



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES

CAMPUS ARAGÓN

**MONITOREO REMOTO DE LA OPERACIÓN EN
ALGUNOS COMPONENTES DE UNA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO**

P R E S E N T A :

HERNÁNDEZ LUNA CÉSAR

ASESOR :

ING. ELEAZAR MARGARITO PINEDA DIAZ



MÉXICO

2004



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES:

José Hernández Patiño
Silvana Luna Villanueva

Quienes con su cariño, su amor
y su eterno sacrificio han hecho
posible alcanzar esta meta. Los quiero.

A MI ESPOSA:

Lilia Ivonne Rodríguez Salvador

A quien amo tanto, con quien
comparto mis alegrías y mis tristezas,
mis triunfos y fracasos. Te agradezco
el apoyo que me brindas para superarme
día a día.

A MI HIJA

Nelly Michelle Hernández Rodríguez

*

Eres lo mejor que me ha dado
la vida y mi motivo de vivir.

A MIS HERMANOS Y SUS FAMILIAS:

Marco Antonio Hernández Luna
Marisol Hernández Luna

Por todo lo que hemos vivido juntos.
Siempre estaré con ustedes.

A MIS ABUELOS:

Cesáreo Hernández
Juan Luna
Guadalupe Villanueva
Ángela Patiño

Que siempre han creído en mi.
Y estarán con migo.

A TODOS MIS COMPAÑEROS DE TRABAJO:

Gracias por su apoyo y amistad.

A TODOS MIS MAESTROS:

Con admiración y eterno agradecimiento.

**A TODOS MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS
DE GENERACIÓN:**

Por los años que vivimos juntos en la carrera.

INTRODUCCIÓN

La zona central es uno de los lugares más trascendentales del país, donde se concentran algunos de los núcleos industriales y urbanos más importantes. La Compañía de Luz cumple la importante misión de proporcionar energía eléctrica a esta zona. De aquí la importancia de la red del sistema eléctrico que maneja, ya que la continuidad del servicio es fundamental para el buen funcionamiento de dichas industrias.

Debido a la creciente demanda de energía eléctrica se ha visto en la necesidad de aumentar el número de instalaciones para la distribución de ésta. Esto trae como consecuencia que el sistema se haga cada vez más complejo y por lo tanto más difícil de controlar.

Por esta razón se ha visto la necesidad de automatizar el sistema eléctrico para mantener la red en óptimas condiciones, en cuanto a continuidad se refiere.

El presente trabajo tiene como objetivo el estudio sobre la conveniencia de instalar un equipo de control supervisorio capaz de controlar y monitorear a distancia una subestación. Además de tener este trabajo de tesis como apoyo para conocer este tipo de sistemas, ya que la información que se encuentra disponible, esta en lenguaje Ingles o es exclusiva de las empresas que la manejan.

En la presente tesis se muestra el estudio del sistema EMPOWER Spectrum de SIEMENS; que actualmente esta en operación dentro de la red de Luz y Fuerza del Centro; nosotros nos enfocaremos solamente al monitoreo del control de algunos componentes eléctricos de una subestación tipo doble barra con interruptor de amarre en SF₆, para entender más fácilmente el control.

La tesis se forma de tres capítulos, donde el Capítulo I, describe el tipo de subestación que se eligió para estudiar, sus componentes, su descripción y su forma de operación; entre estos se encuentran los interruptores, cuchillas, barras de voltaje y bancos de transformadores.

El Capítulo 2, nos muestra una síntesis de los diferentes arreglos que se pueden hacer con un sistema de control y monitoreo remoto, las características que debe tener para una aplicación de distribución y transmisión eléctrica, la descripción de cada una de las componentes que estructuran el sistema, como interactúan unos con otros y su funcionamiento esencial.

