale Factor	/1
Analog Input Point 5 Deadband	1
Analog Input Point 6 Entry	Vbc
Analog Input Point 6 Scale Factor	/1
Analog Input Point 6 Deadband	1
Analog Input Point 7 Entry	Vca
Analog Input Point 7 Scale Factor	/1
Analog Input Point 7 Deadband	1
Analog Input Point 8 Entry	Power Factor
Analog Input Point 8 Scale Factor	/0.01
Analog Input Point 8 Deadband	1
Analog Input Point 9 Entry	Real Power (kW)
Analog Input Point 9 Scale Factor	/1
Analog Input Point 9 Deadband	1
Analog Input Point 10 Entry	Reactive Power (kvar)
Analog Input Point 10 Scale Factor	/1
Analog Input Point 10 Deadband	1
Analog Input Point 11 Entry	Positive Watthours
Analog Input Point 11 Scale Factor	/1
Analog Input Point 11 Deadband	1
Analog Input Point 12 Entry	Positive Varhours
Analog Input Point 12 Scale Factor	/1
Analog Input Point 12 Deadband	1
Analog Input Point 13 Entry	Apparent Power (kVA)
Analog Input Point 13 Scale Factor	/1
Analog Input Point 13 Deadband	1
Analog Input Point 14 Entry	Disabled
Analog Input Point 15 Entry	Disabled
Analog Input Point 16 Entry	Disabled

Figura 34. Configuración de Binary Outputs GE-350.

<input type="button" value="Save"/> <input type="button" value="Restore"/> <input type="button" value="Default"/>	
SETTING	PARAMETER
Binary Output Point 0 ON Oper	Virtual Input 1
Binary Output Point 0 OFF Oper	Virtual Input 1
Binary Output Point 1 ON Oper	Virtual Input 2
Binary Output Point 1 OFF Oper	Virtual Input 2
Binary Output Point 2 ON Oper	Virtual Input 3
Binary Output Point 2 OFF Oper	Virtual Input 3
Binary Output Point 3 ON Oper	Off
Binary Output Point 3 OFF Oper	Off
Binary Output Point 4 ON Oper	Off
Binary Output Point 4 OFF Oper	Off
Binary Output Point 5 ON Oper	Off
Binary Output Point 5 OFF Oper	Off
Binary Output Point 6 ON Oper	Off
Binary Output Point 6 OFF Oper	Off
Binary Output Point 7 ON Oper	Off
Binary Output Point 7 OFF Oper	Off

6.2. CONFIGURACIÓN DE PUNTOS DNP3.0 EN LAS RTU's PARA LA INTEGRACIÓN CON SCADA

Para establecer comunicación entre el SCADA eléctrico y las RTU's SCD5200, se utiliza el software System Configurator para configurar los puntos DNP en las RTU's. Ver los listados de puntos DNP en las figuras 35 hasta la 39.

Figura 35. : Vista de árbol en System Configurator de RTUs de la SE-60.

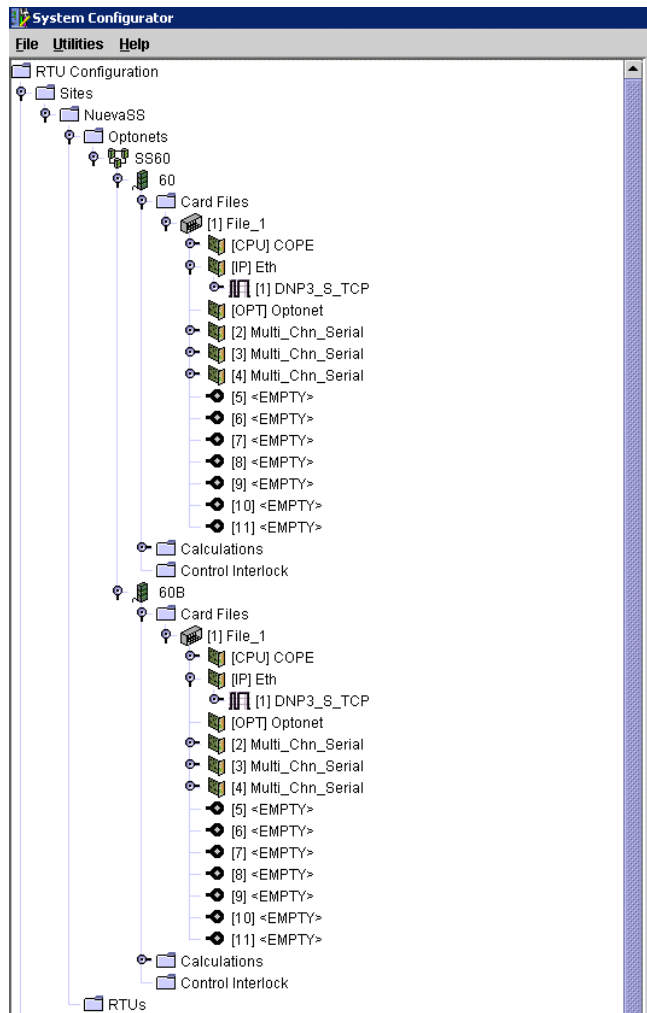


Figura 36. Lista de los IEDs configurados en System Configurator de RTUs de la SE-60.

