



UNIVERSIDAD JOSÉ ANTONIO PÁEZ

**SCADA DE LASUBESTACIÓN
CENTRO ACUARIO PARA LA
INTEGRACIÓN AL SCADA MIRAGE
DEL CENTRO DE OPERACIONES DE
DISTRIBUCIÓN CARABOBO
CORPOELEC**

Autor:
Medina, Angel
CI.:17.905.563

Urb. Yuma II, calle N° 3. Municipio San Diego
Teléfono: (0241) 8714240 (master)



**REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD JOSÉ ANTONIO PÁEZ
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA**

**DISEÑO DE SCADA DE LA SUBESTACION CENTRO ACUARIO
PARA LA INTEGRACION AL SCADA MIRAGE DEL CENTRO
DE OPERACIONES DE DISTRIBUCION CARABOBO**

EMPRESA: CORPOELEC

Autor:
Medina, Angel
CI.:17.905.563



San Diego, Octubre de 2019
REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

**UNIVERSIDAD JOSÉ ANTONIO PÁEZ
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA**

**DISEÑO DE SCADA DE LA SUBESTACION CENTRO ACUARIO
PARA LA INTEGRACION AL SCADA MIRAGE DEL CENTRO
DE OPERACIONES DE DISTRIBUCION CARABOBO
CORPOELEC**

CONSTANCIA DE ACEPTACIÓN

Ing. Sthefani Zambrano
C.I.: 21.213.561

Tutor Académico

Firma

Fecha

Ing. Alexander Medina
C.I.: 11.801.458

Tutor Empresarial

Firma

Fecha

Autor:
Medina, Angel
CI.:17.905.563

San Diego, Octubre del 2019

ÍNDICE GENERAL

	Pp.
INTRODUCCIÓN	1
 CAPÍTULO	
I LA EMPRESA	
1.1 Ubicación.....	3
1.2 Descripción de la Empresa	4
1.3 Misión.....	4
1.4 Visión	5
1.5 Valores.....	5
1.6 Objetivos Generales	5
1.7 Política.....	6
1.8 Organigrama General	7
 II EL PROBLEMA	
2.1 Planteamiento del problema	9
2.2 Formulación del Problema	10
2.3 Objetivos de la Investigación	10
2.3.1 Objetivo General.....	10
2.3.2 Objetivos específicos	10
2.4 Justificación de la Investigación.....	10
2.5 Alcance	11
2.6 Limitaciones	11
 III MARCO TEÓRICO	
3.1 Antecedentes	12

3.2 Bases Teóricas	14
3.2.1 Automatización.....	14
3.2.1.1 Elementos de la Automatización.....	14
3.2.2 Telecontrol.....	15
3.2.3 Unidad Remota de Telecontrol.....	15
3.2.3.1 Arquitectura de la RTU.....	15
3.2.4 Dispositivo Electrónico Inteligente (IDE).....	17
3.2.4.1 Requerimientos en los IED para el control.....	18
3.2.5 Control Automático de supervisión y adquisición de datos.....	19
3.2.5.1 Característica de un sistema SCADA.....	19
3.2.5.2 Componentes de Hardware.....	22
3.2.6 Sistema SCADA MIRAGE.....	22
3.3 Definición de términos.....	23

IV MARCO METODOLÓGICO

4.1 Tipo de investigación.....	24
4.2 Diseño de la investigación.....	24
4.3 Nivel de la investigación.....	25
4.5 Fases de la Investigación.....	25

V RESULTADOS

5.1 Fase I.....	27
5.2 Fase II.....	31
5.2.3 Protocolo MODBUS.....	32
5.2.3.1 Tramas Modbus.....	35
5.2.4 Modos de transmisión.....	38
5.2.4.1 Modo de transmisión RTU.....	38
5.3 Fase III.....	41
5.3.1 Diseño de la interfaz Scada.....	42

5.4 Fase IV;Error! Marcador no definido.

CONCLUSIONES..... 57

RECOMENDACIONES..... 59

REFERENCIAS 60

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura	Pp.
1. Mapa direccional de la división ATIT	3
2. Organigrama de ATIT.....	8
3. Esquema de comunicaciones del RTU.....	16
4. Equipo RTU	17
5. Componentes de Hardware de un sistema SCADA	22
6. Estructura de un mensaje.	32
7. Ciclo de Pregunta/Respuesta.....	35
8. Trama en el modo de transmisión RTU	38
9. Modo de transmisión de RTU	39
10. Orden de bits modo de transmisión RTU.....	41
11. Base de datos para los equipos IED.	43
12. Puntos del Drive Modbus.....	43
13. Conexión del RTU.	44
14. Configuración global del RTU.....	44
15. Configuración Global de la Consola al RTU	45
16. Configuración global del Driver Modbus 1	45
17. Configuración global del Driver Modbus 2	46
18. Verificación de los puntos.....	46
19. Creación Protocolo 104.....	47
20. Configuración global del Protocolo 104	48
21. Información del protocolo 104.....	48
22. Creación del Protocolo Modbus.....	49
23. Monitoreo del Protocolo 104 1.	49
24. Monitoreo del Protocolo 104 2.	50

25. Creación de un nuevo manager.....	50
26. RTU194.....	51
27. Modulo analógico.....	51
28. Mapeo de los puntos en el Scada Mirage.....	52
29. Nuevo dispositivo modulo Management Console	52
30. Configuración de la IP y el ID	53
31. Diagrama Unifilar.	53
32. Asignación y configuración de los indicadores	54
33. Configuración de botones del disyuntor y reconectador.....	54
34. Animación de la nueva Ventana	55
35. Animación de la nueva Ventana	55
36. Animación de la nueva Ventana	56
37. . Scada Mirage.....	56

INTRODUCCIÓN

La ingeniería ha ejercido tan marcada influencia en el progreso de la civilización a lo largo de toda la historia, que su presencia e influencia se ha acrecentado a partir de la revolución industrial, es así como en las últimas décadas, se han generado progresos procedentes de ella que han mejorado considerablemente la vida humana, generando a la vez, una serie de desafíos sin precedentes. Al mismo tiempo, la introducción de tecnologías de la información en la producción industrial ha ido a un ritmo de crecimiento muy acelerado en los últimos años, ampliando considerablemente la capacidad de controlar la producción a través de sistemas computarizados cada vez más avanzados y complejos.

La industria siempre está buscando un continuo desarrollo y evolución de los diferentes procesos, como la construcción de máquinas e instalaciones automáticas que cumplan con las exigencias necesarias al consumidor, se está demostrando la importancia de tener ingenieros capacitados para diseñar, construir, implantar y resolver problemas a niveles industriales.

La Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), es una organización de suma importancia, ya que está encargada de prestar servicio eléctrico a los habitantes de Venezuela, para el mejoramiento de su calidad de vida, esta empresa tiene como valores la eficiencia, equidad, transparencia y sostenibilidad. En el caso específico de CORPOELEC los sistemas de automatización y comunicaciones sirven para mantener conectado a cada uno de los elementos que conforman la red eléctrica, así como también conocer el estado de cada uno de los equipos de generación, transmisión y distribución que tiene la empresa.

En este orden el objetivo fundamental del proyecto se fundamenta en proponer el diseño de un Scada a la Subestación Centro Acuario para la integración al Scada principal MIRAGE del Centro de Operaciones de Distribución Carabobo.

Por lo tanto, el presente informe de pasantías está estructurado en cinco capítulos, con el fin de cumplir las normativas establecidas por la Universidad José Antonio Páez, dichos capítulos se describen a continuación:

Capítulo I: En el cual se realiza una breve descripción sobre la empresa, su historia, misión, visión entre otros.

Capítulo II: Referido al problema, su planteamiento el cual se trata de comprobar durante todo el curso de la investigación por medio de los objetivos generales y específicos, así como la justificación del estudio y su alcance.

Capítulo III: Está comprendido por las bases teóricas en las cuales se sustenta la investigación, y reúne los elementos conceptuales que define el objeto de estudio.

Capítulo IV: Marco Metodológico se plantea la naturaleza de la investigación, la cual por sus características, se trata de una investigación documental con carácter descriptivo, de modo que la estrategia metodológica seleccionada sirvió de guía para el desarrollo del trabajo de grado.

Capítulo V: En este capítulo se hablará de los resultados que se obtuvieron en cada una de las fases utilizadas para por realizar este proyecto.

Y finalmente se incluyen referencias bibliográficas que dan soporte a la presente investigación.

CAPÍTULO I

LA EMPRESA

1.1 Ubicación

El grupo de radio comunicaciones de la división de Automatización, Tecnología de la Información y Telecomunicaciones (ATIT), se encuentra ubicado en la Av. Intercomunal Isabelica – Plaza Toros Sector Barrio La Planta, Valencia – Estado Carabobo.

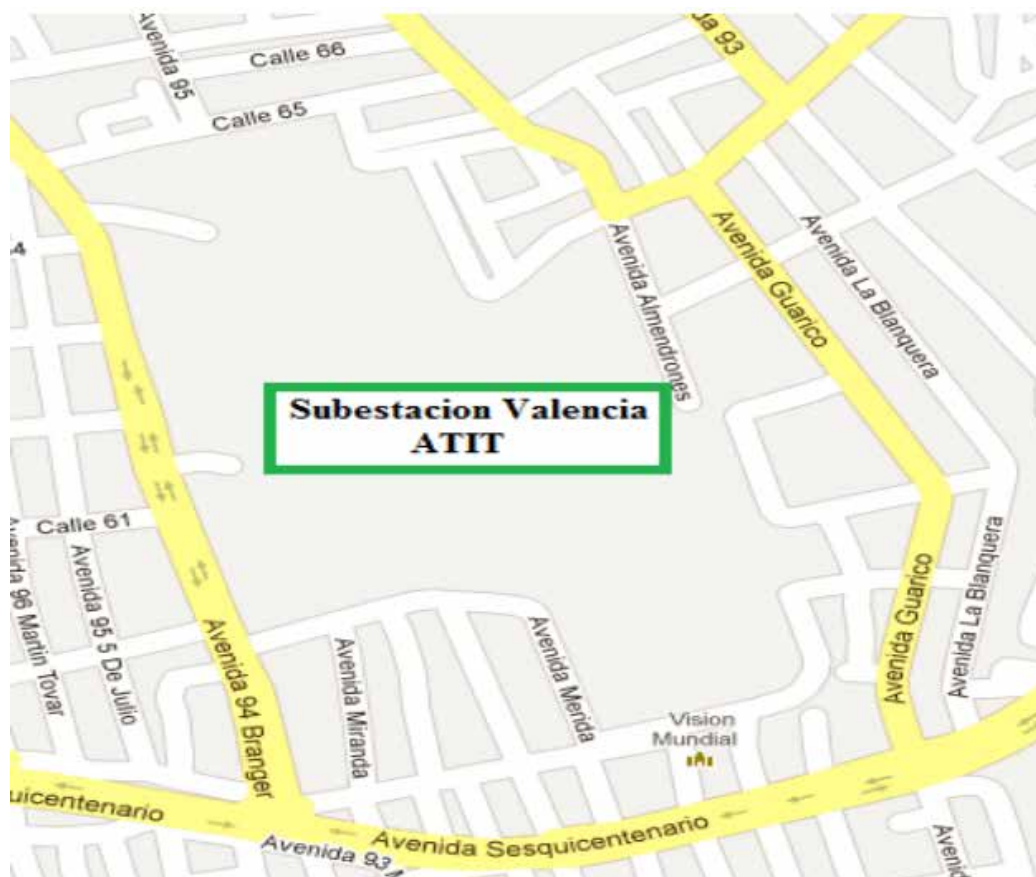


Figura 1. Mapa direccional de la división ATIT

Fuente: <https://maps.google.co.ve/maps?hl=es>

1.2 Descripción de la Empresa

CORPOELEC, se define como una empresa eléctrica socialista, la sede de la Unidad de Telecomunicaciones está ubicada en la Av. Intercomunal la Isabelica Plaza de Toros, sector la Planta CORPOELEC GT2, adscrita al Ministerio del Poder Popular de Energía Eléctrica, es una institución que nace con la visión de reorganizar y unificar el sector eléctrico venezolano a fin de garantizar la prestación de un servicio eléctrico confiable, incluyente y con sentido social. Este proceso de integración permite fortalecer al sector eléctrico para brindar, al soberano, un servicio de calidad, confiable y eficiente; y dar respuestas, como empresa eléctrica, en todas las acciones de desarrollo que ejecuta e implanta el Gobierno.

CORPOELEC se crea, mediante decreto presidencial N° 5.330, en julio de 2007, cuando el Presidente de la República, Hugo Rafael Chávez Frías, establece la reorganización del sector eléctrico nacional con el fin de mejorar el servicio en todo el país. En el Artículo 2° del documento se define a CORPOELEC como una empresa operadora estatal encargada de la realización de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de potencia y energía eléctrica.

Desde la publicación de este decreto de creación de CORPOELEC, todas las empresas del sector: Edelca, La EDC, Enelven, Enelco, Enelvar, Cadafe, Genevapca, Elebol, Eleval, Seneca, Enagen, Caley, Calife y Turboven, trabajan en sinergia para atender el servicio y avanzar en el proceso de integración para garantizar y facilitar la transición armoniosa del sector.

1.3 Misión

Desarrollar, proporcionar y garantizar un servicio eléctrico de calidad, eficiente, confiable, con sentido social y sostenibilidad en todo el territorio nacional, a través de la utilización de tecnología de vanguardia en la ejecución de los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización del sistema eléctrico nacional, integrando a la comunidad organizada, proveedores y trabajadores calificados, motivados y comprometidos con valores éticos socialistas, para contribuir con el desarrollo político, social y económico del país.

1.4 Visión

Ser una Corporación con ética y carácter socialista, modelo en la prestación de servicio público, garante del suministro de energía eléctrica con eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad financiera. Con un talento humano capacitado, que promueve la participación de las comunidades organizadas en la gestión de la Corporación, en concordancia con las políticas del Estado para apalancar el desarrollo y el progreso del país, asegurando con ello calidad de vida para todo el pueblo venezolano.

1.5 Valores

Los valores que caracterizan a la empresa son los siguientes:

- Ética Socialista.
- Responsabilidad.
- Autocrítica.
- Respeto.
- Honestidad.
- Eficiencia.
- Compromiso.

1.6 Objetivos Generales

CORPOELEC, tiene como objetivo principal, producir energía eléctrica y garantizar un suministro en forma permanente a la región central y a través de una extensa red que abarca el oriente, occidente y sur del país.

Los objetivos de mayor importancia de la empresa son los siguientes:

- Cumplir con la cuota de energía solicitada por el despacho de carga diariamente y en forma confiable, segura y a bajo costo.
- Mantener disponible el 75% de la capacidad efectiva instalada.
- Mantener y estimular un buen clima de trabajo, bajo condiciones ambientales y físicas óptimas.
- Distribuir la energía producida.

- Servir de principal centro auxiliar, generador de energía eléctrica para el centro y occidente del país.
- Desarrollar programas que permiten preservar las condiciones de sanidad del medio ambiente.
- Desarrollar y apoyar los planes de bienestar social, tales como los de material deportivo, sociales, culturales y recreación entre otros.
- En esta organización se protegerán los objetivos antes expuestos, por encima de los intereses particulares o ajenos que pretendan desvirtuarlos.

