



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE CIENCIAS

**Administración del Sistema SCADA para el Área de
Control Central de la Comisión Federal de Electricidad**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

Licenciado en Ciencias de la Computación

P R E S E N T A :

Vivaldi Emmanuel González Ramírez



**DIRECTOR DE TESIS:
Dra. Amparo López Gaona
2013**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Dedicatória:

Agradecimientos:

CONTENIDO

Índice de Figuras	7
Introducción	8
Capítulo 1: Historia de la Energía Eléctrica en México	11
1.1 Comisión Federal de Electricidad	13
1.2 Centro Nacional de Control de Energía	15
1.3 Servicio Público de Energía Eléctrica en México	15
1.3.1 Sistema Eléctrico.....	16
1.3.2 Generación.....	17
1.3.3 Transmisión.....	18
1.3.4 Distribución.....	19
1.3.5 Comercialización.....	20
1.3.6 Despacho.....	21
Capítulo 2: Sistema SCADA	22
2.1 Elementos del Sistema SCADA	24
2.1.1 Interfaz del Operador (IHM).....	24
2.1.2 Unidad Terminal Maestra (UTM).....	25
2.1.3 Unidad Terminal Remota (UTR).....	26
2.1.4 Sistema de Comunicaciones.....	27
2.1.5 Transductores.....	29
2.2 Beneficios de Uso del Sistema SCADA	31
2.3 Principales Aplicaciones	32
Capítulo 3: Administrador del Sistema SCADA	33
3.1 Elaboración de Diagramas como Interfaz Gráfica	34
3.1.1 Diagramas unifilares.....	36
3.1.2 Tabulares.....	39
3.1.3 Diagramas de Red Eléctrica.....	41
3.1.4 Diagramas Diversos.....	44
3.2 Administrador de Base de Datos	45
3.2.1 Actividades de Administrador de Base de Datos.....	51
3.3 Uso y Configuración de Protocolos de Comunicación	53
3.3.1 DNP 3.0.....	53
3.3.2 Conitel.....	55
3.3.3 ICCP o IEC 60870-6/TASE 2.....	56
3.4 Usos de Sistemas Operativos Diversos	59

3.4.1 Windows.....	59
3.4.2 Unix.....	59
3.5 Atención al Cliente	59
3.5.1 UTR fuera.....	59
3.5.2 Corrección de Leyendas.....	60
3.5.3 Corrección y Actualización de Desplegados.....	60
3.5.4 Inhibición de Alarmas de Pruebas o Erróneas.....	60
3.5.5 Fallas en el Sistema.....	60
3.6 Realizar Pruebas de Validación	60
3.6.1 Pruebas de Comunicación.....	60
3.6.2 Pruebas a UTR:.....	61
3.6.3 Pruebas a Campo:.....	62
3.7 Actualización del Sistema SCADA	63
Conclusiones	65
Glosario	67
Bibliografía	69

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. SISTEMA ELÉCTRICO.....	16
FIGURA 2. GENERACIÓN.....	17
FIGURA 3. TRANSMISIÓN.....	18
FIGURA 4. DISTRIBUCIÓN.....	19
FIGURA 5. COMERCIALIZACIÓN.....	20
FIGURA 6. SISTEMA SCADA.....	30
FIGURA 7. DIAGRAMA SISTEMA SCADA.....	30
FIGURA 8. PLANTA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA ARAGÓN.....	36
FIGURA 9. SE NOPALA DE 400 KV.....	37
FIGURA 10. SE SAN ÁNGEL DE 230 KV.....	37
FIGURA 11. SE MOCTEZUMA DE 85 KV.....	38
FIGURA 12. SE REMEDIOS DE 23 KV.....	38
FIGURA 13. TABULAR DE ALARMAS DE SE SAN ÁNGEL.....	39
FIGURA 14. TABULAR DE MEDICIONES DE SE SAN ÁNGEL.....	40
FIGURA 15. RED DE 400KV.....	41
FIGURA 16. RED DE 230 KV.....	42
FIGURA 17. RED DE 85 KV.....	43
FIGURA 18. UNIFI: ENLACES A UNIFILARES DE SUBESTACIONES ORDENADO POR KV.....	44
FIGURA 19. DIAGRAMA DE BASE DE DATOS DEL SISTEMA SCADA.....	45
FIGURA 20. RELACIÓN DE LA TABLA DE SUBESTACIÓN CON LA TABLA UTR.....	46
FIGURA 21. EJEMPLO DE SEÑALES DIGITALES.....	47
FIGURA 22. EJEMPLO DE MEDICIONES.....	48
FIGURA 23. EJEMPLO DE ACUMULADORES.....	49
FIGURA 24. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN.....	50
FIGURA 25. PRUEBAS DE COMUNICACIÓN.....	61
FIGURA 26. PRUEBAS A UTR.....	61
FIGURA 27. PRUEBAS A CAMPO.....	62

INTRODUCCIÓN

El **principal objetivo** de este trabajo realizar un reporte de actividades para mi Titulación por Experiencia Profesional. En él se mencionan y describen cada una de las actividades que he desempeñado y la importancia que tienen dentro de la Comisión Federal de Electricidad para asegurar el continuo suministro de la Energía Eléctrica en el Área Centro del país.

A lo largo de este reporte de actividades, se hará referencia a las **necesidades** que la empresa fue requiriendo a lo largo de los años y entre las cuales hago especial énfasis en el Control y Supervisión de la Red Eléctrica Nacional. La **solución** a este problema es un Sistema de Control y Supervisión de Procesos de forma remota: **Sistema SCADA**.

Mi colaboración dentro de la empresa, tiene la finalidad mantener actualizados los datos que fluyen dentro del Sistema SCADA cumpliendo que la información mostrada sea un reflejo de lo que existe en el sitio remoto y a su vez que la información se actualice en tiempo real para el usuario final del Sistema, el Operador de la Red Eléctrica.

Notarán durante la descripción de mis actividades que he realizado y que sigo realizando hasta el día de hoy, que las labores requieren una preparación adecuada para la Administración del Sistema; misma que se puede encontrar en la Facultad de Ciencias, dentro de las materias cursadas en la carrera de Ciencias de la Computación. Como prueba de ello, mis labores diarias son un conjunto de conocimientos básicos bien aplicados: Manejo de Grandes Bases de Datos, Diseño de Interfaces, Automatización de Procesos, Atención al Usuario, uso de múltiples Sistemas Operativos, entre otras.

Este trabajo adicionalmente, además de motivar al estudiante de Ciencias de la Computación a continuar con sus estudios para afrontar el campo laboral, servirá al lector para conocer y entender el funcionamiento de los Sistemas SCADA. Y que a su vez, se tome en cuenta estos Sistemas como solución a actividades cotidianas que puedan ser complejas dada la lejanía y la dificultades que puede ocasionar tener el control de un proceso remoto de forma óptima y en tiempo real.

Todo lo aquí mencionado estará **fundamentado** con mi experiencia profesional dentro de la Comisión Federal de Electricidad que asciende a dos años y medio.

He dividido en tres grandes bloques la información.

Para el Primer Capítulo: "*Historia de la Energía Eléctrica*", se da un marco teórico de la consolidación de la Red Eléctrica Nacional. Una vez que la Energía Eléctrica se va propagando a lo largo del país, se van creando las primeras Redes Eléctricas de forma aislada y sin una regulación; se idealiza una Compañía capaz de poder organizar y dirigir el Sistema Eléctrico Nacional: la Comisión Federal de Electricidad.

Dentro de este mismo capítulo, se mencionará el "*Centro Nacional de Control de Energía*" (conocido por sus siglas como CENACE), que es una entidad dentro de la CFE quien se encargaría de la coordinación de la operación de la Red Eléctrica. El siguiente problema que se tuvo una vez que las redes aisladas se interconectaron y se pudo hablar por fin de una Red Eléctrica Nacional, fue el control y supervisión en forma óptima y en tiempo real. ¿Control y supervisión de qué? El "*Servicio Público de Energía Eléctrica*" es la parte medular de este capítulo y la respuesta a la pregunta planteada. Aquí es donde se describe de forma detallada los procesos realizados para generar la energía eléctrica y llevarla al usuario final.

Como Segundo Capítulo: "*Sistemas SCADA*", se introduce el término SCADA (Control Supervisorio y Adquisición de Datos) que es la solución a la pregunta planteada en el capítulo anterior. Los Sistemas SCADA ayudan a realizar de forma automática el control y supervisión de instalaciones eléctricas de forma remota y en tiempo real.

A lo largo del capítulo mencionaré los elementos que conforman al Sistema, los beneficios de su uso y sus principales aplicaciones (además del uso que se le da en CFE).

Para el Último Capítulo: "*Administrador del Sistema SCADA*", desglosaré cada una de las actividades que tengo encomendadas para mantener vivo el Sistema SCADA y de forma actualizada. Es aquí donde se describirán las actividades tratando de hacer el mayor énfasis posible en los conocimientos que son adquiridos durante la carrera y que forman parte de las materias obligatorias de la Licenciatura en Ciencias de la Computación.

Finalmente, estarán plasmadas las conclusiones derivadas a lo largo de este trabajo.

CAPÍTULO 1: HISTORIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

Aunque se habían realizado ensayos para la generación de electricidad desde los años cincuenta, fue hasta el régimen de Porfirio Díaz, cuando inició en forma la generación de electricidad. En 1879, se instaló en León Guanajuato la primera planta generadora que abastecía de energía exclusivamente a la fábrica textil "La Americana". Al poco tiempo la industria minera también utilizó este tipo de energía. Para 1889 operó en Chihuahua la primera planta hidroeléctrica en Batopilas, misma que extendió sus redes de distribución hacia mercados urbanos y comerciales donde la población era de mayor capacidad económica. Se inició la iluminación de unas cuantas residencias, sólo las de las más ricas.

En 1881, la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica, se hizo cargo del alumbrado público residencial en la capital de la República Mexicana y cuatro años más tarde de las instalaciones que distribuían el gas para el alumbrado público, que comprendían una tubería que alcanzaba los 100 kilómetros. En aquel tiempo se contaba con 50 focos de luz eléctrica, 2 mil faroles de gas y 500 de aceite para los barrios alejados del centro. Uno de los grandes pasos hacia la iluminación residencial y pública se dio cuando se colocaron las primeras 40 lámparas "de arco" en la Plaza de la Constitución, cien en la Alameda Central y se inició la instalación de la iluminación de Reforma y otros lugares de la Ciudad de México.

Para poder hacer público el servicio de suministro de energía, el gobierno tuvo que recurrir a la inversión extranjera, fue así como compañías internacionales con gran capacidad vinieron a México e instalaron filiales como **The Mexican Light and Power Company**, de origen canadiense.

En 1903 Porfirio Díaz le otorgo la concesión de la explotación de las caídas de las aguas de los ríos de Tenango, Necaxa y Xaltepuxtla. Así nació el primer gran **proyecto hidroeléctrico**, La planta de Necaxa, en el estado de Puebla, que comenzó a alimentar de energía a la Ciudad de México en 1905. En ese año los canadienses ya controlaban la Compañía Mexicana de Electricidad, la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica y la Compañía Explotadora de las Fuerzas Eléctricas de San Idelfonso; años después, obtuvo nuevas concesiones para operar en los estados de Puebla, Hidalgo, México y Michoacán, la planta hidroeléctrica del Río Alameda, la Compañía de Luz y Fuerza de Toluca, la de Temascaltepec y la de Cuernavaca. Comenzó a elevar la capacidad de la planta de Necaxa y a modernizar las de Nonoalco y Tepéxic. De esta manera, la canadiense The Mexican Light and Power Company se convirtió en la principal empresa transnacional que tenía en su poder la mayor parte de la energía eléctrica de México.

A inicios del siglo XX México contaba con una capacidad de 31 MW, propiedad de empresas privadas. Para 1910 eran 50 MW, de los cuales 80% los generaba The Mexican Light and Power Company, empresa que permaneció

en nuestro país 50 años más. En esa época, se dio el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, conocida posteriormente como Comisión Nacional de Fuerza Motriz.

Al estallar la Revolución Mexicana, la industrialización se frenó, incluido el sector eléctrico. Al iniciar el conflicto, en 1910, México contaba con una de las mejores tecnologías en el campo de la electricidad en América Latina. Esto se debió en gran medida a compañías inglesas, alemanas, norteamericanas y mexicanas que por esos años hacían de nuestro país un verdadero laboratorio, al poner a prueba diversos sistemas, métodos de trabajo y maquinaria novedosa.

Para 1928 ya existían tres sistemas eléctricos interconectados en el país: Puebla - Veracruz (Puebla, Tlaxcala y Veracruz). Zona de Guanajuato (Michoacán, Querétaro, San Luis Potosí, Jalisco y Guanajuato). Torreón - Chihuahua (Coahuila, Durango y Chihuahua).

"El decreto aprobado en 1933 y ratificado por el de 1937, relacionado con la creación de la CFE; establece como propósito explícito, organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión, distribución de energía eléctrica sin propósitos de lucro y en beneficio del interés general."

Alfredo Elias Ayub

1.1 COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Abelardo Rodríguez fue quién durante su corto mandato, considero por primera vez a la electricidad como actividad y utilidad pública. De esta manera, en 1933, envió al Congreso de la Unión la iniciativa que decretaba **la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)**, pero la presión de las empresas transnacionales para mantener el monopolio fue tan fuerte que lograron posponer dicha iniciativa cuatro años más.

Para 1937, durante el gobierno de Lázaro Cárdenas, México tenía 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones, equivalentes al 38% de la población, contaban con electricidad. Sólo tres empresas distribuían la energía eléctrica y lo hacían principalmente a la población urbana que podía pagar el servicio, y no al 67% de la población que se encontraba en el campo. Dicha energía era proporcionada con serias dificultades por estas tres empresas privadas: las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas, casi 30 niveles de tensión diferentes, frecuencias diferentes.

Fue así como aquella iniciativa de ley de Abelardo Rodríguez de 1933, fue aplicada por el gobierno cardenista. El 14 de agosto de 1937 nació la **Comisión Federal de Electricidad** que de acuerdo con la ley promulgada en la Ciudad de Mérida, Yucatán, y publicada en el Diario Oficial de la Federación, tendría por objeto "*organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales*". El presupuesto inicial fue de \$50,000 pesos y 15 personas.

En el año de 1960 se adquirió la mayoría de las acciones que constituían el capital de "The Mexican Light and Power Company"; en virtud de que la asamblea de esta empresa se encontraba señalada para el 26 de Septiembre, el día 27 de septiembre de 1960 se toma de posesión de la misma (quedando registrado en la historia de México el 27 de septiembre como la nacionalización del servicio público de energía eléctrica). Con esto el Presidente Adolfo López Mateos nacionalizó la industria eléctrica comprando, con fondos públicos y deuda externa, los bienes e instalaciones de las empresas transnacionales. El gobierno adquirió en 52 millones de dólares, el 90% de las acciones de la canadiense The American Light and Power Company y se comprometió a pagar sus deudas que ascendían a 78 millones de dólares. Por 70 millones de dólares obtuvo las acciones de la estadounidense American and Foreign Power Company. Además, el gobierno los comprometió a invertir ese dinero en México para evitar que todo ese capital saliera del país.

Para 1971, la CFE tenía una capacidad instalada de 7,874 MW. Al final de ésta década se dio un mayor crecimiento llegando a instalarse centrales generadoras por el equivalente a 1.6 veces lo hecho hasta el momento. En esta década todos los sistemas de transmisión de energía eléctrica se

encontraban interconectados, excepto Baja California y Yucatán (que se incorporaron al Sistema Interconectado Nacional en 1990, quedando por fin el sistema de transporte de energía cubriendo casi la totalidad del territorio mexicano). Durante la década de los 70's también se logró unificar la frecuencia eléctrica de 60 Hertz en todo el país y en 5 años se logró la unificación más grande del mundo, ya que se visitaron 2 millones 434,810 consumidores de energía para adaptar sus equipos electrodomésticos a la nueva frecuencia; se convirtieron 32 centrales generadoras, con 87 unidades; y se ajustaron 41 subestaciones, contando con 11 sistemas interconectados. Sin embargo, toda esta inversión en infraestructura provocó una gran deuda externa al país.

1.2 CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

A raíz de la nacionalización de la industria eléctrica en 1960, cuando la CFE empezó a adquirir el control de los pequeños sistemas y de las plantas generadoras que existían, se hizo necesario tener una entidad que controlara la operación de esos sistemas que antes, al ser privados, operaban de forma independiente y descoordinada. En 1962 se creó la Oficina Nacional de Operación de Sistema, encargada de la operación de los Sistemas para el Control de la Energía. En 1973 se convierte en el Despacho Nacional de Carga y para 1977 se convierte en lo que actualmente conocemos como **Centro Nacional de Control de Energía**, CENACE. (1)

En esa época no existía la interconexión del país que actualmente tenemos, sino que había sistemas aislados (como lo mencionamos en la sección anterior). Poco a poco la CFE hizo esfuerzos importantes para la integración de esos sistemas con el fin de interconectarlos y llegar a un sistema nacional.

Hoy en día, todos esos sistemas que alguna vez permanecían aislados, la incorporación de nuevos sistemas, incluyendo Plantas Generadoras, Subestaciones de Distribución y Transmisión; están debidamente interconectados y es lo que conocemos como SI (Sistema Interconectado), SIN (Sistema Interconectado Nacional) y SEN (Sistema Eléctrico Nacional), todos ellos controlados por el CENACE y por las Áreas de Control a lo largo y ancho de la República Mexicana.¹

Las 8 Áreas de Control del CENACE son: CEL (Central), ORI (Oriental), OCC (Occidental), NTE (Norte), NES (Noreste), PEN (Peninsular), NOR (Noroeste), BCA (Baja California)

La labor inicial del CENACE, coordinar y controlar la operación del Sistema Eléctrico Nacional, se volvió cada vez más compleja debido al constante incremento del tamaño de la Red. Por lo que se tuvo que recurrir a tecnologías que ayudarán a realizar las actividades del CENACE. (2)

1.3 SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

La provisión del servicio de energía eléctrica en gran escala se conforma de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Despacho.