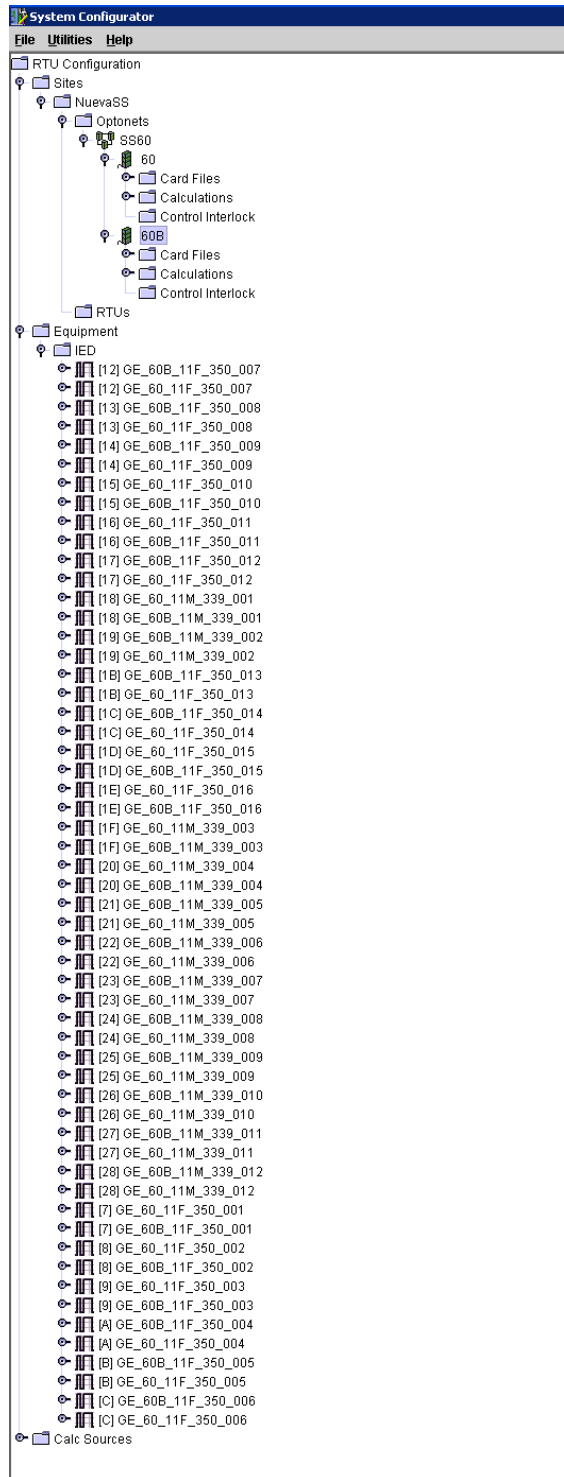


Figura 37. Lista de puntos DI en System Configurator de RTUs de la SE-60.

Index	Point Name	Class	Static Variation	Event Variation
0	RTUA_PRIMARY	Class 1	Without flags	With time
1	RTUB_PRIMARY	Class 1	Without flags	With time
2	RTUA_CtrlLocal	Class 1	Without flags	With time
1039	S60_11F_350_001_CBOpen	Class 1	With flags	With time
1040	S60_11F_350_001_CBClosed	Class 1	With flags	With time
1041	S60_11F_350_001_AimDraw	Class 1	With flags	With time
1042	S60_11F_350_001_AimAux	Class 1	With flags	With time
1043	S60_11F_350_001_AimProtection	Class 1	With flags	With time
1044	S60_11F_350_001_AimRelayFault	Class 1	With flags	With time
1045	S60_11F_350_001_TTSent	Class 1	With flags	With time
1046	S60_11F_350_001_TTReceive	Class 1	With flags	With time
1047	S60_11F_350_001_SigDI1	Class 1	With flags	With time
1048	S60_11F_350_002_CBOpen	Class 1	With flags	With time
1049	S60_11F_350_002_CBClosed	Class 1	With flags	With time
1050	S60_11F_350_002_AimDraw	Class 1	With flags	With time
1051	S60_11F_350_002_AimAux	Class 1	With flags	With time
1052	S60_11F_350_002_AimProtection	Class 1	With flags	With time
1053	S60_11F_350_002_AimRelayFault	Class 1	With flags	With time
1054	S60_11F_350_002_TTSent	Class 1	With flags	With time
1055	S60_11F_350_002_TTReceive	Class 1	With flags	With time
1056	S60_11F_350_002_SigDI1	Class 1	With flags	With time
1057	S60_11F_350_003_CBOpen	Class 1	With flags	With time
1058	S60_11F_350_003_CBClosed	Class 1	With flags	With time
1059	S60_11F_350_003_AimDraw	Class 1	With flags	With time
1060	S60_11F_350_003_AimAux	Class 1	With flags	With time
1061	S60_11F_350_003_AimProtection	Class 1	With flags	With time
1062	S60_11F_350_003_AimRelayFault	Class 1	With flags	With time
1063	S60_11F_350_003_TTSent	Class 1	With flags	With time
1064	S60_11F_350_003_TTReceive	Class 1	With flags	With time
1065	S60_11F_350_003_SigDI1	Class 1	With flags	With time
1066	S60_11F_350_004_CBOpen	Class 1	With flags	With time
1067	S60_11F_350_004_CBClosed	Class 1	With flags	With time
1068	S60_11F_350_004_AimDraw	Class 1	With flags	With time
1069	S60_11F_350_004_AimAux	Class 1	With flags	With time
1070	S60_11F_350_004_AimProtection	Class 1	With flags	With time
1071	S60_11F_350_004_AimRelayFault	Class 1	With flags	With time
1072	S60_11F_350_004_TTSent	Class 1	With flags	With time
1073	S60_11F_350_004_TTReceive	Class 1	With flags	With time
1074	S60_11F_350_004_SigDI1	Class 1	With flags	With time
1075	S60_11F_350_005_CBOpen	Class 1	With flags	With time
1076	S60_11F_350_005_CBClosed	Class 1	With flags	With time
1077	S60_11F_350_005_AimDraw	Class 1	With flags	With time
1078	S60_11F_350_005_AimAux	Class 1	With flags	With time
1079	S60_11F_350_005_AimProtection	Class 1	With flags	With time
1080	S60_11F_350_005_AimRelayFault	Class 1	With flags	With time
1081	S60_11F_350_005_TTSent	Class 1	With flags	With time
1082	S60_11F_350_005_TTReceive	Class 1	With flags	With time
1083	S60_11F_350_005_SigDI1	Class 1	With flags	With time
1084	S60_11F_350_006_CBOpen	Class 1	With flags	With time
1085	S60_11F_350_006_CBClosed	Class 1	With flags	With time
1086	S60_11F_350_006_AimDraw	Class 1	With flags	With time
1087	S60_11F_350_006_AimAux	Class 1	With flags	With time
1088	S60_11F_350_006_AimProtection	Class 1	With flags	With time
1089	S60_11F_350_006_AimRelayFault	Class 1	With flags	With time
1090	S60_11F_350_006_TTSent	Class 1	With flags	With time
1091	S60_11F_350_006_TTReceive	Class 1	With flags	With time
1092	S60_11F_350_006_SigDI1	Class 1	With flags	With time
1093	S60_11F_350_007_CBOpen	Class 1	With flags	With time
1094	S60_11F_350_007_CBClosed	Class 1	With flags	With time
1095	S60_11F_350_007_AimDraw	Class 1	With flags	With time
1096	S60_11F_350_007_AimAux	Class 1	With flags	With time
1097	S60_11F_350_007_AimProtection	Class 1	With flags	With time
1098	S60_11F_350_007_AimRelayFault	Class 1	With flags	With time
1099	S60_11F_350_007_TTSent	Class 1	With flags	With time
1100	S60_11F_350_007_TTReceive	Class 1	With flags	With time
1101	S60_11F_350_007_SigDI1	Class 1	With flags	With time