1.7 Política

En las políticas de (CORPOELEC), como empresa, se tiene lo siguiente:

- Presta un servicio Eléctrico integral eficiente de calidad, técnicamente a precios que nos permitan cubrir los costos operativos y efectuar las inversiones requeridas para el mantenimiento mejoramiento y aplicación, rentable del sistema, estimulando el desarrollo del país y mejorando la calidad de vida de la población.
- Facilitar asesoría en materia legal, financiera y organizativa a todos sus trabajadores.
- Desarrollar entre su personal la realización de actividades culturales, deportivas y recreativas.
- Mantener un plan de jubilación para beneficio de los trabajadores amparados por el contrato Colectivo.
- Suministrar a los trabajadores un seguro Colectivo de vida y de H.C.M
- Otorgar becas para los hijos de los trabajadores.
- Exonerar hasta un máximo de mil (1000) Kwh. mensual, el consumo de electricidad correspondiente a la casa de habitación de los trabajadores.
- Concede a los trabajadores que contraigan matrimonio un permiso de diez días y bonificación de dos salarios mínimos.

- Asumir los gastos de guarderías infantiles de los hijos de los trabajadores en edades comprendidas entre cero (0) años y (7) años.
- Suministrar a todos sus trabajadores un (1) cesta ticket por jornada de trabajo efectivo.
- Pagar trimestralmente a todos sus trabajadores un bono, como consecuencia del incremento en el índice de cobranza efectiva.

1.8 Organigrama General

A continuación se presenta un organigrama de la división Automatización, Tecnología de la Información y Telecomunicaciones (ATIT) de la región Carabobo – Aragua. La estructura organizativa está constituida por:

- Grupo de Telefonía y Redes.
- Grupo de Transporte.
- Grupo de Radio Comunicaciones.
- Grupo de Supervisión y Datos.

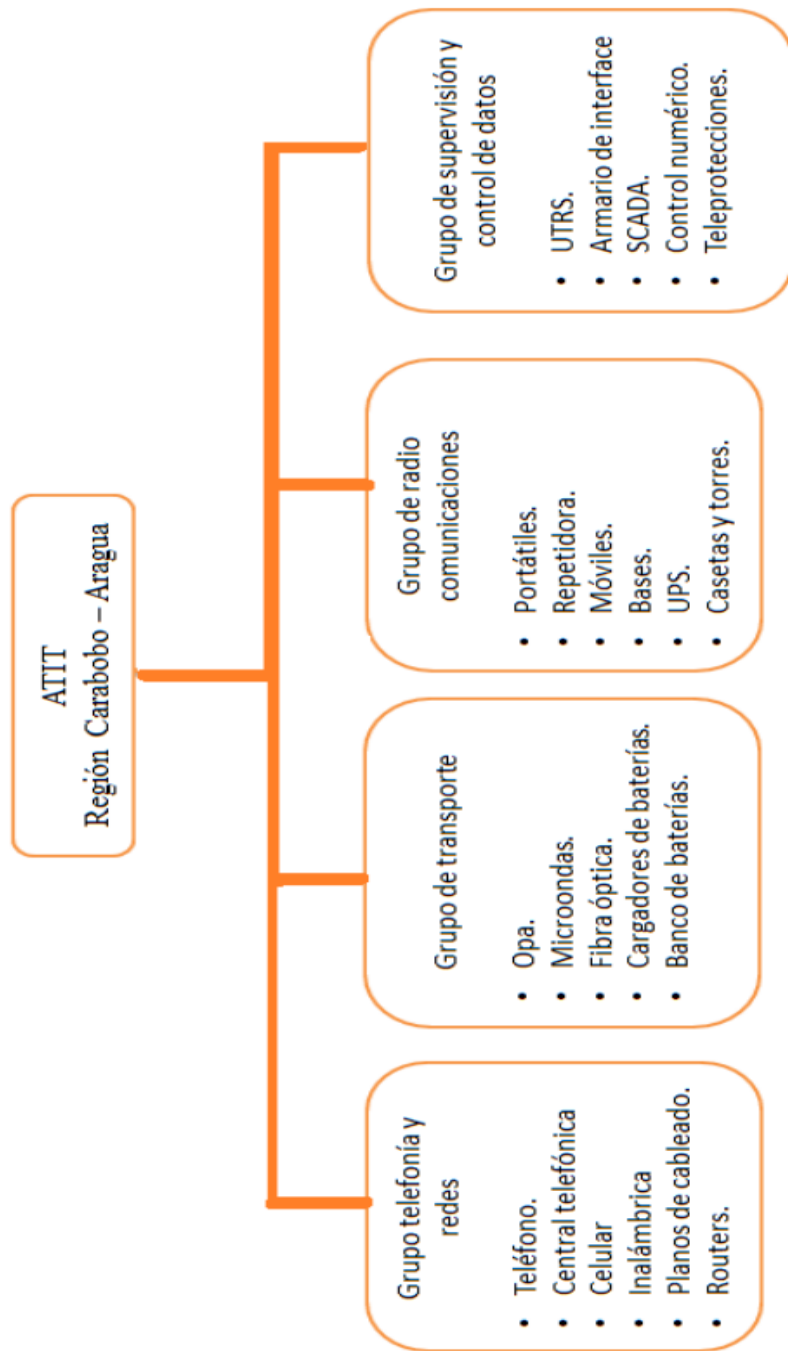


Figura 2. Organigrama de ATIT
Fuente: ATIT Región Carabobo-Aragua (2019)

CAPITULO II

EL PROBLEMA

2.1 Planteamiento del problema

Las organizaciones públicas se han visto en la necesidad de buscar mecanismos que aumenten su eficiencia y la calidad de los servicios prestados, a fin de hacer un mejor uso de los recursos, cumplir con las exigencias legales y dar el máximo bienestar a los ciudadanos. Es por ello que este tipo de organizaciones se han visto en la necesidad de implementar mecanismos y herramientas de gestión, para lo cual han tenido que probar con modelos exitosos ya aplicados por el sector privado, adaptando éstos al sector público.

Sin embargo, la Corporación Eléctrica Nacional de Venezuela (CORPOELEC), proviene de la fusión de varias empresas públicas y privadas, teniendo como ámbito todo el país, por lo cual la estructuración de sus procesos y la alineación entre todas sus unidades medulares y de apoyo se ha dificultado y no se ha implementado en todos sus niveles. La Coordinación Corporativa de Automatización, Tecnología de Información y Telecomunicaciones (ATIT) Carabobo de CORPOELEC no se han escapado de esta situación, siendo una de sus unidades de apoyo, la encargada de asegurar, prestar y dar soporte a los servicios de tecnología a la Corporación.

Si bien es cierto en procesos industriales, el uso de equipos IDE's de medición facilitan la obtención de datos eléctricos, pero su principal desventaja para la empresa es que estos equipos no se encuentran en buenas condiciones o necesitan de un mantenimiento para poder operar constantemente, es decir que su capacidad de lectura se reduce a pocos parámetros ya que estos equipos no están completamente activos.

Por otro lado actualmente en la empresa no existe un sistema de monitoreo para verificar la información de los equipos IDE's de la Subestación Centro Acuario, puesto que un operador se encarga de enviar datos por vía telefónica siendo esto un problema ya que la veracidad de la información no es tiempo real. Este hecho ha forzado a la empresa a la utilización de programas de control y adquisición de datos (SCADA), lo cual permite llevar la ejecución de grandes y eficaces sistemas de uso racional y ahorro de energía. Por lo que esta nueva tecnología concebida especialmente para tareas de automatización y control, han conducido a la optimización y mejoramiento en los sistemas de monitoreo de energía, a través de redes industriales. También han beneficiado a los grandes cambios en el sector eléctrico especialmente en el control, supervisión y adquisición de datos que nos ayuda a realizar un estudio más versátil de procesos industriales.

2.2 Formulación del Problema

Mediante toda la información que ha sido expuesta anteriormente, llevó al investigador a formularse la siguiente interrogante ¿De qué manera se puede mejorar el tiempo de respuesta y la veracidad de la información Al C.O.D Carabobo del estado de los equipos de la subestación Centro Acuario?

2.3 Objetivos de la Investigación

2.3.1 Objetivo General

Desarrollar un SCADA de la Subestación Centro Acuario para integrarlo al SCADA MIRAGE del Centro de Operaciones de Distribución Carabobo de CORPOELEC.

2.3.2 Objetivos específicos

- Diagnosticar la situación actual del sistema de monitoreo de la información de los equipos IDE's en la subestación Centro Acuario de CORPOELEC.

- Identificar los parametros de comunicacion del sistema de monitoreo de la información de los equipos IDE's en la subestación Centro Acuario de CORPOELEC.
- Implementar un SCADA de la Subestación Centro Acuario para integrarlo al SCADA MIRAGE del Centro de Operaciones de Distribución Carabobo de CORPOELEC.

2.4 Justificación de la Investigación

Con la finalidad de alcanzar los objetivos antes planteados en el presente proyecto, se presentará ante el departamento de Automatización, Tecnología de la Información y Telecomunicaciones (ATIT) una propuesta de diseño de un SCADA a la Subestación Centro Acuario para integrarlo al SCADA MIRAGE del Centro de Operaciones de Distribución Carabobo CORPOELEC.

2.5 Alcance

Con la propuesta antes planteada se quiere llegar a un diseño SCADA en el cual pueda ser implementado en el departamento de Automatización, Tecnología de la Información y Telecomunicaciones (ATIT), en el que de esta manera se desarrollara el diseño el cual permita la supervisión de los equipos de la subestación Centro Acuario por parte del centro de operación de distribución Carabobo CORPOELEC.

2.6 Limitaciones

Para el siguiente proyecto de investigación se consideran las siguientes limitaciones:

- Equipos en mal estado.
- Falta de repuestos.
- Referencias bibliográficas limitadas.

CAPITULO III

MARCO TEORICO

El presente capítulo reviste de gran importancia, primeramente para conformarlo se precisa recurrir a una profunda y asertiva revisión bibliográfica. En tal sentido, se debe procurar obtener informaciones de autores que en sus trabajos estén subyacentes temas afines con este tópico, además se insertan aspectos entre los cuales se destacan antecedentes y bases teóricas.

A continuación, se presentan varios proyectos o trabajos integradores efectuados en los últimos años, y tomando aportes valiosos para la investigación que pueda brindar cada uno de ellos.

3.1 Antecedentes

Carrero, D (2017) realizo un trabajo titulado **“Diseño de un sistema control supervisorio y adquisición de datos (SCADA) para el monitoreo remoto de los sistemas de energía interrumpida (UPS) perteneciente al sistema eléctrico de una refinería del país”**, para optar por el título de Ingeniero Electricista ante la Universidad de Carabobo, Venezuela. Facultad de Ingeniería en Eléctrica. Este proyecto desarrollo una propuesta de sistema de control supervisorio y adquisición de datos, el cual sirvió para el monitoreo de los sistemas de energía de la refinería el Palito puesto que el sistema automatizado presenta fallas o anomalías en los UPS instalados en la planta por eso al incrementar la confiabilidad de estos equipos aumentara la velocidad de respuesta para solventar cualquier problema que ocurra en la planta.

El proyecto se vincula con el actual en función ya que muestra cómo se debe específicamente realizar la automatización de un proceso a través del diseño de un SCADA utilizando un PLC.

Por otro lado Portas, G (2015) realizo un trabajo titulado **“Automatización en Redes de Distribución”**, para optar por el título de Ingeniero Eléctrico presentado en la

Universidad de la República, Uruguay. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Esta investigación se basa en un estudio de automatización para la red de distribución UTE, la cual esta red viene afectando tanto la instalación como la seguridad, por eso es importante centrarse en el análisis e implementación de una solución a un problema en concreto de una parte específica de la red de UTE (tramo Río Branco - Vergara, sector arrocero). Este trabajo de investigación también trabajo con el objetivo que dicha solución no sea particular, sino que por el contrario tenga aplicación general, para poder ser implementada en cualquier otra parte de la red con similares inconvenientes.

La investigación citada, se vincula con la actual en función de que incorpora nuevas tecnologías en este caso equipos de telecontrol, el cual es una RTU (Unidad Terminal Remota), este equipo se incorporara al proyecto con la finalidad de manejar entradas digitales y salidas por relé.

De la misma manera Díaz, E (2011) realizo un trabajo titulado **“Integración de Dispositivos Electrónicos Inteligentes SMART GRID”**, para optar por el título de Ingeniero en Electrónico y Automatización ante la Universidad de Córdoba, México. Facultad de Ingeniería Electrónica. En este proyecto de grado se presenta el estudio de un Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) orientado a aportar soluciones para las necesidades que la evolución del sistema eléctrico requiere, que sea capaz de integrarse en el equipamiento actual y futuro de la red, aportando funcionalidades y por tanto valor añadido a estos sistemas. Para situar las necesidades de estos IED llevaron a cabo un amplio estudio de antecedentes, comenzando por analizar la evolución histórica de estos sistemas, las características de la interconexión eléctrica que han de controlar, las diversas funciones y soluciones que deben aportar, llegando finalmente a una revisión del estado del arte actual.

El proyecto se vincula con el actual en función, de la selección de un Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) en el cual se proponen algunos enfoques

relacionados con la arquitectura del IED y cómo deben sincronizarse los datos, dependiendo de la naturaleza de los eventos y las distintas funcionalidades.

3.2 Bases Teóricas

3.2.1 Automatización

La automatización es el conjunto de elementos o procesos informáticos, mecánicos y electromecánicos que operan con mínima o nula intervención del ser humano. Estos normalmente se utilizan para optimizar y mejorar el funcionamiento de una planta industrial, pero igualmente puede utilizarse la automatización en un estadio, una granja o hasta en la propia infraestructura de las ciudades.

3.2.1.1 Elementos de la Automatización

Generalmente, los métodos y maneras de controlar el comportamiento de un aparato, máquina o sistema eléctrico, o también controlar el arranque, parada, dirección de movimiento, aceleración, velocidad se realiza mediante controladores eléctricos.

- **Controladores eléctricos:** Es un dispositivo o grupo de dispositivos que comandan o regulan las funciones de un motor o máquina de manera predeterminada. El control eléctrico se puede realizar de tres maneras:
 - 1) **Control Manual:** El control manual es una de las formas de mando o regulación que se ejecuta manualmente en el mismo lugar en que está situado el dispositivo de control. Este control es el más sencillo y conocido es probablemente el arrancador manual de pequeños motores a tensión nominal
 - 2) **Control Semiautomático:** Los controladores que pertenecen a esta clasificación utilizan un arranque electromagnético y uno o más dispositivos pilotos manuales, tales como; pulsadores, interruptores de maniobra, combinados de tambor, etc. Dentro de estos los más utilizados son el cuadro de pulsadores – botonera, a causa de que constituyen una unidad compacta y relativamente económica. Este tipo de control requiere de un operador que inicie cualquier cambio en la posición o condición de funcionamiento de la máquina. Mediante el uso de un arrancador electromagnético puede realizarse este cambio desde un lugar o puesto de trabajo cómodo o necesario, lo que no

es posible con el control manual que debe maniobrase en el mismo lugar en que está situado el arrancador.

- 3) **Control Automático:** Un control automático está formado fundamentalmente, por un arrancador electromagnético o contactor, cuyas funciones están controladas por uno o más dispositivo piloto automáticos. La orden inicial de marcha puede ser automática, pero generalmente es una operación manual, realizada en un panel de pulsadores o interruptores.