En el Capítulo 3, se menciona algunas de las consideraciones que se deben tener en cuenta en la instalación de este tipo de sistemas, la adquisición de los datos e información que es procesada de la unidad terminal remota (UTR) hacia la estación maestra, una explicación de cómo operan los equipos de control de las componentes de la subestación, una descripción de cómo se realiza la medición en los equipos, el monitoreo y los procedimientos paso a paso para operar y monitorear desde el centro de control a la subestación.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

CAPITULO I DESCRIPCIÓN Y OPERACIÓN DE ALGUNOS COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN DE DOBLE BARRA

I.1	Características de la subestación tipo doble barra con interruptor de amarre de 230 kv en SF ₆ .	1
I.2	Descripción de los interruptores.	11
I.3	Descripción de las cuchillas.	24
I.4	Descripción de las barras.	31
I.5	Descripción de los transformadores de tensión.	35

CAPITULO II DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO REMOTO

II.1	Definición y tipos.	39
II.2	Aplicaciones.	43
II.3	Características de los factores del sistema.	46
II.4	Estructura.	56
II.5	Estaciones maestras.	60
II.6	Unidad terminal remota.	75

CAPITULO III MONITOREO REMOTO DE LA OPERACIÓN

III.1	Consideraciones.	85
III.2	Adquisición de datos.	88
III.3	Medición.	102
III.4	Monitoreo.	114
III.5	Control.	135

CONCLUSIONES.	144
---------------	-----

BIBLIOGRAFÍA.	145
---------------	-----

CAPITULO I. DESCRIPCIÓN Y OPERACIÓN DE ALGUNOS COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN DE DOBLE BARRA

I.1 Características de la subestación tipo doble barra con interruptor de amarre de 230 Kv en SF6

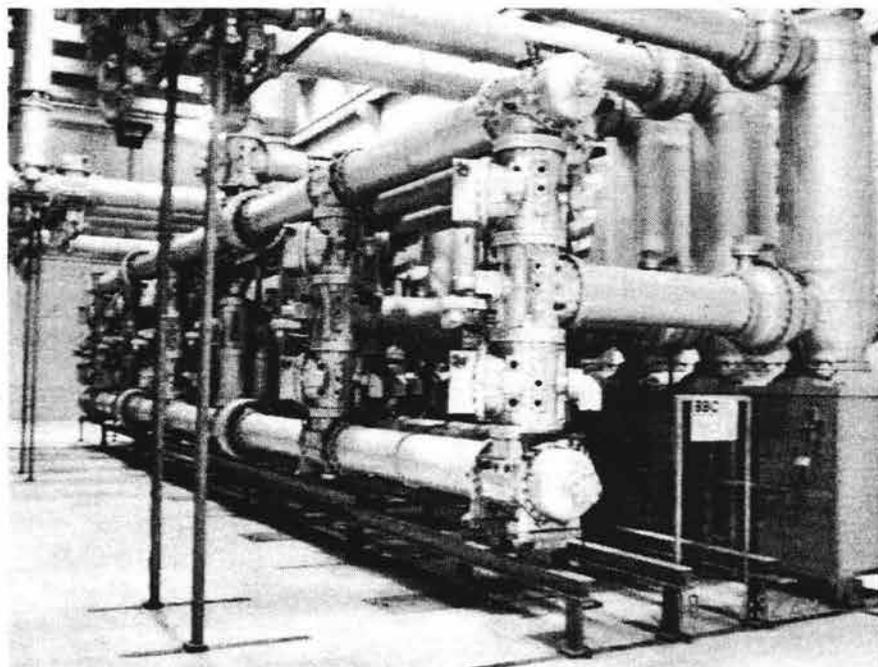
El nombre de subestación de gas SF₆ se designa a aquellas subestaciones cuyas partes energizadas se encuentran dentro de envolventes metálicos y con gas SF₆ a presión. Son subestaciones análogas a las de tipo convencional en lo referente al equipo de alta tensión que utilizan, con la diferencia de que todas las partes y equipos que soportan tensión están contenidos dentro de envolventes metálicos que forman módulos fácilmente enchufables entre sí. Estos módulos se encuentran dentro de una atmósfera de gas seco y a presión, que en la gran mayoría de los casos es el hexafluoruro de azufre (SF₆), que tiene la característica de reducir enormemente las distancias de aislamiento, comparativamente con las del aire, y que permite diseñar subestaciones con dimensiones mucho más reducidas. Es una tecnología iniciada en el año de 1965 y que actualmente se encuentra muy desarrollada en Europa y en Japón; en México se está aplicando desde 1978.