¹ Sistema Interconectado = CEL + ORI + OCC + NTE + NES + PEN
Sistema Interconectado Nacional = SI + NOR
Sistema Eléctrico Nacional = SIN + BCA

1.3.1 Sistema Eléctrico

Un sistema eléctrico es el conjunto de instalaciones destinadas a la generación transmisión, distribución y venta de energía eléctrica.

En la Figura 1 podremos observar a grandes rasgos el Sistema Eléctrico y en las siguientes figuras conoceremos las partes que lo conforman.

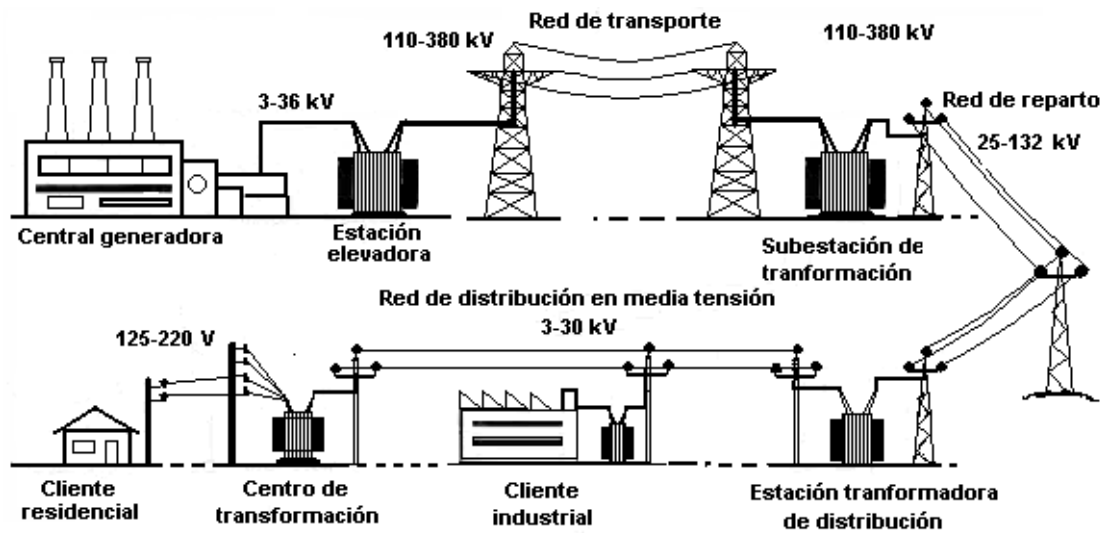


Figura 1. Sistema Eléctrico

1.3.2 Generación

Actividades y procesos en los que se transforma materia y energía con la finalidad de producir electricidad; algunas clases de energías pueden ser químicas, mecánicas, térmicas, eólicas, luminosas, entre otras. La manera como se clasifica la generación obedece a la materia prima origen que se transforma.

Algunos términos importantes utilizados en este proceso son: frecuencia, carga, generación bruta, disponibilidad, confiabilidad en el arranque, entre otros.

En la Figura 2 ubicamos dentro del Sistema Eléctrico el Proceso llamado "Generación".

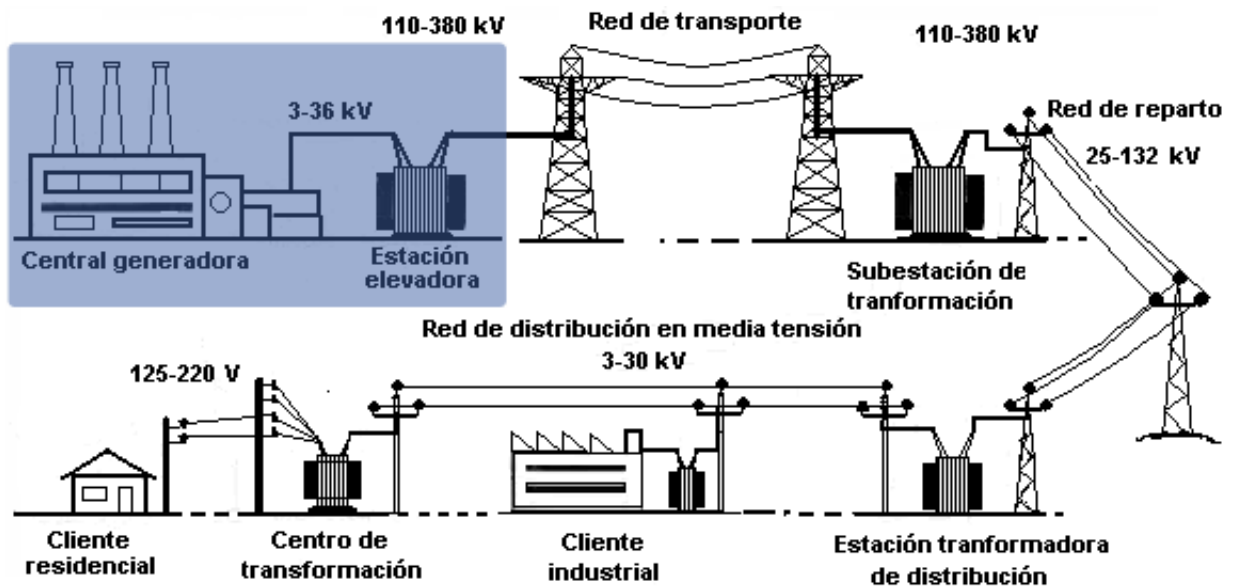


Figura 2. Generación

El paso siguiente es transportar la energía generada a los usuarios finales: Transmisión.

1.3.3 Transmisión

Se refiere a las actividades mediante las cuales se "transporta" la energía de un punto geográfico a otro. Generalmente es transportada a grandes distancias debido a que las Centrales Generadoras no siempre están cerca de las ciudades donde es consumida esta energía. Todo este proceso se involucra desde el origen (Generación) hasta el final (Centros de Distribución).

Para poder transmitir a grandes distancias la energía producida por las Generadoras es necesario contemplar los aspectos siguientes: voltaje, capacitancia, impedancia, altura y distancia de las líneas de transmisión, calibre y material de los cables que las conforman; ya que para poder transmitir la energía se debe elevar el voltaje de la misma, por lo que es conocido vulgarmente como "alta tensión".

En la siguiente figura, Figura 3; ubicamos al proceso de Transporte de Energía Eléctrica: Transmisión

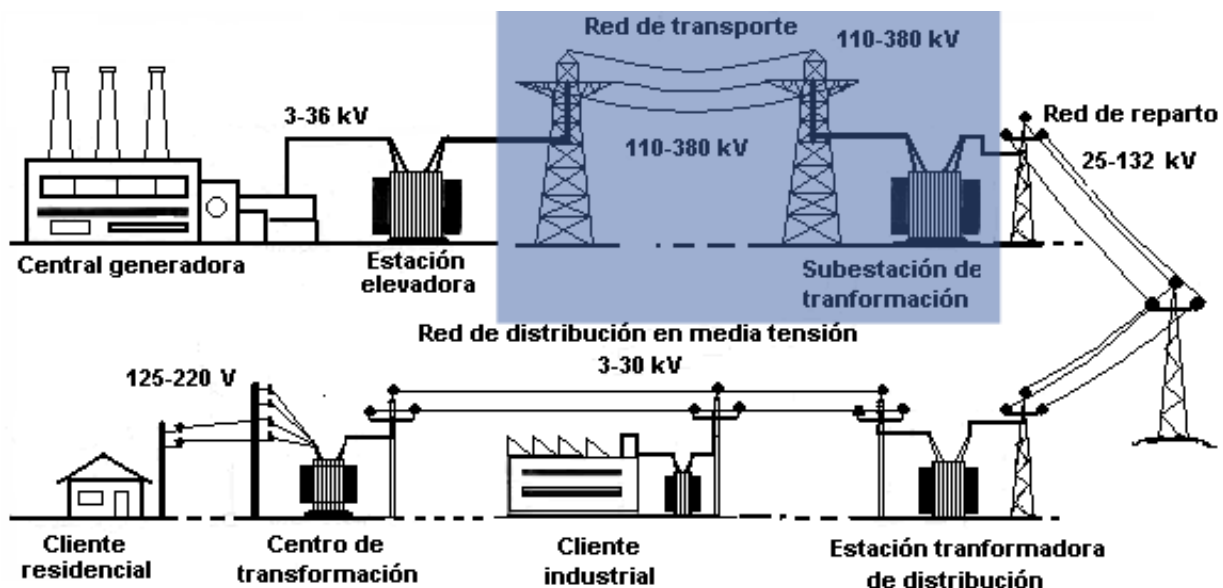


Figura 3. Transmisión

1.3.4 Distribución

Proceso de reparto y suministro de la energía eléctrica a usuarios finales: pueden ser personas comunes y corrientes con consumo doméstico de energía eléctrica a bajo voltaje; o bien, empresas e industria con consumo de energía eléctrica en grandes cantidades y con voltaje elevado. Como quiera que sea el consumo de energía, se requiere de subestaciones de transformación que tienen el principal objetivo de modificar el voltaje para poder ser distribuido a las necesidades del cliente.

Los aspectos relevantes en este proceso que deben ser considerados son: consumo, carga solicitada, tipo de servicio y características técnicas de las instalaciones.

Para nuestra Figura 4, ubicamos dentro del Sistema Eléctrico el proceso de Distribución de Energía Eléctrica a los Usuarios Finales.

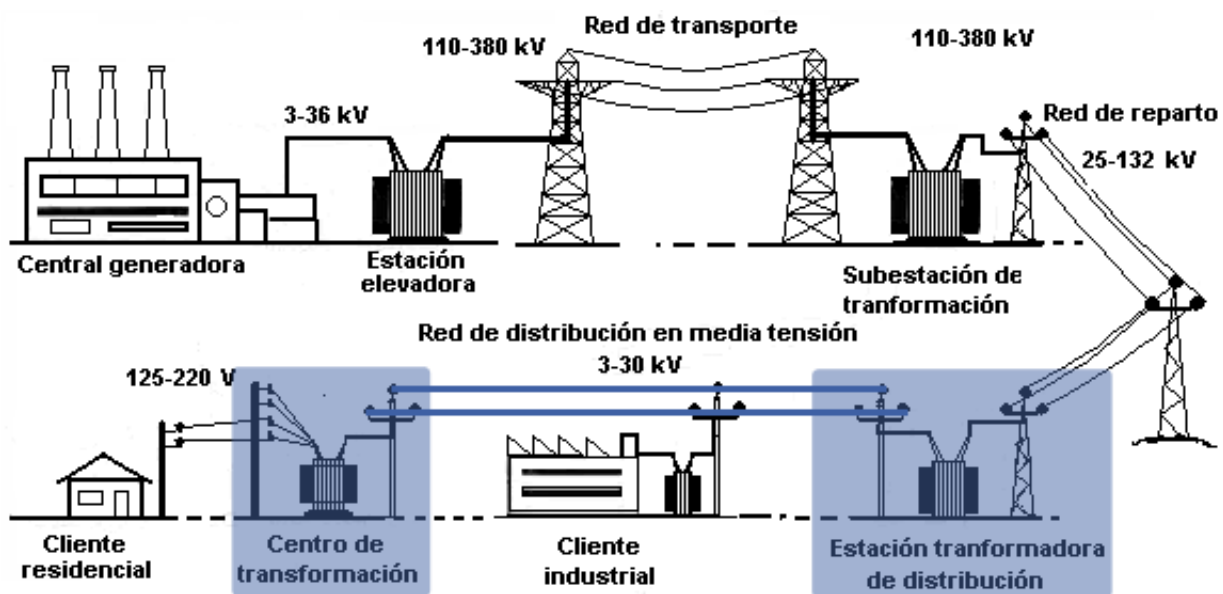


Figura 4. Distribución

1.3.5 Comercialización

Actividades relacionadas con la atención a clientes en materia de interrupciones, contrataciones, aclaraciones, quejas, así como las inherentes a la recuperación de cuotas por el consumo de la energía y establecimiento de tarifas.

Finalmente en la Figura 5, está ubicado el proceso de Comercialización.

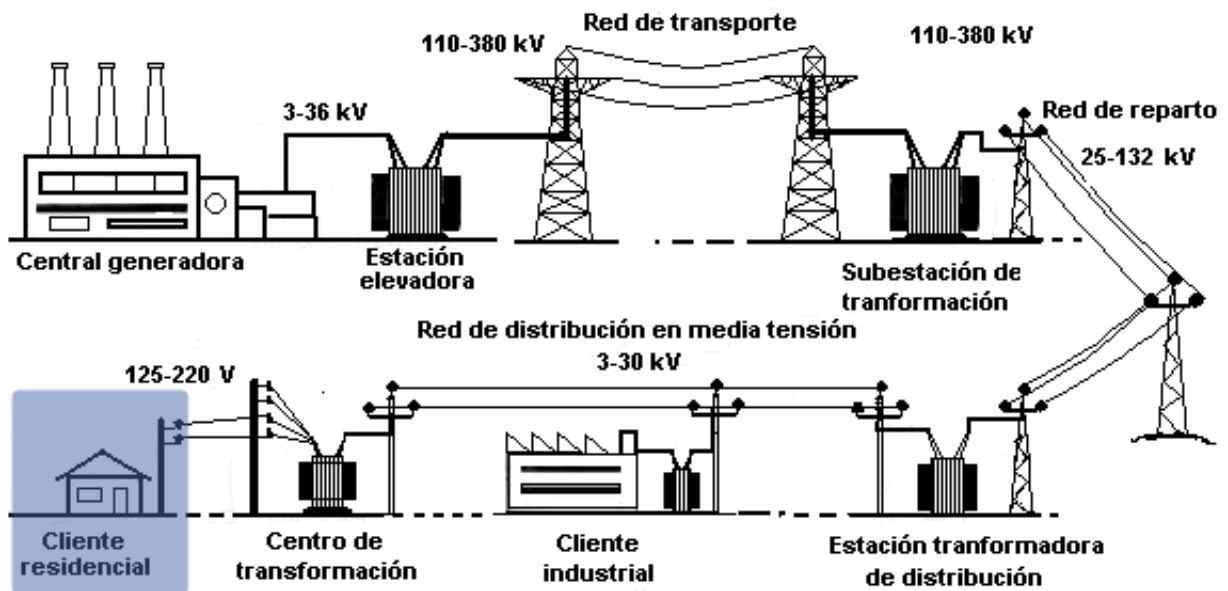


Figura 5. Comercialización

1.3.6 Despacho

Administración de la Generación y Consumo de Energía Eléctrica considerando los aspectos de demanda, eficiencia operativa, costos energéticos, restricciones ambientales y de red, así como contratos existentes.

Para el adecuado funcionamiento de los sistemas eléctricos se deben observar los siguientes cuatro puntos básicos:

Seguridad:

Habilidad del sistema para soportar la ocurrencia de perturbaciones. Un sistema eléctrico se considera en operación segura, cuando es capaz de soportar la ocurrencia de la contingencia sencilla más severa sin la acción de sistemas de control suplementarios.

Continuidad:

Suministro ininterrumpido del servicio de la energía eléctrica a los usuarios de acuerdo a las normas y reglamentos aplicables.

Calidad:

Condición de voltaje, frecuencia y forma de onda del servicio de energía eléctrica, suministrada a los usuarios cumpliendo con lo establecido.

Economía:

Implica la Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización al menor costo global de producción, resultado del uso óptimo de los recursos energéticos, de generación y de red.

El comportamiento de los sistemas eléctricos está dado mayormente por la demanda de la energía, la cual es dinámica y cambiante en cada instante ya que dependen directamente de condiciones horarias, semanales, estacionales y climatológicas. Por ellos es necesario variar continuamente la energía que producen las unidades generadoras, controlando las características de voltaje, frecuencia y observando los puntos básicos antes mencionados.

CAPÍTULO 2: SISTEMA SCADA

En el capítulo anterior he resumido los procesos que integran un Sistema Eléctrico y que a su vez dan vida al Servicio Público de Energía Eléctrica. Es de esperarse que para mantener el control y óptimo funcionamiento de un sistema complejo y dinámico, sea necesario monitorear en tiempo real el estado cualitativo y cuantitativo de cada uno de sus elementos. Una labor prácticamente imposible sin la ayuda de herramientas tecnológicas como los **Sistemas SCADA**.

Un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition, en español traducido como Control Supervisorio y Adquisición de Datos) es un conjunto de Sistemas Informáticos y aplicaciones de software, que están diseñadas con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia. Se basan en la adquisición de los procesos remotos.

En el ámbito eléctrico, un Sistema SCADA permite monitorear y controlar el despacho de energía eléctrica desde el proceso de Generación de Energía hasta la Comercialización de la misma. La adquisición de datos se logra con ayuda de Unidades Terminales Remotas que exploran la información provista de dispositivos en campo.

Un Sistema SCADA permite entonces supervisar y controlar simultáneamente procesos e instalaciones distribuidas en grandes áreas, generar un conjunto de información procesada (en gráficos, tendencias, información histórica, informes, mantenimiento, etc.). Es de resaltar que la labor del sistema se hace en tiempo real.

Para CFE en sus Áreas de Control, el Sistema SCADA es un Network Manager de la Compañía ABB (Asea Brown Boveri); en sus diferentes versiones NMR2, NMR3 y NMR4. Conocido como SITRACEN (Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de la Energía). El proceso remoto que se requiere supervisar y controlar en CFE es el Despacho de la Energía Eléctrica para poder proveer el Servicio Público de Energía.

Algunas de las funciones principales del Sistema SCADA de CFE son:

- Supervisión remota de las instalaciones y equipos: Permite al usuario final (conocido como operador del sistema eléctrico), conocer el desempeño de las instalaciones eléctricas y los equipos alojados en la planta, lo que le permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.
- Control Remoto de Instalaciones y Equipos: Mediante el sistema el operador puede activar, encender, abrir, operar, bloquear; desactivar, apagar, cerrar, normalizar desbloquear; los equipos de forma remota (por ejemplo abrir válvulas, activar interruptores, abrir cuchillas, encender motores, etc.) de manera automática y manual.

Además, es posible definir parámetros y estándares, valores de referencia, algoritmos de control, etc.