3.2.2 Telecontrol

El telecontrol o telemando consiste en el envío de indicaciones a distancia mediante un enlace de transmisión (por ejemplo, a través de cables, radio, dirección IP.), utilizando órdenes enviadas para controlar un sistema o sistemas remotos que no están directamente conectados al lugar desde donde se envía el telecontrol. Los sistemas que necesitan medición remota y reporte de información de interés para el diseñador del sistema o el operador deben usar la contrapartida del telecontrol, la telemetría. El telecontrol se puede llevar a cabo en tiempo real o no dependiendo de las circunstancias.

3.2.3 Unidad Remota de Telecontrol

La Unidad Remota de Telecontrol (RTU) realiza las tareas locales en una estación de transformación como parte de un sistema de telecomando.

La RTU tiene las siguientes funciones básicas:

- Relevar los estados de los equipos de la estación y de las alarmas.
- Medir valores analógicos tales como corriente, tensión, potencia, etc.
- Comandar los equipos de la estación.
- Verificar su funcionamiento interno y su fuente de alimentación.

3.2.3.1 Arquitectura de la RTU

La RTU está concebida a partir de módulos independientes, lo que permite una gran flexibilidad de configuración y facilita su extensión. La Figura 3 representa el esquema básico de comunicación de la RTU.

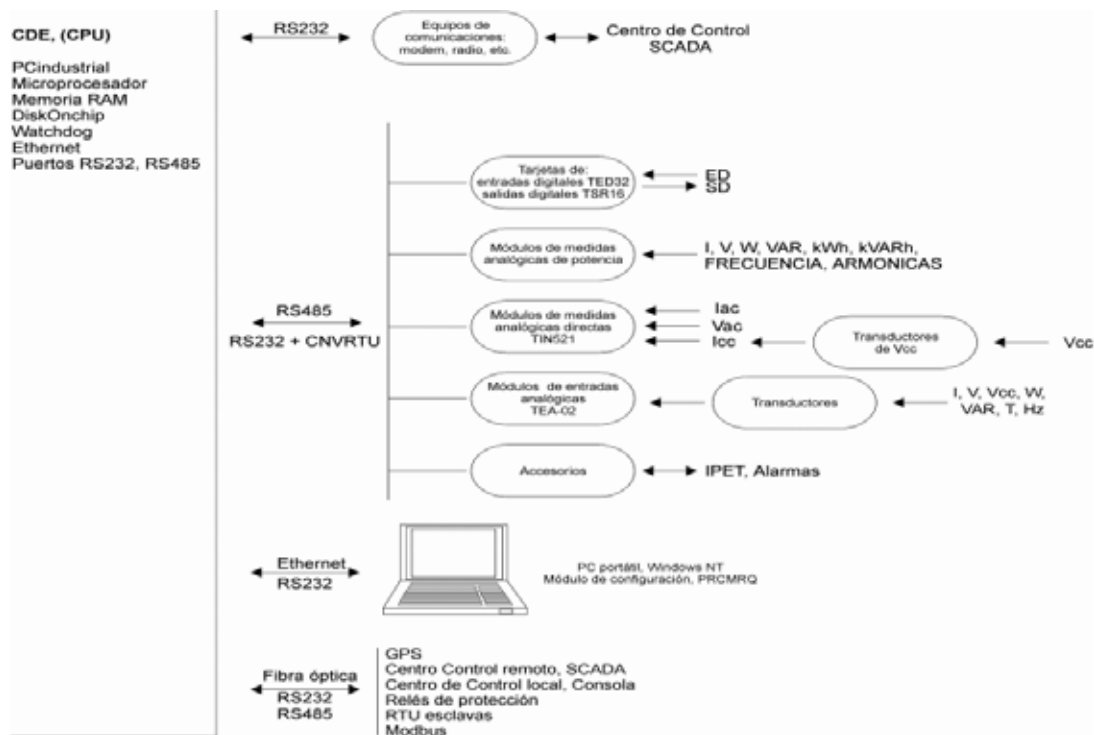


Figura 3. Esquema de comunicaciones del RTU

Fuente: https://www.solostocks.com/es.uline.mx/Grp_46/Poly-Bag-Sealers

Los módulos incluyen:

- **CPU:** Se trata de un computador industrial con arquitectura PC.
- **Entradas Digitales:** se implementan mediante tarjetas de 32 entradas optoacopladas y flotantes entre sí. Se enchufan en una bandeja que se monta en el fondo (o lateral) del gabinete. Dicha bandeja recibe directamente el cableado de campo.
- **Salidas por relé:** se implementan mediante tarjetas de 16 relés cada una. Se enchufan en una bandeja que se monta en el fondo (o lateral) del gabinete. Dicha bandeja recibe directamente el cableado de campo.
- **Medidas directas:** se implementan mediante módulos para riel de cinco corrientes alternas (0-6A), dos tensiones alternas (0-150V) y una corriente

continua (4-20mA). El cableado de campo se realiza por medio de bornes de riel seccionables (y cortocircuitables para las corrientes).

- **Módulos de medida de potencia:** permiten obtener medidas de potencia activa, reactiva, frecuencia, consumo y armónicos. El cableado de campo se realiza por medio de bornes de riel seccionables (y cortocircuitables para las corrientes).
- **Transductores de vcc:** permiten adaptar y aislar galvánicamente señales de tensión continua. El cableado de campo se realiza por medio de bornes de riel seccionables.
- **Fuente de alimentación:** se compone de una fuente conmutada 110Vcc/24Vcc, de 5A de salida.
- **Comunicaciones:** se dispone de un conjunto de puertos RS232 y RS485 para comunicaciones con el centro de control o dispositivos adicionales. También se dispone de un puerto Ethernet.



Figura 4. Equipo RTU

Fuente: https://www.solostocks.com/es.uline.mx/Grp_46/Poly-Bag-Sealers

3.2.4 Dispositivo Electrónico Inteligente (IDE)

El Dispositivo Electrónico Inteligente (IDE) se utiliza en la industria de la energía eléctrica para describir equipos de regulación electrónica inmersos en los sistemas eléctricos, por ejemplo, los utilizados en interruptores, transformadores y bancos de capacitores. Los IDE reciben datos de los sensores y diversos dispositivos

eléctricos, y puede informar los comandos de control, tales como interruptores que se disparan cuando se detectan voltajes, corrientes o frecuencias anómalas.

3.2.4.1 Requerimientos en los IED para el control

En el diseño de un IED para controlar la interfaz de interconexión, concurren varios aspectos que vienen determinados por las diversas problemáticas de las que hemos hablado. Fundamentalmente podríamos destacar los siguientes:

- Û Necesidad de interacción en tiempo real entre el equipo y entidades remotas de gestión del sistema, así como con diferentes entidades que estén dentro del área de distribución.
- Û Determinismo temporal en las comunicaciones y marcación temporal en los datos, de forma que se pueda establecer con precisión el estado de la interfaz de interconexión. Ejemplo de soluciones para esta necesidad son los esquemas de sincrofasores y el empleo de sincronismo basado en protocolo PTP (Precision Time Protocol).
- Û Unas especificaciones de respuesta temporal adecuadas para la monitorización de parámetros y para las acciones de protección previstas, utilizando el contexto normativo en vigor.
- Û Multifuncionalidad, ya que estos IED tendrán que actuar en diferentes ámbitos, encargándose de la monitorización de parámetros en la interfaz eléctrica para posteriormente decidir en base a ellos, cubriendo funciones de calidad de suministro, de protección, o ambas simultáneamente. Por ejemplo, a nivel de monitorización de la calidad de onda deberán funcionar como registradores de datos, y en el ámbito de las protecciones deberán disponer de la capacidad de decisión para interpretar cuando debe enviarse una determinada alarma o actuar sobre un determinado interruptor.
- Û Modularidad, ya que deben ser capaces de integrarse en un conjunto de equipos muy heterogéneo. Los productos de última generación ya disponen de estos dispositivos inteligentes integrados, pero estos equipos representan todavía un pequeño porcentaje del equipamiento instalado. La verdadera problemática

surge a la hora de poder integrar IED en equipamiento convencional para actualizarlo a las nuevas necesidades y exigencias del sistema eléctrico.

3.2.5 Control Automático de supervisión y adquisición de datos

El nombre SCADA significa: (Supervisory Control And Data Acquisition, Control Supervisor y Adquisición de datos).

Un sistema SCADA es una aplicación o conjunto de aplicaciones software especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores de control de producción, con acceso a la planta mediante la comunicación digital con los instrumentos y actuadores, e interfaz gráfica de alto nivel con el usuario (pantallas táctiles, ratones o cursores, lápices ópticos, etc.). Aunque inicialmente solo era un programa que permitía la supervisión y adquisición de datos en procesos de control, en los últimos tiempos han ido surgiendo una serie de productos hardware y buses especialmente diseñados o adaptados para éste tipo de sistemas.

La interconexión de los sistemas SCADA también es propia, se realiza una interfaz del PC a la planta centralizada, cerrando el lazo sobre el ordenador principal de supervisión. El sistema permite comunicarse con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, sistemas de dosificación, etc.) para controlar el proceso en forma automática desde la pantalla del ordenador, que es configurada por el usuario y puede ser modificada con facilidad. Además, provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios. Los sistemas SCADA se utilizan en el control de oleoductos, sistemas de transmisión de energía eléctrica, yacimientos de gas y petróleo, redes de distribución de gas natural, subterráneos, generación energética (convencional y nuclear).

3.2.5.1 Característica de un sistema SCADA.

Los sistemas SCADA, en su función de sistemas de control, dan una nueva característica de automatización que realmente pocos sistemas ofrecen: la de supervisión. Sistemas de control hay muchos, muy variados y todos, bien aplicados, ofrecen soluciones óptimas en entornos industriales. Lo que hace de los sistemas SCADA una herramienta diferente es la característica de control supervisado. De

hecho, la parte de control viene definida y supeditada, por el proceso a controlar, y en última instancia, por el hardware e instrumental de control (PLC, controladores lógicos, armarios de control.) o los algoritmos lógicos de control aplicados sobre la planta los cuales pueden existir previamente a la implantación del sistema SCADA, el cual se instalará sobre y en función de estos sistemas de control.

En consecuencia, supervisamos el control de la planta y no solamente monitorizamos las variables que en un momento determinado están actuando sobre la planta; esto significa que podemos actuar y variar las variables de control en tiempo real, algo que pocos sistemas permiten con la facilidad intuitiva que dan los sistemas SCADA.

Se puede definir la palabra supervisar como ejercer la inspección superior en determinados casos, ver con atención o cuidado y someter una cosa a un nuevo examen para corregirla o repararla permitiendo una acción sobre la cosa supervisada. La labor del supervisor representa una tarea delicada y esencial desde el punto de vista normativo y operativo; de ésta acción depende en gran medida garantizar la calidad y eficiencia del proceso que se desarrolla. En el supervisor descansa la responsabilidad de orientar o corregir las acciones que se desarrollan. Por lo tanto tenemos una toma de decisiones sobre las acciones de últimas de control por parte del supervisor, que en el caso de los sistemas SCADA, estas recaen sobre el operario.

Esto diferencia notablemente los sistemas SCADA de los sistemas clásicos de automatización donde las variables de control están distribuidas sobre los controladores electrónicos de la planta y dificulta mucho una variación en el proceso de control, ya que estos sistemas una vez implementados no permiten un control a tiempo real óptimo. La función de monitorización de estos sistemas se realiza sobre un PC industrial ofreciendo una visión de los parámetros de control sobre la pantalla de ordenador, lo que se denomina un HMI (Human Machine Interface), como en los sistemas SCADA, pero sólo ofrecen una función complementaria de monitorización: Observar mediante aparatos especiales el curso de uno o varios parámetros fisiológicos o de otra naturaleza para detectar posibles anomalías.

Es decir, los sistemas de automatización de interfaz gráfica tipo HMI básicos, ofrecen una gestión de alarmas en formato rudimentarias mediante las cuales la única opción que le queda al operario es realizar una parada de emergencia, reparar o compensar la anomalía y realizar un reset. En los sistemas SCADA, se utiliza un HMI interactivo el cual permite detectar alarmas y a través de la pantalla solucionar el problema mediante las acciones adecuadas en tiempo real. Esto otorga una gran flexibilidad a los sistemas SCADA. En definitiva, el modo supervisor del HMI de un sistema SCADA no solamente señala los problemas, sino lo más importante, orienta en los procedimientos para solucionarlos.

A menudo, las palabras SCADA y HMI inducen cierta confusión en las personas que no están familiarizadas con estos sistemas (frecuentemente alentada por los mismos fabricantes en su afán de diferenciar el producto o exaltar comercialmente el mismo). Ciertamente es que todos los sistemas SCADA ofrecen una interfaz gráfica PC-Operario tipo HMI, pero no todos los sistemas de automatización que tienen HMI son SCADA. La diferencia radica en la función de supervisión que pueden realizar estos últimos a través del HMI.

- Ü Adquisición y almacenamiento de datos, para recoger, procesar y almacenar la información recibida, en forma continua y confiable.
- Ü Representación gráfica y animada de variables de proceso y monitorización de éstas por medio de alarmas.
- Ü Ejecutar acciones de control, para modificar la evolución del proceso, actuando bien sobre los reguladores autónomos básicos (consignas, alarmas, menús, etc.) bien directamente sobre el proceso mediante las salidas conectadas.
- Ü Arquitectura abierta y flexible con capacidad de ampliación y adaptación.
- Ü Conectividad con otras aplicaciones y bases de datos, locales o distribuidas en redes de comunicación.
- Ü Supervisión, para observar desde un monitor la evolución de las variables de control.

3.2.5.2 Componentes de Hardware

Un sistema SCADA, como aplicación de software industrial específica, necesita ciertos componentes inherentes de hardware en su sistema, para poder tratar y gestionar la información captada.

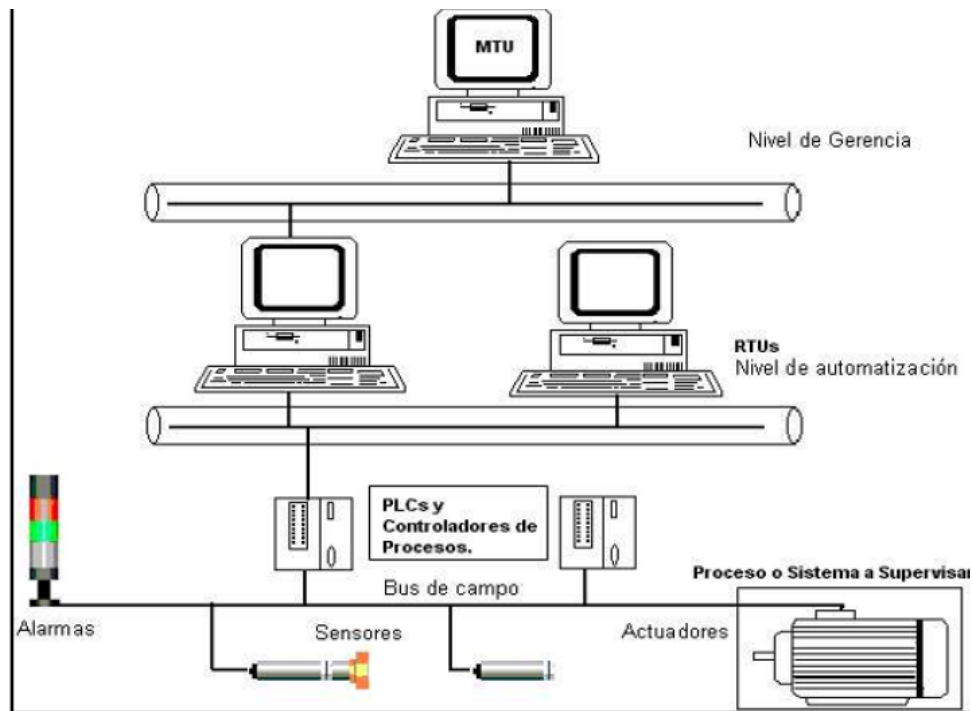


Figura 5. Componentes de Hardware de un sistema SCADA

Fuente: https://www.solostocks.com/es.uline.mx/Grp_46/Poly-Bag-Sealers

3.2.6 Sistema SCADA MIRAGE

El sistema Mirage es un software SCADA y su función principal es supervisar el funcionamiento de un sistema de telecontrol. Está basado en una arquitectura modular sobre plataforma Windows XP, el mismo utiliza en todo momento servicios estándar del sistema operativo ofreciendo de este modo una arquitectura abierta y fácilmente expandible. Características principales:

- Arquitectura modular cliente/servidor con comunicación TCP/IP entre módulos.