El desarrollo de la tecnología de las subestaciones en gas se ha debido al crecimiento de las grandes ciudades, tanto en lo vertical como en lo horizontal, lo que origina un aumento en la densidad de la carga eléctrica, sobre todo en las zonas céntricas de las mismas. Esto obliga a instalar nuevas subestaciones de distribución en zonas urbanas, donde el precio de los terrenos es muy elevado y en ciertos casos, es imposible obtener terrenos lo suficientemente grandes para poder instalar las subestaciones de tipo convencional. En estos casos es

necesario recurrir a las subestaciones con aislamiento de gas, SF₆. La figura I.2 a y b muestra una vista frontal y una vista posterior de una subestación compacta SF₆ de 230 Kv con arreglo doble barra con interruptor de amarre.



a) Vista posterior



b) Vista frontal

Figuras I.2 a y b Subestación SF6 de 230Kv doble barra con interruptor de amarre.

El gas SF₆

El SF₆ es un combinado de azufre y flúor cuya primera síntesis se realizó en 1900 por científicos franceses de la Facultad de Farmacia de París. Por primera vez se le utiliza como aislante hacia 1935 en Estados Unidos. En 1935, los americanos descubren su capacidad de apagar el arco eléctrico. En 1960, ALSTHOM comienza a utilizar el SF₆ primero en los disyuntores media tensión y después en alta tensión

Propiedades físicas

Es más pesado que el aire, aproximadamente cinco veces. Su masa volumétrica es de 6,14 kg/m³ a la presión atmosférica. Es un gas incoloro, inodoro y no tóxico, exento de oxígeno. Es un buen dieléctrico y un excelente agente de corte.

Es un gas en el cual la velocidad de propagación del sonido es aproximadamente 3 veces menor que en el aire a la presión atmosférica. La rigidez dieléctrica del SF₆ es en promedio 2.5 veces la del aire; al aumentar la presión se ve que la rigidez dieléctrica aumenta a 3.5 bares efectivos, el SF₆ tiene la misma rigidez dieléctrica que el aceite nuevo. Las principales características del gas son las siguientes:

Masa molecular	146.07g
Temperatura crítica	45.55 °C
Presión crítica	37.59 bares
Punto triple	50.8 °C y 2.26 bar (presión absoluta)

El SF₆ se suministra en botellas, bajo forma de líquido, posee impurezas (en los límites impuestos por la norma CEI - N° 376).

Tetrafluoruro de carbono (CF ₄)	0.03%
Oxígeno + nitrógeno (aire)	0.03%
Agua	Trazas
CO ₂	Trazas
HF	0.3 ppmM

Por lo tanto el SF₆ tiene un grado de pureza de 99.9%.

Arreglos de barras

Las subestaciones eléctricas en transmisión y distribución se diseñan para tener, en la medida de lo posible, una máxima confiabilidad y flexibilidad de operación. La facilidad para conectar o desconectar equipo y sacarlo de servicio para salidas programadas o no programadas, manteniéndolo en operación, es esencial para la operación confiable de los sistemas.

Existen varios arreglos de barras para las subestaciones, que son usados para satisfacer el requerimiento de una operación confiable y flexible del sistema. Algunos de estos arreglos se usan en las subestaciones de los sistemas eléctricos de potencia.

