

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ



RESIDENCIA PROFESIONAL

ASESOR:

ING. LEONEL TORRES MIRANDA

Revisores:

L.F.M. LESTER ACOSTA MAZA
ING. JESÚS ALFREDO ESPINOSA CALVO

CARRERA:

ING. ELECTRÓNICA

9° SEMESTRE

ALUMNA:

STEPHANY GARCÍA HERNÁNDEZ

PROYECTO:

CONFIGURACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE LÓGICAS DE DISPARO DE LT A TRAVÉS DEL MCAD SEL-3530 Y EL SAD400, PARA INFORMAR A PERSONAL SELECTO DE LA GRTSE.

TUXTLA GUTIÉRREZ CHIAPAS, 18 DE DICIEMBRE DEL 2013

Contenido

1. Introducción	4
2. Justificación	4
3. Objetivo.....	5
4. Caracterización del área de trabajo	5
4.1 Organigrama	5
4.2 Funciones de la Subgerencia de Control	5
5. Planteamiento del Problema.....	6
6. Alcances y Limitaciones.....	6
7. Fundamento Teórico.....	6
7.1 Sistema Eléctrico de Potencia	6
7.1.1 Generación	7
7.1.2 Transmisión	9
7.1.3 Subestaciones	10
7.1.4 Distribución	11
7.2 Arquitectura Cliente-Servidor	12
7.2.1 Arquitectura en 2 niveles	12
7.2.1 Arquitectura en 3 niveles	12
7.2.3 Comparación entre tipos de arquitectura	13
7.2.4 Arquitectura de niveles múltiples	13
7.3 Modelo Cliente-Servidor.....	14
7.3.1 Cliente.....	15
7.3.2 Servidor	16
7.4 SCADA.....	16
7.4.1 Definición General del SCADA	16
7.4.2 Funciones Principales de un Sistema SCADA.....	17
7.4.3 Elementos del Sistema SCADA.....	18
7.5 MTU	19
7.5.1 Funciones	19

7.6	RTU.....	21
7.6.1	Funcionalidad del Hardware de un RTU:.....	21
7.6.2	Operación básica.....	21
7.7	Protocolo DNP3.0.....	21
7.7.1	Arquitectura en capas.....	22
7.7.2	Organización de la Base de datos.....	24
7.8	Base de Datos Distribuida.....	26
7.8.1	Definición.....	26
7.9	Lenguaje Ladder.....	26
7.10.1	Contactos.....	27
7.10.2	Relés Internos.....	28
7.10.3	Temporizadores.....	29
8	Procedimiento y Descripción de las actividades realizadas.....	31
8.1	Cronograma de actividades.....	32
9	Resultados.....	34
9.1	Programación de la lógica de disparos.....	34
10.	Conclusiones y Recomendaciones.....	42
11.	Fuentes de Información.....	43

1. Introducción

El avance de la tecnología digital durante las últimas décadas ha permitido la creación de nuevos dispositivos para la protección de los sistemas eléctricos. Esto ha propiciado el desarrollo de equipos digitales que permitan una mejora en los sistemas de protección, tanto para las líneas de transmisión como para otros equipos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia.

Estos avances tecnológicos han permitido que los eventos ó fallas en las líneas de transmisión, sean informados en tiempo real. Esta información es muy importante para la empresa debido a que las fallas o eventos pueden ser solucionados de forma más rápida, logrando de esta manera brindar un mejor servicio a los usuarios de energía eléctrica.

2. Justificación

Un sistema eléctrico de potencia tiene como finalidad transportar la energía eléctrica, desde los centros de generación hasta las subestaciones de distribución, por lo que es de primordial importancia protegerlas contra diversas fallas que puedan presentarse y que pongan en riesgo la confiabilidad del sistema, la continuidad y calidad del servicio que requiere el cliente.

Las líneas de transmisión son uno de los elementos más importantes dentro de un sistema eléctrico de potencia, y son muy propensos a sufrir fallas debido a su gran longitud y exposición a la intemperie. Por lo que en caso de presentarse alguna falla, es de suma importancia que se informe el evento de la manera más rápida; ya que una falla de larga duración, además de ser peligrosa para los equipos, representa pérdidas para la empresa, por lo cual es indispensable que las fallas sean solucionados lo más pronto posible.

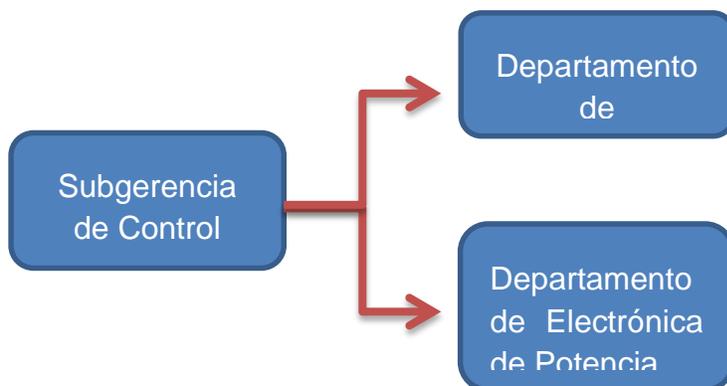
Por estas razones es muy importante que las fallas o eventos sean informados en tiempo real, lo cual ayuda a la empresa a tomar decisiones y acciones rápidas para evitar la interrupción prolongada del servicio y cumplir de esta manera con los estándares de calidad.

3. Objetivo

Configurar y programar lógicas de Disparo de líneas de transmisión de 400, 230 y 115 kv en el MCAD y en el SAD400, para que éste último informe del evento o perturbación al personal operativo y a determinados funcionarios de la GRSTE, a través de teléfono celular. Los eventos son recopilados de los equipos SICLE (Sistema de Información y Control Local de Estación) instalados en cada zona de transmisión y enviados en tiempo real al sistema de adquisición de datos SAD400, instalado en la sede de la GRSTE en Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.

4. Caracterización del área de trabajo

4.1 Organigrama



4.2 Funciones de la Subgerencia de Control

Realizar programas de mantenimiento preventivo y correctivo para mantener en óptimas condiciones de operación el equipo de control instalado en el ámbito geográfico de la Gerencia Regional de Transmisión Sureste de la Comisión Federal de Electricidad.

Llevar un control estadístico de fallas y realizar propuesta de mejora para reducirlas ó evitarlas.

Aplicar las normas, métodos, políticas criterios orientados al mantenimiento y reposición del equipo de Control instalado en el ámbito geográfico de la Gerencia Regional de Transmisión Sureste.

Coordinar con las Subáreas de Transmisión y Transformación el registro y análisis de fallas mediante controles estadísticos para apoyo en la toma de decisiones.

Analizar con las subáreas el registro y de fallas mediante controles estadísticos, para apoyo en la toma de decisiones.

Establecer y coordinar procedimientos de trabajo, que permiten efectuar un mantenimiento a los equipos de control supervisorio, esquemas de automatización y sistemas de informática; así como incrementar el índice de disponibilidad de los mismos.

Controlar, evaluar y promover el cumplimiento de los programas de trabajo, de medidas correctivas, objetivos negociados y presupuestos, así como vigilar la normatividad establecida en la especialidad.

Diseñar, administrar y operar el sistema de información y control local de estación.

5. Planteamiento del Problema

Para la Comisión Federal de Electricidad, es de suma importancia ofrecer servicios dentro de parámetros de calidad establecidos. Estos parámetros de calidad son aplicados cuando se presentan fallas o eventos en las líneas de transmisión, por lo que se debe minimizar el tiempo de atención para no afectar las estadísticas de confiabilidad y calidad comprometidas.

6. Alcances y Limitaciones

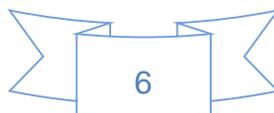
El presente proyecto pretende dar solución a la falta del reporte rápido y eficaz de las fallas o eventos que se presentan en las líneas de transmisión de 115,230, 400KV, implementándose como solución la programación de las lógicas de disparo. Si la lógica de disparo ocurre, se notificará al personal responsable de la instalación por medio de mensajes vía teléfono celular y por correo electrónico. Este proceso de comunicación se llevará a cabo de forma automática y en tiempo real.

7. Fundamento Teórico

7.1 Sistema Eléctrico de Potencia

Un sistema eléctrico de potencia es una red formada por unidades generadoras de energía eléctrica, subestaciones, líneas de transmisión, y el equipo asociado, conectado a la red de potencia eléctrica.

Un sistema eléctrico está compuesto básicamente, por los siguientes subsistemas:



1. GENERACIÓN
2. TRANSMISIÓN
3. SUBESTACIONES
4. DISTRIBUCIÓN
5. CONSUMO

Cada subsistema contiene los componentes físicos necesarios para cumplir con su función.

Por razones técnico-económicas, la energía eléctrica se genera, transmite y distribuye, en forma trifásica.

7.1.1 Generación

La energía eléctrica se genera en las Centrales Eléctricas. Una central eléctrica es una instalación que utiliza una fuente de energía primaria para hacer girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador, el cual produce un voltaje alterno sinusoidal con valores que están en un rango entre 6kv y 23kv.

- **Centrales Hidroeléctricas.**

La influencia de la altura es aprovechada por las centrales hidroeléctricas para convertir la energía potencial del agua en energía eléctrica, utilizando las turbinas para tal fin, acoplado estas a los alternadores. En caso que el río tenga un aporte regular de agua, la energía cinética de éste puede aprovecharse sin necesidad de realizar embalses o bien, utilizando uno de pequeñas dimensiones (a este tipo de centrales se las conoce como fluyentes).



Por condiciones climáticas el curso y caudal de los ríos resultan frecuentemente irregulares, lo que obliga a retener el agua mediante una presa, formándose así un lago o embalse que produce un salto de agua que libera fácilmente su energía

potencial, almacenando agua para aquellas épocas de escasas lluvias (a estas centrales se denomina de regulación).