- Capacidad de crecimiento agregando módulos adicionales según la aplicación. Se puede instalar en una única PC o en múltiples PC en red.
- Diseños de alta confiabilidad con Hot Standby.
- Seguridad de acceso por usuario y por estación.
- Múltiples protocolos con RTU con canal simple o duplicado.
- Comunicación con otros SCADA por ICCP e IEC60870-5-101.
- Almacenamiento de datos históricos en ODBC y/o texto.
- Completo editor de mímicos con biblioteca y servidor de mímicos.
- Librería .NET para las aplicaciones desarrolladas por el usuario.
- Capacidad de ejecución de lógica local según IEC 61131.
- Sincronización de tiempo por NTP, GPS e IEEE1588. Interfaz OPC esclava.

3.3 Definición de términos

Actuadores: aparatos que ejercen una acción específica en un proceso.

Automatizar: Automático o mecanizado nuestros movimientos y acciones, el trabajo y la producción en general.

Controladores: Dispositivos electrónicos con fin de lograr que una máquina o dispositivo funcione mediante mandos.

Sensores: Dispositivos que detectan actividad física y la transforman en señales eléctricas.

Sistema: Conjunto de cosas ordenadas y relacionadas entre sí. Método o grupo de órganos que regulan una función.

CAPITULO IV

MARCO METODOLOGICO

Una vez formulado el problema, delimitado los objetivos y asumidas las bases teóricas que orientan el sentido de la investigación de manera precisa, para indicar el tipo de datos que se requiere indagar deben seleccionarse los distintos métodos y técnicas que posibiliten la obtención de información, para ello se elabora el Marco Metodológico, que según Balestrini (2004) “ está referido al momento que alude al conjunto de procedimientos lógicos, tecnológicos, operacionales, implícitos en todo proceso de investigación” (p.113).

4.1 Tipo de investigación

La naturaleza propia del proyecto, hace que la investigación entre en la clasificación de proyecto factible, puesto que se desarrollará un plan de trabajo para la propuesta de diseño de un Scada a la subestación Centro Acuario para la integración a centro de operaciones de distribución Carabobo Corpoelec. Basado en lo anteriormente descrito Mijares y García (2007) definen como proyecto factible a:

“... la investigación elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organización o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas tecnologías, métodos o procesos. El proyecto factible debe tener apoyo en una investigación de tipo documental, de campo o un diseño que incluya ambas modalidades...” (p5).

4.2 Diseño de la investigación

El diseño de la investigación es el conjunto de directrices que toma el investigador con el fin de observar, analizar y plantear una solución de ser posible a la problemática objeto de la investigación. Según Palella y Martins (2012) definen como investigación de campo y documental a:

“La Investigación de campo consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar las variables. Estudia los fenómenos sociales en su ambiente natural. El investigador no manipula variables debido a que esto hace perder el ambiente de naturalidad en el cual se manifiesta...” (pag.88).

4.3 Nivel de la investigación

El nivel de investigación se refiere según Arias:(2012) “al grado de profundidad con que se aborda un objeto o fenómeno” (p.47). Así pues, el nivel de investigación establece hasta qué punto se llevará a cabo el estudio del tema o problema planteado. Tomando en cuenta el tipo de investigación, se conocerá el nivel en el cual se basa todo el estudio. También el nivel permite saber qué factores tienen que intervenir para el desarrollo de toda la investigación.

Tomando en cuenta lo anteriormente expuesto, el nivel de investigación que se emplea es descriptiva definido por Hurtado de B. (2010), como:

“Los estudios descriptivos miden de forma independiente las variables, y aun cuando no se formulen hipótesis, las primeras aparecerán enunciadas en los objetivos de investigación” (p.223).

Lo mencionado por Hurtado, se aplica a todas las investigaciones que conllevan a diseños dirigidos a cubrir necesidades y que están basados en conocimientos anteriores.

4.5 Fases de la Investigación

Fase I: Evaluación el estado de todos los equipos IDE's de la subestación Centro Acuario de Corpoelec.

Los equipos IDE's son los que se encargan de la medición y obtención de datos eléctricos, por lo que esta fase se encargará de verificar el estado de estos equipos.

Fase II: Determinación de los protocolos de comunicación necesarios para integrar los IDE's a la RTU.

Se determinará los protocolos el cual fue escogido el modo MODBUS RTU.

Fase III: Diseño la interfaz Scada de la Subestacion Centro Acuario de Corpoelec.

En esta fase se realizará el diseño de la propuesta del interfaz SCADA de la supervisión en tiempo real de los equipos de la subestación centro Acuario.

Fase IV: Integración de la Scada de la Subestación Centro Acuario a la Scada MIRAGE del C.O.D Carabobo de Corpoelec.

Siguiendo lo anterior después de diseñar la interfaz del SCADA de la subestación del centro Acuario de Corpoelec se integrará al SCADA MIRAGE que controla todo el proceso.

CAPITULO V

RESULTADOS

5.1 Fase I: Diagnosticar la situación actual del sistema de monitoreo de la información de los equipos IDE's en la subestación Centro Acuario de CORPOELEC.

Los Dispositivo Electrónico Inteligente (IDE) se utiliza en la industria de la energía eléctrica para describir equipos de regulación electrónica inmersos en los sistemas eléctricos. Estos IDE reciben datos de los sensores y diversos dispositivos eléctricos, y puede informar los comandos de control, tales como interruptores que se disparan cuando se detectan voltajes, corrientes o frecuencias anómalas. Aparte de las lecturas, con este tipo de medidores se pueden ordenar cortes, reconexiones o saber si se ha apagado, encendido o removido.

Tradicionalmente las redes de energía eléctrica han necesitado de equipos que monitoricen sus parámetros más característicos, debido a dos razones fundamentales:

- Mejorar el rendimiento y la explotación de todo el sistema, por medio de la interpretación de una serie de parámetros.
- Aportar seguridad, implementando procedimientos de protección frente a los riesgos inherentes al sistema eléctrico.

La primera premisa da lugar al concepto de calidad de suministro, que guarda una estrecha relación con la eficiencia de la red y de la producción eléctrica. Por otra parte, la seguridad y la protección se plantean como una necesidad, debido a los riesgos inherentes en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, desde los mismos albores de esta industria. Es por ello que la integración de los sistemas de monitorización en el equipamiento de la red, han jugado un papel crucial en la mejora de la eficiencia del sistema eléctrico.

Así pues, estos IED, debido a su alta capacidad de integración, proporcionan una alternativa viable tanto para la interconexión como para aplicaciones de calidad de suministro. En particular, los sistemas electrónicos embebidos ofrecen una serie de ventajas añadidas, como son: rendimiento mejorado, mayor flexibilidad, menor espacio y cableado, así como una mayor orientación a la multifuncionalidad.

El sector eléctrico en los últimos años está experimentando cambios sustanciales que están provocando un replanteo del sistema y de sus infraestructuras a nivel global. Las razones que están impulsando este cambio son múltiples, e incluyen consideraciones tanto a nivel local como global, de entre las cuales podemos destacar aquí algunas de ellas: los cambios en las necesidades de consumo energético del usuario, el aumento de los niveles de calidad exigidos en la energía que llega al cliente, el creciente desarrollo de las fuentes de energía renovables, y la necesidad estratégica de diversificación en las fuentes de energía. Este contexto genera una coexistencia, cada vez mayor, entre la generación convencional y la generación distribuida.

Por lo que el uso cada vez es más generalizado de equipamiento electrónico, y este es sensible a las perturbaciones eléctricas, en la industria, en el ámbito residencial y de negocios, hace que aumente el número de usuarios preocupados por la calidad de suministro y por la vulnerabilidad de las instalaciones. En particular, ha aumentado la percepción de la empresa de proteger los sensibles equipos electrónicos contra sobretensiones perjudiciales.

Si bien es cierto el uso de estos equipos cada vez es mayor en la empresa CORPOELEC por lo que la evaluación del estado de todos los equipos IDE involucrados en la subestación Centro Acuario es de suma importancia, ya que de esta manera se observara detalladamente que equipo se encuentra en funcionamiento.

Por lo tanto, para dar respuesta a la primera fase del informe de pasantías, se ha procesado la información en una tabla que especifica 16 equipos en la cual cada equipo se encarga de alimentar a una zona en específico (Circuito), se visualizara el estado del equipo, velocidad, modelo y respuesta con el fin de determinar la condición actual y diagnóstico para visualizar directamente la situación de cada uno de ellos.

Tabla 1. Diagnóstico del estado de los equipos IDE de la Subestación Centro Acuario

Modelo	Características	Situación Actual			Diagnóstico
		Estado	Agente Causante	Consecuencia	
D -105	Sector: Inos Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 115	Operativo	-	-	Buen estado
D-205	Sector: Soubllette1 Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 125	Operativo	-	-	Buen estado
D-305	Sector: Cuatricentenario Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 135	Estable	Equipo viejo	No se obtiene una lectura rápida de los valores.	Se recomienda sustituir equipo
D-405	Sector: Ceramica Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 145	Operativo	-	-	Buen estado
D-505	Sector: Colorado Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 155	Operativo	-	-	Buen estado
D-605	Sector: Casupo Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 165	Operativo	-	-	Buen estado
D-705	Sector: Solar Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 115	Operativo	-	-	Buen estado

D-805	Sector: Guacamaya Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 115	Operativo	-	-	Buen estado
D-905	Sector: Soublette 2 Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 115	Estable	Equipo viejo	No se obtiene una lectura rápida de los valores.	Se recomienda sustituir equipo
D-1005	Sector: Guataparo Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 115	Operativo	-	-	Buen estado
D-1105	Sector: Manguita Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 115	Operativo	-	-	Buen estado
B-410	Sector: Lado de alta Transformador 4 Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 115	Operativo	-	-	Buen estado
B-105	Sector: Quizanda-Centro1 Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 115	Operativo	-	-	Buen estado
B-205	Sector: Centro-Camoruco1 Modelo: 7330 Velocidad: 9600 IED: 115	Operativo	-	-	Buen estado
B-405	Sector: Quizanda-Centro2 Modelo: 3720 Velocidad: 9600 IED: 115	Operativo	-	-	Buen estado

B-505	Sector: Centro-Camoruco2 Modelo: 3720 Velocidad: 9600 IED: 115	Operativo	-	-	Buen estado
B-310	Sector: Lado de alta transformador 3 Modelo: 3720 Velocidad: 9600 IED: 115	Operativo	-	-	Buen estado

Fuente: Medina (2019)

5.2 Fase II: Identificar los parámetros de comunicación del sistema de monitoreo de la información de los equipos IDE's en la subestación Centro Acuario de CORPOELEC.

Un protocolo es un conjunto de reglas y convenciones entre comunicantes. El objetivo del protocolo es establecer una conexión entre DTEs (Equipo Terminal de Datos), identificando el emisor y el receptor asegurando que todos los mensajes se transfieran correctamente controlando toda la transferencia de datos. Además de los aspectos que definen un protocolo se destacan las siguientes características:

- Los modos de operación, la estructura de los mensajes, los tipos de órdenes y respuestas, constituyen las diferentes piezas constructivas de un protocolo.
- La fase de comunicación puede resumirse en el caso de un servicio de comunicación con confirmación (hay servicios sin confirmación). Pueden definirse 4 funciones básicas o primitivas de un servicio de comunicación:
 - a) Resquest: Un servicio es solicitado por ente usuario.
 - b) Indication: Un ente es notificado de la ocurrencia de un evento.
 - c) Response: Un ente responde a un evento.
 - d) Confirm: Un ente informa sobre un requerimiento anterior.

- Se puede distinguir “Niveles” o “Capas” que reciben o solicitan servicios de niveles superiores y/o inferiores.

La estructura general de los mensajes que se intercambian entre dispositivos de una red es como se muestra en la figura 6.

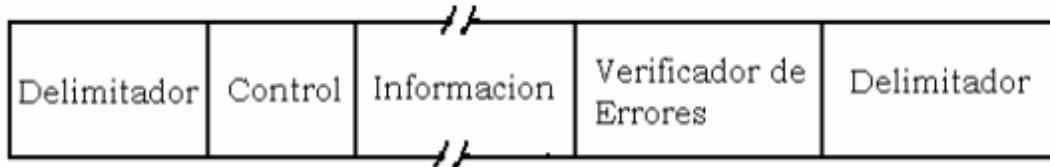


Figura 6. Estructura de un mensaje.

Fuente: Medina (2019)

El propósito de cada campo del mensaje se muestra a continuación:

- **Campo delimitador:** Indica inicio y fin de un mensaje.
- **Campo de control:** Contiene información como el tipo de mensaje, número de secuencia, destino/origen, código de Request/confirmación.
- **Información:** Contiene la información a ser transportada. Es de longitud variable.
- **Verificación de errores:** Implementación de técnicas para detectar errores de transmisión. Hay tres métodos muy utilizados para detectar errores: control de redundancia vertical (VRC), Control de redundancia horizontal (HRC) y Control de redundancia cíclica (CRC). Este último utilizado por Modbus RTU.

Según la estructura de la información para su transmisión, los protocolos utilizan dos estructuras: orientada a caracteres como: Modbus ASCII y orientada a bit. Como: Modbus RTU.

5.2.3 Protocolo MODBUS

Modbus es una especificación desarrollada por Modicon para crear un Nivel de Aplicación estándar para Redes de Comunicación aplicada en ambientes industriales. Su especificación abierta permite la comunicación entre cualquier dispositivo que cumpla con el protocolo. Modbus es una red digital de comunicaciones enmarcada en

el concepto de Bus de Campo de Control y como tal, emplea sólo los niveles 1, 2 y 7 del modelo de referencia OSI (Open System Interconnection); estos niveles corresponden al Físico, de Enlace y de Aplicación, respectivamente. Su topología es Maestro-Esclavo con una estructura de bus lineal en donde sólo existe un maestro, el cual controla el acceso al medio y monitoriza el funcionamiento de la red, y uno o más dispositivos programables actúan como esclavos, que responden y proceden según lo requerido por el maestro. La comunicación se da en forma serial asíncrona bajo los estándares RS-232 ó RS-485 para enlace semi-dúplex (half-duplex) y RS-422 para enlace dúplex (full-duplex), utiliza diferentes medios físicos como son los de soporte metálico (cables), radio frecuencia (RF), fibra óptica, o infrarrojo (IR) y cuya velocidad de transmisión está prevista en valores discretos para el rango de 75 a 19.200 baudios.