Figura 38. Lista de puntos AI en System Configurator de RTUs de la SE-60.

Index	Point Name	Class	Deadband	Static Variation	Event Variation
0	RTUA_HEARTBEAT	Class 2	0	16-bit	16-bit with flags
1	RTUB_HEARTBEAT	Class 2	0	16-bit	16-bit with flags
1019	S60_11F_350_001_AmpA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1020	S60_11F_350_001_AmpB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1021	S60_11F_350_001_AmpC	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1022	S60_11F_350_001_AmpN	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1023	S60_11F_350_001_VoltA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1024	S60_11F_350_001_VoltB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1025	S60_11F_350_001_VoltC	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1026	S60_11F_350_001_FF	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1027	S60_11F_350_002_AmpA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1028	S60_11F_350_002_AmpB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1029	S60_11F_350_002_AmpC	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1030	S60_11F_350_002_AmpN	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1031	S60_11F_350_002_VoltA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1032	S60_11F_350_002_VoltB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1033	S60_11F_350_002_VoltC	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1034	S60_11F_350_002_FF	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1035	S60_11F_350_003_AmpA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1036	S60_11F_350_003_AmpB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1037	S60_11F_350_003_AmpC	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1038	S60_11F_350_003_AmpN	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1039	S60_11F_350_003_VoltA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1040	S60_11F_350_003_VoltB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1041	S60_11F_350_003_VoltC	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1042	S60_11F_350_003_FF	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1043	S60_11F_350_004_AmpA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1044	S60_11F_350_004_AmpB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1045	S60_11F_350_004_AmpC	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1046	S60_11F_350_004_AmpN	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1047	S60_11F_350_004_VoltA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1048	S60_11F_350_004_VoltB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1049	S60_11F_350_004_VoltC	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1050	S60_11F_350_004_FF	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1051	S60_11F_350_005_AmpA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1052	S60_11F_350_005_AmpB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1053	S60_11F_350_005_AmpC	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1054	S60_11F_350_005_AmpN	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1055	S60_11F_350_005_VoltA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1056	S60_11F_350_005_VoltB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1057	S60_11F_350_005_VoltC	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1058	S60_11F_350_005_FF	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1059	S60_11F_350_006_AmpA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1060	S60_11F_350_006_AmpB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1061	S60_11F_350_006_AmpC	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1062	S60_11F_350_006_AmpN	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1063	S60_11F_350_006_VoltA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1064	S60_11F_350_006_VoltB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1065	S60_11F_350_006_VoltC	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1066	S60_11F_350_006_FF	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1067	S60_11F_350_007_AmpA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1068	S60_11F_350_007_AmpB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1069	S60_11F_350_007_AmpC	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1070	S60_11F_350_007_AmpN	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1071	S60_11F_350_007_VoltA	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags
1072	S60_11F_350_007_VoltB	Class 2	1	16-bit	16-bit with flags

Figura 39. Lista de puntos DO en System Configurator de RTUs de la SE-60.

Index	Point Name	Static Variation	Trip/Close status	Control Inhibit
1	RTUA_CmdCtrlLocal		Trip / Close	
1007	S60_11F_350_001_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1008	S60_11F_350_001_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1009	S60_11F_350_001_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1010	S60_11F_350_002_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1011	S60_11F_350_002_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1012	S60_11F_350_002_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1013	S60_11F_350_003_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1014	S60_11F_350_003_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1015	S60_11F_350_003_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1016	S60_11F_350_004_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1017	S60_11F_350_004_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1018	S60_11F_350_004_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1019	S60_11F_350_005_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1020	S60_11F_350_005_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1021	S60_11F_350_005_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1022	S60_11F_350_006_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1023	S60_11F_350_006_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1024	S60_11F_350_006_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1036	S60_11F_350_007_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1037	S60_11F_350_007_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1038	S60_11F_350_007_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1039	S60_11F_350_008_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1040	S60_11F_350_008_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1041	S60_11F_350_008_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1042	S60_11F_350_009_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1043	S60_11F_350_009_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1044	S60_11F_350_009_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1045	S60_11F_350_010_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1046	S60_11F_350_010_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1047	S60_11F_350_010_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1048	S60_11F_350_011_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1049	S60_11F_350_011_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1050	S60_11F_350_011_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1051	S60_11F_350_012_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1052	S60_11F_350_012_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1053	S60_11F_350_012_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1054	S60_11M_339_001_CmdPCSSStart	With flags	Trip / Close	
1055	S60_11M_339_001_CmdPCSStop	With flags	Trip / Close	
1056	S60_11M_339_001_ReStart	With flags	Trip / Close	
1057	S60_11M_339_002_CmdPCSSStart	With flags	Trip / Close	
1058	S60_11M_339_002_CmdPCSStop	With flags	Trip / Close	
1059	S60_11M_339_002_ReStart	With flags	Trip / Close	
1066	S60_11F_350_013_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1067	S60_11F_350_013_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1068	S60_11F_350_013_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1069	S60_11F_350_014_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1070	S60_11F_350_014_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1071	S60_11F_350_014_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1072	S60_11F_350_015_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1073	S60_11F_350_015_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1074	S60_11F_350_015_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1075	S60_11F_350_016_CmdClose	With flags	Trip / Close	
1076	S60_11F_350_016_CmdOpen	With flags	Trip / Close	
1077	S60_11F_350_016_SigDO1	With flags	Trip / Close	
1078	S60_11M_339_003_CmdPCSSStart	With flags	Trip / Close	

7. CONFIGURACIÓN DEL SCADA

El sistema SCADA Eléctrico utilizado en la planta se creó bajo la plataforma ArchestrA System Platform de Wonderware, software de la marca Invensys, y en él se monitorea y controla cada una de las subestaciones existentes.