La estructura de la central puede ser muy diversa según le afecten los condicionantes orográficos de su ubicación, sin embargo se pueden reducir a dos tipos pero con variantes particulares.

El primer tipo es llamado aprovechamiento por derivación de agua, que consiste en una pequeña presa que desvía el agua hacia un pequeño depósito llamado de carga; de aquí pasa a una tubería forzada y posteriormente a la sala de máquinas de la central.

El segundo tipo es denominado aprovechamiento por acumulación de agua y consiste en la construcción de una presa de considerable altura en un lugar del río de condiciones orográficas adecuadas. El nivel del agua se situará en un punto cercano al extremo superior de la presa. A media altura se encuentra la toma de agua y en la parte inferior se encuentra la sala de máquinas con el grupo turbina-alternador. A la central de estas características se la conoce con el nombre de pie de presa.

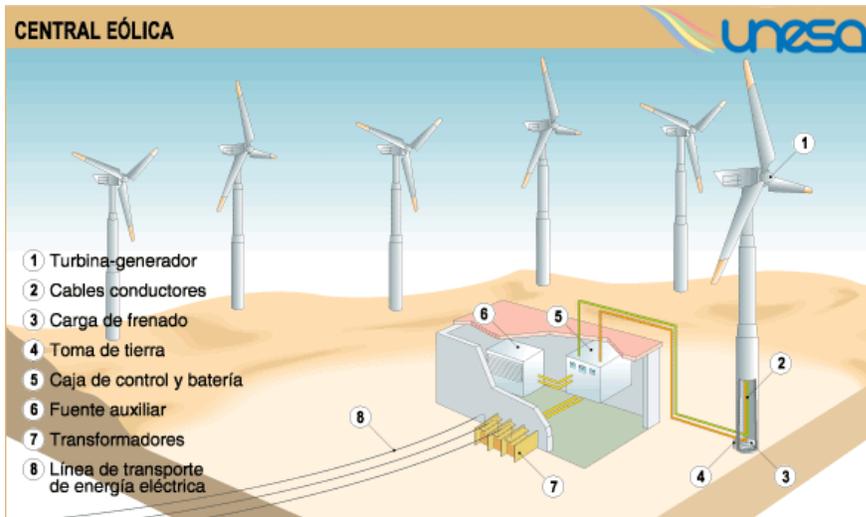
Los elementos constructivos que forman una central hidroeléctrica son los siguientes: presa, aliviaderos y tomas de agua, canal de derivación, chimenea de equilibrio, tuberías de presión, cámaras de turbinas, canal de desagüe y sala de máquinas.

Central Eólica

En la actualidad, la energía eólica se aprovecha fundamentalmente mediante su transformación en electricidad a través de los aerogeneradores. Un aerogenerador eléctrico es, por tanto, una máquina que convierte la energía cinética del viento (masa a una cierta velocidad) en energía eléctrica. Para ello, utiliza unas palas, que conforman una “hélice”, y que transmiten la energía del viento al rotor de un generador.

Generalmente se agrupan en un mismo emplazamiento varios aerogeneradores, dando lugar a los llamados parques eólicos, que pueden verse en la cima de numerosas montañas del país.

Existe una gran cantidad de modelos de aerogeneradores, si bien pueden agruparse en dos grandes conjuntos: los de eje vertical y los de eje horizontal.



7.1.2 Transmisión

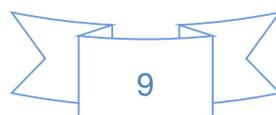
La energía se transporta, frecuentemente a gran distancia de su centro de producción, a través de la Red de Transporte, encargada de enlazar las centrales con los puntos de utilización de energía eléctrica. Para un uso racional de la electricidad es necesario que las líneas de transporte estén interconectadas entre sí con estructura de forma mallada, de manera que puedan transportar electricidad entre puntos muy alejados, en cualquier sentido. Estas líneas están generalmente construidas sobre grandes torres metálicas y a tensiones superiores a 66.000 Voltios.

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas.

Para ello, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar la tensión se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por Efecto Joule. Con este fin se reemplazan subestaciones elevadoras, en las cuales la transformación se efectúa empleando transformadores o autotransformadores. De esta manera, una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 220 a 500Kv.

Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el elemento conductor, como por sus elementos de soporte y las torres de alta tensión.

Existen una gran variedad de torres de transmisión como son:



Las torres de amarre usadas para soportar grandes tracciones y cuando es necesario dar un giro con un ángulo determinado para evitar obstáculos, o elevar la línea.

Torres de suspensión, usadas en trayectorias de líneas rectas y sin obstáculos.

El tipo de estructura utilizado varía directamente según el voltaje requerido y la capacidad de la línea. Las torres pueden ser postes simples de madera para las líneas de transmisión pequeñas hasta 46 kilovoltios (kV). Se emplean estructuras de postes de madera en forma de H, para las líneas de 69 a 231 kV. Se utilizan estructuras de acero independientes, de circuito simple, para las líneas de 161 kV o más. Es posible tener líneas de transmisión de hasta 1.000 kV.

7.1.3 Subestaciones

Una subestación está integrada por un conjunto de equipos que reciben la energía eléctrica en alta tensión proveniente de una central generadora, desde donde es transportada a través de líneas de transmisión. En la subestación se modifica el voltaje según sea la necesidad, que puede ser de 400kv a 115kv ó de 115kv a 13.8kv, usándose transformadores de potencia para esta conversión de voltaje.

En las subestaciones se controla el flujo de energía a través de interruptores, los cuales brindan seguridad y protección al sistema eléctrico y al personal responsable de la operación y el mantenimiento de la red eléctrica.

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

1. Subestaciones Variadoras de Tensión

Subestación Elevadora: Es una Subestación de transformación en la cual el voltaje de salida de los transformadores es mayor que el voltaje de entrada.

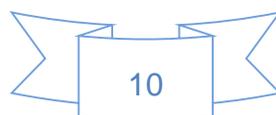
Subestación Reductora: Estación de transformación en la cual el voltaje de salida de los transformadores es menor que el voltaje de entrada. Un ejemplo es el de las subestaciones de que convierten 115kv a 13.8kv.

2. Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.

3. Subestaciones mixtas.

Las subestaciones de acuerdo a la potencia y tensión que manejan se pueden clasificar como:

- **Subestaciones de transmisión**



Son las que operan con tensiones comprendidas entre 230 kV y 765 kV, considerados de extra alto voltaje.

- **Subestaciones de subtransmisión**

Operan con tensiones entre 230 kV y 115 kV, considerados de Alto Voltajes.

- **Subestaciones de distribución primaria**

Tensiones entre 115 kV y 34.5 kV.

- **Subestación de distribución secundaria**

Tensiones menores de 34.5 kV.

7.1.4 Distribución

La distribución de la energía eléctrica se realiza a través de las líneas de alta tensión del orden 13.8kv, las cuales se distribuyen en la ciudad de acuerdo a las necesidades del suministro al consumidor. De estas líneas se conectan transformadores que convierten el voltaje de 13.8kv a 220/127 volts; a esta tensión se llama bajo voltaje y es el que se suministra al usuario doméstico o industrial.

Los servicios de distribución de la energía eléctrica pueden ser:

- Industriales.
- Comerciales.
- Domésticos y Residenciales.

Servicios de distribución de energía eléctrica industriales.

Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, etc.; que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión.

Servicios de distribución de energía eléctrica comercial.

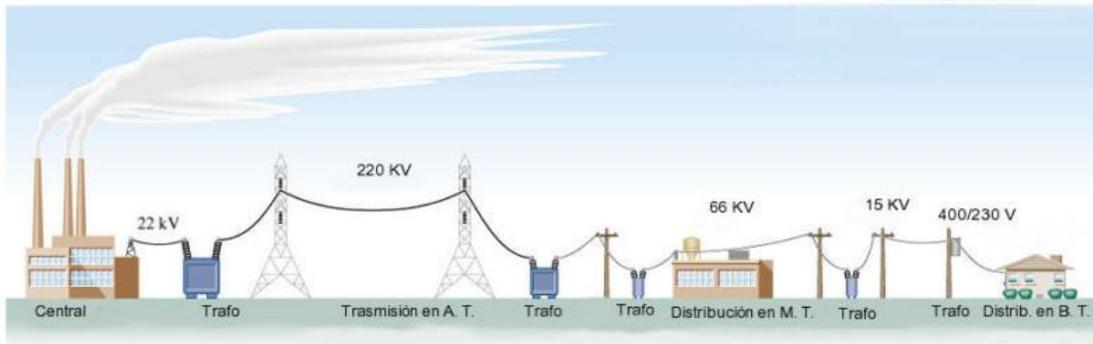
Estos servicios abarcan a los consumidores que utilizan la energía eléctrica con fines de lucro como son: los complejos comerciales, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos, etc.

Servicios de distribución de energía eléctrica doméstica y residencial.

Alimenta la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una densidad de cargas pequeña. Son sistemas en

los cuales es muy importante la adecuada selección en los equipos y el dimensionamiento.

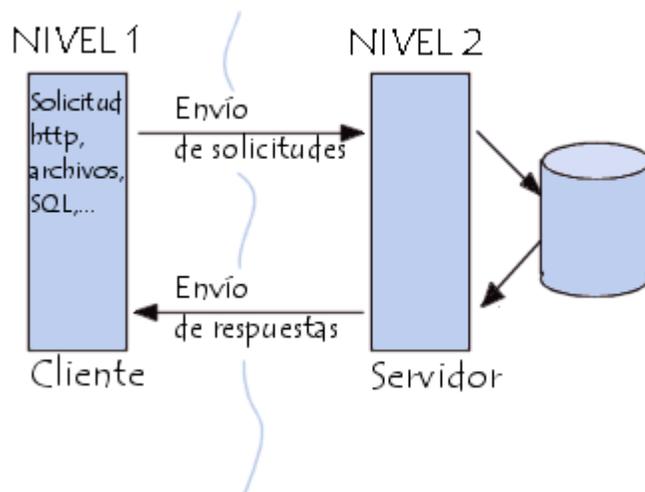
A continuación se presenta una imagen que ilustra la generación, transporte y distribución de la energía eléctrica.