- **Procesamiento de Datos:**
El conjunto de datos adquiridos, conforman la información que alimenta el sistema. Esta información es procesada, analizada, convertida y comparada con datos anteriores (históricos), datos de otros puntos de referencia, dando como resultado una información confiable y veraz.
- **Visualización Gráfica Dinámica:**
El sistema es capaz de brindar imágenes en movimiento que representan simbólicamente el comportamiento del proceso (control de energía), dándole al operador la impresión de estar presente dentro de la planta o subestación real. Estos gráficos también pueden corresponder a análisis de datos históricos.
- **Generación de Reportes:**
El sistema permite generar informes con datos estadísticos del proceso en un tiempo determinado por el operador.
- **Representación de Señales de Alarma:**
A través de señales de alarma (indicación de elementos eléctricos en estado anormal) se logra alertar al operador indicándole que se encuentra frente a una posible falla o presencia de una condición perjudicial o fuera de lo aceptable. Estas señales pueden ser visuales y sonoras.
- **Almacenamiento de información Histórica:**
Cuenta con la opción de almacenar los datos adquiridos, para que esta pueda analizarse posteriormente.
- **Programación de Eventos:**
Posibilidad de programar subprogramas que brinden automáticamente reportes, estadísticas, gráfica de curvas, activación de tareas automáticas, etc.

2.1 ELEMENTOS DEL SISTEMA SCADA

Un Sistema SCADA está conformado por los siguientes elementos:

2.1.1 Interfaz del Operador (IHM)

Entorno visual que brinda el sistema para que el operador interactúe con el proceso desarrollado por la planta, subestación o sistema eléctrico.

En términos locales, en CFE; llamadas "Consolas de Operador" son máquinas (entiéndase como equipo de cómputo) con software especializado para interactuar con la UTM (Unidad Terminal Remota, explicado más adelante) el cual proporcionará el entorno visual requerido por el operador del sistema.

La interacción de los usuarios con la UTM a través de las interfaces del Operador se hace con una autenticación típica (nombre de usuario y contraseña) que es lo que da la pauta para saber el tipo de usuario que esta interactuando con el Sistema. Todo esto por motivos de seguridad ya que la información mostrada dependerá de los permisos por usuario y en su caso permisos por Consola.

Ejemplos de las Interfaces se mostrarán en el siguiente capítulo.

2.1.2 Unidad Terminal Maestra (UTM)

Consiste en uno o más servidores y/o computadora de alta capacidad de almacenamiento y procesamiento, que se encargará de concentrar y procesar los datos que provienen de todas las UTR a su cargo. Toda esta información que se genera en el proceso se pone a disposición de los diversos usuarios que puedan requerirla.

De igual manera, proporciona la forma de interacción del usuario (interfaces gráficas) que permitirán al usuario realizar acciones de control remoto y monitoreo de información generada a kilómetros de distancia.

Ejecuta las acciones de mando (programadas) en base a valores actuales de variables medidas. Se encarga del almacenamiento, procesado y ordenado de los datos de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos; así como digerir la información al operador.

Entre las características generales que deben tener las Unidades Terminales Maestras son:

- ✓ El sistema operativo debe estar basado en normas internacionales
- ✓ El sistema debe soportar múltiples niveles de interrupción.
- ✓ El sistema Operativo debe de ser capaz de responder de forma predecible y consistente a interrupciones en tiempo real.
- ✓ Debe de soportar programas de aplicación de otros proveedores con software compatible con el estándar.
- ✓ La transferencia de información entre máquinas, debe de realizarse con programación estándar como NFS (Network File System).
- ✓ La conexión de máquinas en red debe soportar el estándar Ethernet/IEEE 802.3.
- ✓ Procesadores de 32 bits y cuando menos 12 MIPS.
- ✓ Que el Sistema SCADA sea un Sistema Abierto

Las tareas que tiene encomendada la UTM las realiza de forma seccionada y las delega en sus diversos Servidores:

- Servidores de Almacenamiento de Datos (Database Server): Archivado de datos para proceso posterior mediante herramientas de representación o análisis estadístico).
- **Servidores de Archivos** (File Server): Almacena resultados de los análisis de los datos recabados, almacena datos concernientes a los eventos del sistema, datos de configuraciones, alarmas, etcétera.
- **Servidores de Administración** (ADM Server): Permite gestión y mantenimiento del Sistema SCADA, controlar sistemas de seguridad, configuración de tareas de respaldo (backup), entre otras.
- **Servidores de Comunicación** (COMM Server): Permite el intercambio de datos en tiempo real con UTR.

2.1.3 Unidad Terminal Remota (UTR)

Lo constituye todo aquel elemento o conjunto de elementos que envían algún tipo de información a la UTM ocupando algún medio de comunicación. Toda la información que es enviada, previamente fue recabada de los dispositivos en campo y concentrada localmente. Es parte del proceso productivo y necesariamente se encuentra ubicada físicamente en la planta o subestación.

Una UTR es un Sistema que cuenta con un microprocesador e interfaces de entrada y salida tanto analógica como digital que permiten tomar la información del proceso que se esté supervisando, esta información es provista por los instrumentos y dispositivos de control en un sitio remoto. Una vez adquiridos los datos remotos, son enviados a la UTM (en algunos casos pueden ser enviadas más UTM), utilizando técnicas de transmisión de datos (codificación a protocolos de comunicación específicos debidamente establecida entre UTM y UTR).

Una característica adicional que tienen algunas UTR, es la posibilidad de indicar el modo de operación de la misma: LOCAL o REMOTO. Utilizando un selector de modo se puede preferir entre un control únicamente desde UTR y no vía remota (Modo LOCAL). Los controles remotos llegarán de forma indicativa a la UTR sin embargo no se efectuará un cambio en campo. Esto resulta útil para realizar pruebas de mandos desde UTM a UTR, cuyas pruebas tienen la finalidad de comprobar que se afecta el punto correcto sin alterar el estado real de los dispositivos. El modo REMOTO, es la operación bajo condiciones normales. Los mandos efectuados desde la UTM se ejecutaran directamente afectando y modificando el estado físico de los elementos.

Entre las características eléctricas que tienen las UTR, es la posibilidad de alimentación de corriente directa y corriente alterna, con conmutación automática y bajo consumo de energía.

Hasta este momento, de acuerdo a lo mencionado en el capítulo anterior, debemos de entender que el proceso que se está supervisando y del cual se requiere tener control a través del Sistema SCADA es el Servicio Público de Energía Eléctrica en todos sus niveles (Generación, Trasmisión, Transformación y Distribución de Energía).

Cada uno de esos niveles, tiene por lo menos una Unidad Terminal Remota que adquiere los datos en campo; por lo menos una Unidad Terminal Maestra a la cual se reportan los datos y un protocolo de comunicación (compatible con la UTR y UTM) para transmisión y recepción de mensajes.

2.1.4 Sistema de Comunicaciones

Se encarga de la transferencia de información del punto de origen de las operaciones hasta el punto donde se supervisa y controla el proceso, basado en la relación de productor-consumidor.

Lo conforman:

- Medio de Comunicación de Transmisión por el cual se envían los mensajes.

Estos medios de comunicación deberán garantizar confiabilidad y disponibilidad para asegurar que la información intercambiada se pueda considerar de tiempo real y que los comandos solicitados por el usuario, se tenga la certeza de que se transmita de forma correcta puesto que puede ser de vital importancia para el propio Sistema Eléctrico.

Existen diferentes tipos de canales de comunicación comúnmente ocupados para este proceso:

- o OPLAT (Onda Portadora de Línea por Alta Tensión)
Referida a aquella que mediante equipos codificadores y decodificadores instalados en las subestaciones, transportan voz y datos a lo largo de las líneas de transmisión eléctricas. La posibilidad de esta comunicación se da, elevando la frecuencia de transmisión de voz y datos a niveles superiores que la electricidad y que solo los equipos decodificadores pueden percibir.
- o MICROONDAS
Uso de redes satelitales y antenas parabólicas como medio de comunicación.
- o FIBRA OPTICA
Medio de comunicación de gran rapidez y fiabilidad en el transporte de datos.
- o HILO FÍSICO
Conexión de Subestaciones Ubicadas a pocos metros de los centros de control.
- o COMUNICACIONES UNIFICADAS
Red Interna institucional (no necesariamente dedicada para el propósito de comunicaciones SCADA), la cual es ocupada para enviar la información.

- Emisor
Principalmente la UTM, representada por los servidores de datos. Los cuales interrogan de manera cíclica a las UTR (polling) para obtener la información.
De igual forma, la UTR actúa como emisor para los dispositivos que tiene más abajo en el nivel de obtención de información.
- Receptor
El equipo receptor principalmente se asocia a las UTR. Pues es quien tiene mayor número de peticiones de información.

Tanto la UTM como las UTR tienen la habilidad de generar, cifrar y enviar una señal. Asimismo, tienen la habilidad para descifrar la señal recibida y extraer la información (petición o datos crudos), pero carecen de una interfaz con el medio de comunicación.

2.1.5 Transductores

Son elementos que permiten la conversión de una señal física en una señal eléctrica (y viceversa). Su calibración es muy importante para que no existan problemas en la confusión en los valores de los datos.

Los dispositivos en campo con los que se dispone en un sistema SCADA son de diversos tipos y en cada uno de ellos existen parámetros de selección, desde el rango de trabajo, precisión, dimensiones, precio, entre otras; los cuales hacen que cada sistema sea un caso particular pero que todos ellos tendrán características comunes.

Los sensores tienen un comportamiento donde su eficiencia se ve disminuida con el paso del tiempo y condiciones ambientales a las que está expuesto, por lo que para evitar interferir con el Sistema se debe de prever que la lectura de la medición o ejecución del control se pueda hacer de forma manual.

Hablando en términos de costos, el cableado entre sensores (instrumentación de campo en general) y el cableado de los sensores a UTR es bastante costoso y que puede llegar a equivaler tres o cuatro veces más que la UTR misma. Esto no siempre es tomado en cuenta cuando se realiza el diseño de un Sistema SCADA. El costo del cableado debe ser interpretado como la cantidad de cable que se requiere para conectar desde la ubicación final de los sensores hasta la posición física de la UTR. Adicionalmente, un costo extra que se debe contemplar, el cableado suele ser por alambre de cobre debido a que las señales son de bajo voltaje. La desventaja de esto es que es propenso a interferencias electromagnéticas o ruidos sobre la señal, que se "soluciona" con cableado con recubrimiento de PVC flexible sobre los conductores.

Así mismo, un sensor cuya lectura puede ser tomada directamente por un operador humano únicamente generalmente es mucho menos costoso que un sensor cuya lectura (además de ser leída por un operador humano) pueda ser tomada por una UTR.

En la figura siguiente podremos darnos idea de los elementos mencionados anteriormente:

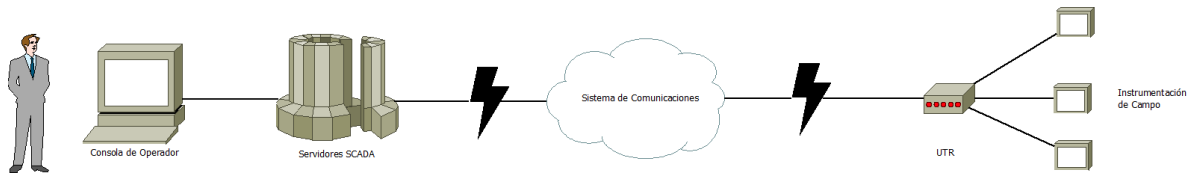


Figura 6. Sistema SCADA

Observamos de izquierda a derecha, la interacción del **Usuario** con el Sistema **SCADA** (representado en la figura por los Servidores SCADA).

La interacción es a través de la **Consola de Operador**, que se comunica directamente con los Servidores SCADA para la obtención de la información mostrada en los **Unifilares** y **Tabulares** (Interfaz).

La **UTM** a su vez, por diferentes **medios de comunicación** recaba la información de cada una de las **UTR** que se tienen configuradas.

Seguido de las **UTR**, tendríamos a los dispositivos (**transductores, sensores, medidores, dispositivos inteligentes**) que proveen de información específica a la UTR.

En la imagen siguiente observaremos el diagrama del mecanismo de adquisición; entendiendo que el "Proceso" que se está controlando es el Servicio Público de Energía Eléctrica en el Área Metropolitana (explicado en secciones anteriores).

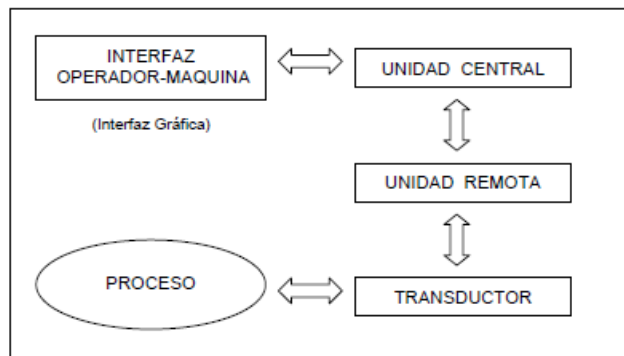


Figura 7. Diagrama Sistema SCADA

2.2 BENEFICIOS DE USO DEL SISTEMA SCADA

Mejora la productividad del personal operador, instrumentista y de mantenimiento

Operación con mayor seguridad y reducción de posibilidad de fallas

Menor riesgo de contaminación ambiental.

Reducción de costos; menor costo operativo debido a menor costo de operación y mantenimiento.

Reducción de personal o reasignación de tareas

Ahorro de costos de transporte por movilización de personal.

Reducción de requerimientos de control futuros

Modernización de sistemas de control obsoletos o basados exclusivamente en hardware.

Disponibilidad de la Información en Tiempo Real

Ser más competitivos y ofrecer mejor servicio

2.3 PRINCIPALES APLICACIONES

Los sistemas SCADA pueden ser utilizados en donde quiera que haya necesidad de control de procesos a distancia y entre las cuales destacan su uso las siguientes industrias:

- ❖ Automotriz
- ❖ Cementos y Minerales
- ❖ Químicas
- ❖ Edificios Industriales
- ❖ Eléctrica (Como es el caso de CFE)
- ❖ Marina
- ❖ Metalúrgica
- ❖ Aceite y Gas
- ❖ Petroquímica (En México, el caso de PEMEX)
- ❖ Papelera
- ❖ Refinería
- ❖ Agua Potable y Alcantarillado
- ❖ Manejo de Aguas Residuales
- ❖ Transportación de Trenes
- ❖ Aeroportuaria
- ❖ Entre otras

CAPÍTULO 3: ADMINISTRADOR DEL SISTEMA SCADA

En el primer capítulo "Historia de la Energía Eléctrica en México" hice un compendio de acontecimientos importantes que marcan la creación la red eléctrica nacional de la República Mexicana, así como la creación de la Comisión Federal de Electricidad.

Aquí he tratado de resaltar lo difícil que fue la conjunción de los Sistemas Eléctricos que nacieron aisladamente y que se tenía desde aquellos tiempos la idea visionaria de tener un solo sistema unificado.

Tras la creación del "Centro Nacional de Control de Energía Eléctrica"; retomo lo mencionado pero ahora hago especial énfasis en una sola palabra "Control". ¿Control de qué?

Para nuestra sucesiva sección: "Servicio Público de Energía Eléctrica"; se da la respuesta a la pregunta planteada: Tomar el control del Servicio de Energía Eléctrica del País. Además, se explican brevemente los procesos complejos que se llevan a cabo para proporcionar dicho servicio (desde sus puntos de generación hasta la entrega de la energía).

En el siguiente capítulo se introdujo el término "Sistema SCADA". Estos sistemas, genéricamente son sistemas que supervisan procesos a distancia. Estos procesos a distancia son controlados y supervisados localmente por un dispositivo llamado UTR; y posteriormente por un dispositivo UTM que recaba la información de varias UTRs.

En este capítulo comenzaré a describir las actividades desempeñadas por mí dentro de la empresa. Las siguientes actividades conforman las funciones de un **Administrador de Sistemas SCADA** y van encaminadas al mantenimiento y funcionamiento adecuado del propio sistema.

3.1 ELABORACIÓN DE DIAGRAMAS COMO INTERFAZ GRÁFICA

Los diagramas constituyen totalmente la visión del operador, pues es ahí donde se plasma la información comprensible para el usuario final. De aquí se desprenden todas las acciones y controles realizados por parte del personal de operación. Cada uno de los diagramas, se elabora conforme a especificaciones estándar solicitadas por los operadores del sistema de acuerdo a sus necesidades en la Red Eléctrica y están basados en los planos eléctricos de la Subestación.

Son enviados al departamento de Sistemas de Información y Administración de Energía (departamento al que pertenezco) a través de correo electrónico, solicitando adición, modificación o incorporación de equipo eléctrico que requiera ser representado. Así mismo, el correo vendrá acompañado de una base de datos donde se haga referencia de los datos que deberán ser mostrados y su respectivo dibujo (en PDF o Power Point ®). El dibujo mencionado, deberá incluir nombre de la subestación y el nombre de cada uno de los elementos mostrados.

Una vez que la base de datos está poblada por el Administrador de Base de Datos (el cual se hablará en la siguiente sección) con la información requerida para los diagramas, en las Consolas dispuestas para los Administradores de Sistemas SCADA (las cuales tienen privilegios adicionales) se ejecuta un Editor de Desplegados (propio del Sistema) llamado PED500 (Picture Editor).

El PED500 es un software basado en el Sistema Operativo Windows para ambientes de trabajo Network Manager (ABB) y es un programa con estilo de Microsoft Office; con el cual se pueden abrir, modificar, guardar y actualizar en línea los desplegados que se encuentran en el Sistema. Para darnos una idea de la interfaz del programa, es similar al editor de imágenes más conocido de la familia de Microsoft: Paint.

El editor cuenta con una biblioteca de símbolos dinámicos los cuales son representaciones bien definidas para los elementos eléctricos (interruptores, cuchillas convencionales, cuchillas metal clad, bancos de transformadores, capacitores, entre otras); cuenta también elementos estáticos que servirán para representar el resto de la información (uniones, figuras geométricas, líneas, flechas y texto).