7.1. SOFTWARE UTILIZADO

ArchestrA System Platform funciona como un “Sistema Operativo Industrial” que provee servicios comunes tales como; visualización, configuración, despliegue, comunicación, seguridad, conectividad de datos, almacenamiento y administración de datos, y muchas otras. Estos servicios permiten construir un único y unificado “Modelo de Planta” que representa el proceso, equipos físicos y sistemas industriales, haciendo que el diseño y mantenimiento de estos sistemas sea más eficiente, más flexible y con menos riesgo. [12]

La plataforma ArchestrA permite la configuración del sistema en un conjunto llamado Galaxia, el cual incluye el servidor de aplicación, la información de configuración y la base de datos del proyecto. En la galaxia se puede alojar uno o varios computadores en red y define además, el espacio de nombres en el que se configuran todos los componentes y objetos, y el conjunto común de políticas a nivel de sistema que cumplen todos los componentes y objetos.

Por otro lado, los gráficos del HMI del sistema se desarrollaron en el software Wonderware Intouch HMI, el cual proporciona una visualización gráfica que permite la gestión de las operaciones, el control y la optimización del sistema.

7.2. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN DEL SCADA ACTUAL

El Sistema SCADA actual se configuró en “ArchestrA System Platform” y se compone de una Galaxia con todos los objetos que componen el sistema y una aplicación de visualización desarrollada en “Wonderware Intouch HMI”.

El HMI actual de la planta proporciona al operador una visualización del esquema unifilar eléctrico de cada una de las subestaciones supervisadas y se visualiza el estado de cada uno de los equipos contenidos en la subestación. Al seleccionar un objeto de control, como un interruptor o contactor, se abre otra ventana con información y botones para operar el dispositivo. El HMI cuenta con un menú de navegación para abrir las diferentes ventanas de visualización.

7.2.1. Herramientas generales.

El sistema SCADA cuenta con varias herramientas de uso general ya configuradas en el sistema, entre ellas se destaca:

7.2.1.1. Ventana de alarmas activas.

Esta ventana muestra todas las alarmas activas del sistema, tal como ocurren, en tiempo real. La pantalla se actualiza a medida que se produce una nueva alarma y estas se van ubicando en la parte superior de la ventana. Las alarmas se organizan por colores según su estado:

Rojo: alarma activa, no reconocida por el operador.

Azul: alarma activa, reconocida por el operador.

Negro: alarma restablecida, no reconocida por el operador.

7.2.1.2. Ventana de detalle de evento.

Esta ventana muestra todos los eventos del sistema, tal como ocurren, en tiempo real. La pantalla se actualiza a medida que se produce un nuevo evento y estos se van ubicando en la parte superior de la ventana.

7.2.1.3. Secuencia de eventos y alarmas.

Esta ventana muestra los eventos y alarmas generados por el sistema de secuencia de eventos y almacenados en el historial, en la base de datos WWALMDB.

7.2.2. Gráficos del sistema eléctrico de la planta.

Los gráficos del sistema eléctrico se componen de ventanas independientes cada una con el sistema unifilar de un subestación, estos gráficos representan los las barras, interruptores y demás componentes del sistema eléctrico. A continuación se describe los símbolos utilizados.

7.2.2.1. Interruptor de potencia.

Es un símbolo dinámico representado por un cuadrado que cambia su color de relleno color para indicar el estado del disyuntor (el verde está abierto, el rojo está cerrado). Ver figura 40.

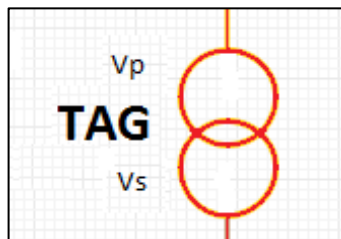
Figura 40. Símbolo del interruptor de potencia.



7.2.2.2. Transformador de potencia.

Es un símbolo no animado representado e indica el voltaje del lado primario y el voltaje de lado secundario. Ver figura 41.

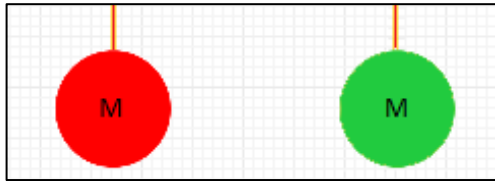
Figura 41. Símbolo del transformador de potencia.



7.2.2.3. Motor.

Es un símbolo dinámico representado por un círculo que cambia su color de relleno color para indicar el estado del motor (el verde apagado, el rojo está arrancado). Ver figura 42.

Figura 42. Símbolo del motor.