7.2 Arquitectura Cliente-Servidor

7.2.1 Arquitectura en 2 niveles

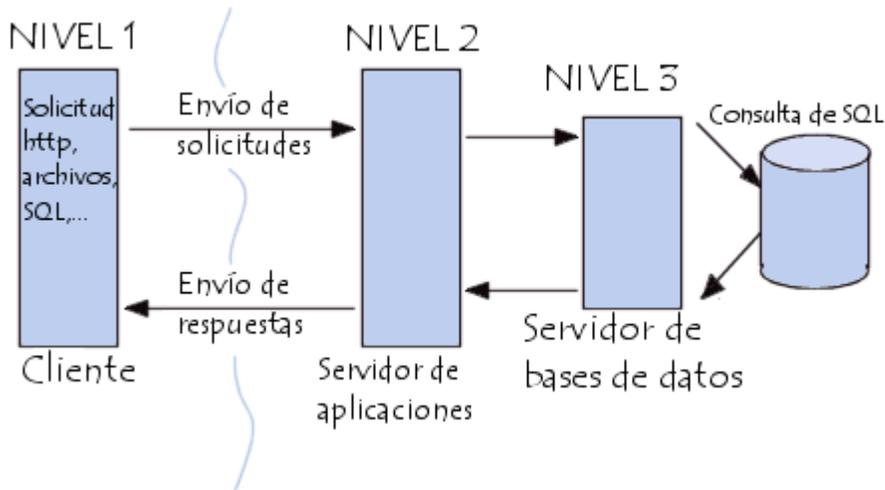
La arquitectura en 2 niveles se utiliza para describir los sistemas cliente/servidor en donde el cliente solicita recursos y el servidor responde directamente a la solicitud, con sus propios recursos. Esto significa que el servidor no requiere de otra aplicación para proporcionar parte del servicio.



7.2.1 Arquitectura en 3 niveles

En la arquitectura en 3 niveles, existe un nivel intermediario. Esto significa que la arquitectura generalmente está compartida por:

1. Un cliente ó el equipo que solicita los recursos, a través de una interfaz de usuario (generalmente un navegador Web) para la presentación.
2. Un servidor de aplicaciones (también denominado software intermedio), cuya tarea es proporcionar los recursos solicitados, pero que requiere información de otro servidor.
3. Un servidor de datos, que proporciona al servidor de aplicaciones la información que requiere.



7.2.3 Comparación entre tipos de arquitectura

La arquitectura en 2 niveles es, por lo tanto, una arquitectura cliente/servidor en la que el servidor es polivalente, es decir, puede responder directamente a todas las solicitudes de recursos del cliente.

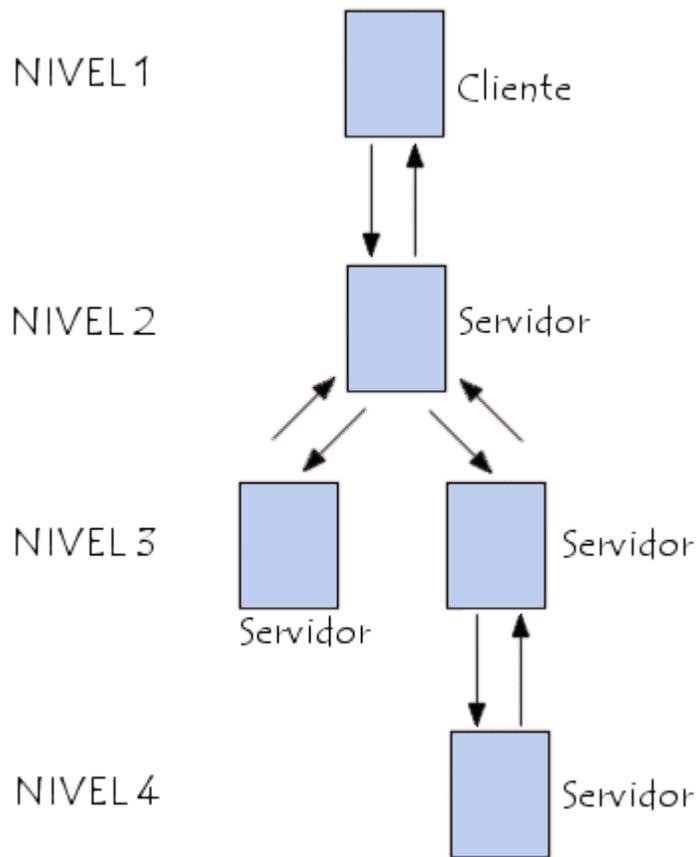
Sin embargo, en la arquitectura en 3 niveles, las aplicaciones al nivel del servidor son descentralizadas de uno a otro, es decir, cada servidor se especializa en una determinada tarea, (por ejemplo: servidor web/servidor de bases de datos). La arquitectura en 3 niveles permite:

- Un mayor grado de flexibilidad.
- Mayor seguridad, ya que la seguridad se puede definir independientemente para cada servicio y en cada nivel.
- Mejor rendimiento, ya que las tareas se comparten entre servidores.

7.2.4 Arquitectura de niveles múltiples

En la arquitectura en 3 niveles, cada servidor (nivel 2 y 3) realiza una tarea especializada. Por lo tanto, un servidor puede utilizar los servicios de otros

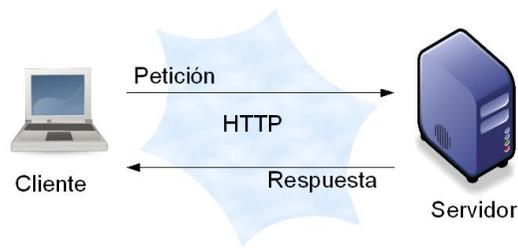
servidores para proporcionar su propio servicio. Por consiguiente, la arquitectura en 3 niveles es potencialmente una arquitectura en N-niveles.



7.3 Modelo Cliente-Servidor

Desde el punto de vista funcional, se puede definir el modelo Cliente/Servidor como una arquitectura distribuida que permite a los usuarios finales obtener acceso a la información en forma transparente aún en entornos multiplataforma.

En el modelo cliente servidor, el cliente envía un mensaje solicitando un determinado servicio a un servidor, y este envía uno o varios mensajes con la respuesta. En un sistema distribuido cada máquina puede cumplir el rol de servidor para algunas tareas y el rol de cliente para otras.



La idea es tratar a una computadora como un instrumento, que por sí sola pueda realizar muchas tareas, pero con la consideración de que realice aquellas que son más adecuadas a sus características. Si esto se aplica tanto a clientes como servidores se entiende que la forma más estándar de aplicación y uso de sistemas Cliente/Servidor es mediante la explotación de las PC's a través de interfaces gráficas de usuario; mientras que la administración de datos y su seguridad e integridad se deja a cargo de computadoras centrales tipo mainframe. Usualmente la mayoría del trabajo pesado se hace en el proceso llamado servidor y los procesos cliente sólo se ocupan de la interacción con el usuario.

Esta arquitectura permite distribuir físicamente los procesos y los datos en forma más eficiente, lo que en computación distribuida disminuye el tráfico de la red.

7.3.1 Cliente

El cliente es el proceso que permite al usuario formular los requerimientos y pasarlos al servidor, se le conoce con el término front-end.

El Cliente maneja todas las funciones relacionadas con la manipulación y despliegue de datos, por lo que están desarrollados sobre plataformas que permiten construir interfaces gráficas de usuario, además de acceder a los servicios distribuidos en cualquier parte de una red.

Las funciones que lleva a cabo el proceso cliente se resumen en los siguientes puntos:

- Administrar la interfaz de usuario.
- Interactuar con el usuario.
- Procesar la lógica de la aplicación y hacer validaciones locales.
- Generar requerimientos de bases de datos.
- Recibir resultados del servidor.
- Formatear resultados.

7.3.2 Servidor

Es el proceso encargado de atender a múltiples clientes que hacen peticiones de algún recurso administrado por él. Al proceso servidor se le conoce con el término back-end .

El servidor maneja todas las funciones relacionadas con la mayoría de las reglas del negocio y los recursos de datos.

Las funciones que lleva a cabo el proceso servidor se resumen en los siguientes puntos:

- Aceptar los requerimientos de bases de datos que realizan los clientes.
- Procesar requerimientos de bases de datos.
- Formatear datos para transmitirlos a los clientes.
- Procesar la lógica de la aplicación y realizar validaciones a nivel de bases de datos.

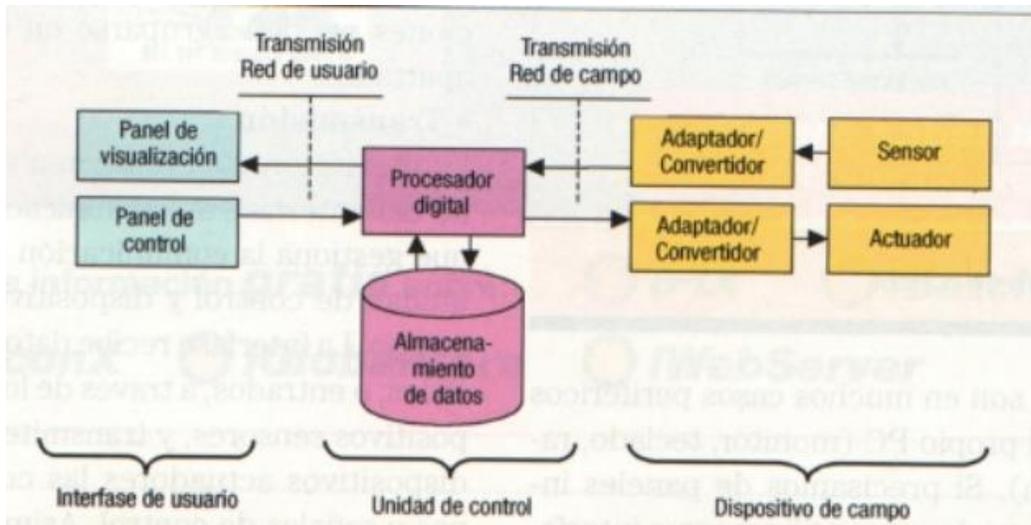
7.4 SCADA

7.4.1 Definición General del SCADA

SCADA es el acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos).