Es importante mencionar que se requiere una base de datos que respalde la información que será mostrada en el desplegado, puesto que los objetos dinámicos tendrán que tener una referencia en la base de datos que despliegue la información en tiempo real.

Si el diagrama ya existe, se obtiene la versión más reciente del desplegado y se modifica con los cambios solicitados. En su defecto, se crea un desplegado nuevo. Una vez teniendo el desplegado (nuevo o con la versión más reciente), se copia el plano de la subestación tal cual ha sido enviado.

Anteriormente se tenía el inconveniente de que los desplegados no tenían uniformidad en cuanto al formato (título, márgenes, tamaños de letra, tipos de letra, tamaño de los objetos, etcétera). Por lo que promoví de forma fructífera la idea de tener plantillas para cada uno de los distintos tipos de desplegados, que cuando se requiere crear uno nuevo, se toman los formatos base optimizando el trabajo reduciendo tiempo en la elaboración de diseño. Y que hasta el momento, así se ha seguido trabajando.

Una vez que estos cambios fueron efectuados, se "compila" el diagrama para validar que no existan elementos repetidos (como precaución), referencias a puntos en la base de datos que no existen, puntos con referencia vacía y errores generales fatales que tienen que ver con tamaños mínimo y máximo del desplegado.

Una vez compilado el diagrama sin errores fatales y con posibles "Warning" (Indicación de Alerta que no imposibilitan incorporar el nuevo desplegado al Sistema SCADA), se da de alta el desplegado (desplegado nuevo o con los cambios ya reflejados) para que este pueda ser consultado.

La información mostrada en los diagramas, es dinámica (se mantienen en constante cambio conforme a lo reportado por las UTR mediante los elementos referenciados en la base de datos) y totalmente controlable desde la interfaz gráfica (dependiendo de los equipos que así lo requieran, como interruptores).

Resumiendo, los diagramas para el operador del Sistema no se realizan solos; se solicita la creación y modelación de los mismos siguiendo los pasos anteriores y soy yo quien realiza estos pasos.

A continuación explicaré brevemente algunos de los diagramas que se realizan y posteriormente se explicará a detalle sus usos:

- Diagramas Unifilares
- Tabulares
- Diagramas Troncales de Red Eléctrica
- Diagramas Diversos

Cabe mencionar que aunque existen diferentes tipos de desplegados, la forma de crearlos y modificarlos es la misma.

3.1.1 Diagramas unifilares

Representan gráficamente una subestación eléctrica de generación, transformación o distribución en específico; en el que se pueden encontrar mediciones analógicas de líneas de transmisión o distribución, señalización de interruptores y cuchillas. Todas estas señalizaciones encaminadas al conocimiento de flujo de energía (energía que entra, energía consumida y energía restante) y a la topología física específica entre dispositivos de la subestación.

La mayoría de los diagramas unifilares son divididos por nivel de voltaje. Por ejemplo: Generación, 400KV, 230KV, 115KV (en el Área de Control Central no se tiene este subestaciones con este voltaje), 85KV y 23KV. Dependiendo del voltaje de los equipos, se ocupa un color estándar.

A continuación, se encontrarán imágenes que muestran algunos ejemplos de los diagramas unifilares que se elaboran.

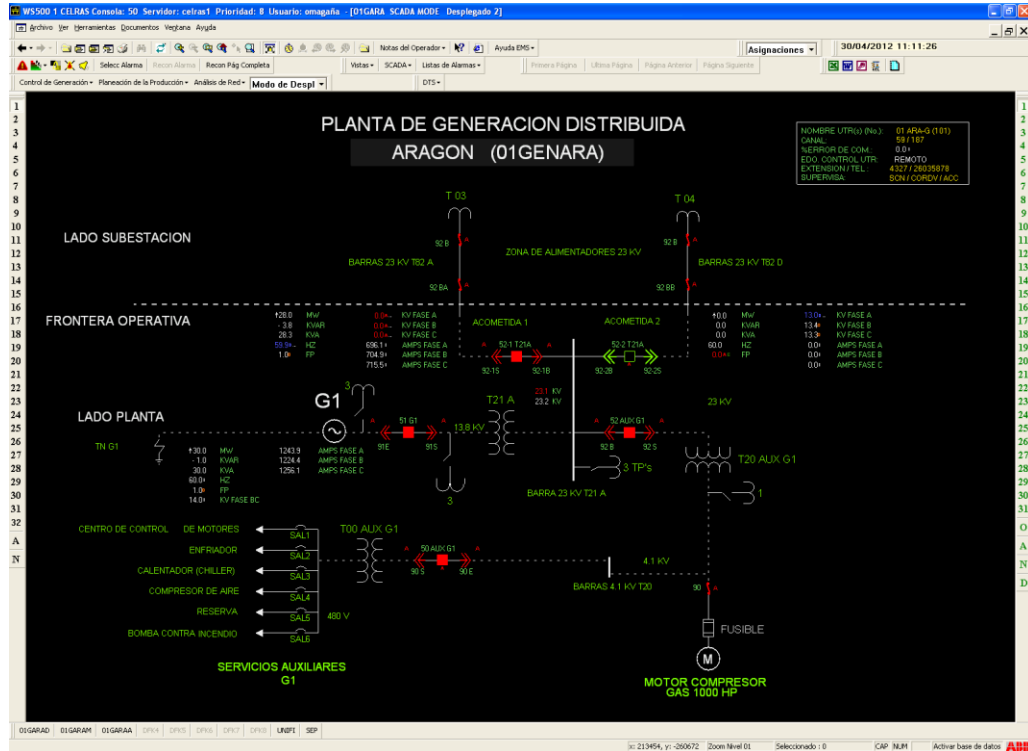


Figura 8. Planta de Generación Distribuida Aragón

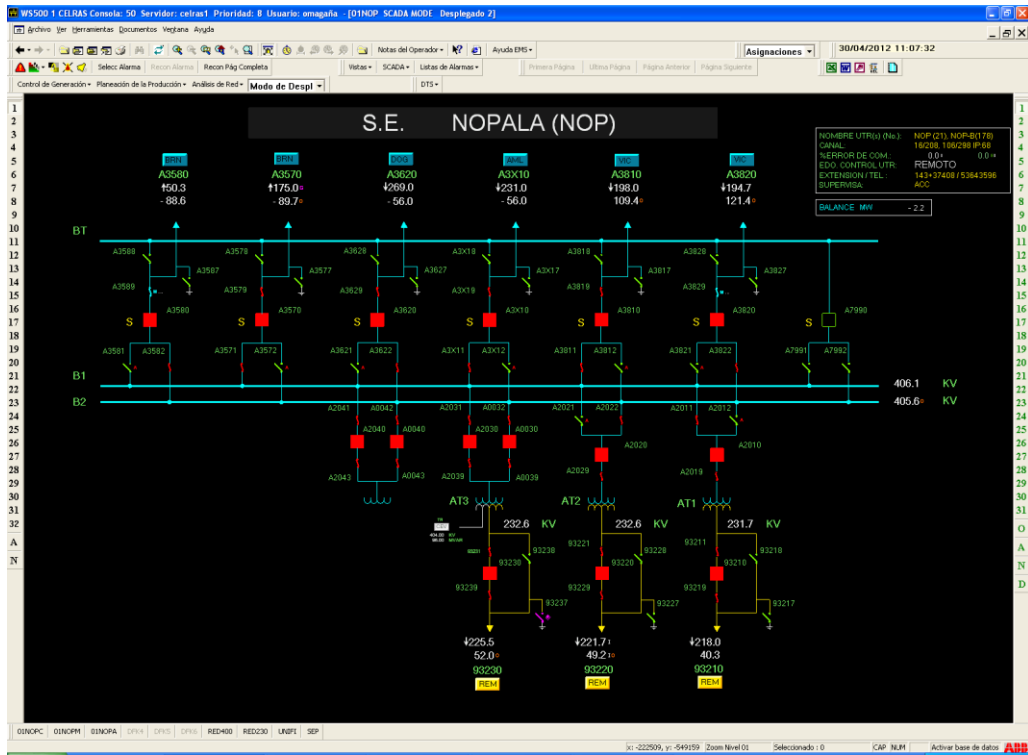


Figura 9. SE Nopala de 400 KV

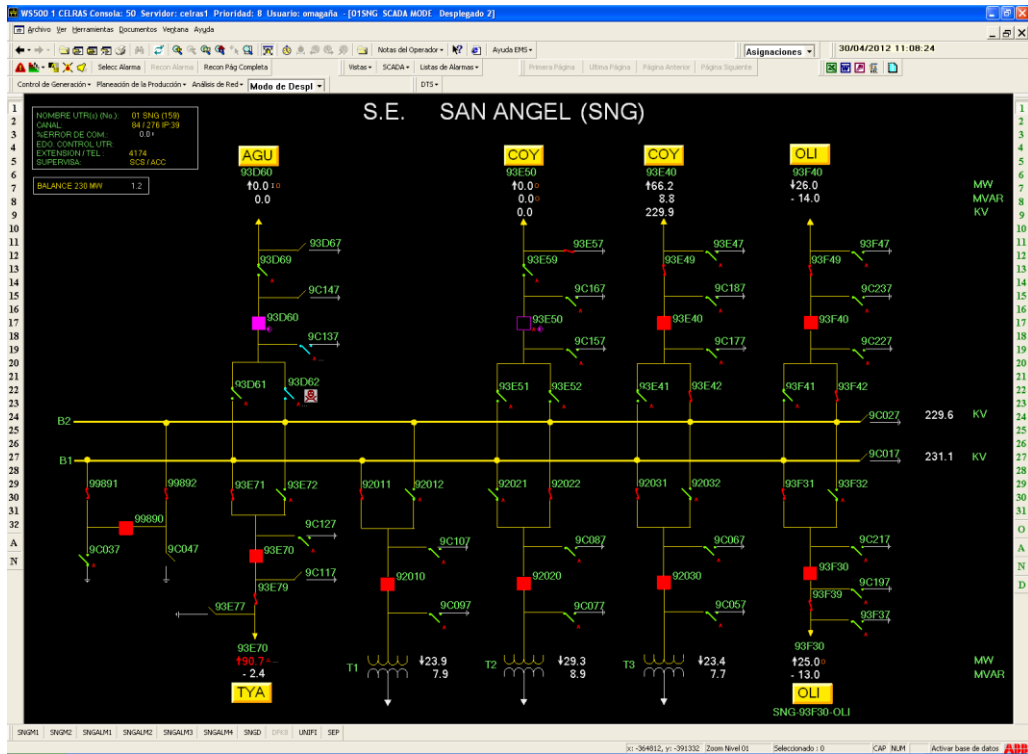


Figura 10. SE San Ángel de 230 KV

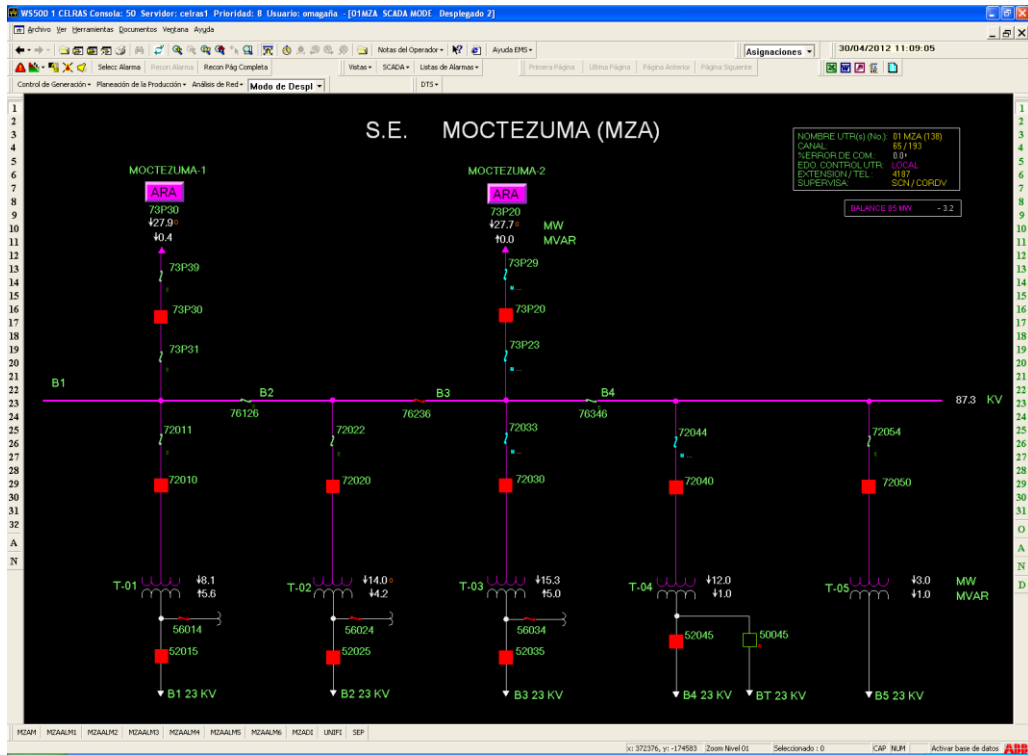


Figura 11. SE Moctezuma de 85 KV

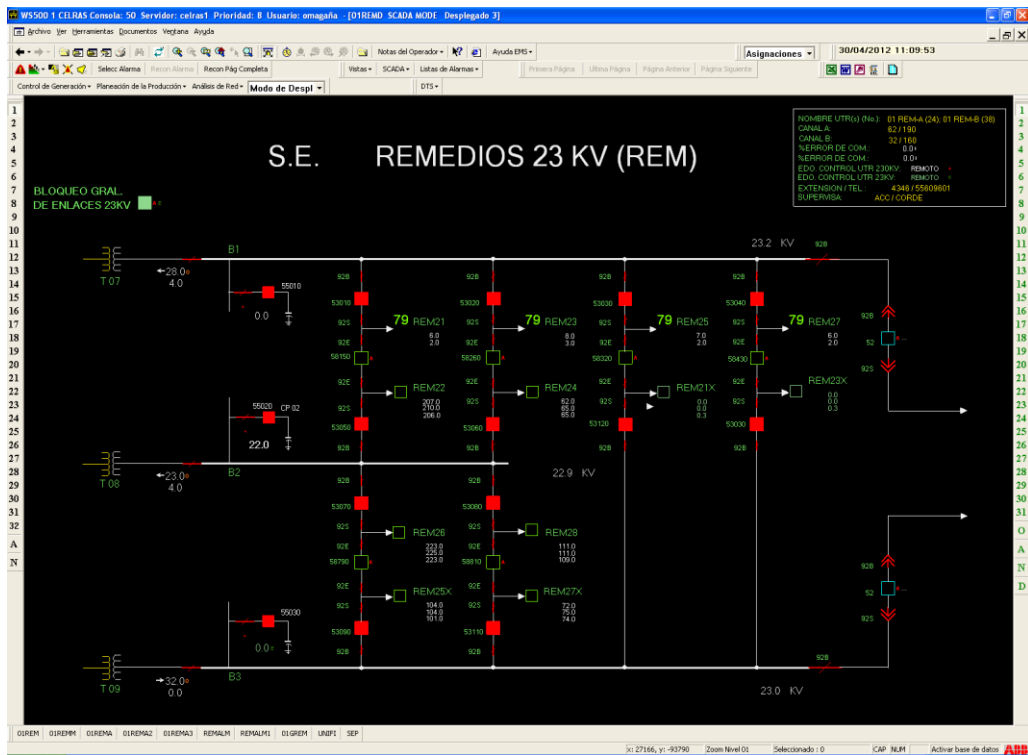


Figura 12. SE Remedios de 23 KV

3.1.2 Tabulares

Estos diagramas, también específicos por subestación, muestran de manera ordenada y agrupada las mediciones digitales (alarmas, protecciones, estado, modo) por dispositivo. Esto es de gran utilidad para el usuario final al ejecutar alguna orden ya que muestra información detallada de cada uno de los dispositivos en campo y esta no es visible en los Unifilares de la Subestación. Del mismo modo, existen tabulares que muestran las mediciones analógicas (Mega watts, Kilo volts, Amperes, Frecuencia, Mvars, entre otras) agrupadas por equipo.

Del mismo modo que en los Unifilares, a continuación se presentan ejemplos de los tabulares de alarmas como tabular de mediciones.