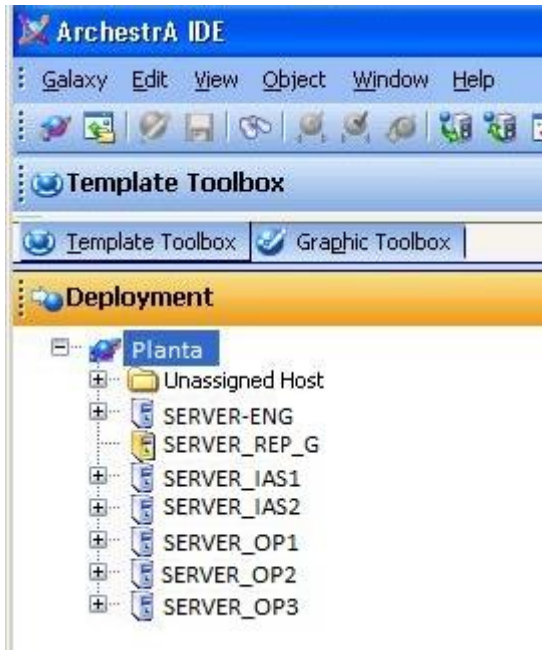


7.2.3. Configuración de la Galaxia.

La configuración del sistema se realiza a través de la Galaxia y en ella se crean todos los objetos que incluye el sistema. En esta se crea todos los servidores que hacen parte del sistema y se configura la redundancia necesaria entre ellos.

La Galaxia incluye configurados, en el caso de este proyecto, los dos (2) servidores de aplicación, los tres (3) servidores de operación, un (1) servidor de ingeniería, un (1) servidor de repositorio de galaxia y un (1) servidor de historia. En la figura 43 se observa una vista del árbol de servidores configurado en la Galaxia.

Figura 43. Árbol de servidores configurado en la Galaxia.



Fuente: Información suministrada por la compañía.

7.3. CONFIGURACIÓN REQUERIDA PARA LA S/E-60

Se debe agregar la ventana de supervisión para la S/E-60, en la cual se visualice los interruptores que contiene y se permita realizar mandos remotos de apertura y cierre a estos. La figura 44 muestra un esquema previsto de los elementos a configurar en la Galaxia y la figura 45 muestra un diseño previo para la ventana de supervisión de la S/E-60.

Figura 44. Árbol de relés configurado en la Galaxia para la SE-60.

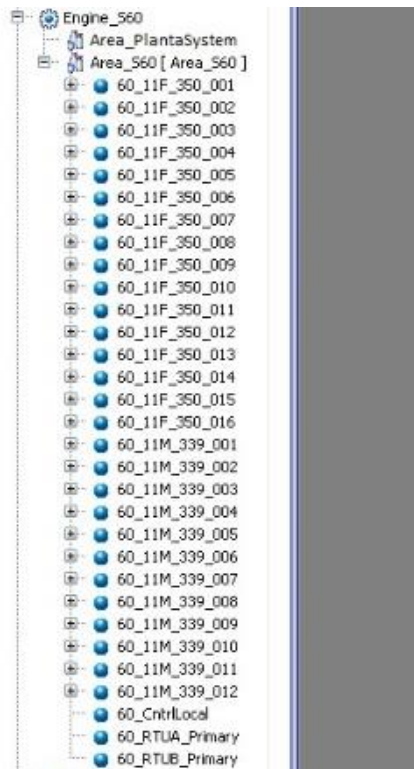
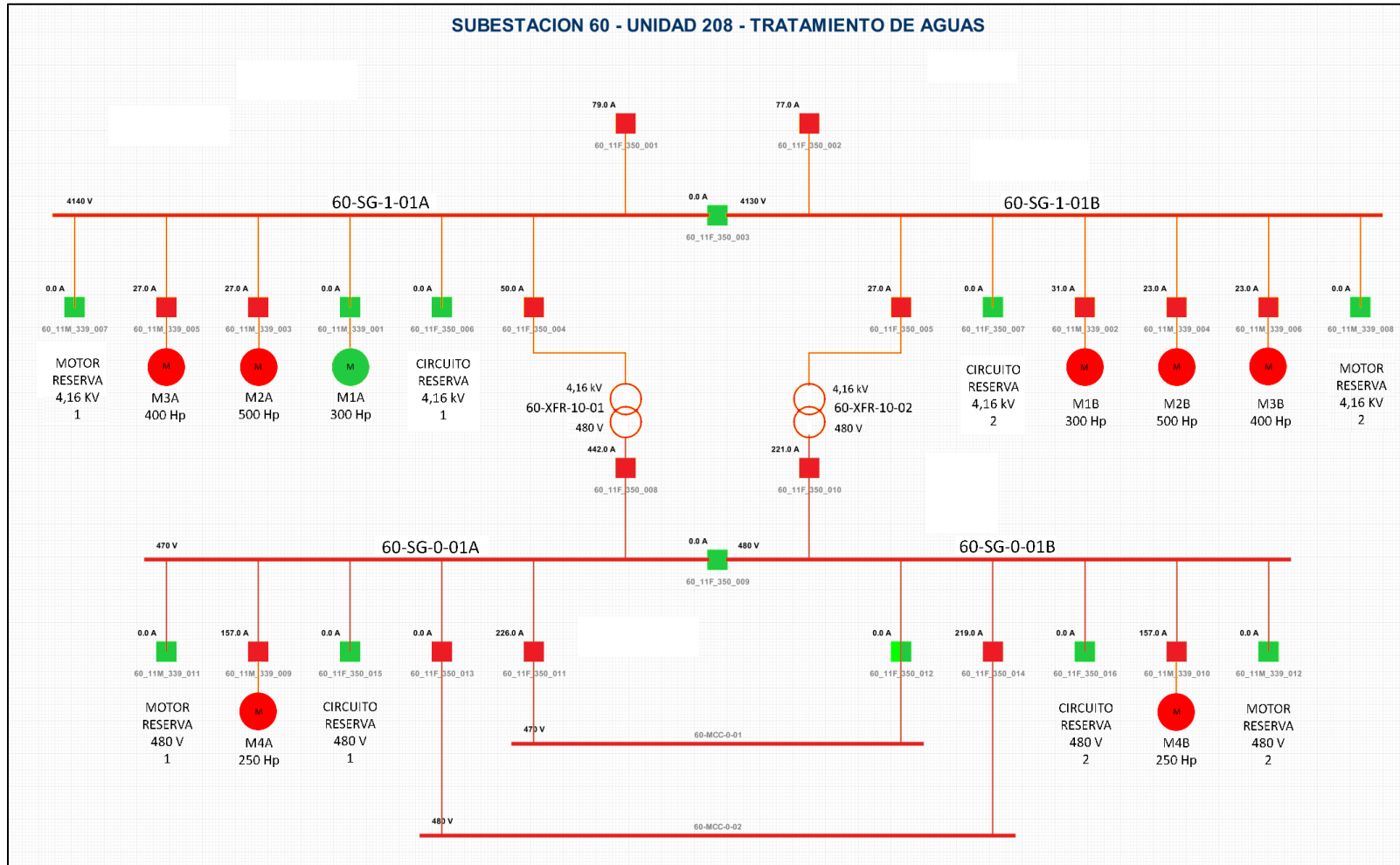


Figura 45. Diseño para el gráfico de supervisión de la S/E-60.