Los sistemas SCADA utilizan la computadora y las tecnologías de comunicación para automatizar el monitoreo y el control de procesos industriales. Estos sistemas son de partes integrales de la mayoría de los ambientes industriales complejos o geográficamente dispersos, ya que pueden obtener la información de una gran cantidad de datos en tiempo real, y la presentan a un operador en una forma amigable. Los sistemas SCADA mejoran la eficacia del proceso de monitoreo y control, proporcionando la información oportuna para la toma de decisiones.

El flujo de información de los sistemas SCADA es el siguiente:



a) El Fenómeno Físico lo constituye la variable que deseamos medir que pueden ser: presión, temperatura, flujo, potencia, intensidad de corriente, voltaje, ph, densidad, etc.

b) Los Sensores o Transductores convierten las variaciones del fenómeno físico en variaciones proporcionales de una variable eléctrica. Las variables eléctricas más utilizadas son: voltaje, corriente, carga, resistencia o capacitancia.

c) La función de los Acondicionadores de Señal es la de referenciar los cambios eléctricos de corriente ó voltaje. También se provee aislamiento eléctrico para proteger al sistema de variaciones de voltaje y ruidos originados en campo.

d) Una vez acondicionada la señal, se convierte en un valor digital, función que es llevada a cabo por un circuito de conversión analógica/digital.

e) El computador almacena esta información y la utiliza para su análisis y toma de decisiones. Simultáneamente muestra la información al usuario del sistema u operador en tiempo real.

f) El operador realiza la acción sobre el proceso a través de un teclado. Dicha acción tiene como objetivo final el accionamiento del elemento que normalice la irregularidad detectada. El elemento accionado puede ser: una válvula, una bobina de interruptor, un set point de un controlador, etc.

7.4.2 Funciones Principales de un Sistema SCADA

Dentro de las funciones básicas realizadas por un sistema SCADA están las siguientes:

a) Supervisión remota de instalaciones y equipos: Permite al operador conocer el estado de desempeño de las instalaciones y los equipos alojados en la planta, lo que permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.

b) Control remoto de instalaciones y equipos: Mediante el sistema se puede activar o desactivar los equipos remotamente (por ejemplo abrir válvulas, activar interruptores, prender motores, etc.), de manera automática y también manual. Además es posible ajustar parámetros, valores de referencia, algoritmos de control, etc.

c) Procesamiento de datos: El conjunto de datos adquiridos conforman la información que alimenta el sistema, esta información es procesada, analizada, y comparada con datos anteriores, y con datos de otros puntos de referencia, dando como resultado una información confiable y veraz.

d) Visualización gráfica dinámica: El sistema es capaz de brindar imágenes en movimiento que representen el comportamiento del proceso, dándole al operador la impresión de estar presente dentro de una planta real. Estos gráficos también pueden corresponder a curvas de las señales analizadas en el tiempo.

e) Generación de reportes: El sistema permite generar informes con datos estadísticos del proceso en un tiempo determinado por el operador.

f) Representación de señales de alarma: A través de las señales de alarma se logra alertar al operador frente a una falla o la presencia de una condición perjudicial o fuera de lo aceptable. Estas señales pueden ser tanto visuales como sonoras.

g) Almacenamiento de información histórica: Se cuenta con la opción de almacenar los datos adquiridos, esta información puede analizarse posteriormente, el tiempo de almacenamiento dependerá del operador o del autor del programa.

h) Programación de eventos: Esta se refiere a la posibilidad de programar subprogramas que brinden automáticamente reportes, estadísticas, gráfica de curvas, activación de tareas automáticas, etc.

7.4.3 Elementos del Sistema SCADA

Un sistema SCADA está conformado por:

a) Interfaz Humano – Máquinas (HMI): Es el entorno visual que brinda el sistema para que el operador se adapte al proceso desarrollado por la planta. Permite la interacción del ser humano con los medios tecnológicos implementados.

b) Unidad Terminal Maestra (MTU): La Unidad Terminal Maestra está formada por servidores y software especializado que tiene como función registrar el estado de operación del equipo de campo (RTU's, PLC's, etc.).

La MTU ejecuta las acciones de mando programadas en base a los valores actuales de las variables medidas. La programación se realiza utilizando lenguajes de alto nivel (como C, Basic, etc.). También se almacenan registro de los eventos que ocurran o se realicen en los equipos bajo supervisión.

c) Unidad Terminal Remota (RTU): La RTU es una pequeña y robusta computadora que proporciona inteligencia en el campo para permitir que el Master se comunique con los instrumentos. Es una unidad independiente de adquisición y control de datos. Su función es controlar el equipamiento de proceso en el sitio remoto, adquirir datos del mismo, y transferirlos a la MTU del sistema central SCADA.

La RTU es un equipo instalado en una posición remota que obtiene datos, que los descifra y los transmite a la unidad terminal maestra (MTU).

La RTU lee los datos de estado como abierto/cerrado de una válvula o un interruptor, las medidas como presión, flujo, voltaje o corriente y así la RTU puede enviar señales anormales a la MTU para que desde está se cierran o se abran según sea conveniente.

d) Sistema de Comunicaciones: Este sistema es el responsable de establecer comunicación entre la MTU y las RTU. Se encarga de la transferencia de información del punto donde se realizan las operaciones, hasta el punto donde se supervisa y controla el proceso. Lo conforman los transmisores, receptores y medios de comunicación.

e) Transductores: Un transductor es un dispositivo capaz de transformar o convertir un determinado tipo de energía de entrada, en otra de diferente de salida. El nombre del transductor ya nos indica cual es la transformación que realiza, aunque no necesariamente la dirección de la misma. Es un dispositivo usado para obtener la información de entornos físicos y conseguir (a partir de esta información) señales o impulsos eléctricos o viceversa. En este caso permitirá la conversión de una señal física en una señal eléctrica (y viceversa).

7.5 MTU

7.5.1 Funciones

La parte más importante de un sistema SCADA es la estación central maestra ó MTU. Éste es el "centro neurálgico" del sistema, y es el componente del cual el

personal de operación se valdrá para monitorear los parámetros importante de la planta. Una MTU a veces se llama HMI -Human Machine Interface, interfaz ser humano - máquina.

Las funciones principales de una MTU en un sistema SCADA son:

Adquisición de datos. Recolección de datos de los RTU's.

Trending. Salvar los datos en una base de datos, y ponerlos a disposición de los operadores en forma de gráficos.

Procesamiento de Alarmas. Analizar los datos recogidos de las RTU's para ver si han ocurrido condiciones anormales, y alertar a personal de operaciones sobre las mismas.

Control. Control a Lazo Cerrado.

Visualizaciones. Gráficos del equipamiento actualizado para reflejar datos del campo.

Informes. La mayoría de los sistemas SCADA tienen un ordenador dedicado a la producción de reportes conectado en red (LAN o similar).

Mantenimiento del Sistema Mirror, es decir, mantener un sistema idéntico con la capacidad segura de asumir el control inmediatamente si el principal falla.

Interfaces con otros sistemas. Transferencia de datos hacia y desde otros sistemas corporativos para, por ejemplo, el procesamiento de órdenes de trabajo, de compra, la actualización de bases de datos, etc.

Seguridad. Control de acceso a los distintos componentes del sistema.

Administración de la red. Monitoreo de la red de comunicaciones.

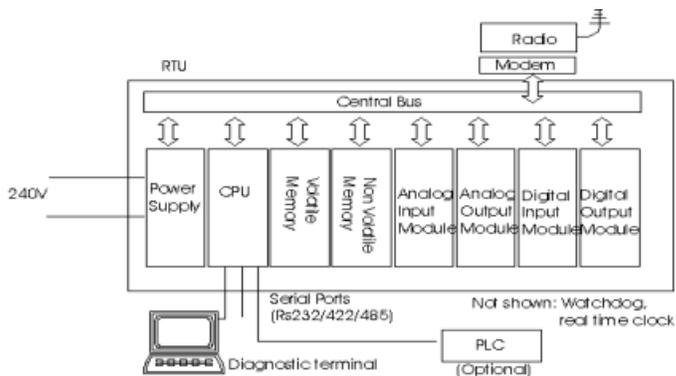
Administración de la Base de datos. Agregar nuevas estaciones, puntos, gráficos, puntos de cambio de alarmas, y en general, reconfigurar el sistema.

Aplicaciones especiales. Casi todos los sistemas SCADA tendrá cierto software de aplicación especial, asociado generalmente al monitoreo y al control de la planta.

Sistemas expertos, sistemas de modelado. Los más avanzados pueden incluir sistemas expertos incorporados, o capacidad de modelado de datos.

7.6 RTU

7.6.1 Funcionalidad del Hardware de un RTU:



El hardware de un RTU tiene los siguientes componentes principales:

- CPU y memoria volátil (RAM).
- Memoria no volátil para grabar programas y datos.
- Capacidad de comunicaciones a través de puertos seriales o a veces con módem incorporado.
- Fuente de alimentación segura con respaldo de batería.
- Watchdog timer (que asegure reiniciar el RTU si algo falla).
- Protección eléctrica contra fluctuaciones en la tensión.
- Interfaces de entrada-salida a DI/DO/AI/AO's.
- Reloj de tiempo real.