La selección de un arreglo de barras en particular y su representación en un diagrama unifilar, de los llamados simplificados, requiere de un estudio previo donde se determinen: los requerimientos de la demanda de energía, las ampliaciones del sistema y la afectación que esto pueda tener, la flexibilidad y

facilidad para el mantenimiento, así como los costos asociados a la cantidad de equipo que interviene en cada tipo de arreglo de barras.

Los criterios que se utilizan para seleccionar el diagrama unifilar más adecuado y económico de una instalación son los siguientes:

- Continuidad del servicio.
- Versatilidad de operación.
- Facilidad de mantenimiento de los equipos.
- Cantidad y costo del equipo eléctrico.

Con base en lo anterior a continuación se enumeran los arreglos de barras más utilizados en subestaciones, siguiendo un orden creciente de complejidad.

- a) Arreglo de un solo juego de barras.
- b) Arreglo de un juego de barras principales y uno de barras de transferencia
- c) Arreglo de un juego de barras principales y uno de barras auxiliares.
- d) Arreglo de doble juego de barras o barra partida con interruptor de amarre.
- e) Arreglo de triple juego de barras.
- f) Arreglo de doble juego de barras colectoras principales y uno de barras colectoras auxiliares.
- g) Arreglo de anillo sencillo.
- h) Arreglo de interruptor y medio.
- i) Arreglo de doble interruptor.
- j) Arreglo de doble cuchilla.

Para el caso de este tema de tesis se estudiara el arreglo de doble barra con interruptor de amarre.

Arreglo de doble barra con interruptor de amarre

A este diagrama también se le conoce con el nombre de barra partida y es de los más utilizados. El diagrama tiene como característica que la mitad de las líneas y transformadores se conectan a un juego de barras y la otra mitad al otro juego y se muestra en la figura I.1.