Así mismo, Modbus posee dos modos de comunicación serie conocidas como ASCII y RTU (o binaria) para el intercambio de mensajes entre los diferentes dispositivos que conforman la red. Estos mensajes son conocidos como tramas (frames) y están constituidas por un conjunto de caracteres que tienen una longitud en bits que depende del modo de transmisión que se utilice. Estas tramas contienen los datos necesaria para reconocer el origen y objetivo de cada mensaje puesto en el bus por alguno de los dispositivos y que luego le servirá a un dispositivo receptor para hacer la validación y posterior toma de decisiones. La longitud de estas tramas es variable y está acotada a un máximo de 256 caracteres. Se pueden establecer comunicaciones en redes estándar Modbus utilizando cualquiera de estos dos modos de transmisión. Los usuarios seleccionan el modo de transmisión deseado, junto con los parámetros de comunicación del puerto serie (velocidad de transmisión, paridad, número de bits de parada, etc.) durante la configuración de cada controlador. El modo y los parámetros del puerto serie tienen que ser los mismos para todos dispositivos para garantizar en primera instancia el buen funcionamiento de la red. Modbus maneja básicamente dos tipos de datos: bits individuales y palabras de 16 bits. Los bits individuales corresponden a entradas o salidas discretas con estados ON/OFF y las palabras o

registros de entrada o salida cuyos estados indican un valor análogo. En la tabla 2 se muestra estos tipos de datos.

Tabla 2. Datos en un dispositivo de una red Modbus

Sector	Formato	Tipo de Acceso	Comentario
Salidas discretas (Coils)	Bits individuales	Lectura-escrita	Modificables por un programa de aplicación
Entradas discretas (Inputs)	bits individuales	solo lectura	suministrados por un sistema de E/S
Registros de entrada (Input Registers)	Palabras de 16 bits	solo lectura	suministrado por un sistema de E/S
Registros de salida (Holding Registers)	Palabras de 16 bits	lectura-escritura	modificables por un programa de aplicación

Fuente: Medina (2019)

En esta tabla se muestran los cuatro tipos de datos que pueden estar presentes en los controladores que tienen a Modbus como protocolo de comunicación, el formato en el que se encuentran dentro del dispositivo, el tipo de acceso y como pueden ser modificados o suministrados. Estos datos pueden ser modificados sólo si son salidas del controlador programable. Es evidente que las entradas no tienen la posibilidad de ser cambiadas por un software de aplicación ya que éstas hacen referencia a estados externos de los controladores.

Este protocolo ha sido acogido y actualizado a tal punto que se ha convertido en un estándar de facto para la automatización de la industria gracias a su particular estructura de mensajes, la cual opera con direcciones de memoria y no variables concretas, haciéndolo adaptable a diferentes dispositivos; también a su especificación realmente abierta que permite comprender en toda su extensión la forma en que se lleva a cabo la transacción de mensajes y el flujo de información con lo cual ha sido posible la programación de equipos que lo ejecuten y puedan formar parte de una red Modbus. Como protocolo que es, describe el proceso para acceder a información de un dispositivo, cómo debe responder éste, y cómo se notifican las situaciones de error con

el fin de garantizar un flujo correcto de datos entre los dispositivos que conforman la red.

5.2.3.1 Tramas Modbus

El modo de transmisión es la estructura de las unidades de información contenidas en un mensaje. El protocolo Modbus utiliza dos modos de transmisión: ASCII (American Standard Code for Information Interchange) y RTU (Remote Terminal Unit). En una red de dispositivos conectados mediante el protocolo Modbus no se pueden tener dispositivos utilizando diferentes modos de transmisión. Se describirá con detalles estos dos modos de transmisión en un capítulo posterior.

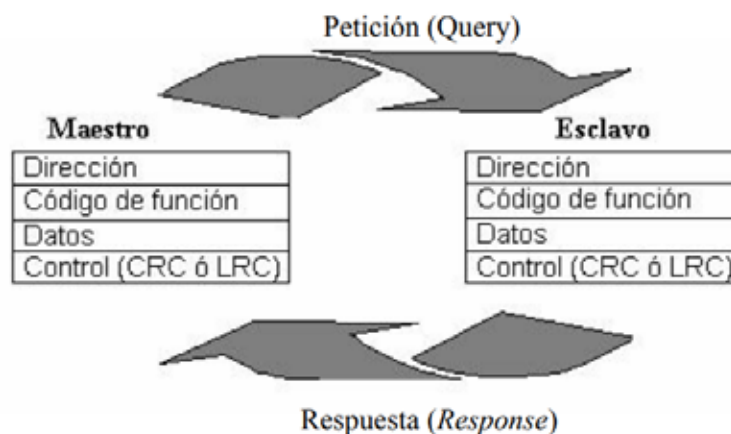


Figura 7. Ciclo de Pregunta/Respuesta

Fuente: Direccionamiento de protocolo Modbus- RTU. Pag 16

Los intercambios de mensajes cumplen un ciclo de Pregunta/Respuesta (Query/Response) en los dos modos de transmisión mencionados; esto se logra mediante tramas como se muestra en la figura 7. Se observa en esta figura que la estructura de la trama enviada por el maestro al esclavo es similar al enviado por el esclavo al maestro. Estas tramas deben contener por lo menos los siguientes campos: dirección, código de función, datos y chequeo de errores. El contenido y propósito de estos campos dentro de cada trama se explican a continuación:

- **Campos de dirección:** Modbus es un protocolo multipunto, esto significa que el maestro puede comunicarse a múltiples esclavos utilizando la misma línea

de comunicación, lo cual es conocido como topología de bus. Debido a esto, cada esclavo debe tener una identificación única e irrepetible dentro de la red con la que los dispositivos identificarán el destino y el origen de los mensajes que sean puestos en el bus. Duplicar esta identificación puede producir colisiones en el bus o conflictos en la red que conlleve a un flujo de datos no fiables con posteriores consecuencias negativas. La dirección de un dispositivo en la red debe estar, según el documento PI-MBUS300 rev J., en el rango 1 a 63 con posibles valores que van desde 01H hasta 3FH, esto con el fin de garantizar que los bits que conforman la trama lleguen con los niveles de tensión o corriente establecidos en los estándares de comunicación serial utilizados.

- **Campos de códigos de función:** Cada función permite transmitir órdenes o datos a un esclavo. Existen dos tipos básicos de órdenes: ordenes de lectura/escritura de datos en los registros o en la memoria del esclavo y ordenes de control (RUN/STOP), carga y descarga de programas, verificación de contadores, etc.).
- **Campos de datos:** El campo de datos se construye usando grupos de dos dígitos hexadecimales, en el rango de 00 a FF hexadecimal. Esto se puede hacer a partir de un par de caracteres ASCII, o a partir de un carácter RTU, de acuerdo con el modo de transmisión serie de la red. El campo de datos de los mensajes enviados por el maestro a los dispositivos esclavos contiene la información adicional que el esclavo debe usar para tomar la acción definida por el código de función. Este campo puede incluir ítem como son direcciones iniciales de entradas o salidas discretas a leer o escribir, direcciones iniciales de registros de entradas o de salidas, el número de datos a leer, etc. Por ejemplo, si el maestro le pide al esclavo leer un grupo de registros de salida (código de función 03), el campo de datos especifica el registro de inicio y cuantos registros se deben leer a partir de éste. Si el maestro escribe un grupo de

registros en el esclavo (código de función 10 hex.), en el campo de datos se debe especificar el número del registro desde donde se debe empezar, cuantos registros se van escribir, el número de bytes (contador de bytes) que corresponden a los datos que se transmiten en dicho mensaje, y los datos que deben ser escritos en los registros.

- **Campo de chequeo de errores:** El campo de chequeo de errores es el último de la trama y permite al maestro y a los esclavos detectar errores de transmisión. Ocasionalmente, debido a ruido eléctrico o a interferencias de otra naturaleza, se puede producir alguna modificación en el mensaje mientras se está transmitiendo. El control de errores asegura que los dispositivos receptores no efectuarán acciones incorrectas debido a una modificación accidental del mensaje. Para las redes Modbus estándar se usan dos tipos de métodos de chequeo de error y el contenido del campo de chequeo de error depende del método usado. Cuando se usa el modo ASCII para la comunicación, el campo de chequeo de error contiene dos caracteres ASCII. Los caracteres de chequeo de error son el resultado de un cálculo de (LRC Redundancy) Chequeo de Redundancia Longitudinal que se lleva a cabo con los contenidos del mensaje, excluyendo los caracteres dos puntos de inicio y CR/LF de terminación. Los caracteres LRC se añaden al mensaje como el último campo que precede los caracteres CR/LF. Cuando se usa el modo RTU para la transmisión, el campo de chequeo de error contiene un valor de 16 bits implementado como dos bytes de 8 bits. El valor de chequeo de error es el resultado de un cálculo de Chequeo de Redundancia Cíclica (CRC) aplicado al contenido del mensaje. El campo de CRC se añade al mensaje como el último campo en el mensaje. Cuando esto se hace, se añade primero el byte de orden bajo del campo, seguido por el byte de orden alto.

5.2.4 Modos de transmisión

Se ha mencionado que Modbus utiliza dos modos de transmisión para el intercambio de mensajes. A continuación, se hace una descripción completa de cada uno de estos modos de transmisión, pero antes de continuar cabe hacer una aclaración. Cuando se habla de caracteres se describe el protocolo Modbus, no se hace referencia al carácter conocido en los sistemas de cómputo programables en los cuales se define como un dato cuya longitud es fija y de ocho bits (un byte). Entonces, cuando se cite que un campo de la trama tiene una longitud de un carácter por ejemplo, se estará haciendo referencia a un carácter definido para el modo de transmisión ASCII ó RTU, cuya longitud en bits son diez y once respectivamente. Recuérdese también que los caracteres ASCII se han definido con una longitud de ocho bits y que se pueden representar con dos dígitos hexadecimal de 0..9, y A..F.

Para el trabajo de pasantías se escogió el modo de transmisión Modbus RTU por ser el modo de transmisión compatible entre la RTU 194 y todos los IDEs de la Subestación Centro Acuario, también por consideración de la empresa Corpoelec.

5.2.4.1 Modo de transmisión RTU

En la figura 8 se muestra la estructura de un mensaje enviado utilizando este modo de transmisión. En esta figura se observa que los mensajes comienzan con un intervalo de silencio de al menos 3.5 veces el tiempo necesario para enviar un carácter lo cual es mostrado como T1-T2-T3-T4. Después de este silencio el primer campo transmitido es la dirección del esclavo, cuya longitud es de ocho bits. De igual forma se cuenta con ocho bits para enviar el código de función, múltiplos enteros de ocho bits para los datos si son necesarios y dieciséis para el CRC. La trama terminará con un silencio de al menos 3.5 veces el tiempo necesario para enviar un carácter.

INICIO	DIRECCIÓN	FUNCIÓN	DATOS	CRC	FIN
T1-T2-T3-T4	8 bits	8 bits	n*8 bits	16 bits	T1-T2-T3-T4

Figura 8. Trama en el modo de transmisión RTU

Fuente: Direccionamiento de protocolo Modbus- RTU. Pag 29

Además del tiempo que limita el inicio y el fin de una trama, en el modo de transmisión RTU se debe tener en cuenta el tiempo que transcurre entre la llegada de caracteres consecutivos. Este tiempo se ha definido para que sea máximo de 1.5 veces el tiempo necesario para enviar un carácter. Si entre el fin de un carácter y el comienzo de otro transcurre un tiempo mayor que $1.5T_c$ y menor que $3.5T_c$ se producirá una situación de error en la transmisión y el dispositivo receptor debe ignorar la trama. Cuando se produce este error los esclavos no deberán enviar ningún mensaje de respuesta.

En la figura 9 se muestra Situaciones posibles en el intercambio de mensajes entre dispositivos conectados en red en el modo de transmisión RTU.

- a) situación normal.
- b) situación de error.
- c) situación de error

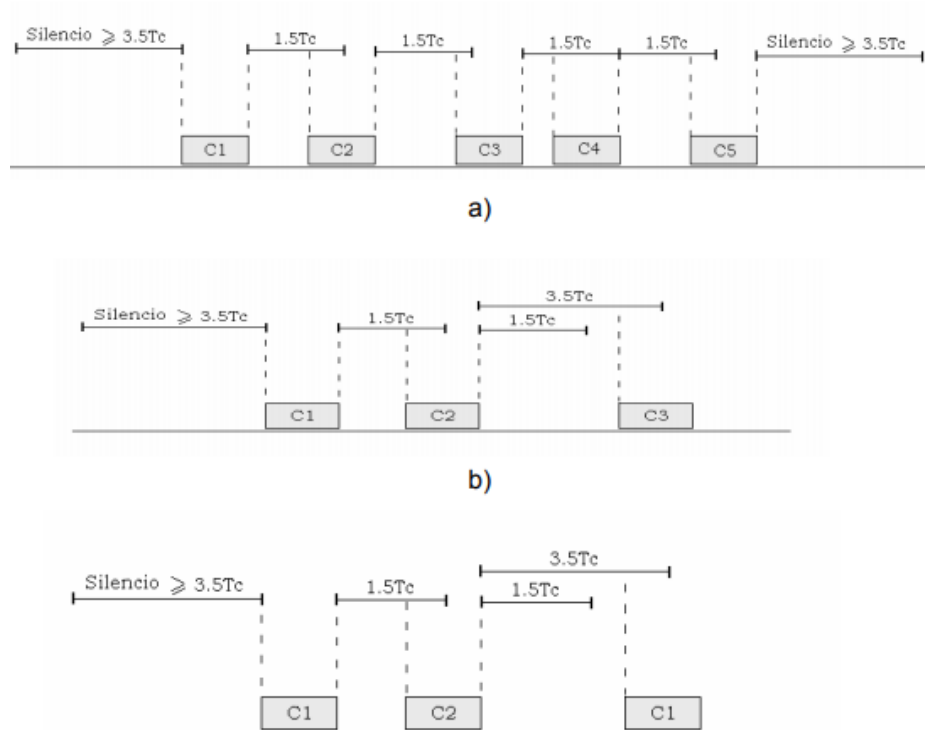


Figura 9. Modo de transmisión de RTU
Fuente: Direccionamiento de protocolo Modbus- RTU. Pag 30

En forma gráfica diversas situaciones que se pueden presentar en la recepción o envío de mensaje entre dispositivos. En esta figura $1.5T_c$ representa 1.5 veces el tiempo necesario para enviar un carácter, $3.5T_c$ representa 3.5 veces el tiempo necesario para enviar un carácter y los bloques etiquetados como C1, C2,... son los caracteres que conforman el mensaje puesto en el bus. La figura 9.a representa una situación normal en el intercambio de un mensaje; se observa que el inicio del primer carácter empieza cuando ha transcurrido un silencio³ de por lo menos $3.5T_c$ y que los restantes caracteres empiezan a llegar antes que ocurra $1.5T_c$ medido a partir del punto final del carácter anterior. También se observa que desde el final de C5 transcurre un tiempo mayor o igual a $3.5T_c$, lo que indica que C5 es el último carácter del mensaje. Cualquier carácter que se reciba después de este último silencio será el primero de otro mensaje puesto en el bus por algún dispositivo de la red.