7.6.2 Operación básica

La RTU realiza la exploración de sus entradas de información. Si detecta algún cambio lo envía a la MTU. Algunas RTU's tienen la capacidad de iniciar la transmisión de datos a la MTU, aunque es más común la situación donde el Master encuesta a las RTU's por cambios. Cuando es interrogado la RTU deber responder a la petición, la que puede ser tan simple como dame todos tus datos, o una compleja función de control para ser ejecutada.

7.7 Protocolo DNP3.0

DNP 3,0 es un protocolo SCADA moderno, abierto, inteligente, robusto y eficiente. Entre otras cosas, puede: solicitar y responder con múltiples tipos de dato en un solo mensaje, segmentar mensajes en múltiples frames para asegurar excelente detección y recuperación de errores, incluir en respuesta sólo 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, y permitir objetos definibles por el usuario incluyendo transferencia de archivos.

7.7.1 Arquitectura en capas

1. Capa Física

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 (limpio 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 de comunicación como fibra óptica, radio o satélite.

2. Capa de Transmisión De Datos

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 SCADA System's & Telemetry 23 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.

3. Capa de Pseudo-Transporte

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.

4. Capa de Aplicación

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 fragmento, una indicación de si el fragmento fue no solicitado, y contiene un número de SCADA System's & Telemetry 24 secuencia de la capa de aplicación. Este número de secuencia de la capa de aplicación permite que la capa de aplicación receptora detecte los fragmentos que están fuera de secuencia, o los fragmentos perdidos.

El código de función de cabecera de la capa de aplicación indica el propósito, o la operación solicitada, del mensaje. A la par que DNP 3,0 permite múltiples tipos de datos dentro de un único mensaje, permite una única operación sobre los tipos de datos dentro del mismo. Algunos ejemplos de códigos de función son: Confirmar (para las confirmaciones de la capa de aplicación), leer y escribir, seleccionar y operar, congelar y limpiar (para los contadores), reiniciar, permitir e invalidar mensajes no solicitados, y asignar la clase (discutida abajo). El código de función de cabecera de la capa de aplicación se aplica a todas las cabeceras del objeto, y por lo tanto a todos los datos dentro del fragmento del mensaje.

7.7.2 Organización de la Base de datos

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.

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 una 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.

7.8 Base de Datos Distribuida

7.8.1 Definición

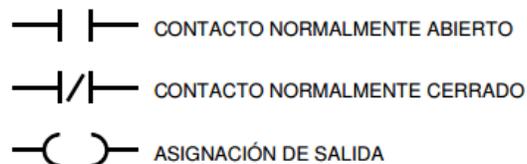
Son un grupo de datos que pertenecen a un sistema pero a su vez está repartido entre ordenadores de una misma red, ya sea a nivel local o cada uno en una diferente localización geográfica, cada sitio en la red es autónomo en sus capacidades de procesamiento y es capaz de realizar operaciones locales y en cada uno de estos ordenadores debe estar ejecutándose una aplicación a nivel global que permita la consulta de todos los datos como si se tratase de uno solo.

Para tener una base de datos distribuida deben cumplirse las condiciones de una Red Computacional. Una red de comunicación provee las capacidades para que un proceso ejecutándose en un sitio de la red, envíe y reciba mensajes de otro proceso ejecutándose en un sitio distinto.

7.9 Lenguaje Ladder

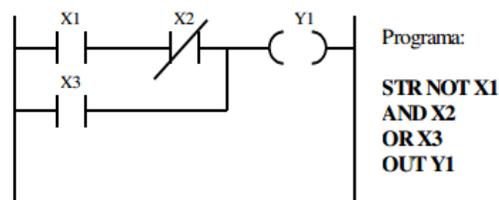
Es un lenguaje gráfico, derivado del lenguaje de relevadores. Se utilizan símbolos de contactos normalmente abiertos y normalmente cerrado para su representación. Su principal ventaja es que los símbolos básicos están normalizados según el estándar IEC y son empleados por todos los fabricantes.

Los símbolos básicos son:



En el diagrama siguiente la línea vertical a la izquierda representa un conductor con tensión, y la línea vertical a la derecha representa tierra.

Por ejemplo:



Con este tipo de diagramas se describe normalmente la operación eléctrica de distintos tipos de máquinas, y puede utilizarse para sintetizar un sistema de control y, con las herramientas de software adecuadas, realizar la programación del PLC.

Se debe recordar que mientras que en el diagrama eléctrico todas las acciones ocurren simultáneamente, en el programa se realizan en forma secuencial, siguiendo el orden en el que los "escalones" fueron escritos, y que a diferencia de los relés y contactos reales (cuyo número está determinado por la implementación física de estos elementos), en el PLC se puede considerar que existen infinitos contactos auxiliares para cada entrada, salida, relé auxiliar o interno, etc.

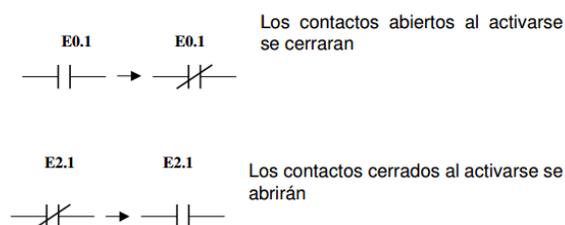
7.10.1 Contactos

Los elementos a evaluar para decidir si activar o no las salidas en determinado "escalón", son variables lógicas o binarias, que pueden tomar solo dos estados: 1 ó 0. Estos estados provienen de entradas al PLC o relés internos del mismo.

En la programación Escalera (Ladder), estas variables se representan por contactos, que justamente pueden estar en solo dos estados: abierto o cerrado.

Los contactos se representan con la letra "E" y dos números que indicaran el modulo al cual pertenecen y la bornera a la cual están asociados

Ejemplo: E0.1 ↔ Entrada del Modulo "0" borne "1"



Las salidas de un programa Ladder son equivalentes a las cargas (bobinas de relés, lámparas, etc.) en un circuito eléctrico.

Se las identifica con la letra "S", "A" u otra letra, dependiendo de los fabricantes, y dos números que indicaran el modulo al cual pertenecen y la terminal a la cual están asociados

Ejemplo: S0.1 1 Salida del Modulo "0" borne "1"

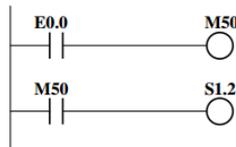


7.10.2 Relés Internos

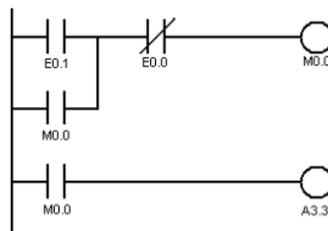
Como salidas en el programa del PLC se toma no solo a las salidas que el equipo posee físicamente hacia el exterior, sino también las que se conocen como "Relés Internos o Marcas". Los relés internos son simplemente variables lógicas que se pueden usar, por ejemplo, para memorizar estados o como acumuladores de resultados que utilizaran posteriormente en el programa.

Se las identifica con la letra "M" y un número el cual servirá para asociarla a algún evento

Por ejemplo:



El estado de la salida M50 depende directamente de la entrada E0.0, pero esta salida no está conectada a un borne del módulo de salidas, es una marca interna del programa. Mientras que el estado de la salida S1.2 es resultado de la activación del contacto M50.

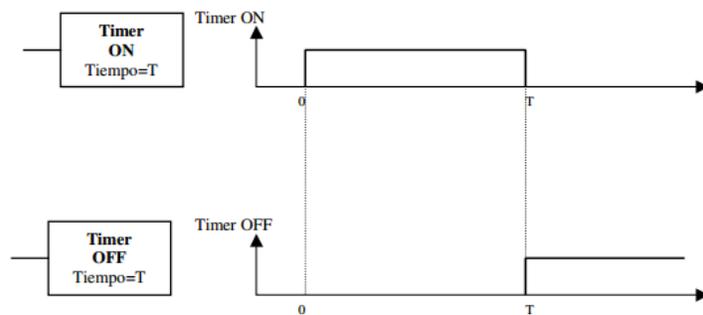


Las marcas remanentes son aquellas que en el caso de haber un fallo de tensión, cuando se restablece recuerdan su estado anterior, o sea, si estaban a 1 se pondrán a 1 solas (las salidas NO son remanentes).

7.10.3 Temporizadores

Como lo indica su nombre, cada vez que alcanzan cierto valor de tiempo activan un contacto interno. Dicho valor de tiempo, denominado PRESET o meta, debe ser declarado por el usuario. Luego de haberse indicado el tiempo de meta, se le debe indicar con cuales condiciones debe empezar a temporizar, o sea a contar el tiempo. Para ello, los temporizadores tienen una entrada denominada START o inicio, a la cual deben llegar los contactos o entradas que sirven como condición de arranque. Dichas condiciones, igual que cualquier otro renglón de Ladder, pueden contener varios contactos en serie, en paralelo, normalmente abiertos o normalmente cerrados.

Una de las formas de representarlos sería:



Las operaciones de tiempo permiten programar los temporizadores internos del plc. Existen diversos tipos de temporizadores y para utilizarlos se deben ajustar una serie de parámetros:

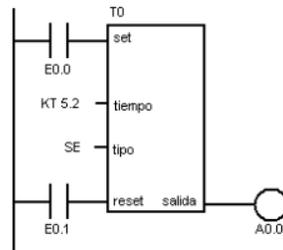
Arranque del temporizador: conjunto de contactos que activan el temporizador, conectados como se desee.

Carga del tiempo: la forma habitual es mediante una constante de tiempo, pero pueden haber otros ajustes, por ejemplo, leyendo las entradas, un valor de una base de datos, etc.