Adicionalmente, se muestra la configuración de los objetos que se debe configurar en la Galaxia para cada tipo de relé, la figura 46 muestra los objetos para un relé de protección de motor y la figura 47 muestra los objetos para un relé de protección de alimentador.

Figura 46. Árbol de señales configurado en un relé GE350 de la Galaxia.

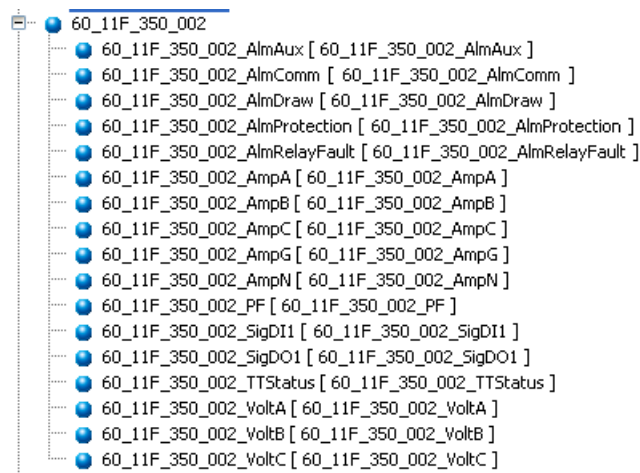


Figura 47. Árbol de señales configurado en un relé GE339 de la Galaxia.



También se plantea los formatos de visualización requeridos para las ventanas de los relés de protección. La figura 48 muestra un ejemplo de la ventana requerida para los relés de protección de motor y la figura 49 muestra un ejemplo de la ventana requerida para los relés de protección de alimentador.

Figura 48. Diseño del gráfico de supervisión para los relés de protección de motor GE339.

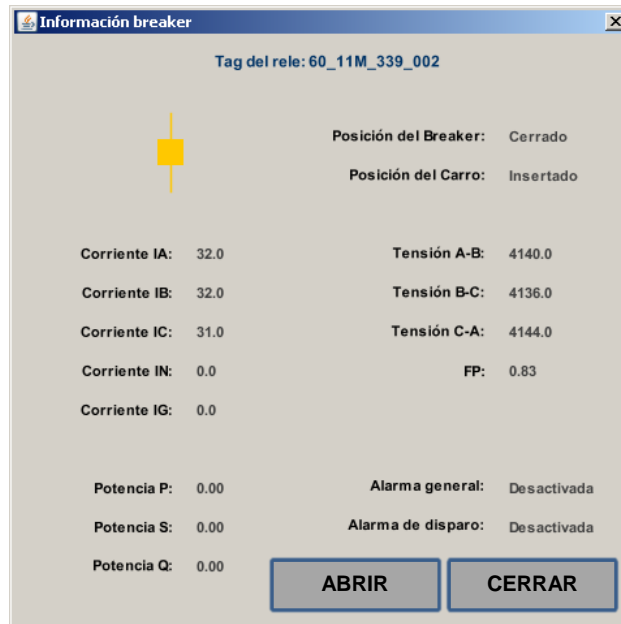
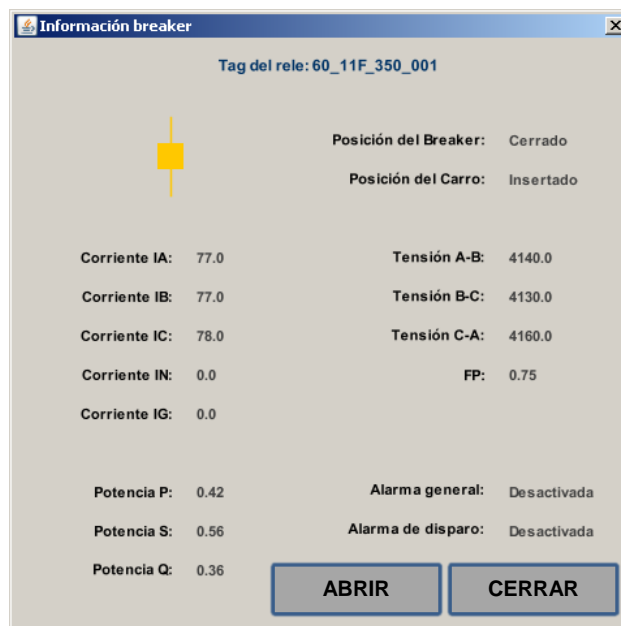


Figura 49. Diseño del gráfico de supervisión para los relés de protección de alimentador GE350.



8. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA

El estudio de factibilidad técnico económico se constituye en la parte de mayor importancia de un proyecto, al determinar, justificar si es o no factible la implementación del mismo.

La justificación para integrar la subestación 60 al sistema SCADA en la empresa, está en evaluar las ventajas que se obtiene por desarrollar este proyecto en la parte económica representada en el ahorro a la empresa, en la parte técnica representada en el mejoramiento de la calidad del servicio que se presta al consumidor final, que es la planta de tratamiento de aguas y en la parte de seguridad al personal debido a que, la mayoría de los mandos de apertura y cierre se realizarían remotamente sin presencia del operador al frente del interruptor o seccionador.

8.1. EVALUACIÓN ECONOMICA

La evaluación económica del proyecto es a través de los siguientes métodos:

- La relación beneficio / costo.
- Tasa interna de retorno.