La figura 9.b representa una situación de error. Se observa que C1 y C2 se han recibido en tiempo permitidos, pero C3 se ha recibido después de que ha transcurrido $1.5T_c$ pero antes de que transcurra $3.5T_c$. En este caso C3 no se puede entender como un carácter perteneciente al mensaje en recepción que va después de C2 ni el primer carácter de otro mensaje. Si esto ocurre, el dispositivo receptor debe continuar monitorizando el bus para poder detectar un silencio de por lo menos $3.5T_c$ y recibir el siguiente carácter como el primero del siguiente mensaje. De igual forma la figura 9.c representa otra situación de error. Se observa que algún dispositivo ha intentado enviar el primer carácter de un mensaje (C1) antes de que transcurra un silencio de por lo menos $3.5T_c$ medidos a partir del fin de C2. Como en el caso anterior C1 no se puede entender como un carácter consecutivo a C2 que pertenece al mensaje en recepción ni como el primer carácter de un nuevo mensaje. Otro posible caso es que C1 del nuevo mensaje llegue antes de que se cumpla $1.5T_c$ de haber arribado el último carácter del mensaje anterior. Si este es el caso, el dispositivo receptor concatenará ese o esos caracteres a los caracteres del mensaje anterior y tendrá como es de esperarse un mensaje errado. Los dispositivos que reciban este mensaje detectarán el error cuando

hagan el cálculo del CRC y hagan la comparación con el supuesto CRC que llega en el mensaje en los campos destinados para el chequeo de errores.

Los caracteres para el modo de transmisión RTU tienen una longitud de once bits. Estos once bits se distribuyen como sigue:

- 1 bit de inicio.
- 8 bits de datos, el bit menos significativo se envía primero.
- 1 bit para paridad, si se usa bit de paridad.
- 1 bit de parada si se usa paridad y dos bits si no se usa paridad

En la figura 10 se muestra en forma gráfica el orden en el que se envía cada carácter de la trama en el modo de transmisión RTU.

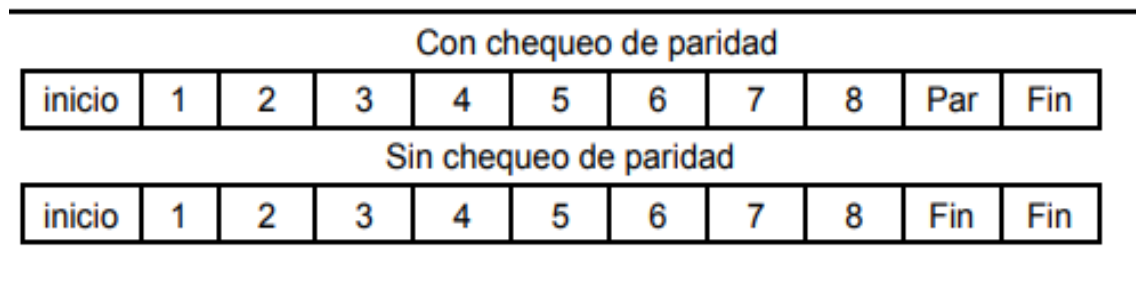


Figura 10. Orden de bits modo de transmisión RTU
Fuente: Direccionamiento de protocolo Modbus- RTU. Pag 31

5.3 Fase III: Implementar un SCADA de la Subestación Centro Acuario para integrarlo al SCADA MIRAGE del Centro de Operaciones de Distribución Carabobo de CORPOELEC.

La programación, es la acción de ordenar y estructurar una serie acciones de forma cronológica para cumplir un objetivo, en el caso de un proyecto de automatización, la programación es en la cargada de controlar todos los procesos que requieran, para realizar esto existen una gran variedad de lenguajes de programación, sin embargo, debido a su simplicidad para entender e interpretar sus instrucciones, el

lenguaje de programación más utilizado para realizar la acción de automatizar un proceso y el diseño se utilizó una interfaz SCADA.

El sistema Mirage es un software SCADA el cual fue escogido para el desarrollo de este trabajo de pasantías, el cual la su función principal del software es supervisar el funcionamiento de un sistema de telecontrol. Está basado en una arquitectura modular sobre plataforma Windows 7, el mismo utiliza en todo momento servicios estándar del sistema operativo ofreciendo de este modo una arquitectura abierta y fácilmente expandible. El sistema posee las siguientes características principales:

- Arquitectura modular cliente/servidor con comunicación TCP/IP entre módulos.
- Capacidad de crecimiento agregando módulos adicionales según la aplicación.
- Se puede instalar en una única PC o en múltiples PC en red.
- Diseños de alta confiabilidad con Hot Standby. Múltiples protocolos con RTU con canal simple o duplicado
- Seguridad de acceso por usuario y por estación.
- Comunicación con otros SCADA por ICCP e IEC60870-5-101.
- Almacenamiento de datos históricos en ODBC y/o texto.
- Completo editor de mímicos con biblioteca y servidor de mímicos.
- Librería.NET para las aplicaciones desarrolladas por el usuario.
- Capacidad de ejecución de lógica local según IEC 61131.
- Sincronización de tiempo por IEEE1588 o NTP.
- Consola táctil HMI

5.3.1 Diseño de la interfaz Scada

Para empezar con el diseño del Scada primeramente se realizó una base de datos para todos los equipos IED en el cual la misma contiene cada uno de los circuitos que supervisa el equipo IED (Ver figura 11). La base de datos especifica el modelo, nombre, velocidad de trabajo y el puerto en el que opera cada equipo IED.

ID	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	IDN 7330	Nombre	Modelo	Nota	Velocidad	ESTADO	IP ->SURNAME-GATEWAY	Cont	IED
2	D-105	Ivres	7330	Bien	3600	FUERA	ip: 169.254.200.062 Sub: 255.255.255.000 GATE: 169.254.200.2	1	115
3	D-205	Soubietta 1	7330	Bien	3600	FUERA		1	125
4	D-305	Catrinferriaria	7330	Responde Lento	3600	SERVICIO		1	135
5	D-405	Ceramica	7330	Bien	3600	FUERA		1	145
6	D-505	Colorado	7330	Bien	3600	FUERA		1	155
7	D-605	Cazapo	7330	Bien	3600	SERVICIO	ip: 169.254.200.063 Sub: 255.255.255.000 GATE: 169.254.200.2	1	165
8	D-705	Selar	7330	Bien	3600	SERVICIO	ip: 169.254.200.061 Sub: 255.255.255.000 GATE: 169.254.200.2	1	175
9	D-805	Guacamaya	7330	Bien	3600	FUERA		1	185
10	D-905	Soubietta 2	7330	Responde Lento	3600	SERVICIO	ip: 169.254.200.064 Sub: 255.255.255.000 GATE: 169.254.200.2	1	195
11	D-1005	Guataparo	7330	Bien	3600	SERVICIO		1	110
12	D-1105	Mangula	7330	Bien	3600	SERVICIO	ip: 169.254.200.065 Sub: 255.255.255.000 GATE: 169.254.200.2	1	111
13	B-430	Lado de Alta transf 4	7330	Bien	3600	SERVICIO		1	240
14	B-505	Quiranda-Centro 1	7330	Bien	3600	SERVICIO	ip: 169.254.200.066 Sub: 255.255.255.000 GATE: 169.254.200.2	1	215
15	B-205	Centro-Cameruco 1	7330	Bien	3600	SERVICIO		1	225
16	B-405	Quiranda-Centro 2	3720	Bien	3600	SERVICIO		8	245
17	B-505	Centro-Cameruco 2	3720	Bien	3600	SERVICIO		8	55
18	B-310	Lado de Alta transf 3	3720	Bien	3600	SERVICIO		8	230

Figura 11. Base de datos para los equipos IED.
Fuente: Medina (2019)

Se crearon los puntos del Driver Modbus, Protocolo Modbus y Protocolo 104 de la base de datos para todos los equipos IED ION Modelo 7330. (Ver figura 12)

A	B	C	D	E	F	G	H
1	Descripciones ION 7330	Driver Modbus	IEC104 / D-105	Protocolo Modbus D-105	IEC104 / D-205	Protocolo Modbus D-205	IEC104 / D-305
2	Vln a	40011	50140	1	50240	101	50340
3	Vln b	40012	50141	2	50241	102	50341
4	Vln c	40013	50142	3	50242	103	50342
5	Vln avg	40014	50143	4	50243	104	50343
6	VII ab	40015	50144	5	50244	105	50344
7	VII bc	40016	50145	6	50245	106	50345
8	VII ca	40017	50146	7	50246	107	50346
9	VII avg	40018	50147	8	50247	108	50347
10	I a	40019	50148	9	50248	109	50348
11	I b	40020	50149	10	50249	110	50349
12	I c	40021	50150	11	50250	111	50350
13	I avg	40022	50151	12	50251	112	50351
14	V unbal	40023	50152	13	50252	113	50352
15	I unbal	40024	50153	14	50253	114	50353
16	Freq	40025	50154	15	50254	115	50354
17	Phase Rev	40026	50155	16	50255	116	50355
18		40027	50156	17	50256	117	50356
19	kW a	40028	50157	18	50257	118	50357
20		40029	50158	19	50258	119	50358
21	kW b	40030	50159	20	50259	120	50359
22		40031	50160	21	50260	121	50360
23	kW c	40032	50161	22	50261	122	50361
24		40033	50162	23	50262	123	50362
25	kW tot	40034	50163	24	50263	124	50363
26		40035	50164	25	50264	125	50364

Figura 12. Puntos del Drive Modbus
Fuente: Medina (2019)

Seguidamente se hace la conexión a la RTU mediante un cable Ethernet y el software Administrador RTUQM V4.48, haciendo uso de la dirección IP que trae por defecto y que se puede visualizar en la pantalla de la misma. (Ver figura 13).

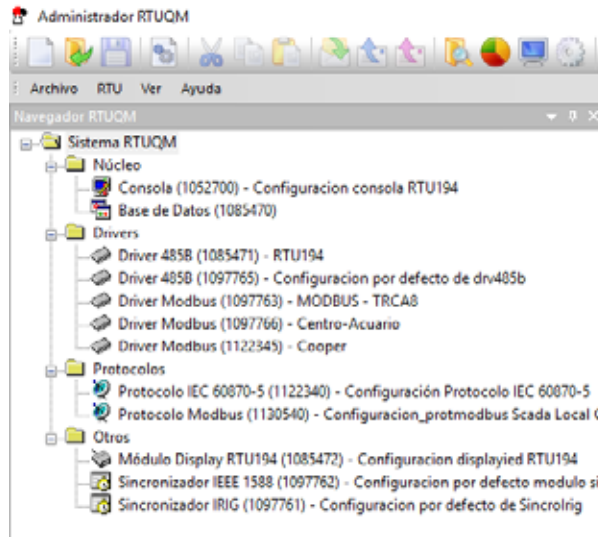


Figura 13. Conexión del RTU.

Fuente: Medina (2019)

Luego de realizar la conexión al RTU se realiza el recibimiento o descarga a la configuración global de la RTU, en la cual en esta se puede apreciar el nombre, zona horaria, dirección IP y los puertos Ethernet que trae el equipo. (Ver figura 14).

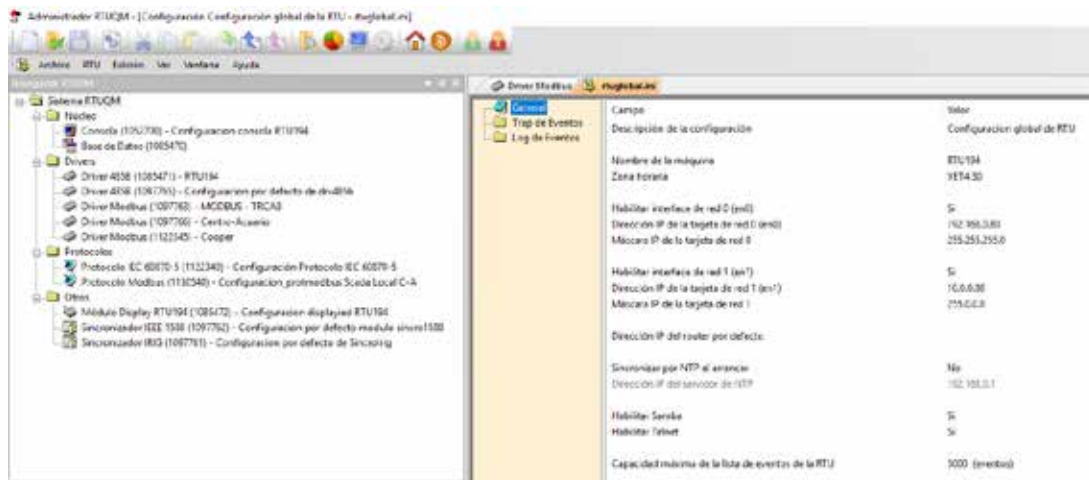


Figura 14. Configuración global del RTU

Fuente: Medina (2019)

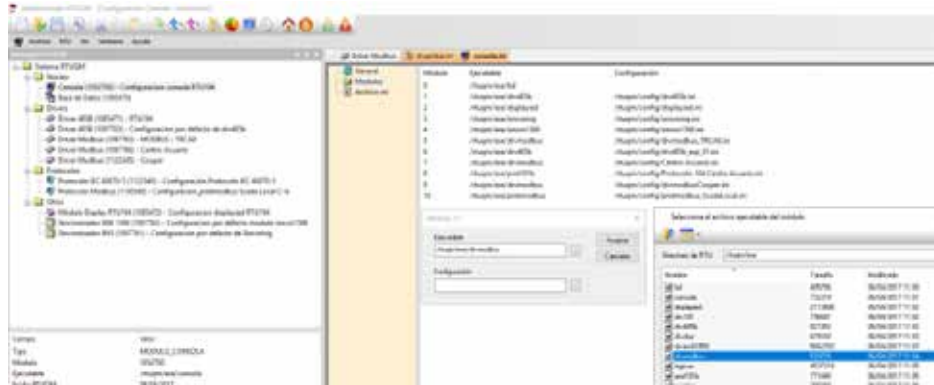


Figura 15. Configuración Global de la Consola al RTU
Fuente: Medina (2019)

Seguidamente en la figura 15 se puede observar que se hace el recibimiento o descargue de la Configuración global de la CONSOLA de la RTU, y así mismo se crea el Driver Modbus, con el cual la RTU se encargara de interrogar a través de este Driver creado a todos los equipos IEDS si se encuentran conectados en el lazo. El Driver es un protocolo de comunicación, que se encargan de interrogar equipos (IEDs), y estos mismo se encargan de enviar información que se les solicito.

Por último, se hace el recibimiento o descargue de la Configuración global del Driver Modbus, en el cual se agregan todos los dispositivos IEDs que están conectados al lazo. (Ver figura 16).

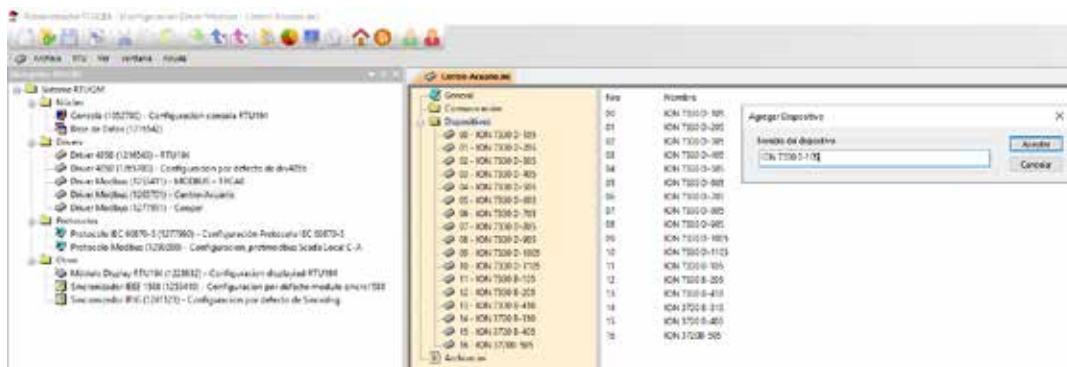


Figura 16. Configuración global del Driver Modbus 1
Fuente: Medina (2019)

Seguidamente en la configuración global del Driver Modbus se realiza el mapeo de todos los puntos a cada uno de los equipos IED, se selección el tipo de registro en nuestro caso se utilizó (Holding register), se realizaron varios tipos de configuración entre ellos: la dirección de inicio (11), el tipo de punto modbus (signed integer 16 bits), el formato del Bytes (big-endian), el factor de conversión, el rango de putos (100), el tiempo de polling y la dirección de Base de datos. (Ver figura 17).