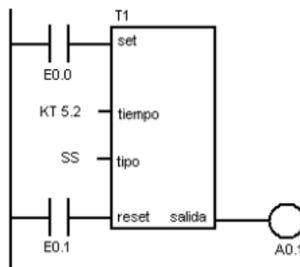
Tipos de temporizadores

- SE - Con retardo a la conexión
- SS - Con retardo a la conexión activado por impulso en set
- SI - mientras mantenemos conectada la señal set, la salida estará activa durante KT.
- SV - mantiene la salida activa durante KT

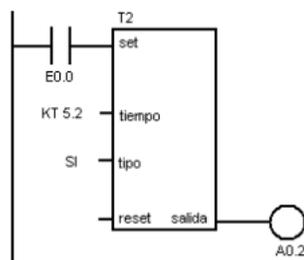
Temporizador SE: retardo a la conexión manteniendo la entrada set a 1. La entrada reset desconecta el temporizador.



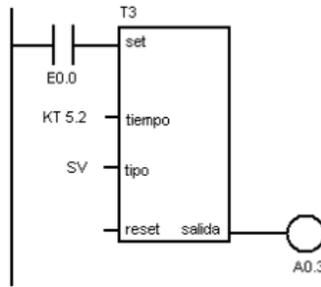
Temporizador SS: retardo a la conexión activado por impulso en set. Sólo se desconectará la salida por la entrada reset.



Temporizador SI: mientras mantenemos conectada la señal set, la salida estará activa durante KT.



Temporizador SV: mantiene la salida activa durante KT independientemente del tiempo de la señal set esté activa.



8 Procedimiento y Descripción de las actividades realizadas

- Estudio y documentación del ámbito de la GRTSE
- Estudio y documentación del Sistema de adquisición de datos gerencial de la red de 400, 230 y 115 KV (SAD400).
- Estudio y documentación del Módulo de Adquisición de Datos SEL-3530 (RTAC).
- Integración de Puntos Digitales por cada Subsistema Remoto de cada Zona de Transmisión.
 - Zona de Transmisión Tuxtla.
 - Zona de Transmisión Malpaso.
 - Zona de Transmisión Villahermosa.
 - Zona de Transmisión Istmo.
 - Zona de Transmisión Tapachula.
- Programación de mapeo de cada punto digital de la base de datos en el Módulo de Adquisición de Datos SEL-3530 de cada Zona de Transmisión.
 - Zona de Transmisión Tuxtla.
 - Zona de Transmisión Malpaso.
 - Zona de Transmisión Villahermosa.
 - Zona de Transmisión Istmo.
 - Zona de Transmisión Tapachula.
- Programación de Lógica de Disparos por cada Interruptor de cada Subsistema Remoto de cada Zona de Transmisión.

- Zona de Transmisión Tuxtla.
 - Zona de Transmisión Malpaso.
 - Zona de Transmisión Villahermosa.
 - Zona de Transmisión Istmo.
 - Zona de Transmisión Tapachula
- Validación de Lógica de Disparos por cada Interruptor de cada Subsistema Remoto de cada Zona de Transmisión.
- Zona de Transmisión Tuxtla.
 - Zona de Transmisión Malpaso.
 - Zona de Transmisión Villahermosa.
 - Zona de Transmisión Istmo.
 - Zona de Transmisión Tapachula

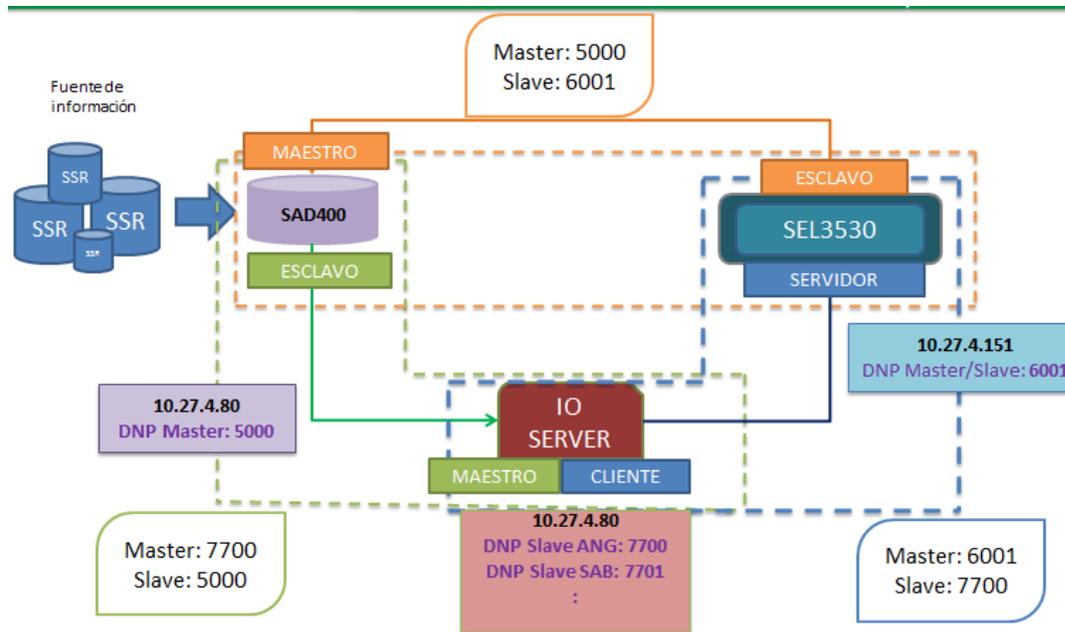
8.1 Cronograma de actividades

Actividad		Semanas															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Estudio y documentación del ámbito de la GRTSE	P																
	R																
Estudio y documentación del Sistema de adquisición de datos gerencial de la red de 400, 230 y 115 KV (SAD400).	P																
	R																
Estudio y documentación del Módulo de Adquisición de Datos SEL-3530 (RTAC).	P																
	R																

Integración de Puntos Digitales por cada Subsistema Remoto de cada Zona de Transmisión.	P																	
	R																	
Programación de mapeo de cada punto digital de la base de datos en el Módulo de Adquisición de Datos SEL-3530 de cada Zona de Transmisión.	P																	
	R																	
Programación de Lógica de Disparos por cada Interruptor de cada Subsistema Remoto de cada Zona de Transmisión.	P																	
	R																	
Validación de Lógica de Disparos por cada Interruptor de cada Subsistema Remoto de cada Zona de Transmisión.	P																	
	R																	

9 Resultados

En el siguiente diagrama se explica la forma en la cual el SAD400 envía y recibe la información para corroborar si alguna lógica fue cumplida.



Los SSR envían la información al SAD400, el cual a su vez pasa esta información al IO Server, debido a que éste es el intermediario entre el SAD400 y el SEL-3530. El Sel-3530 al recibir la información proporcionada por el IO Server, verifica si con los datos adquiridos se cumple alguna de las lógicas programadas en él, en caso de cumplirse una lógica, activa una bandera y la información es recibida por el SAD400, y éste a través del servidor imperios el cual está contenido en el SAD400, envía mensajes de texto a personal selecto de la GRTSE.

9.1 Programación de la lógica de disparos

La programación de la lógica de disparo es diferente dependiendo de la bahía a la cual se va a programar. Una bahía es un conjunto de cuchillas e interruptor. Pero existen varios tipos de cuchillas que se explican a continuación:

1. Cuchilla de Bus 1, se identifica con su terminación en 1.
2. Cuchilla de Bus 2, se identifica con su terminación en 2.
3. Cuchilla de Transferencia, se identifica con su terminación en 7.
4. Cuchilla de Tierra, se identifica con su terminación en 8.
5. Cuchilla de Línea, se identifica con su terminación en 9.

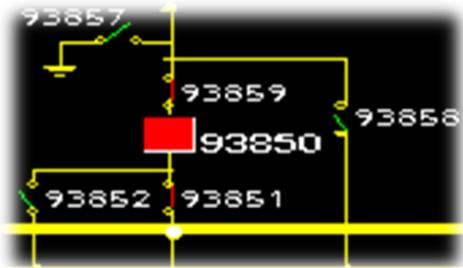
Aunque para la lógica de disparos las únicas cuchillas que se toman en cuenta son la cuchilla de Bus1, chuchilla de Bus 2 y la cuchilla de Línea.

Teniendo conocimiento de las diferentes tipos de cuchillas que hay, ahora, se explicaran los 3 tipos de bahías que existen.

1. Bahía 1: Tiene un interruptor, una cuchilla de bus y la cuchilla de línea.



2. Bahía 2: Tiene un interruptor, cuchilla de bus1, cuchilla de bus 2 y la cuchilla de línea.



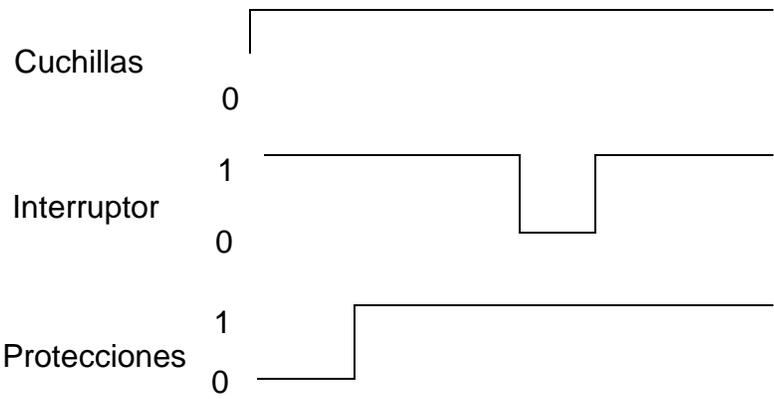
3. Bahía 3: Tiene solo el interruptor



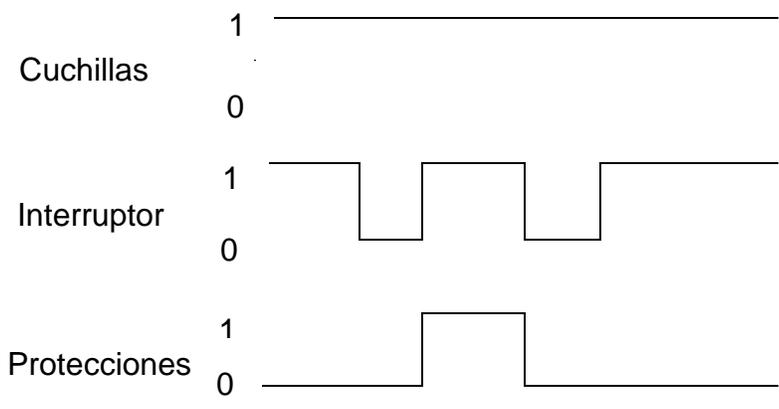
Para la programación de las lógicas de disparos, además de intervenir las cuchillas y el interruptor, es necesaria la activación de alguna protección. Las protecciones son alarmas que tiene como finalidad de activar cuando sucedan irregularidades ya sea en el interruptor o en las cuchillas.