ALARMAS Y PROTECCIONES		ESTADO	ALARMAS Y PROTECCIONES		ESTADO	ALARMAS Y PROTECCIONES		ESTADO
AL-92010 FLL NIVACETE	AL-92010 FLL TEMPERATURA	NORMAL	93B60 AL-93B60	52 BLOQ	NORMAL	93E40 AL-93E40	52 BLOQ	NORMAL
AL-92010 FVCA	AL-92010 FVCD	NORMAL	FR-PRIM 93B60	AGU	NORMAL	AL-93E40 FLL BOB DISP 1		NORMAL
AL-92010 FLL NIV INTR	AL-92010 FLL PRESION SF6	NORMAL	FR-RESP 93B60	AGU	NORMAL	AL-93E40 FLL BOB DISP 2		NORMAL
AL-92010 ALERTA PR 87T	AL-92010 ALERTA PR 86T	NORMAL				AL-93E40 VCD CTO CER		NORMAL
AL-92010 PR 86T	PR-PRIM 92010	NORMAL	93E70 AL-93E70	52 BLOQ	NORMAL	AL-93E40 VCD BOB DISP 1		NORMAL
PR-RESP 92010		NORMAL	PR-PRIM 93E70	ANSE1	NORMAL	AL-93E40 VCD BOB DISP 2		NORMAL
			PR-RESP 93E70	ANSE1	NORMAL	AL-93E40 FVCD 89S		NORMAL
92020 AL-92020 FLL NIVACETE	AL-92020 FLL TEMPERATURA	NORMAL	T-01 AL-EMERG T-01		NORMAL	AL-93E40 ANORM 87L		NORMAL
AL-92020 FVCA	AL-92020 FVCD	NORMAL	FR-PRIM T-01		NORMAL	AL-93E40 FVCD PR 87L		NORMAL
AL-92020 FLL NIV INTR	AL-92020 FLL PRESION SF6	NORMAL	PR-RESP T-01		NORMAL	AL-93E40 FVCD PR 67N		NORMAL
AL-92020 ALERTA PR 87T	AL-92020 ALERTA PR 86T	NORMAL				AL-93E40 67N ANORMAL		NORMAL
AL-92020 PR 86T	PR-PRIM 92020	NORMAL	T-02 AL-T 02 NIVEL ACEITE		NORMAL	AL-93E40 BPSF6 PASO1,2,3		NORMAL
PR-RESP 92020		NORMAL	AL-T 02 TEMPERATURA		NORMAL	AL-93E40 RES DESC		NORMAL
			AL-T 02 FVCA		NORMAL	AL-93E40 BPSF-SF6-G1 G2G9		NORMAL
92030 AL-92030 FLL NIVACETE	AL-92030 FLL TEMPERATURA	NORMAL	AL-T 02 FVCD		NORMAL	AL-93E40 FLL 52 BLOQ		NORMAL
AL-92030 FVCA	AL-92030 FVCD	NORMAL	AL-T 02 NIVEL NITROGENO		NORMAL	AL-OP INCOMPCU		NORMAL
AL-92030 FLL NIV INTR	AL-92030 FLL PRESION SF6	NORMAL	AL-T 02 PRESION SF6		NORMAL	AL-93E40 FVCD MEDIDOR		NORMAL
AL-92030 ALERTA PR 87T	AL-92030 ALERTA PR 86T	NORMAL	AL-T 02 ALERTA		NORMAL	AL-93E40 OPERA EXCES BOM		NORMAL
AL-92030 PR 86T	PR-PRIM 92030	NORMAL	AL-T 02 ALERTA PR-87T		NORMAL	AL-93E40 BPN		NORMAL
PR-RESP 92030		NORMAL	AL-92020 ALERTA PR-86T		NORMAL	AL-93E40 APA		NORMAL
			AL-92030 PR-86T		NORMAL	AL-93E40 BNA		NORMAL
						AL-93E40 ANA		NORMAL
			T-03 AL-T 03 NIVEL ACEITE		NORMAL	AL-93E40 VCA		NORMAL
			AL-T 03 TEMPERATURA		NORMAL	AL-93E40 EDO BOMB COY1		NORMAL
			AL-T 03 FVCA		NORMAL	AL-93E40 PROT TBOM COY1		NORMAL
			AL-T 03 FVCD		NORMAL	PR-PRIM 93E40	COY 2	NORMAL
			AL-T 03 NIVEL NITROGENO		NORMAL	PR-RESP 93E40	COY 2	NORMAL
			AL-T 03 PRESION SF6		NORMAL	PR-87L	93E40	COY2
			AL-T 03 ALERTA		NORMAL	PR-87N	93E40	COY2
			AL-T 03 ALERTA PR-87T		NORMAL	PR-DISPO	93E40	COY2
			AL-92030 ALERTA PR-86T		NORMAL	PR-93E40	EPA	NORMAL
			AL-92030 PR-86T		NORMAL			

Figura 13. Tabular de Alarmas de SE San Ángel

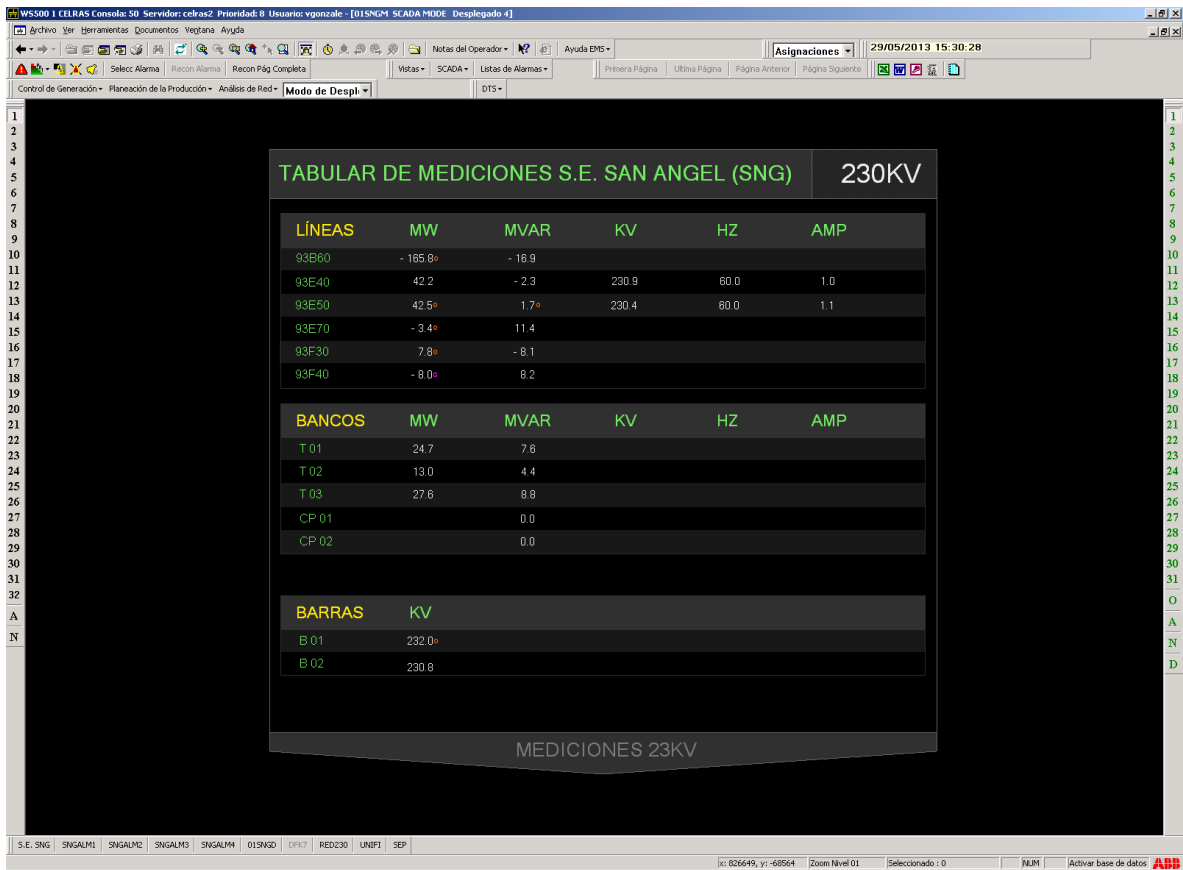


Figura 14. Tabular de Mediciones de SE San Ángel

3.1.3 Diagramas de Red Eléctrica

A diferencia de los diagramas anteriores, estos muestran las diversas subestaciones de un voltaje específico y las interconexiones que guardan entre sí.

Con estos diagramas se toman decisiones mayores que involucran "librar" (dejar sin uso) líneas de transmisión por ahorro, prevención, respaldo, eficiencia o mantenimiento de las mismas; envío de energía a zonas que requieren mayor consumo; envío y recepción de energía entre subestaciones; generación de energía.

En las siguientes imágenes se podrá apreciar con claridad la información mostrada en los Diagramas de Red Eléctrica así como la diferencia que se tiene con respecto a los diagramas anteriores.

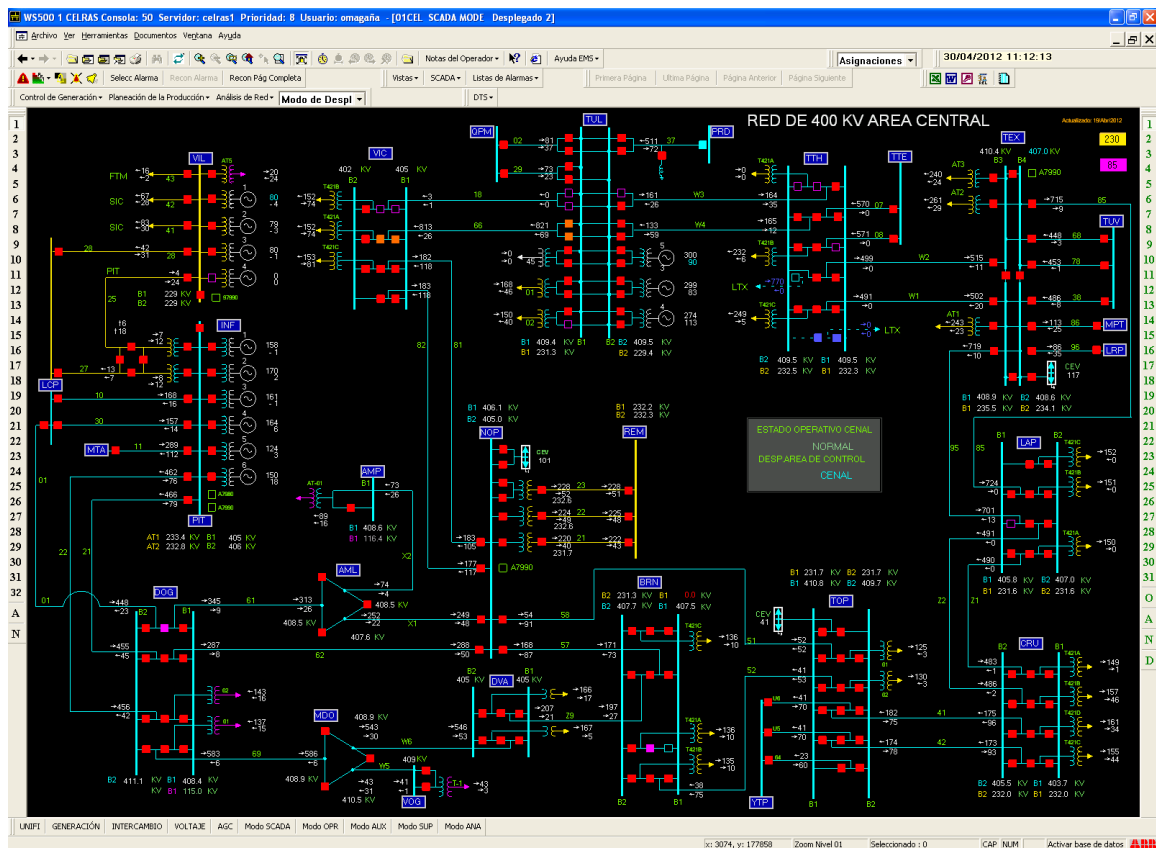


Figura 15. Red de 400KV

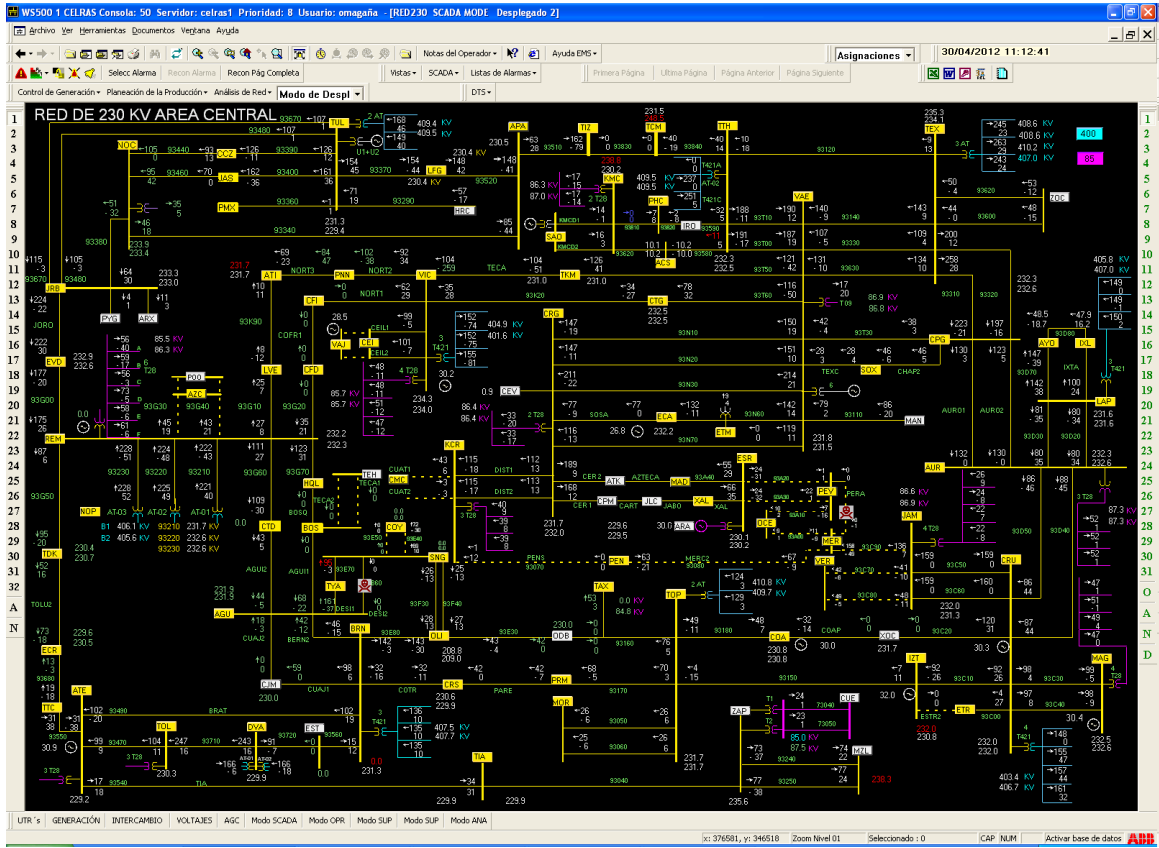


Figura 16. Red de 230 KV

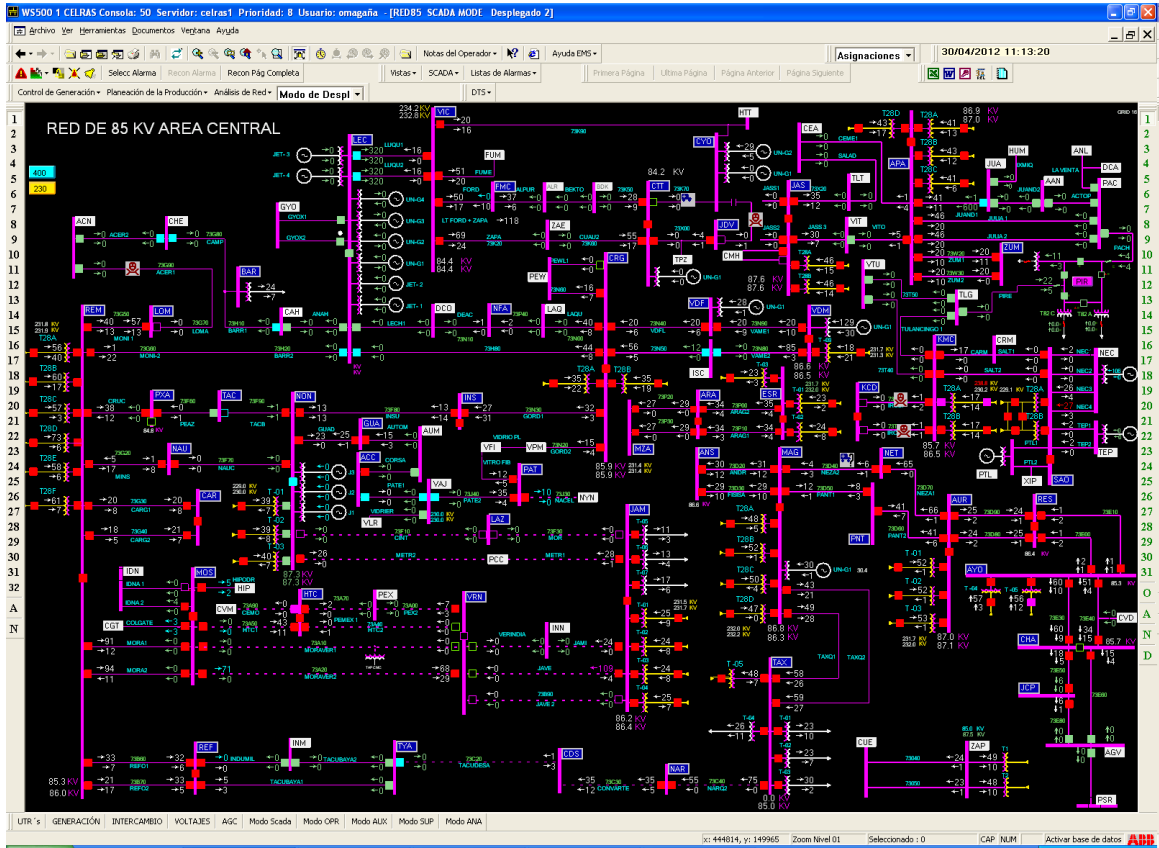


Figura 17. Red de 85 KV

3.1.4 Diagramas Diversos

Diagramas de carácter informativo, de enlaces a otros diagramas o de ayuda que no están ligados directamente al proceso de control de energía.