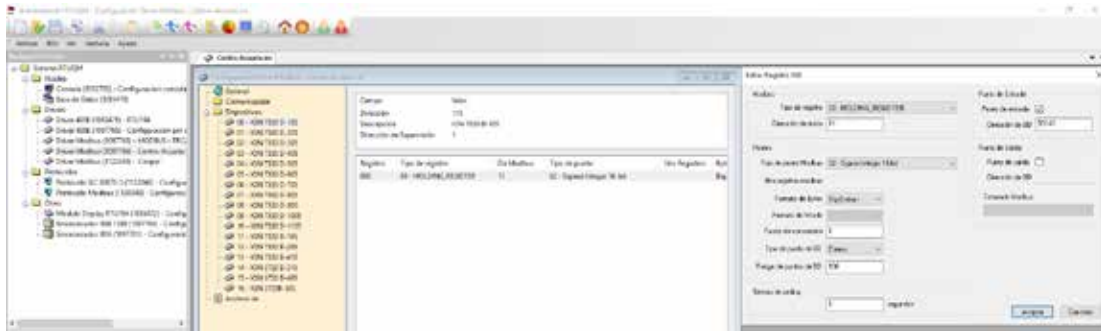


Figura 17. Configuración global del Driver Modbus 2

Fuente: Medina (2019)

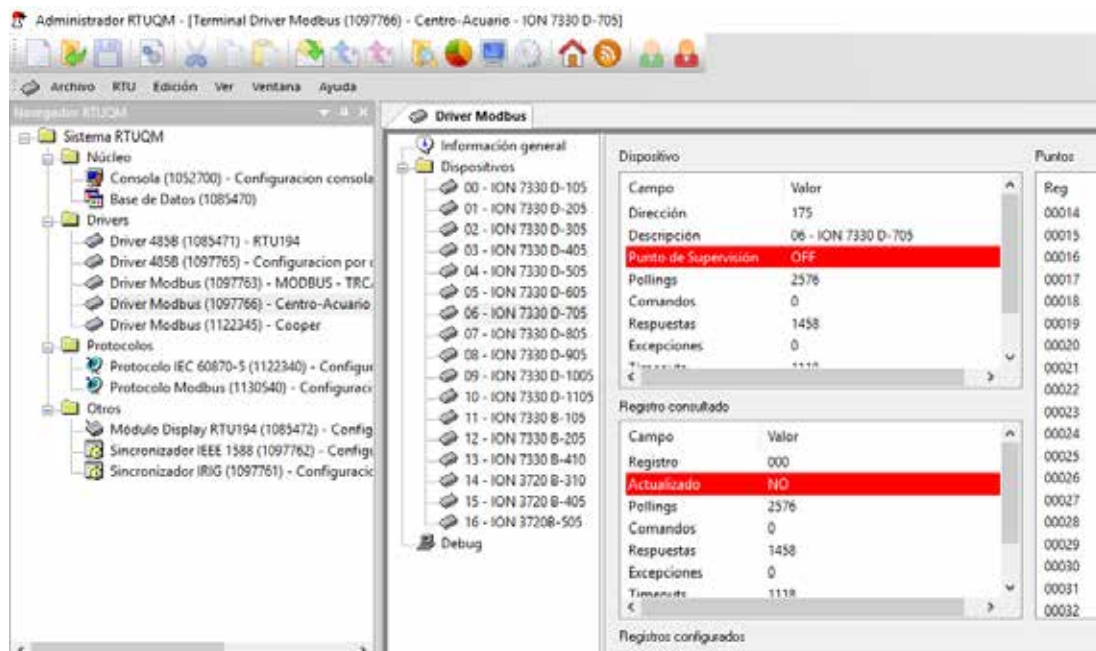


Figura 18. Verificación de los puntos.

Fuente: Medina (2019)

Verifico el modulo del Driver Modbus y monitoreo de los puntos mapeados, una vez mapeados los puntos de todos los equipos IEDs abro el driver Modbus y verifico que la información de cada uno de los equipos este llegando en correcto estado, comparando la información del driver con la información suministrada en el Display de los equipos IEDs. (Ver figura 18).

En la configuración global de la CONSOLA de la RTU se crea el protocolo 104, el cual este protocolo se crea para poder enviar la información para el Centro de Operaciones de distribución Carabobo, lo cual este protocolo se encarga de realizar la conexión al Scada Mirage. (Ver figura 19).

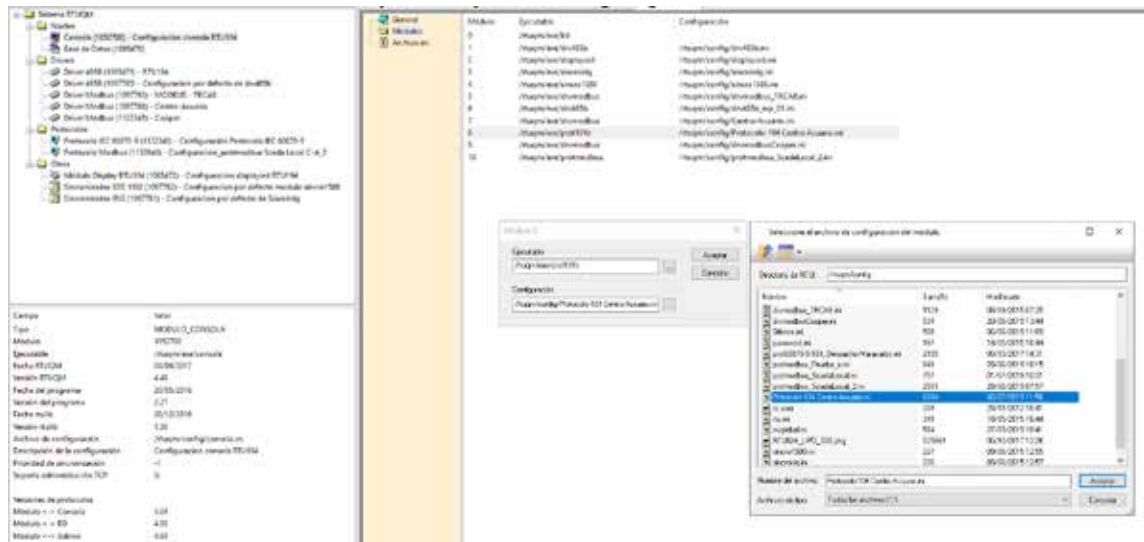


Figura 19. Creación Protocolo 104
Fuente: Medina (2019)

En la configuración global del Protocolo 104 se encargan de realizar todo el mapeo de todos los puntos, el mapeo se hace por parámetros (I, V, FP, Frecuencia, P, Q, S entre otros) y esto es necesario para poder escalarlos por separado. Seguidamente seleccionamos el tipo de punto del protocolo (MVFPV), el tipo de punto de Base de Datos (Entrada Int), y agregamos la dirección de Protocolo y de base de datos, el rango de puntos deseado, la banda muerta y el factor de escala. (Ver figura 20).

515	50675	???	13	1	0,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	0,00	0,00
515	50676	???	13	1	0,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	0,00	0,00
515	50677	???	13	1	0,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	0,00	0,00
515	50678	???	13	1	1,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	1,00	1,00
515	50679	???	13	1	852,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	852,	852,0
515	50686	???	13	1	0,0010	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	0,00	0,00
515	50687	???	13	1	0,9320	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	0,93	0,93
515	50718	???	13	1	855,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	855,	855,0
515	50719	???	13	1	4832,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	4832	4832,
515	50720	???	13	1	0,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	0,00	0,00
515	50721	???	13	1	116,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	116,0	116,0
515	50722	???	13	1	855,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	855,	855,0
515	50723	???	13	1	4949,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	4949	4949,
515	50724	???	13	1	855,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	855,	855,0
515	50725	???	13	1	4718,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	4718	4718,
515	50726	???	13	1	3,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	3,00	3,00
515	50727	???	13	1	4879,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	4879	4879,
515	50728	???	13	1	0,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	0,00	0,00
515	50729	???	13	1	6471,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	6471	6471,
515	50730	???	13	1	4,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	4,00	4,00
515	50731	???	13	1	1354,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	1354	1354,
515	50732	???	13	1	2,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	2,00	2,00
515	50733	???	13	1	8417,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	8417	8417,
515	50740	???	13	1	0,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	0,00	0,00
515	50741	???	13	1	0,0000	80(h) I+	PC: 27/9/2019 12:06:22 p. m.					1	0,00	0,00

Figura 24. Monitoreo del Protocolo 104 2.

Fuente: Medina (2019)

Para la realización de la integración de la Scada de la subestación Centro Acuario a la Scada Mirage del centro de operaciones de distribución Carabobo de Corpoelec, primeramente en el módulo Modbus Device Import del Mirage creo un nuevo Manager al cual llame RTU 194 Centro Acuario y seleccionamos el tipo de manager “Manager numérico externo”. (Ver figura 25).

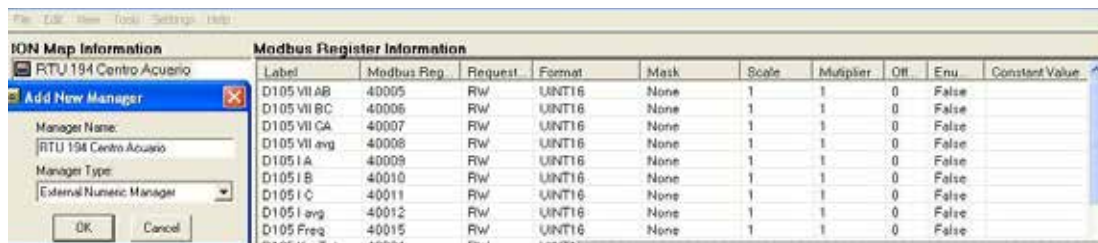


Figura 25. Creación de un nuevo manager.

Fuente: Medina (2019)

Luego en el módulo Modbus Device Import del Mirage y dentro del manager creado (RTU 194 Centro Acuario), se agrega un nuevo módulo el cual se coloca con el nombre de RTU194. (Ver figura 26).



Figura 26. RTU194

Fuente: Medina (2019)

En el módulo Modbus Device Import del Mirage, dentro del módulo agregado (RTU194), se crea un nuevo módulo llamado Analógico, es llamado de esta manera ya que todos los puntos a mapear son analógicos. (Ver figura 27).

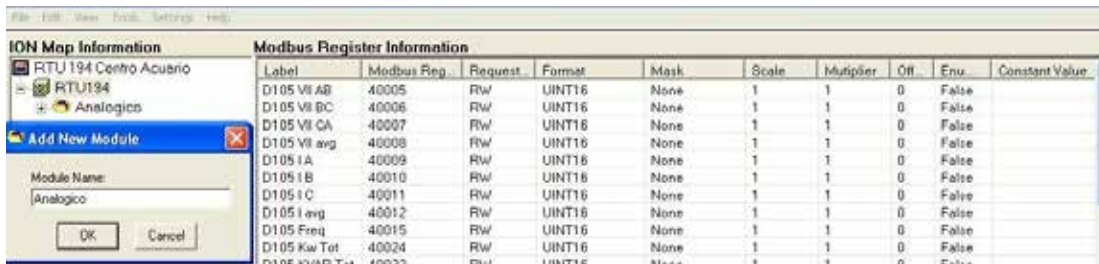


Figura 27. Modulo analógico

Fuente: Medina (2019)

En el módulo Modbus Device Import del Mirage, dentro del módulo Analógicos, agregamos cada uno de los puntos que serán usados en el Scada, por cada dispositivo usamos las siguientes variables, las corrientes (IA, IB, IC y Iavg), los voltajes (VII AB, VII BC, VII CA y VII avg), la frecuencia (Frec), el factor de potencia (Fp), la potencia activa total (KW Tot), la potencia reactiva total (KVAR Tot) y la potencia aparente total (KVA Tot). Al momento de agregarlos se identifica con el nombre acorde a la nomenclatura del circuito que se esté mapeando, luego se selecciona el tipo de dato, el tipo de registro (Holding register) y la dirección de base de datos de modbus. (Ver figura 28).

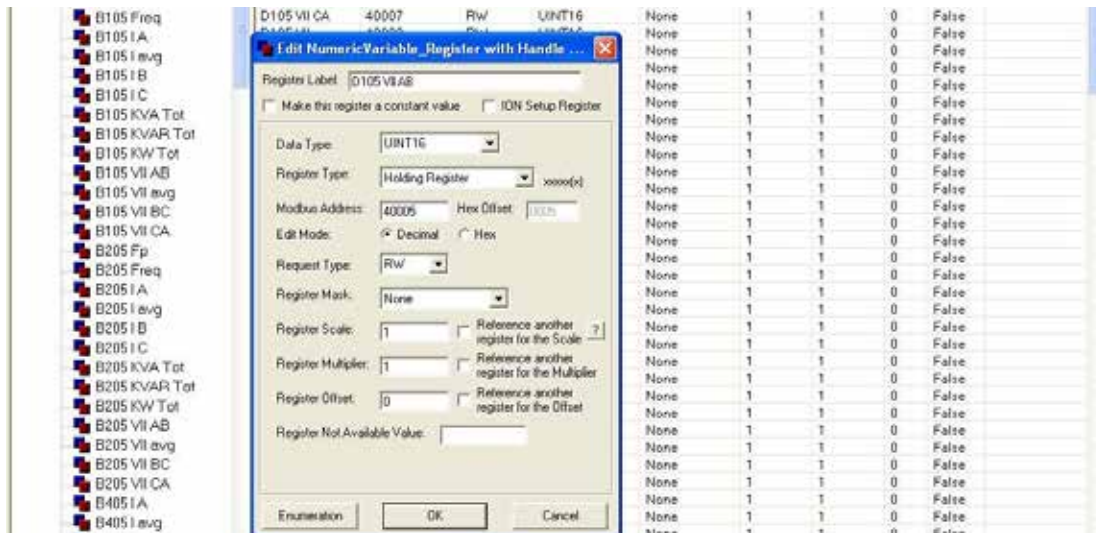


Figura 28. Mapeo de los puntos en el Scada Mirage
Fuente: Medina (2019)

Luego en el Módulo Management Console del Mirage agregamos un nuevo dispositivo. (Ver figura 29).