Para que una lógica de disparo sea cumplida debe ocurrir cualquiera de las siguientes situaciones:

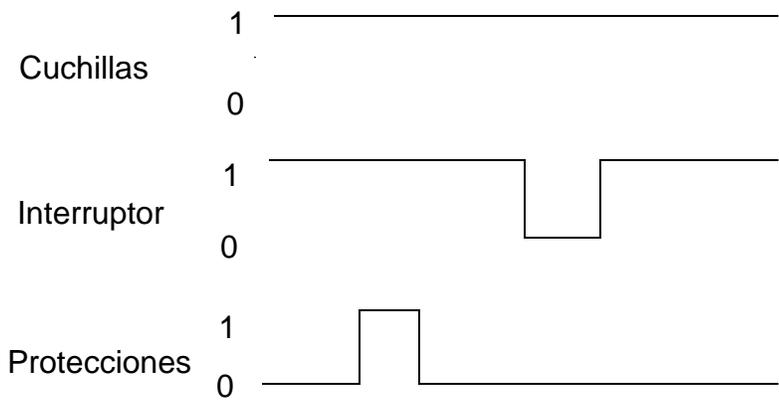
- 1.



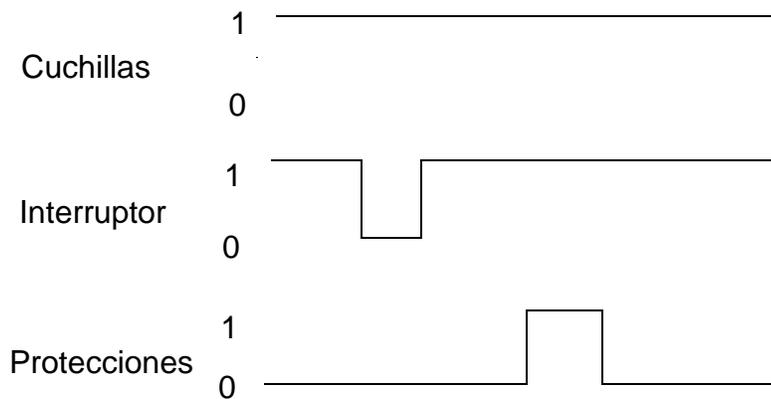
2.



3.



La siguiente situación no es válida para una lógica de disparo.

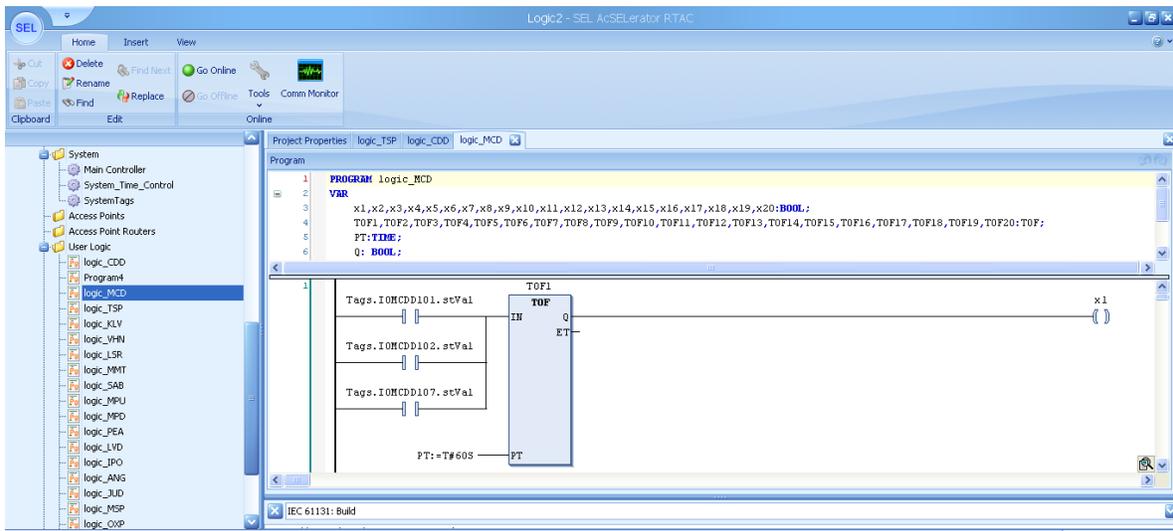


Con respecto a los diagramas de tiempo mostrados, podemos decir que, para que la lógica de disparos sea válida se deben tener las siguientes condiciones:

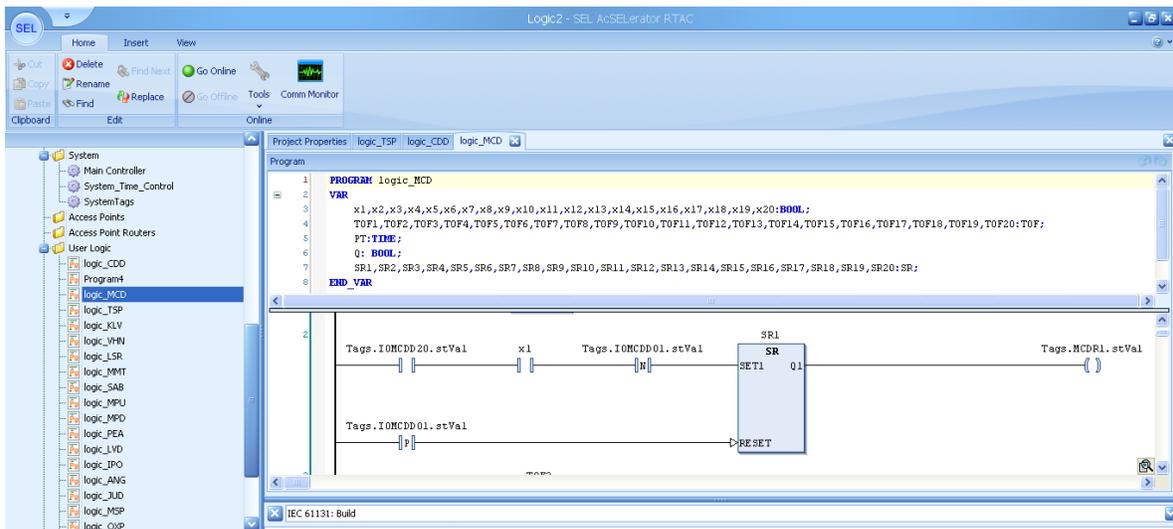
1. Cuchilla bus 1 o cuchilla bus 2 este cerrada (1 lógico), cuchilla de línea este cerrada (1 lógico).
2. Que la protección se ponga a 1 lógico, sin importar si regresa a su estado anterior.
3. Que el interruptor pase de cerrado (1 lógico) ha abierto (0 lógico), pero que antes de que esto suceda se haya activado la protección.

La programación se realizó en el lenguaje Ladder y se utilizó un temporizador TOF, el cual se activa cuando una de las protecciones se pone a 1 lógico, este temporizador activa una bandera la cual estará en estado lógico 1 por 1 minuto, debido a que cuando una protección se activa se espera 1 minuto para ver si el interruptor pasa de un estado lógico 1 al estado lógico 0; y si esto sucede, se activa otra bandera la cual nos indica que la lógica fue cumplida, teniendo en cuenta que se cumplieron con todas las condiciones antes mencionadas.

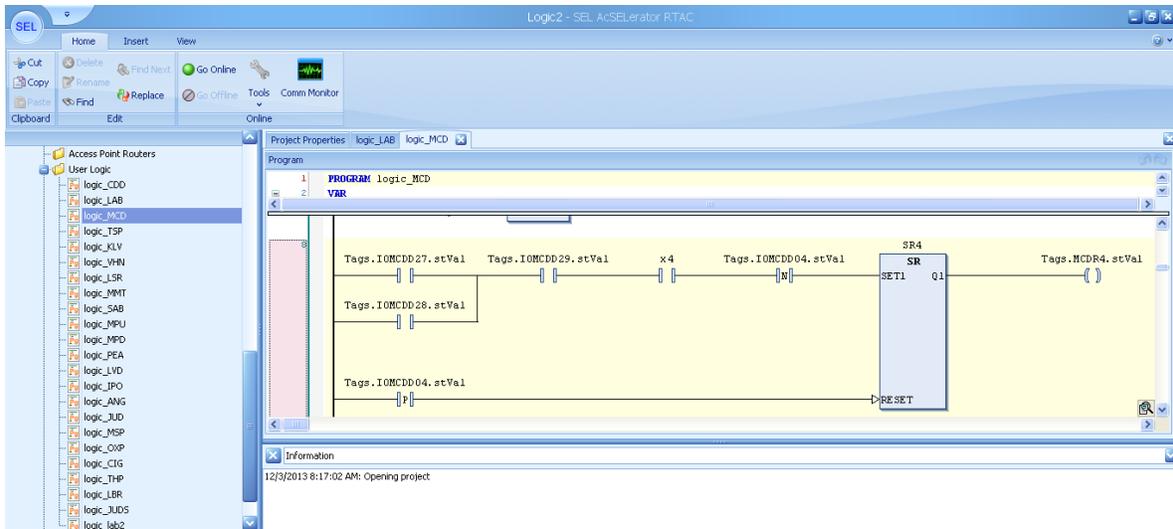
A continuación se muestra la programación de la lógica de disparo.