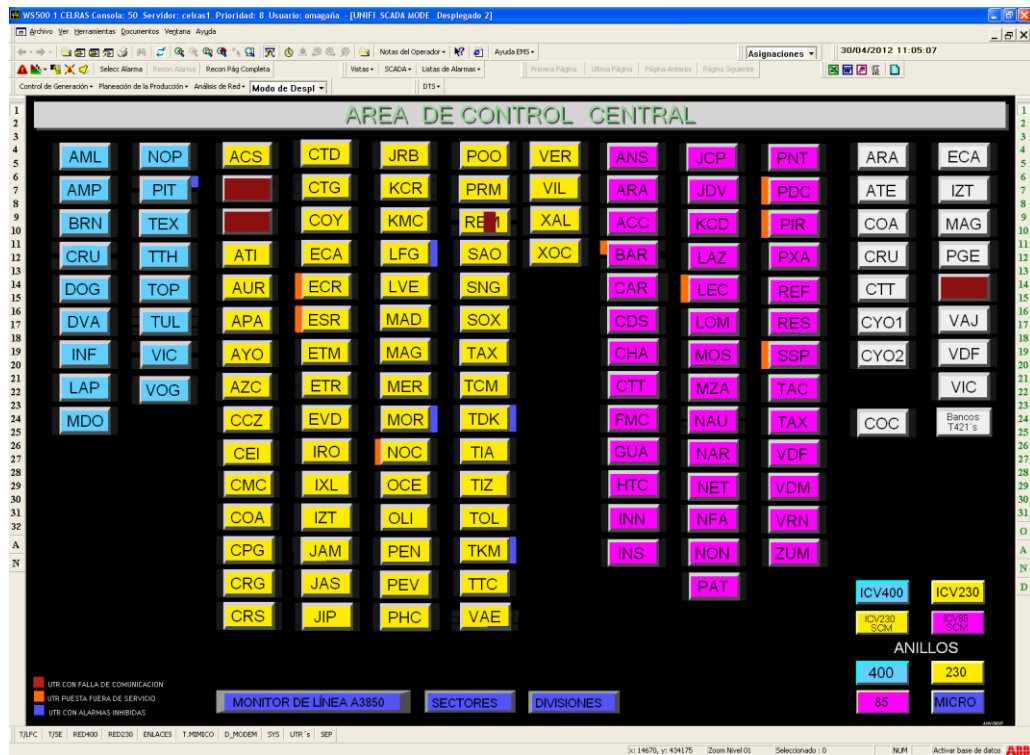


Figura 18. UNIFI: Enlaces a Unifilares de Subestaciones Ordenado por KV

3.2 ADMINISTRADOR DE BASE DE DATOS

Como buen sistema robusto, la información almacenada en el sistema se tiene alojada en una Base de Datos estable como lo es Oracle, capaz de almacenar grandes bloques de información. Grandes bloques como los procesados en el Sistema SCADA.

El diseño principal y sustancial de la Base de Datos y del Sistema SCADA es el siguiente:

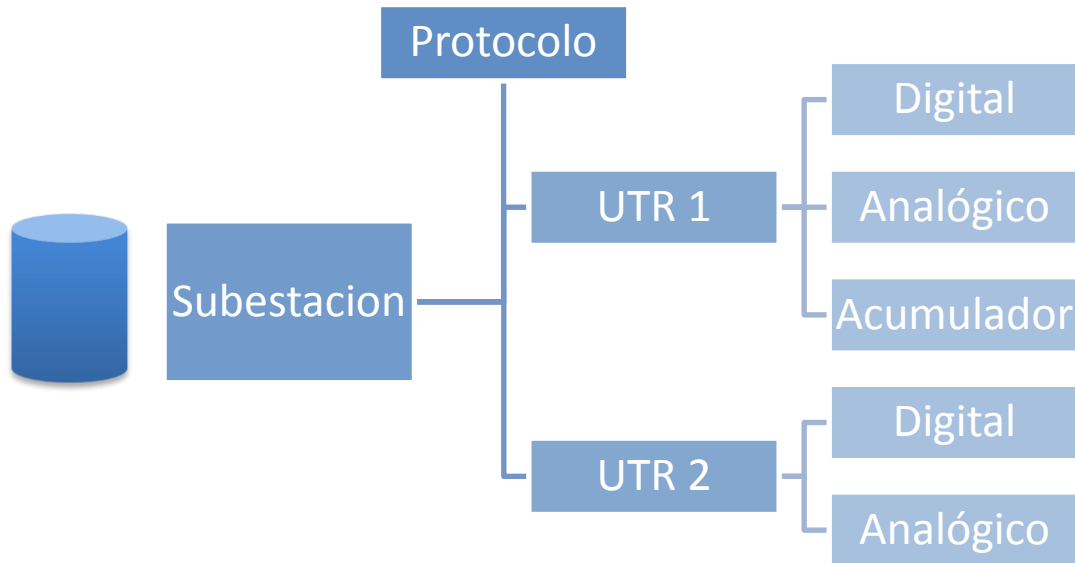


Figura 19. Diagrama de Base de Datos del Sistema SCADA

A continuación describiré brevemente las tablas necesarias básicas.

SOSUBS - Definición de Subestación

En esta tabla, se dan de alta las Subestaciones supervisadas por el Sistema SCADA. Es de apreciarse, que cada subestación puede tener más de una UTR que lleva información al Sistema SCADA. Esto se puede deber a que algunas subestaciones intervienen en múltiples procesos (distribución, generación y transmisión) y cada UTR está configurada para procesar datos de cada proceso, el protocolo de comunicación entre UTR y UTM es antiguo y se requiere más de una UTR para tener el 100% de los datos explorados o en su defecto (más común) es la modernización de UTR donde una de ellas reemplazará a la otra por cuestiones de mejora.

En esta tabla, se enlistan y se identifican por un Nombre (SBNAME) y por un número (SBNUM). Asegurando tener subestaciones con distinto nombre y número para futuros usos. Actualmente con 812 registros.

SORTU - Definición de UTR

En esta tabla se darán de alta las UTR en las que tendrá injerencia en el sistema SCADA. Cada una de las UTR dadas de alta en esta tabla, deberán de tener vinculada una Subestación (de la tabla SOSUBS). Como se puede apreciar, una subestación puede tener varias UTR pero no así la UTR, cada UTR está asignada a una Subestación.

La información requerida para esta tabla, es el número y nombre de UTR con la que se identificará, tipo de UTR, Canal de Comunicación Primario de la UTR, cantidad de puntos digitales, analógicos y acumuladores, opciones especiales de procesamiento, etc.

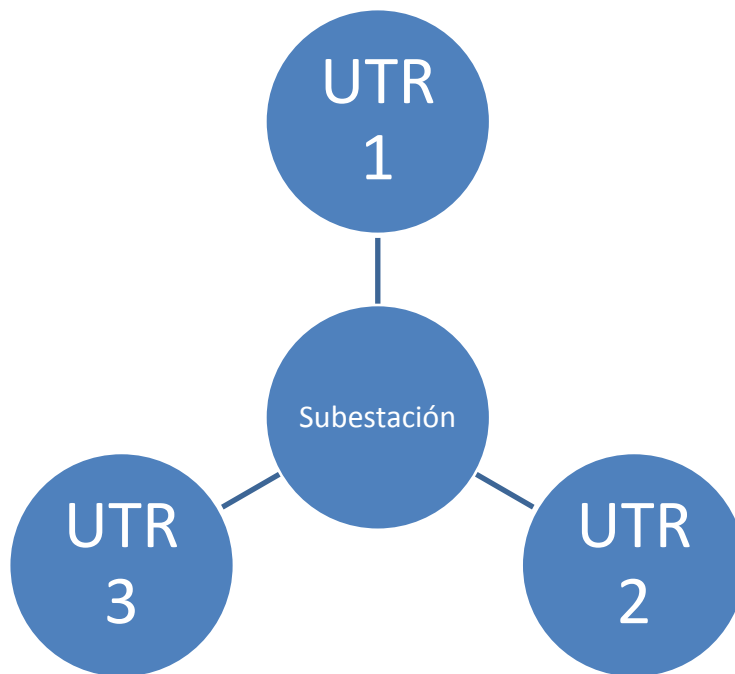


Figura 20. Relación de la tabla de Subestación con la tabla UTR.

Actualmente con 233 registros

En esta sección se define toda la información requerida por el Sistema SCADA para la asociación de puntos digitales con las UTR. Los atributos individuales de cada punto determinarán la forma en la que los dispositivos serán monitoreados y controlados, la forma en la cual serán procesados, alarmados y mostrados en las pantallas de interfaz del Usuario.

La combinación de Número de UTR y Número de Punto proporcionan una llave única para cada punto insertado en esta tabla.

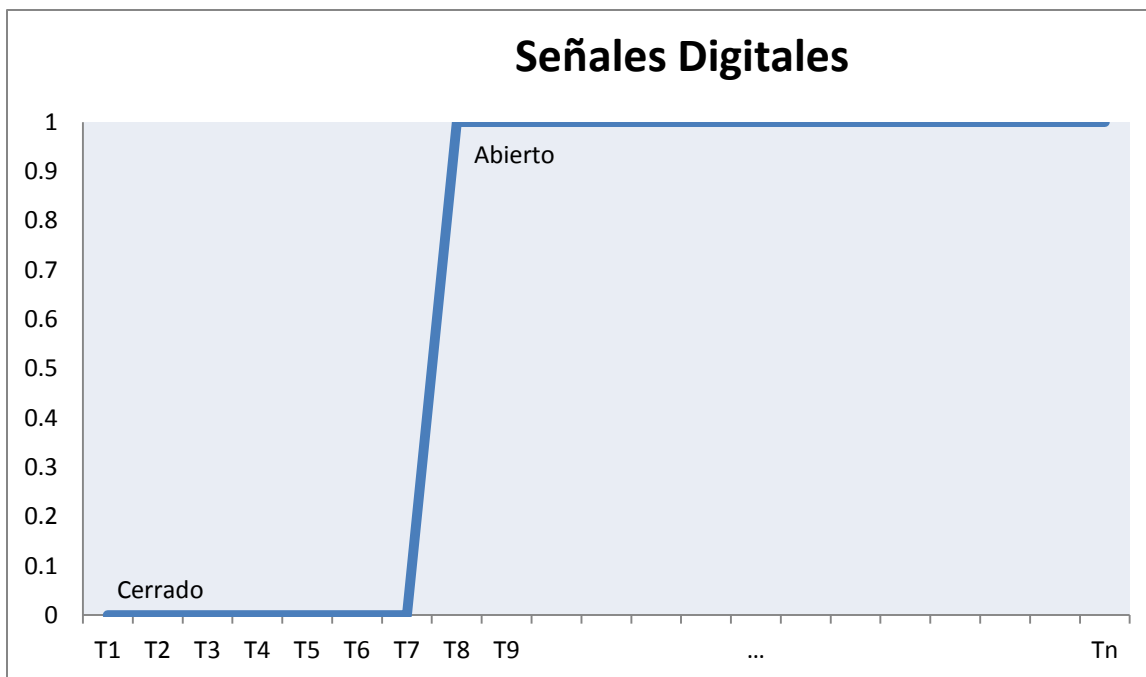


Figura 21. Ejemplo de Señales Digitales

Actualmente con 66172 registros.

En esta sección se describe toda la información requerida por el sistema, para relacionar los puntos analógicos con su respectiva UTR. Del mismo modo que en los estados digitales, aquí es donde se configura la forma en que se procesa, monitorea, controla, alarma y se muestra dicha medición en las pantallas del Usuario.

Adicionalmente, cuentan con un campo de texto que identifica la Magnitud de la Medición (MW, MVAR, AMP, KV, FP, °C, Hz, KM); cuentan con escalamiento según protocolo (por ejemplo, el protocolo DNP 3.0 tiene la capacidad de representar 32767 cuentas positivas y negativas); cuentan con Limites Superiores e Inferiores que ayudan a determinar al Operador cuando una medición se está acercando a valores críticos (medición alta o perdida de carga).

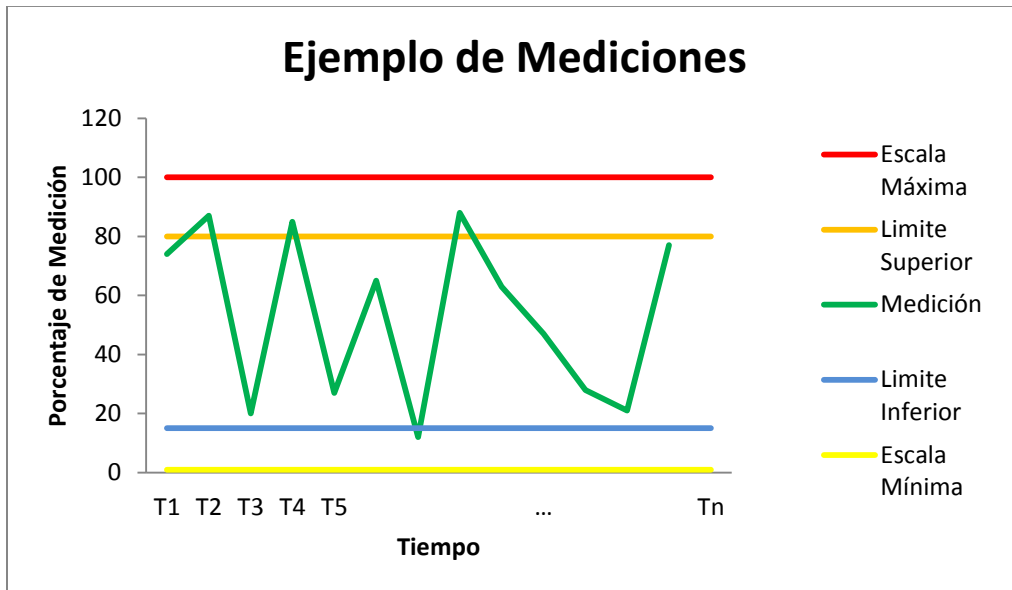


Figura 22. Ejemplo de Mediciones

Actualmente con 25093 registros

Al igual que los datos anteriormente mencionados, aquí es donde se configura la forma en la que se identifica, se procesa, se representa, se muestra y se alarma al usuario los acumuladores configurados en la UTR.

Este tipo de dato se puede referir para conteo de eventos específicos, medición de energía entregada o estadísticas de comunicación para un propósito en concreto. Por poner algunos ejemplos:

Solicitudes de mando a un equipo primario. Específicamente, ordenes de apertura / cierre de interruptor. Con el fin de realizar servicio de mantenimiento al equipo en mención al llegar a cierto número de controles.

Medidor de Mega watt / Hora. Si el servicio que se proporciona a algún cliente se requiere hacer por cierto tiempo o por cantidad de energía suministrada.

Estadísticas de Comunicación
Para llevar un control de pérdidas de comunicación entre el equipo remoto y el equipo maestro. Una vez llegado al umbral de errores de comunicación por tiempo (por ejemplo: errores / hora), se tomarán las acciones necesarias para revisar el medio de comunicación ante una inminente falla.

Por lo general, cuando este tipo de medición se le habilita el control remoto del operador del Sistema SCADA, es exclusivo para realizar un "reset" a dicha indicación.

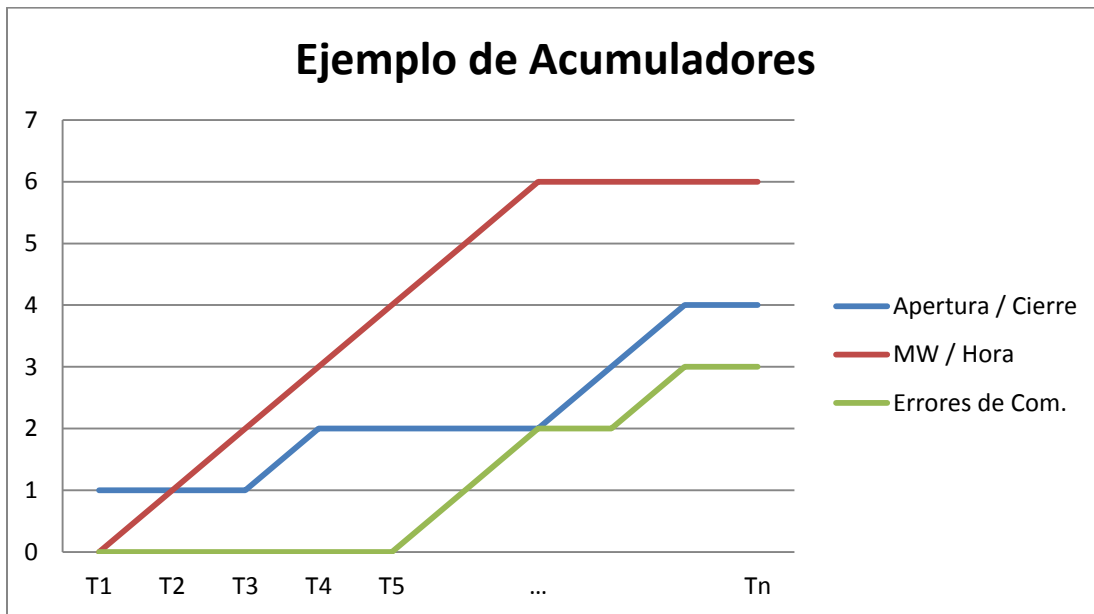


Figura 23. Ejemplo de Acumuladores

Actualmente con 3673 registros

En cada uno de los registros de esta tabla podemos encontrar características específicas de cada uno de los protocolos aceptados por el sistema SCADA, entre los cuales destacan LANDIS & GYR, MODBUS, RECON, IEC 870, C2020 y DNP 3.0 (estos dos últimos, los más usados en el Sistema SCADA de CFE).

El Protocolo de comunicación vulgarmente puede entenderse como el "idioma" en el que la UTM y la UTR se comunicarán. La UTM le preguntará a la UTR la información que tiene almacenada.

Un registro de esta tabla será ligado a la tabla SORTU para indicar a la UTR cuál de los protocolos aceptados por la UTM será su comunicación

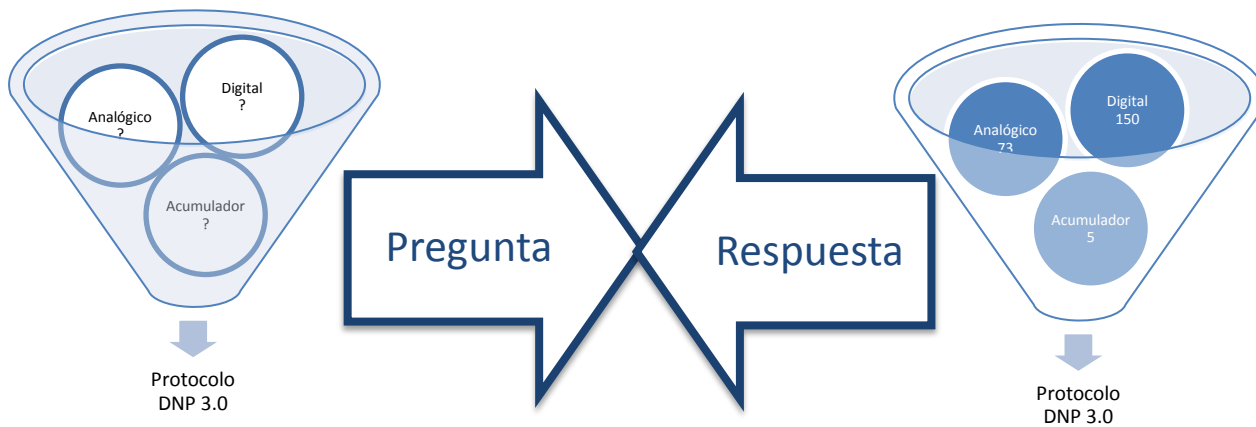


Figura 24. Protocolos de Comunicación

La UTR realizará una instantánea de los valores de cada uno de los datos que tiene configurado en cada petición recibida, empaquetará la información correspondiente al protocolo y responderá lo requerido por la UTM. Todo esto en fracciones de segundo, dando la seguridad de tener una supervisión y control en tiempo real.