8.1.1. Definición de la relación beneficio costo.

Este método cuantifica todos los beneficios obtenidos por implementar el proyecto que son:

- El mejorar la calidad del servicio de energía, el cual se establece en los siguientes parámetros: Calidad del producto y continuidad del servicio.
- La disminución considerable de gastos de operación y mantenimiento realizado por la empresa en las subestaciones de distribución.

Así mismo, se cuantifica los costos por la implementación del proyecto.

Una vez evaluado los parámetros de beneficio y costo se establece la presente relación:

$$\frac{\textit{Beneficio}}{\textit{Costo}} > 1$$

Para calcular los índices económicos que permitan evaluar los beneficios que se obtienen por este proyecto, se considerará el lucro cesante de la planta en un día, el tiempo en reestablecer el servicio de energía por apagadas no programadas durante un año sin SCADA y con SCADA, y los costos de operación y mantenimiento de una subestación anual sin SCADA y con SCADA.

8.1.1.1. Beneficios por continuidad del servicio.

Las siguientes premisas facilitaran el cálculo de los beneficios por continuidad del servicio:

- El lucro cesante de la planta por 1 hora es de 30 mil dólares.

- En la empresa se tienen 5 interrupciones promedios históricas de subestaciones por año.
- En la empresa, el tiempo de restablecimiento de una subestación sin SCADA es de 1.5 horas y con SCADA es de 0.5 horas.

Con base en lo anterior, se realiza el cálculo del beneficio económico por continuidad del servicio. Ver cuadro 3.

Cuadro 3. Beneficio por continuidad del servicio en el año.

BENEFICIO POR CONTINUIDAD DEL SERVICIO					
	Interrupciones al año	Tiempo de restablecimiento	Cantidad de horas sin servicio	Lucro cesante planta x hora	Lucro cesante anual por continuidad del servicio
Lucro cesante de la planta en el año sin SCADA	5	1.5	7.5	USD 30000	USD 225.000
Lucro cesante de la planta en el año sin SCADA	5	0.5	2.5	USD 30000	USD 75.000
Beneficio de continuidad del servicio x año					USD 150.000

8.1.1.2. Beneficios por operación y mantenimiento.

Son los valores que tiene la empresa por concepto de operación y mantenimiento y gastos administrativos de una subestación; estos valores son correspondientes a datos recientes de una subestación con telecontrol y una subestación sin telecontrol. Ver cuadro 4.

- El costo anual de operación y mantenimiento de una subestación sin SCADA es de USD 6.480.
- El costo anual de operación y mantenimiento de una subestación con SCADA es de USD 2.100.

Cuadro 4. Beneficio por operación y mantenimiento con y sin SCADA.

Beneficio por operación y mantenimiento con SCADA	
Operación y mantenimiento sin SCADA	USD 6.480
Operación y mantenimiento con SCADA	USD 2.100
Beneficio por operación y mantenimiento	USD 4.380

8.1.2. Valor presente de los beneficios.

Todos los beneficios deben ser traídos a valor presente mediante la siguiente formula:

$$VP = VA * \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i * (1 + i)^n} \right]$$

De donde:

- VP = valor presente.
- VA = valor anual.
- n = vida útil del proyecto, en este caso se estima de 10 años.

- i = tasa de descuento, en este caso se toma como 12%.

Cuadro 5. Cálculo del valor presente de los beneficios.

BENEFICIO	VP	VA	TASA	VIDA ÚTIL
Beneficio por continuidad del servicio	847533	150000	12%	10 años
Beneficio por operación y mantenimiento	24748	4380	12%	10 años

8.1.3. Costos del proyecto

En esta sección se incluyen los costos estimados de implementar el Sistema SCADA Eléctrico para la nueva subestación (S/E-60); se incluye los costos de hardware, software y los costos de implementación. En el cuadro 6 se detallan los costos estimados para la compra de los componentes requeridos. En el cuadro 7 se detallan los costos de instalación del hardware del sistema. En el cuadro 8 se detallan los costos de configuración y puesta en servicio del sistema.

Cuadro 6. Costos de hardware del sistema.

COSTOS DE HARDWARE					
ÍTEM	REF.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO [\$]	COSTO TOTAL [\$]
1		Gabinete	1 Un	\$8.881.545	\$8.881.545
2	SY-2003092	Chasis con espacio para 10 tarjetas.	1 Un	\$3.247.685	\$3.247.685
3	SY-0399152	Tarjeta procesador/fuente (CPU) SCD5200	2 Un	\$2.705.911	\$5.411.822
4	SY-0399132	Tarjeta de comunicación serial con 8 puertos SCD5200	4 Un	\$2.705.911	\$10.823.644
5	SY-0399138	Espacio en blanco	6 Un	\$8.283.521	\$49.701.126
6	3350HRT-H	Convertor de medio. RJ45 a Fibra óptica multi-modo	2 Un	\$2.445.386	\$4.890.772
7	CS14PR-SLC	Convertor de medio. RJ45 a fibra óptica mono-modo	2 Un	\$3.869.394	\$7.738.788
8		Patch cords de fibra óptica Patch panel de fibra óptica Patch cord de UTP y otros elementos de cableado y conexionado		\$4.440.773	\$4.440.773
9		Fibra óptica mono-modo	2000 m	\$30.000	\$60.000.000
10	SR 339	Relé de protección de motor	12 Un	\$7.401.288	\$88.815.456
11	SR 350	Relé de protección de alimentador	16 Un	\$6.809.185	\$108.946.960
TOTAL					\$ 352.898.571

Cuadro 7. Costos de instalación del sistema.

COSTOS DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO [\$]	COSTO TOTAL [\$]
1	Instalación y cableado del gabinete y relés.	1 Un	\$20.000.00	\$20.000.00
1	Tendido de fibra óptica entre subestación y centro de control	1 Un	\$50.000.00	\$50.000.00
TOTAL			\$ 70.000.000	

Cuadro 8. Costos de configuración y puesta en servicio del sistema.