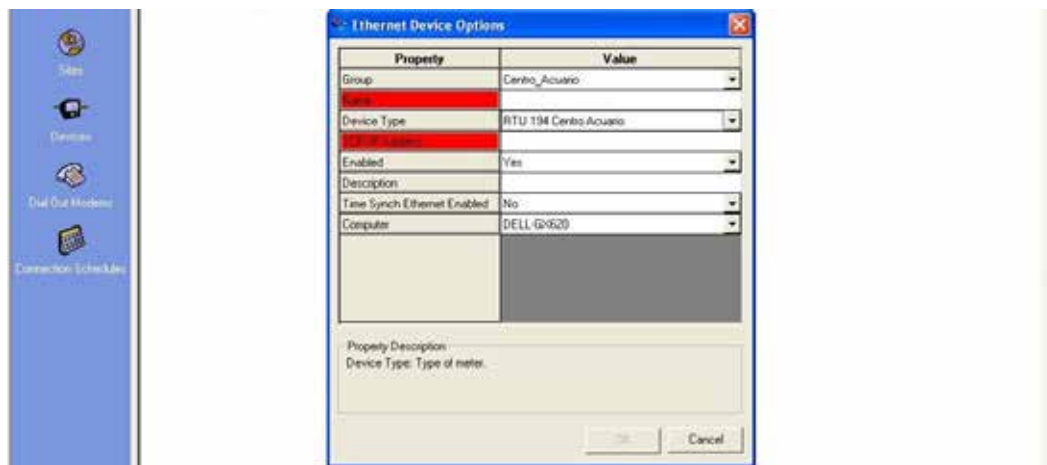


Figura 29. Nuevo dispositivo modulo Management Console
Fuente: Medina (2019)

Seguidamente en el módulo Management Console del Mirage, dentro del nuevo dispositivo creado configuramos la dirección IP y el número de ID que anteriormente habíamos configura en el RTU 194. (Ver figura 30).

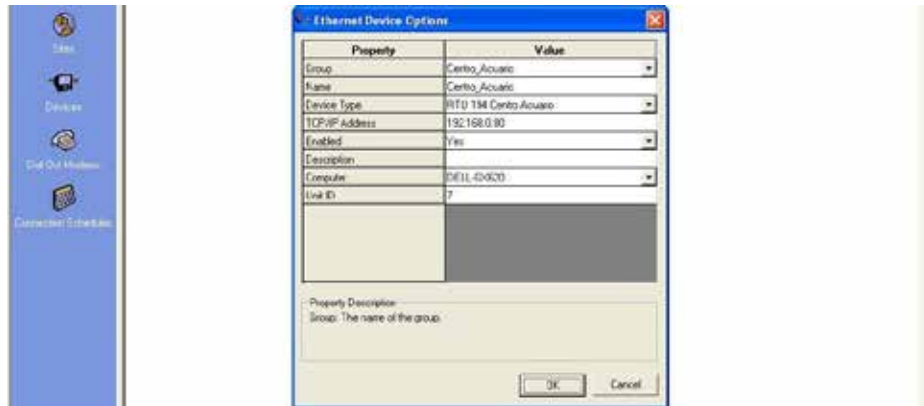


Figura 30. Configuración de la IP y el ID
Fuente: Medina (2019)

Se realizó un diagrama unifilar de la subestación centro acuario teniendo en cuenta las normas eléctricas para los colores de acuerdo al nivel de tensión. En el módulo Vista del Mirage en la sección de Supervisor que se utilizó para poder animar el Scada agregando las etiquetas con los nombres de cada circuito, y la nomenclatura de cada disyuntor o reconectador. (Ver figura 31).

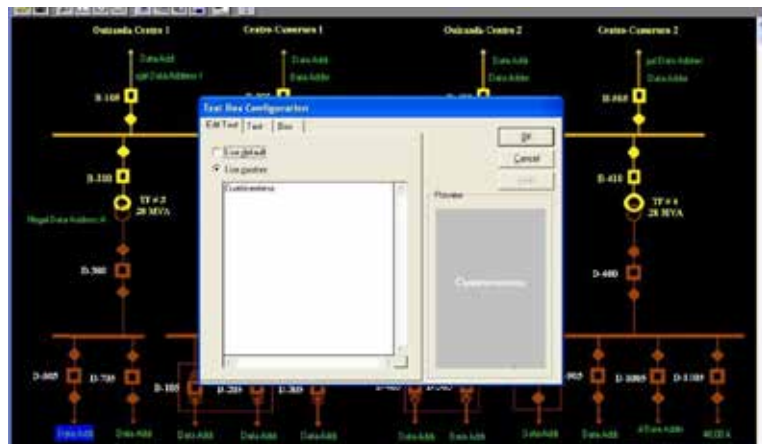


Figura 31. Diagrama Unifilar.
Fuente: Medina (2019)

En modulo Vista del Mirage en la sesión de Supervisor, agrego cada uno de los indicadores y los asocio a las variables a utilizar, de acuerdo al circuito que tiene asociada, las corrientes (I_{avg}) y los voltajes (V_{avg}) de cada circuito. (Ver figura 32).

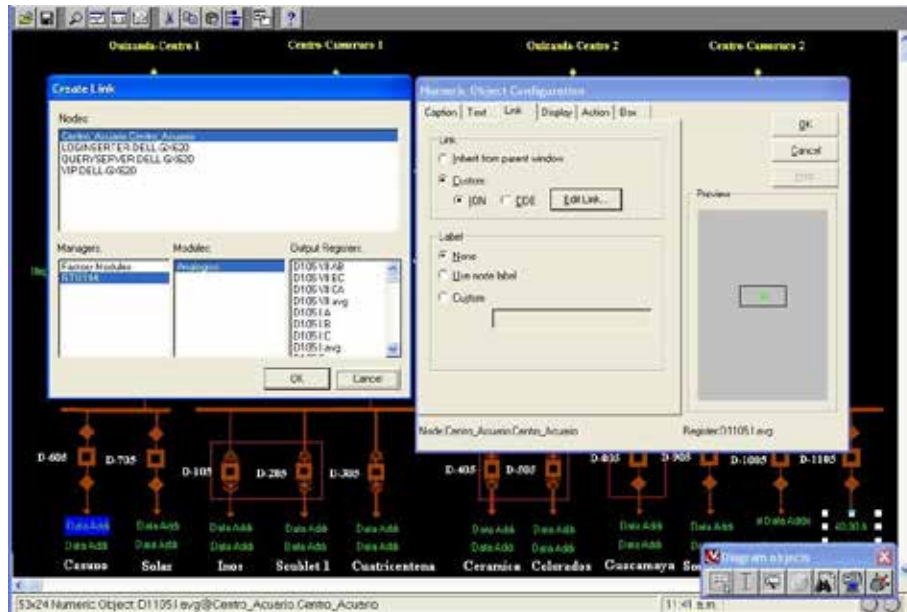


Figura 32. Asignación y configuración de los indicadores
Fuente: Medina (2019)

Luego agrego unos Botones a cada disyuntor o reconector y le configuro la acción para que abra una nueva ventana. (Ver figura 33).



Figura 33. Configuración de botones del disyuntor y reconector
Fuente: Medina (2019)

En el módulo Vista del Mirage en la sección de supervisor en las ventanas generadas por las acciones de los botones agrego las etiquetas del circuito, las corrientes por fase (IA, IB, IC) y los voltajes de línea (VII AB, VII BC, VII CA) con una imagen de fondo que sea acorde a cada uno de los relés asociados. (Ver figura 34, 35 y 36)



Figura 34. Animación de la nueva Ventana
Fuente: Medina (2019)



Figura 35. Animación de la nueva Ventana
Fuente: Medina (2019)

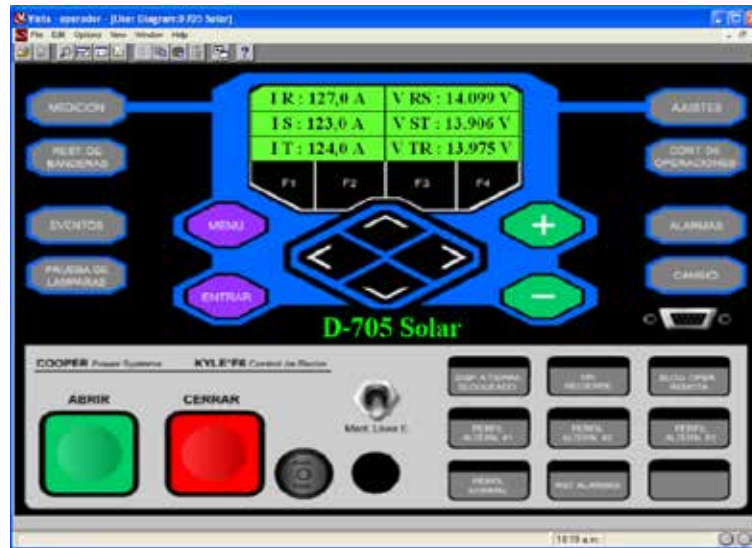


Figura 36. Animación de la nueva Ventana
Fuente: Medina (2019)

En el módulo Vista del Mirage ya en la sección de Operador verifico que los puntos mapeados estén correctos comparando los valores con cada uno de los dispositivos IDE. (Ver figura 35).

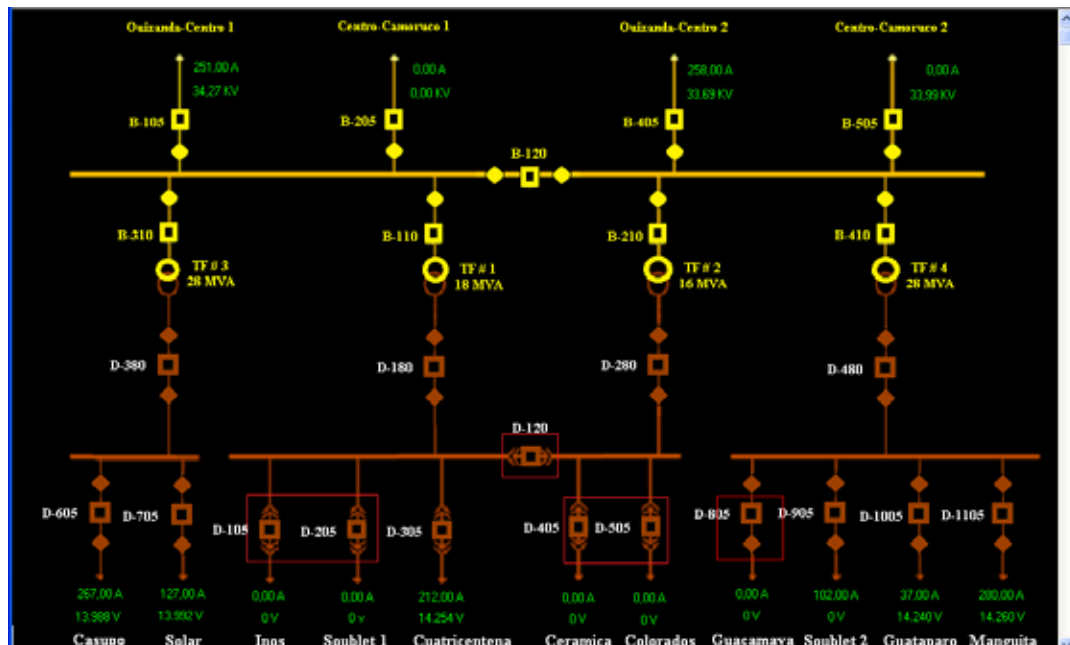


Figura 37. Scada Mirage
Fuente: Medina (2019)

CONCLUSIONES

En el presente trabajo de grado se ha realizado el diseño de un Scada a la Subestación Centro Acuario el cual fue integrado al Scada MIRAGE del Centro de Operaciones de Distribución Carabobo de Corpoelec.

El diseño planteado en el informe de pasantías permite llevar la ejecución de grandes y eficaces sistemas de uso racional para el Centro de Operaciones de Distribución Carabobo de Corpoelec. Por lo que esta nueva tecnología concebida permite la optimización y mejoramiento en los sistemas de monitoreo de energía, a través de redes industriales. También han beneficiado a los grandes cambios en el sector eléctrico especialmente en el control, supervisión y adquisición de datos que nos ayuda a realizar un estudio más versátil de procesos industriales.

De esta manera se presentan las conclusiones más resaltantes del estudio realizado, con el propósito de avanzar en el diseño de un Scada a la Subestación Centro Acuario en el cual fue integrado al Scada MIRAGE del Centro de Operaciones de Distribución Carabobo de Corpoelec.

- El desarrollo de este trabajo de grado se aplicaron los conocimientos adquiridos en la carrera de Ingeniería Electrónica mención control y automatización, siendo esta carrera unos de los pilares más importantes en el campo industrial.
- El informe de pasantías realizado, cumple con el objetivo principal planteado el cual es Diseñar un Scada a la Subestación Centro Acuario para la integrarlo al Scada MIRAGE del Centro de Operaciones de Distribución Carabobo de Corpoelec.
- La interfaz desarrollada SCADA cumple con los requerimientos de los operadores, ya que aporta la información necesaria de manera rápida y eficaz. De esta manera podemos controlar y monitorear el proceso creado, gracias a que posee una interfaz amigable, sencilla de comprender y utilizar, esto hace

que el modulo alcance un nivel didáctico alto y una actualización tecnológica deseada.

- La programación está diseñada y cargada en el programa SCADA MIRAGE gracias a su sencillez y a su entorno que es muy intuitivo para la programación.

RECOMENDACIONES

- Corregir los problemas de aterramiento de la subestación Centro Acuario para proteger a los equipos IED y a la RTU en caso de fallas eléctricas.
- Arreglar los mandos remotos de los disyuntores y los reconectores de la subestación Centro Acuario para poder agregarlos a las salidas digitales de la RTU y anexarlas a los mandos del Scada.
- Arreglar las indicaciones de los disyuntores y los reconectores de la subestación Centro Acuario para poder agregarlos a las entradas digitales de la RTU y de esta manera poder agregar el estado de dichos equipos al Scada.
- Hacer la integración de los Relés de protección de cada uno de los disyuntores y reconectores de la subestación Centro Acuario al lazo de comunicación de la RTU 194 para poder agregar las indicaciones de las fallas.
- Dar charlas básicas inductivas e informativas a los trabajadores para el uso correcto de Scada.

REFERENCIAS

Bibliográficas

Arias, F. (1999). **El proyecto de investigación: Introducción a la metodología científica**. 3ra Edición. Caracas: Editorial Episteme.

Arias, F. (2012). **El proyecto de investigación. Introducción a la metodología científica**. Caracas: Editorial Episteme.

Dubs de Moya, R. (2002). **El Proyecto Factible: una modalidad de investigación**. Caracas, Venezuela.

Hurtado, J. (2007). **El proyecto de investigación**. Caracas: Editorial Quirón.

Mijares, H y García, L. (2007). **Normas para la Elaboración y Presentación de los Anteproyectos, Proyectos y Trabajos de Grado**. Carabobo: Editorial UJAP

Electrónicas

Díaz, E (2011). **Propuesta del sistema de control para una máquina de inyección de plástico** Recuperado en:

<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/4548/AUTOMATIZACION MAQ.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Palma, A. (2015). **Automatización de una máquina cortadora y selladora de fundas para la empresa eduplastic** Recuperado en:

<http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/2974/1/T-UTC-3925.pdf>

Rivadeneira, I (2013) realizo un trabajo titulado **Diseño e implementación del sistema de control y monitoreo para la máquina de corte y sellado de fundas tepack** Recuperado en:

<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/10023/109.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Pérez, M (2015) realizo un trabajo titulado **Definición y partes de un controlador lógico programable** Recuperado en:

<https://www.partesdel.com/plc.html>

Zambrano, M (2015) realizo un trabajo titulado **Partes de un PLC** Recuperado en:

http://www.ieec.uned.es/investigacion/Dipseil/PAC/archivos/Informacion_de_referencia_ISE6_1_1.pdf