Entre las labores del Administrador del Sistema SCADA estarán contenidas las labores que un Administrador de Base de Datos haría, incluyendo la población de las tablas mencionadas arriba que son la fuente de información mínima al Sistema SCADA necesaria para su cometido.

3.2.1 Actividades de Administrador de Base de Datos

En esta sección, mencionaré entonces las actividades que como Administrador de Base de Datos hago:

- Realizar Monitoreo Diario de Servidores de Bases de Datos del Sistema en Tiempo Real (Oracle1 y Oracle 2; primario y respaldo respectivamente).
- Realizar Monitoreo de Servidores de Bases de Datos Históricas (HIS1 y HIS2; primario y respaldo). En ambos casos realizo una supervisión física (equipos encendidos y con el led de emergencia apagado) hasta una supervisión lógica (espacio en disco duro, cuotas de particiones, logs del sistema y rutinas que deben mantenerse activas).
- Diseñar Planes de Eventualidad en caso de que situaciones imprevistas que pongan en riesgo la integridad de la Base de Datos.
- Conocer la configuración de la Base de Datos Relacional para poder restaurar o modificarla en caso de ser necesario. La creación completa de la Base de Datos está dada por el Sistema SCADA de fábrica y aunque no es un tema predominante, se tiene conocimiento de ello.
- Ser responsable directo de la seguridad de la Base de Datos. Entre las actividades a realizar, se destacan:
 - Realizar respaldos de la Información de los Servidores Históricas mencionados en líneas anteriores.
 - Recuperación de la Base de Datos desde Respaldos en caso de Desastres Físicos y/o Lógicos.
- Mantener la integridad de los datos y la disponibilidad de los mismos. La disponibilidad viene de la mano de la creación de los diagramas, mencionado al principio de este capítulo.
- Insertar la información solicitada por otras áreas de la empresa y realizar la "traducción" de lo que se solicita a la información que se insertará (población de tablas) tomando en cuenta los aspectos técnicos (como lo son los triggers, procedimientos, atributos de las tablas, llaves primarias, llaves foráneas, etcétera); y que únicamente se logran con un especialista en la Administración de Base de Datos.
Este es un punto muy importante, pues podría parecer que el resto de las actividades mencionadas a lo largo de este capítulo se podrían lograr con una capacitación previa muy sencilla, pero al llegar al Manejo de Bases de Datos; se requiere conocimiento de los aspectos técnicos, tecnológicos, científicos, inteligencia de

negocios (business intelligence) y aspectos legales de la Base de Datos.

- Permitir la explotación de la Información Almacenada, además del mismo Sistema SCADA, la posibilidad de acceder a la información a través de programas ajenos al Sistema SCADA para la manipulación y consulta con fines estadísticos que no vienen dados por el Sistema. (Por ejemplo, una página web del Área de Control Central con un módulo de consulta de datos en tiempo real).
- Analizar y reportar datos importantes que ayuden a la toma de decisiones.
- Crear Querys y Scripts de consulta que faciliten el acceso a información consultada constantemente (Por ejemplo, cantidad de puntos que cumplen cierto requisito); o de actualización de la Base de Datos (modificación de campos o eliminación de registros).
- Realización de depuración de datos que van quedando en desuso.

3.3 USO Y CONFIGURACIÓN DE PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

Estos protocolos de comunicación son ocupados dentro de la CFE para la comunicación de UTR a UTM y uno de ellos para la comunicación de UTM a UTM. Del mismo modo, la configuración de los protocolos del Sistema SCADA involucra conocimientos básicos de Base de Datos, pues la información es alojada en ciertas tablas necesarias; y conocimientos básicos de cada uno de los protocolos para saber lo que sucede en el intercambio de mensajes entre ambas partes involucradas.

A lo largo de esta sección se describirán brevemente algunos de los protocolos de comunicación especializados en el sector eléctrico y más común entre los Sistemas SCADA.

3.3.1 DNP 3.0

(Acrónimo de Distributed Network Protocol versión 3.0)

Protocolo de Comunicación estándar entre componentes del Sistema SCADA (Estaciones Maestras UTM, Estaciones Remotas UTR entre otros dispositivos electrónicos inteligentes IED).

Además de ser un estándar de telecomunicaciones que logra la interoperabilidad entre empresas eléctricas, petroleras, de agua, entre otras; es de código abierto, por lo que ha ayudado a que un número significativo de fabricantes de equipos lo hayan adoptado.

Este protocolo consiste en tres capas (o niveles) de acuerdo con el modelo OSI:

Nivel de Enlace	- Denominados Tramas
Nivel de Aplicación	- Denominados Fragmentos
Nivel de Transporte	- Denominados Segmentos

Entre las funcionalidades importantes destacan:

- Comprobación de Redundancia Cíclica (CRC) para la detección de errores que lo hacen más robusto y eficiente.
- Mensajes separados en varias tramas para proporcionar control óptimo de error y secuencias rápidas de comunicación.
- Entre las topologías que se pueden adoptar están: Maestro - Esclavo (Remota), Maestro - Múltiples Esclavos, Jerárquica con concentradores de datos intermedios, Múltiples Maestros
- Solicitudes y Respuestas con múltiples tipos de datos en un solo mensaje.
- Permite el envío / recepción de objetos definidos por el usuario.

- Envío de Mensajes en "Broadcast" (para estaciones remotas).
- Envío de Mensajes no solicitados. Comunicar excepciones sin requerir solicitud del Maestro.
- Transferencia segura de archivos y configuración
- Direccionamiento de más de 65 mil dispositivos en un solo enlace.
- Permite sincronización de tiempo
- La configuración y uso de este protocolo dentro del sistema SCADA consiste en asignar una dirección física a la UTM, a la(s) UTR, definir los tipos de datos (por ejemplo: digitales de 1 bit, analógicos de 16 bits, etc) por los cuales la UTM preguntará a la UTR y finalmente, entablar la comunicación entre UTM y UTR.

En el proceso de comunicación entre UTM y UTR, para este protocolo en específico, he recibido capacitación concreta para poseer conocimientos suficientes para la configuración de ambos servicios: UTM y UTR; estar al tanto del comportamiento de las comunicaciones; y saber a analizar una trama de DNP, que es el principal uso que se le da al protocolo cuando no se logra entablar una comunicación correcta desde la UTM hacia las UTRs.

Este protocolo es el más usado actualmente en el Sistema SCADA de CFE.
(3)

3.3.2 Conitel

Protocolo de Comunicación Asíncrono usado en Sistemas SCADA.

Desarrollado por Leeds & Northrup para comunicación entre Sistemas SCADA y UTR del mismo fabricante.

El intercambio de mensajes puede dividirse en dos tipos: Peticiones de Datos y Peticiones de Control. El primero de ellos consiste en el envío de una consulta de datos de la UTM a la UTR. La UTR responderá con los valores solicitados con alguno de estos tipos: discretos (estados), analógicos, acumuladores, variables calculadas, parámetros remotos, estadísticas de UTR, salidas analógicas y salidas digitales.

El segundo de ellos consiste en el envío de una solicitud de ejecución de algún control efectuada desde la UTM hasta la UTR. Que se traduce como un cambio de estado en un dispositivo de campo o cambios o modificación de una condición dentro la UTR.

Las desventajas de este protocolo es que su código fue diseñado para equipos específicos y no es compatible con el resto de los dispositivos en el mercado, lo que limitaba a los Sistemas SCADA a continuar con dispositivos del mismo fabricante.

Otra de las desventajas que tiene dicho protocolo, es la limitante al número de datos que puede ser transmitido (Direccionamiento de 15 UTR, cada una de hasta 16 grupos, cada uno de los grupos con un máximo de 16 bits de 12 palabras cada uno).

Aunque puede parecer suficiente, para la cantidad de información transmitida actualmente por las Subestaciones Eléctricas; este protocolo está entrando en desuso debido a que resulta insuficiente y en algunos casos se requiere tener una segunda (o tercera) UTR; o como alternativa que se ha tomado en algunas de las instalaciones es la agrupación de puntos (es decir, una falla puede referirse a 5 equipos distintos en campo pero solo se tiene 1 punto en la base de datos).

Paulatinamente se han estado remplazando las UTR que aún conservan este protocolo a UTR con protocolo con DNP 3.0.

3.3.3 ICCP o IEC 60870-6/TASE 2

(Inter Control Communication Protocol)

Como su nombre lo indica, es un Protocolo de Comunicación entre Centros de Control, es decir, entre UTM.

Los enlaces de comunicación vía ICCP constituyen un mecanismo de intercambio de señales de todo tipo: analógicas, estados, acumuladores, comandos, etc.

Básicamente interactúan 2 Centros de Control (en este caso UTM) en el cual, uno actúa como servidor (puesto que las señales transmitidas llegan a esta UTM) y otro como cliente (que es quien requiere la información de la otra UTM).

Entre las especificaciones que debe establecer el cliente son: la periodicidad del reporte, reportes por excepción, banderas de calidad, tipo de objetos a transmitir, entre otras.

Una palabra clave en este protocolo es la llamada "Tabla Bilateral". La tabla bilateral debe incluir como mínimo:

Nombre en Común:
Cada uno de los puntos que se van a transmitir, deben de tener un nombre único que los identificará en la durante la transmisión y sirve como llave de acceso para el Servidor (como identificación del punto a enviar) y para el Cliente (como identificación del punto a recibir); resaltando que esta llave puede ser muy distinta al nombre con el que se identifican dentro de cada una de las UTM.

Periodicidad:

Tiempo en el que se estará enviando constantemente la información o en su defecto, cada vez que exista una variación se establecerá como "Por Excepción"

Permisos:

Permisos con los que contará el Cliente para acceder a los datos del servidor

Formato de Envío:
Es decir, banderas de calidad y etiquetas de tiempo asociadas a los datos. (4)

A continuación mostraré un ejemplo de una tabla Bilateral entre UTM:

UTM 1	NOMBRE COMÚN	PERIODICIDAD	PERMISOS	FORMATO	UTM 2
LT-73000 MW	ANALOG1	10s	r	v	LINEA 1
T-01 KV	ANALOG2	10s	rw	vq	MEDICION 1
LT-A3XXX	ANALOG3	500ms	rwX	vqt	LINEA 2
	...				
IN-53010	ESTADO1	Excepción	rw	vqt	INT-1
IN-58120	ESTADO2	Excepción	rwX	vqt	INT-2
IN-A3850	ESTADO3	Excepción	rwX	t	INT-X

Permisos: r = lectura w = escritura x = ejecución
 Formato: v = valor real q = calidad t = tiempo

Dentro del Área de Control Central, en la UTM SITRACEN NMR4, se ocupan distintos enlaces ICCP entre los que destacan:

CENAL

Envío de información de puntos estratégicos de la red del Área de Control Central hacia el Centro Nacional de Energía Eléctrica quien ve la red eléctrica nacional

Así mismo, dentro de este enlace, es enviado información de otras áreas (Oriental y Occidental) información de subestaciones en las cuales el Área de Control Central tiene frontera operativa. Esta frontera operativa son aquellas instalaciones que están siendo supervisadas por más de un Área de Control.

SICRAD

Envío de información de aquellas subestaciones que requieren ser supervisadas por este sistema y que únicamente llegan por el Sistema SITRACEN.

A su vez, recepción de información de UTR específicas que por sus limitantes (protocolos no soportados o medio de comunicación serial) no pueden ser supervisadas por SITRACEN.

SITRACEN NMR2 - NMR4

Aunque en un futuro se prevé que toda la información sea gestionada por el Sistema NMR4, se mantiene un enlace de comunicación ICCP entre ambas maestras para complementar la información de una, con la información de otra.

Una de las grandes ventajas de este protocolo es que la transmisión de los datos se realiza en tiempo real.

Otra de las ventajas de este protocolo es la optimización de costos, visto esto en la necesidad de implementar un canal (nuevo) de comunicaciones desde la UTR hasta la nueva UTM que desea los datos; también cuando la UTR no soporta la comunicación con más de una UTM (ya sea por carencias de hardware o por limitantes en el software).

Una ventaja más que se puede observar es que las UTM involucradas en este proceso no requieren ser del mismo fabricante y no requieren tener similitudes entre si únicamente la posibilidad de enviar/recibir información por este protocolo. Por ejemplo: la UTM que actúa como servidor recibe la información por algún protocolo privado, la UTM que actúa como cliente no tiene la posibilidad de entablar comunicación por el protocolo antes mencionado. La solución es establecer un enlace ICCP.

Las ventajas específicas del reporte por excepción en este protocolo es que se evita demasiado tráfico dentro del canal de comunicación entre UTM, lo que optimiza la información que se está enviando asegurando que es la única que ha sufrido cambios.

3.4 USOS DE SISTEMAS OPERATIVOS DIVERSOS

3.4.1 Windows

Como interfaz del Sistema SCADA, se decidió por el proveedor (ABB), tener equipos de cómputo con Sistema Operativo Windows (Windows XP para la versión de NMR2 y Windows 7 para la versión de NMR4) ya que los usuarios finales por lo general tienen mayor conocimiento de este Sistema Operativo y se les facilita para la interfaz Gráfica.

Así también como por cuestiones de economía, el equipo de cómputo que se requiere para la interfaz del usuario final puede ser una PC de escritorio convencional ya que no tiene requerimientos especiales.

De igual manera, se emplea el conocimiento general de dicho Sistema Operativo al dar soporte técnico que involucren configuración del Equipo.

3.4.2 Unix

Sistema Operativo residente en los Servidores que conforman el Sistema SCADA.

Creación y elaboración de scripts que automatizan ejecución de tareas y supervisión de equipos.

Así mismo, ejecución de consultas (query) a bases de datos desde terminal

3.5 ATENCIÓN AL CLIENTE

A continuación describiré brevemente las principales fallas en las que el Cliente requiere apoyo y que a su vez son labores que se desempeñan dentro del puesto:

3.5.1 UTR fuera

La UTR queda parcialmente fuera de comunicación y la UTM la marca como "Fuera" al no haber conexión. Se requiere entonces forzar la comunicación entre UTM y UTR. Si se logra establecer dicha comunicación, se monitoreará durante algún tiempo predeterminado para evitar que la comunicación se vuelva a perder.

En caso contrario, donde el enlace con la UTR no se establece después de varios intentos, se da aviso a otros departamentos (que revisarán la UTR y el medio de comunicación) y se le notificará al operador del sistema el nombre del responsable que atenderá dicha solicitud y el tiempo estimado para el retorno de la comunicación.

3.5.2 Corrección de Leyendas

Cuando alguna leyenda en campo sufre algún cambio (cambia su descripción, se considera una leyenda futura a largo plazo o se eliminará el punto) se notifica el cambio pertinente y se graban los nuevos datos para que estos sean visibles.

3.5.3 Corrección y Actualización de Desplegados

Puesto que es de vital importancia tener actualizado los desplegados correspondientes ya que son la ventana de acceso a la información de campo para los Operadores del Sistema, en algunas ocasiones cuando se hacen modificaciones a la base de datos (y puesto que los puntos dinámicos de los desplegados están ligados a la base de datos), éstos quedan desactualizados y dan la impresión de tener huecos. Estos huecos son referencias a registros de la base de datos que han cambiado o han sido eliminados y se debe actualizar la referencia.

3.5.4 Inhibición de Alarmas de Pruebas o Erróneas

Durante mantenimientos o pruebas de equipos primarios, las alarmas configuradas en la UTM llegan a alarmar al operador, reconociendo esta alarma como "falsa" ya que es una alarma que se encuentra en prueba y el operador esta consiente que el equipo al que pertenece dicha alarma se encuentra en condiciones normales. Con este argumento, se solicita que mientras dure el proceso de prueba se inhiba la alarma en cuestión.

3.5.5 Fallas en el Sistema

Fallas ajenas a la UTM. Recientemente, ha ocurrido durante pruebas de comunicación (explicadas más abajo), se duplique la IP correspondiente a la UTM y este genere conflictos en la comunicación con el resto de las UTR.

3.6 REALIZAR PRUEBAS DE VALIDACIÓN

Una vez que en la UTM y en la UTR se tienen cargadas las configuraciones necesarias para poner en marcha una subestación, se programan pruebas del Sistema para corroborar la validez de la información en ambos dispositivos (UTM y UTR).

3.6.1 Pruebas de Comunicación

Estas pruebas consisten en entablar la comunicación entre la UTM y la UTR. Se configura en ambos dispositivos la información necesaria (Dirección IP de UTR, Dirección IP de UTM, Mascara de Enlace, Gateway,

Puerto TCP/IP, Dirección Física de UTR y Dirección Física de UTM; estos últimos correspondientes al protocolo de comunicación).

Desde campo, se realiza prueba de "ping", telnet al puerto asignado desde una computadora, simulador o la misma UTR (si tiene la posibilidad de realizar estas pruebas).

Así mismo, desde la UTM, se realiza prueba de "ping", telnet al puerto desde el servidor de comunicación del Sistema SCADA.

Una vez que estas pruebas de comunicación son exitosas, se realiza el enlace. Desde la UTM, se envían preguntas (a nivel de Protocolo) para comenzar a obtener los datos recabados por la UTR, que es el objetivo fundamental de dichas pruebas.