COSTOS DE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA				
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO UNITARIO [\$]	COSTO TOTAL [\$]
1	Configuración de RTUs	1 Un	\$ 10.000.000	\$ 10.000.000
	Configuración de Subestación en Sistema SCADA existente	1 Un	\$ 10.000.000	\$ 10.000.000
	Pruebas y puesta en servicio del sistema	1 Un	\$ 30.000.000	\$ 30.000.000
TOTAL			\$ 50.000.000	

Los costos totales del proyecto oscilan alrededor de \$ 472.898.571,00 como se puede observar en el cuadro 9.

Cuadro 9. Costos totales de implementación del sistema.

COSTOS DE TOTALES DE IMPLEMENTACIÓN		
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	COSTO TOTAL [\$]
1	Costos de hardware	\$ 352.898.571
	Costos de instalación	\$ 70.000.000
	Costos de configuración	\$ 50.000.000
TOTAL		\$ 472.898.571

8.1.4. Cálculo de la relación beneficio / costo

Al cuantificar los beneficios y los costos para la implementación del proyecto se procede a determinar la relación B/C. Se asume una tasa de cambio de 3000 (1 dólar americano equivale 3 mil pesos colombianos). Ver cuadro 10.

Cuadro 10. Relación de beneficio / costo.

Relación beneficio / costo	
Beneficio USD	872281
Costos USD	157633
B / C	5.53

De donde se observa que $B/C > 1$. Por lo tanto, se concluye que implementación del sistema es viable.

8.1.5. Tasa interna de retorno (TIR).

La tasa interna de retorno de una inversión, es la tasa de interés producida por un proyecto de inversión con pagos e ingresos que ocurren en periodos regulares dentro de un tiempo determinado, además de interpretar los flujos de caja anualmente. Para este caso se ha tomado un tiempo de 10 años.

Una vez determinado los valores de inversión y los beneficios anuales del proyecto, se procede a calcular el TIR, el valor de la anualidad es = USD 154.380 durante 10 años y el valor de la inversión es = USD 157.633. De donde se calcula un valor de:

$$TIR = 60.31\%$$

Con lo cual el proyecto es viable al obtener una TIR > 12% que es la tasa activa considerada.

CONCLUSIONES

- El SCADA eléctrico permite la supervisión y el control remoto de la subestación.
- El SCADA eléctrico minimiza la estancia de los operadores eléctricos al interior de la subestación y evita la ejecución manual de maniobras. Con esto, se disminuye el riesgo para la salud y la vida asociado a la operación de subestaciones.
- El sistema SCADA eléctrico aumenta la confiabilidad de la operación debido a que suministra información en tiempo real de las variables eléctricas y proporciona una visión integrada de la subestación.
- El SCADA eléctrico suministra información en tiempo real e información historizada facilitando la detección temprana, el diagnóstico y la solución de la fallas del sistema eléctrico.
- La arquitectura del sistema SCADA eléctrico diseñado para la planta presenta 4 niveles de automatización: el nivel 0 hace referencia a los equipos de medición de variables eléctricas, como transformadores de potencial y de corriente, y equipos de ejecución de maniobras como interruptores, seccionadores y contactores; el nivel 1 lo conforman los relés de protección eléctrica (IEDs) que son dispositivos inteligentes que además de las funciones

de protección incluyen funciones de comunicación; el nivel 2 está integrado por las RTU's redundantes ubicadas en cada subestación y que se comunican con los relés para solicitar la información de estado de equipos y para enviar las ordenes de control; y por último, el nivel 4 o centro de control, está integrado por el conjunto servidores: los servidores de aplicación que ejecutan el enlace hacia los equipos de la subestación para coleccionar la información y enviar ordenes de maniobra, los servidores de operación que muestran la información de forma gráfica a los operadores y demás servidores que agregan funcionalidad al sistema.

- El sistema recomendado es viable debido a que la relación Costo-Beneficio es de 5.53 y la Tasa de retorno es de 60.31%.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un plan de gerenciamiento de las alarmas del sistema para establecer los criterios de configuración y operación de las mismas.
- Se sugiere que el hardware a comprar para instalación en el proyecto coincida con los modelos de los equipos ya instalados en las subestaciones existentes o sus respectivos reemplazos por obsolescencia; esto con el fin de garantizar la uniformidad de herramientas de configuración (Cables y software de configuración) de todo el sistema y así, facilitar las tareas de mantenimiento.
- A partir de la implementación del sistema, se dispone de información en tiempo real e información historizada que podría ser útil para desarrollar estudios de gestión energética de la planta.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Minas y Energía, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), 2013.
- [2] KEMA Inc., «Proyecto SIEPAC. Paquete 4 - Estudios para el Desarrollo del Centro Regional de Coordinación y Transacciones (CRCT),» 2004.
- [3] A. Rodríguez Penin, Sistemas SCADA, Segunda ed., Barcelona: MARCOMBO S.A..
- [4] M. J. Bernal Zuluaga y D. F. Jimenez Mendoza, «Propuesta de Gestión de Riesgos para SCADA en Sistemas Eléctricos,» 2012.
- [5] E. Pájaro Castro y M. Ruiz Pianeta, «Automatización de Redes Eléctricas de Distribución de Energía Eléctrica en Baja Tensión, Estado del Arte.,» Universidad Tecnológica de Bolívar, Cartagena.
- [6] Axon Group, «Axon Group,» [En línea]. Available: <http://www.axongroup.com.co/dnp3/>. [Último acceso: Mayo 2017].
- [7] Invensys Foxboro, «I/A Series® System - SCD5200 Hardware User's Guide,» 2014.
- [8] GarrettCom, Inc, «SubStation Hardened Ethernet Copper to Fiber Links».
- [9] GarrettCom, Inc, «Magnum 12KX - Substation-Hardened Magnum 12KX w/1588v2 Timing,» Fremont, 2011.
- [10] GE Multilin, «350 Feeder Protection System,» Ontario, 2010.

[11] GE Multilin, «339 Motor Protection System,» Ontario, 2011.

[12] Invensys Systems, Inc., «Wonderware System Platform,» Lake Forest, 2014.