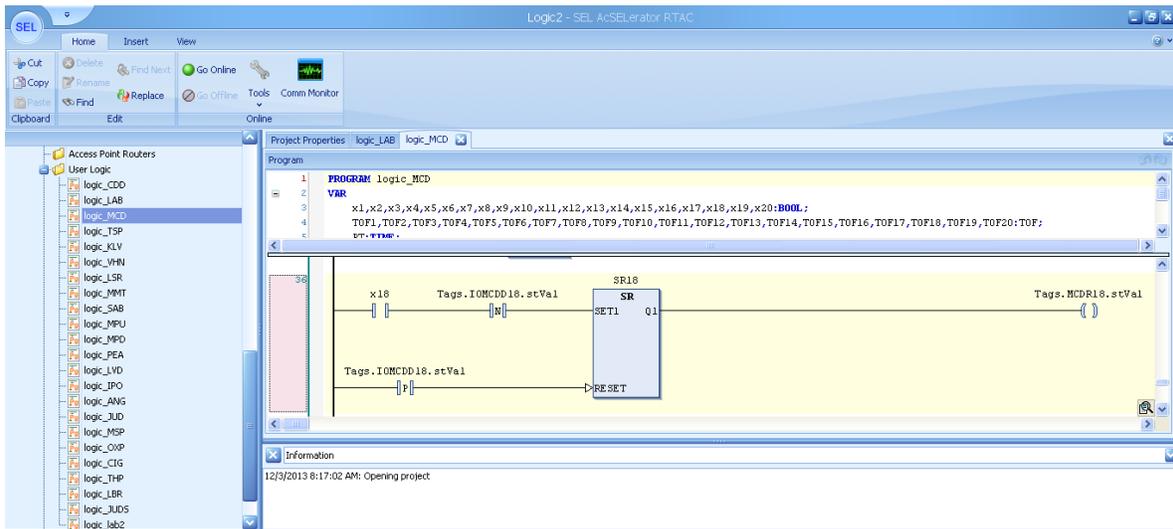
Programación de la bandera que indica cuando una protección ha sido activada.



Programación de la Bahía 1



Programación de la Bahía 2

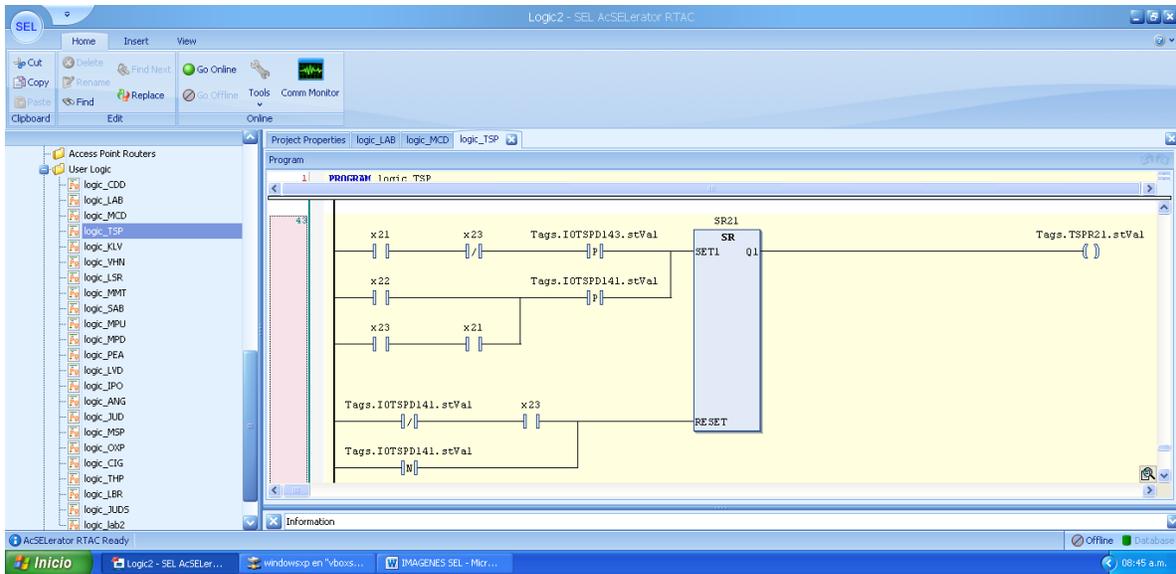


Programación de la Bahía 3

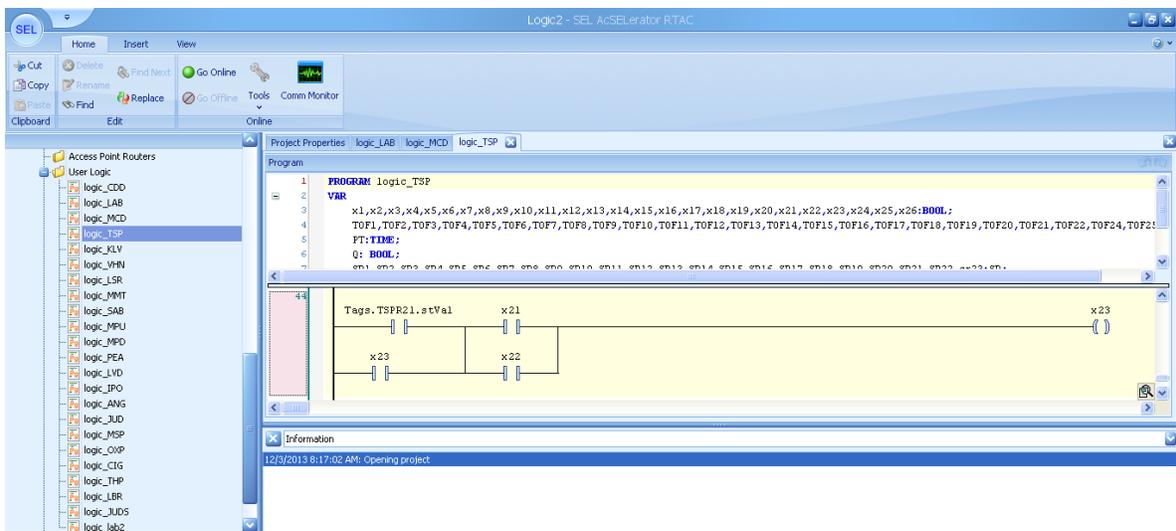
Además de las programaciones para cada tipo de bahía, realice dos programaciones más, para casos especiales.

Caso 1:

En esta programación se encuentra una protección que está ligada a tres interruptores, en la cual, al activarse la protección, se espera un lapso de un minuto y si en este tiempo los tres interruptores pasan del estado lógico 1 al estado lógico 0, se activa la bandera que indica que la lógica de disparo se ha cumplido, la cual lleva el nombre de la protección (Disparo B1-400KV).



Programación que activa la bandera que indica que la lógica de disparo se ha cumplido.



Programación de una bandera auxiliar, para indicar que se ha cumplido con la lógica de disparo.

10. Conclusiones y Recomendaciones

Gracias al avance tecnológico que se ha tenido en las últimas décadas ha conllevado a un gran desarrollo para muchas empresas; entre ellas muchas empresas de gobiernos las cuales en muchas ocasiones son las últimas en actualizarse, pero debido a las exigencias del mundo actual, estas empresas no podían quedar rezagadas; es por eso que CFE en los últimos años se ha visto en la tarea de modernizarse y utilizar la tecnología para mejorar la calidad de sus servicios. El trabajo realizado en este proyecto les proporcionara la información en tiempo real de los disparos que se presenten en las líneas de transmisión de 400, 230 y 115 kv; esta información es de gran importancia, ya que por ser en tiempo real, le permitirá dar respuesta inmediata a los eventos ó disparos, por lo que se garantiza que éstos sean normalizados en el menor tiempo posible.

Aunque la CFE ya ha comenzado con la modernización de sus equipos, aun les falta un largo camino que recorrer, debido a que muchos de los equipos que se utilizan son muy antiguos, por lo cual, mi recomendación sería que los sistemas operativos empleados fueran más actuales, aunque es muy notable que en esta empresa ya se esté empezando a utilizar el software libre.

11. Fuentes de Información

<http://www.tuveras.com/lineas/sistemaelectrico.htm>

http://www.fglongatt.org/Archivos/Archivos/SP_I/PPT-IntroSP.pdf

http://es.wikipedia.org/wiki/Transmisi%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

<http://www.oni.escuelas.edu.ar/olimpi98/energia-vs-ambiente/generaci.htm>

<http://www.monografias.com/trabajos-pdf2/subestaciones-electricas/subestaciones-electricas.pdf>

<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1344-central-eolica>

http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_electronica_y_electronica/sistemadistribucionenergiaelectronica/

http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lis/marquez_a_bm/capitulo5.pdf

<http://es.kioskea.net/contents/147-redes-arquitectura-cliente-servidor-en-3-niveles>

<http://www.uco.es/grupos/eatco/automatica/ihtm/descargar/scada.pdf>

<http://www.aiu.edu/applications/DocumentLibraryManager/upload/SCADA%20System%20B4s%20&%20Telemetry.pdf>

http://www.ehowenespanol.com/componentes-sistema-adquisicion-datos-lista_264906/

http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lem/marroquin_c_g/capitulo2.pdf