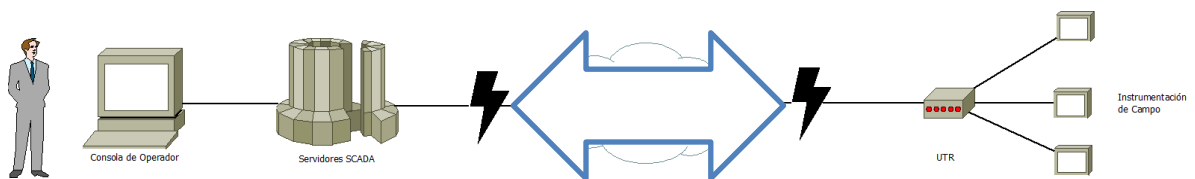


Figura 25. Pruebas de Comunicación

3.6.2 Pruebas a UTR:

Durante estas pruebas se simula la totalidad de los puntos (indicaciones, alarmas, protecciones y mediciones) con algún valor específico desde la UTR. Este valor se debe de reflejar en la UTM tal y como se está enviando desde campo.

Estas pruebas se les llaman "a UTR" debido a que las señales son forzadas manualmente desde la UTR y no involucran la instrumentación de campo. Es más, estas pruebas pueden realizarse inclusive cuando el equipo en campo no se encuentre habilitado físicamente. Posterior al forzado de las señales desde la UTR; en la UTM se envían en su totalidad las solicitudes de "Control Remoto" de aquellos elementos que así lo tienen configurado. Nuevamente, se corrobora que en la UTR llegue la petición de control correspondiente.

El objetivo de estas pruebas es corroborar la correspondencia entre la información cargada en UTR y UTM; descartando el corrimiento de la Base de Datos y posibles diferencias en cuanto a la descripción de los puntos.

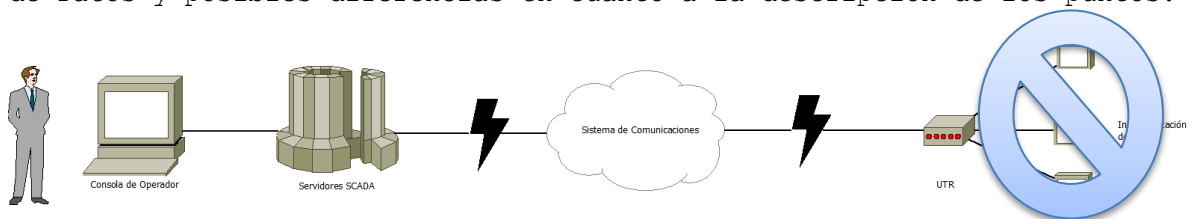


Figura 26. Pruebas a UTR

3.6.3 Pruebas a Campo:

Este procedimiento es más largo que los anteriores, ya que se corrobora todo el proceso anterior (correspondencia de base de datos en su totalidad) y adicionalmente se comprueba el equipo primario instalado en campo (así como el cableado correspondiente desde la UTR hasta cada uno de los dispositivos).

Estas pruebas, al igual que las pruebas de UTR, se envían dentro de lo posible el 100% de las indicaciones forzando al equipo de forma real para que éste envíe sus señales de alarma, indicación, alerta, falla, falta de voltaje, disparo, protección, etcetera; involucrando a personal especialista en la instrumentación de campo.

La importancia y el objetivo de estas pruebas es que al concluir exitosamente las mismas, este equipo está en condiciones de ser tomado en cuenta para operar de forma real, es decir, ser tomado en cuenta dentro del Sistema Interconectado Nacional.

Es de resaltar que todas estas pruebas mencionadas arriba, se realizan sin comprometer el Sistema Eléctrico; no es hasta su entrega al usuario final (Operadores del Sistema SCADA) cuando el equipo o instalación completa toma carga real.

Entrega al Operador del Sistema SCADA

Una vez concluidas las pruebas arriba mencionadas, se tiene la confianza de que el equipo o instalación que se pretende poner en servicio ha sido verificado completamente y es momento de incluirlo en la operación y despacho de energía (con carga real).

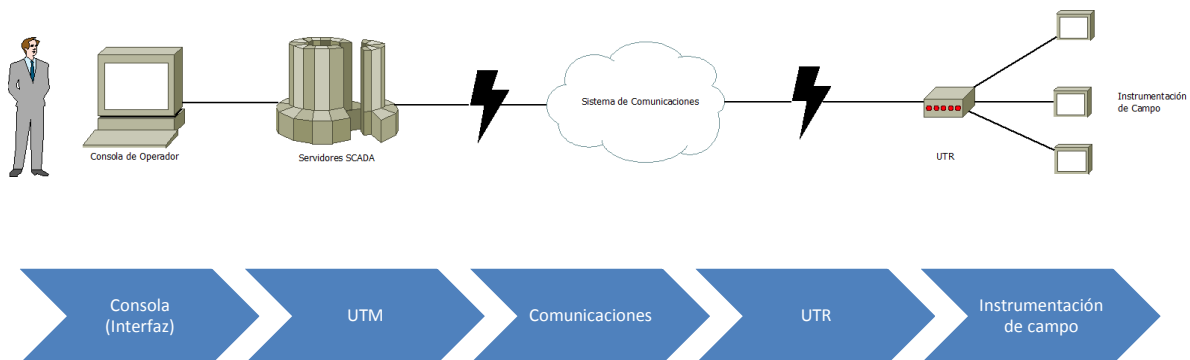


Figura 27. Pruebas a Campo

3.7 ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA SCADA

A raíz del decreto que extinguía a la Compañía de Luz Y Fuerza del Centro, el Sistema SCADA de la compañía extinta (SICRAD) que supervisaba y controlaba el área metropolitana tendría que ser sustituido paulatinamente con el Sistema SCADA (SITRACEN) implementado como estándar en otras áreas de CFE en el resto del país; todo esto dentro de un "operativo provisional". Cabe mencionar que ya se contaba con un Sistema SITRACEN en su versión NMR2 para el área centro del país aun cuando operaba LFC; únicamente por respaldo y para fines de supervisión de la red eléctrica nacional del CENACE.

Una vez que CFE toma el control de las instalaciones del Área Central, se debía incorporar todas aquellas subestaciones de SICRAD al sistema SITRACEN NMR2 y a su vez mantener el Sistema SCADA de la compañía extinta.

Posteriormente, ya conformados como Área de Control Central de CFE; dejando atrás el "operativo provisiona", se propuso modernizar el Sistema SCADA SITRACEN, puesto que dentro de CFE éramos el único centro de trabajo con la versión NMR2 ya que los demás centros se tenían implementadas las versiones NMR3 o NMR4. Se decidió por pasar de NMR2 a NMR4.

El proceso de modernización requirió capacitación, debido a que en la nueva versión hubo cambios de hardware (forma de conexión entre los equipos y servidores que conforman el Sistema SCADA) y cambios de software (actualizaciones de programas, programas nuevos, modificación de estructuras de base de datos); así como configuración de un sistema SCADA similar vacío.

Esto lo podemos traducir en población de bases de datos desde cero, reconfiguración del Sistema SCADA NMR4 en base al Sistema SCADA NMR2, conversión de interfaces de usuario (que en la nueva versión resultaban incompatibles) de tal forma que al Operador del Sistema no le representara un cambio significativo que pudiera poner en riesgo sus actividades.

El primer paso importante de esta migración, es comenzar a llevar la supervisión de los equipos (UTR) de NMR2 a NMR4. Es decir, desconectar cada una de las UTR de NMR2, modificarlas para que respondan a la UTM NMR4 y realizar las pruebas necesarias para confirmar que los datos reflejados en NMR4 sean idénticos a los reflejados en NMR2.

Las labores del Administrador del Sistema SCADA para el proceso de Actualización, inicialmente, es poblar las Bases de Datos correspondientes del nuevo Sistema SCADA en base al Sistema SCADA anterior, tomando en cuenta lo explicado en la sección anterior (Administrador de Base de Datos) y tomando en cuenta las modificaciones a las estructuras de las tablas que se realizaron en la nueva versión.

Debido al cambio de Base de Datos del nuevo Sistema y a la necesaria construcción de la misma desde la Base de Datos Anterior; labor que no era sencilla (revisión visual de cada uno de los campos e inserción de datos de forma manual); elaboré un documento en Microsoft® Office® Excel que sería de utilidad. Este documento incluía Macros (programa en Visual Basic) que realizaría las comparaciones necesarias para validar que los campos insertados en la nueva base de datos fueran correctos y mantuvieran la integridad que su antecesor. Una vez realizadas las comparaciones, y la corrección de los posibles errores, se realizaría la integración de los datos en Excel a Oracle.

Una vez poblada la Base de Datos, realicé la conversión de los desplegados del Sistema Anterior para que el Nuevo Sistema pueda mostrar la misma información de forma transparente.

El procedimiento se realizó mediante una función incorporada del PED500 del nuevo Sistema SCADA. Consiste en tomar los ficheros que conforman el desplegado del Sistema NMR2 y generar nuevos ficheros, compatibles con el Sistema NMR4 tomando como referencia la nueva Base de Datos.

Este procedimiento funciona para aquellas subestaciones en las cuales se contaba con los desplegados. Las que no se contaba con información actualizada, no se tenía el control o la instalación fue nueva, se tuvo que realizar desplegados nuevos.

Finalmente, en coordinación con el personal en campo (Personal de Control) encargado de la configuración de las UTR; se realizaron los cambios y pruebas necesarias para que la UTR dejara de contestar al Sistema SCADA NMR2 y contestara al Sistema SCADA NMR4.

Hasta el momento, se sigue con la actualización del Sistema SCADA NMR2 a NMR4, donde cada vez más UTR son migradas paulatinamente al nuevo sistema y todo el trabajo que esto conlleva.

CONCLUSIONES

Conclusiones que me deja el trabajo en la Comisión Federal de Electricidad:

La CFE vive actualmente momentos clave para la historia de la misma institución, momentos de muchos cambios necesarios para su modernización. Me ha tocado vivir como ciudadano la desintegración de una compañía que tenía a cargo nada mas y nada menos que el despacho de la Energía Electrica en el Área Centro del país y de la que fui cliente gran parte de mi vida. Como profesionista, me ha tocado estar del lado de CFE: empresa que ha tomado el control de lo que antes operaba la compañía extinta.

¿Y de que otra forma me pude haber convencido de que el trabajo que realiza CFE es sumamente critico y arduo? ¿De que forma me pude haber convencido de que esta empresa es mejor o peor que la anterior? ¿Cómo he podido colaborar para que el servicio porporcionado sea de mejor calidad?

La respuesta es: tener la oportunidad de trabajar dentro de CFE en el proceso de evolución, transformación y consolidación de un Área de Control. Dicha oportunidad no llego de la nada. Una vez concluidos mis estudios de licenciatura, realicé prácticas profesionales dentro de CFE y gracias al trabajo constante e innovador se me otorgo la oportunidad de competir por un lugar disponible. Oportunidad que no desaproveché y lugar que tengo desde hace casi 3 años. Antes de estar aquí, no había tenido la oportunidad de conocer el ambiente laboral, nunca; en contraste con algunos otros compañeros de la universidad. Pero, lo que me diferencia de ellos es la posibilidad de conocer una gran Empresa, un Sistema tan amplio y tan vasto; así como tener una gran responsabilidad en las manos en mi primera oportunidad real de trabajo.

Mi compromiso con la empresa es poder seguir colaborando día a día para poder llevarla por buen camino, como equipo, ante el reto de convertirla como una empresa productiva y de clase mundial; desempeñando mis actividades cada vez mejor con menos recursos y en menor tiempo posible.

Conclusiones que me deja el Sistema SCADA:

Los Sistemas SCADA son muy útiles para la supervisión y el control de procesos a distancia. Dentro del sector eléctrico son muy ampliamente usados por las características de la energía eléctrica (la energía no puede ser almacenada y la energía que se genera debe ser consumida). Ahora, despues de tanto interactuar con los Sistemas SCADA de CFE; se me ocurren gran cantidad de posibles aplicaciones que no necesariamente tienen que ver con el sector eléctrico y que pudieran explotarse con Sistemas SCADA. Y que mejor si estos Sistemas fueran creados aquí en México. De igual forma, se hace la invitación al lector de este trabajo a considerar a los Sistemas SCADA como solución de problemas que involucren supervisión de sucesos remotos.

Se prevee que durante el año 2013 y parte del 2014, se continué con la modernización de las instalaciones electricas incluyendo a las UTR del Área de Control Central; modernización de protocolos normalizados en la industria electrica, facilitando la integración de los equipos que actualmente se encuentran en el mercado; y en algún momento más distante nuevamente la modernización del Sistema SCADA.

En un futuro próximo, se pretende implementar el Sistema SCADA para la Subárea Pachuca (ya sea incorporar un Sistema SCADA nuevo o añadir la información al Sistema NMR4 de reciente actualización en el Área de Control Central, ya que actualmente no se cuenta con dicha infraestructura); conservando el mismo enfoque sistémico y haciendo mano de la experiencia adquirida durante estos años.

Conclusiones de la Licenciatura en Ciencias de la Computación:

Hasta ahora, que es el momento de aplicar cada uno de los conocimientos que fueron adquiridos a lo largo de la carrera, es cuando me doy cuenta de todo el potencial que se puede tener como Profesionista tan solo ocupando lo que se ha aprendido en la Facultad de Ciencias y de todo lo demás que se puede explotar si se busca más allá de lo aprendido en la Facultad.

Como recomendación que le haría a mis profesores y compañeros que comparten sus conocimientos en el bachillerato, licenciaturas y maestrías; es proponer ejemplos claros que puedan aplicarse a la vida cotidiana, que representen un verdadero reto que motiven al estudiante buscar cómo solucionarlo ocupando solo lo que conocen y motivando buscar alternativas que ayuden a ser eficaz la solución.

Por otro lado, considero que aquellos estudiantes, egresados y titulados de la carrera de Ciencias de la Computación son bien pagados en el clima laboral, pero desafortunadamente no tenemos la suficiente preparación para sabernos vender. Es decir, no sabemos valorar económicamente nuestro trabajo por mínimo que sea. Por ejemplo, me ha tocado enseñar a compañeros de mi trabajo a hacer queries de una base de datos muy específica. Ellos, sabrán como vender ese nuevo conocimiento (por mínimo que haya sido) ocupandolo en sus actividades diarias y profundizandolo poco a poco para poder ganar un puesto mejor dentro o fuera de la empresa.

Recomendaría a los estudiantes buscar metodos que los ayuden a poder medir su trabajo; de forma similar a los ayudantes y profesores, dar este tipo de herramientas para que nuestros estudiantes tengan esa visión de crear empresas independientes o saber vender el trabajo a algún patrón.

GLOSARIO

A

ABB

Acrónimo de Asea Brown Boveri. Corporación Multinacional, cuya sede central queda en Zürich, Suiza, 18

B

BCA

Área de Control Baja California, 11

Broadcast

En informática, es una forma de transmisión de información donde un nodo emisor envía información a una multitud de nodos receptores de manera simultánea, 52

C

CEL

Área de Control Central, 11

CENACE

Centro Nacional de Control de Energía, 11

CFE

Comisión Federal de Electricidad, 9

CRC

Comprobación de Redundancia Cíclica, 51

D

DNP

Acrónimo de Distributed Network Protocol, 51

H

Hertz

Unidad de Frecuencia del Sistema Internacional de Unidades, 10

I

ICCP

Acrónimo de Intercontrol Center Communications Protocol, 54

IEEE

Acrónimo de Institute of Electrical and Electronics Engineers. En español, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, 21

IHM

Interfaz Hombre-Maquina. En este caso, Interfaz del Operador, 20

M

MIPS

Millones de Instrucciones por Segundo, 21

N

NES

Área de Control Noreste, 11

NFS

Network File System. Sistema de archivos de Red, 21

NOR

Área de Control Noroeste, 11

NTE

Área de Control Norte, 11

O

OCC

Área de Control Occidental, 11

OPLAT

Onda Portadora de Línea por Alta Tensión, 23

ORI

Área de Control Oriental, 11

OSI

Acrónimo de Open System Interconnection. Se refiere al modelo de red descriptivo creado por la Organización Internacional para la Estandarización, 51

P

PEN

Área de Control Peninsular, 11

ping

Acrónimo de Packet Internet Grouper. Como programa informático es una utilidad que diagnostica en redes de computadoras la conexión de un host local con uno o varios equipos remotos, 59

polling

El término proviene del inglés poll, que significa "sondeo". Entiendase como sondeo que realiza un servidor para comprobar el estado de cada terminal, 24

S

SCADA

Supervisory Control And Data Acquisition. En español, Control Supervisorio y Adquisición de Datos, 18

SEN

Sistema Eléctrico Nacional, 11

SI

Sistema Interconectado, 11

SICRAD

Acrónimo de Sistema Integral de Control Remoto y Adquisición de Datos, 55

SIN

Sistema Interconectado Nacional, 11

SITRACEN

Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de Energía, 18

U

UTM

Unidad Terminal Maestra, 21

UTR

Unidad Terminal Remota, 22

BIBLIOGRAFÍA

1. **Salvador, Ing. Gustavo.** CENACE: en busca de nuevas rutas para la Administración eficiente de la Energía. *Boletín IIE*. Ciudad de México : Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2001. pág. 4. Entrevista con el Ing. Gustavo Salvador, coordinador del CENACE.
2. **Rodríguez Bernes, Eduardo Rafael.** *Enfoque Sistémico Aplicado a la Implementación y Mantenimiento de Protocolos de Comunicación en Sistemas SCADA*. Ciudad de México : Instituto Politecnico Nacional, 2004. pág. 136. Tesis para obtener el Grado de Maestro en Ciencias con Especialidad en Ingeniería de Sistemas.
3. **Villalba Márquez, Julián Alejandro.** Estudio y Pruebas del Protocolo de Comunicación DNP3.0 sobre TCP/IP para la comunicación entre la central de Generación Cumbayá de la Empresa Eléctrica Quito S. A. y el CENACE. Quito : Escuela Politecnica Nacional, 2010. pág. 187. Proyecto Previo a la Obtención del Título de Ingeniero en Electrónica y Redes de la Información.
4. **Narváez Portillo, Andrés Fernando.** Aplicación de los Enlaces ICCP en el Intercambio de Información entre los Centros de Control en Tiempo Real. Quito : Escuela Politécnica Nacional, 2006. pág. 7.