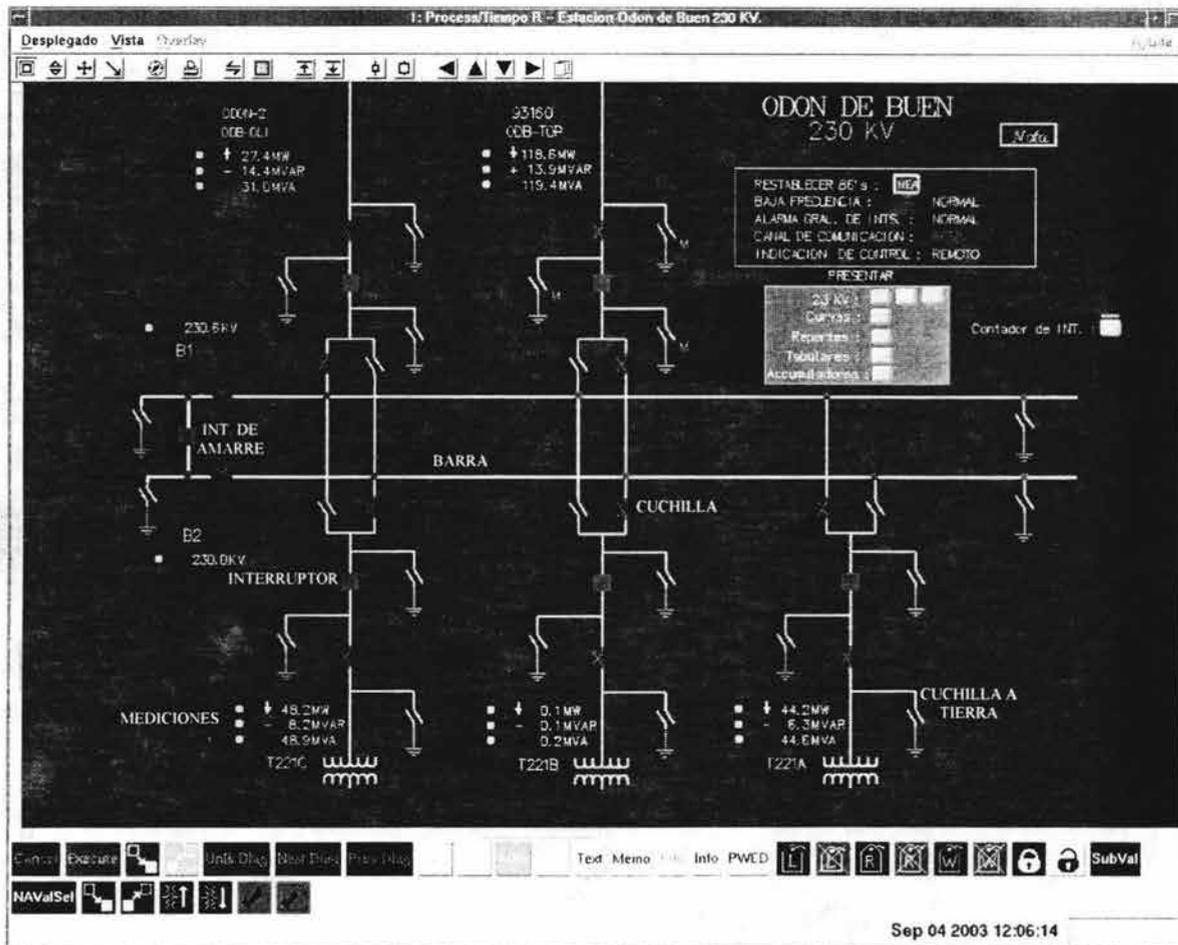


Figura I.1 Diagrama del arreglo de doble barra con interruptor de amarre.

- Desde el punto de vista de continuidad, el arreglo no es bueno debido a que por cada interruptor que necesite revisión se tiene que desconectar el transformador o línea correspondiente.

- La subestación, en condiciones normales, se opera con el interruptor de amarre y sus dos juegos de cuchillas en posición de cerrado, de tal manera que, en caso de una falla en uno de los juegos de barras, el otro sigue operando. La subestación trabaja a media capacidad, mientras se efectúan las maniobras necesarias para librar las cuchillas de todos los circuitos de las barras dañadas; la subestación se deja conectada al juego de barras en buen estado, mientras se reparan las barras afectadas.
- Para dar mantenimiento a cada interruptor, se necesita desconectar el circuito correspondiente, lo cual representa una desventaja para este diagrama.
- Este arreglo es un 30% más caro que el de los incisos a, b y c, pero más barato que el caso de interruptor y medio que es de los más confiables.
- Existen dos tipos de cuchillas de puesta a tierra, de operación lenta y rápida. Las cuchillas de operación lenta sirven para protección del personal que este trabajando en un equipo de la subestación, debido a que se pone a tierra la parte de la instalación en que se esta trabajando. Las cuchillas de operación rápida, colocadas a la entrada de una línea de transmisión, sirven para descargar la línea en caso de mantenimiento. La operación rápida es necesaria ya que se pondrá en corto circuito la línea, y por consiguiente las corrientes que circularán son de gran magnitud. Debido a su cierre rápido se desgastarán menos sus contactos.

Costos entre subestaciones convencionales y en gas

Para comparar la diferencia en dimensiones de volumen entre una subestación en hexafluoruro y una de tipo convencional, la subestación de tipo convencional ocupa un volumen 23 veces mayor que la de SF₆. Comparando la relación de las áreas ocupadas, la subestación convencional ocupa un área 15 veces mayor que la de SF₆. Concepto que, expresado en otra forma, aclara que una subestación en hexafluoruro ocupa un área aproximada de 6% del área de una subestación convencional.

Para tener una idea aproximada de la diferencia en costo entre estos dos tipos de subestaciones, se puede utilizar como ejemplo una con las siguientes características:

- Dos entradas para cable de potencia de 230 kV
- Tres salidas para transformadores de 60 MVA 230/23 kV
- Un bus doble, con interruptor de amarre en 230 kV

Para ello se compara únicamente la parte de la subestación susceptible de ser encapsulada y por otro lado, debido a las variaciones en los precios que sufren los diferentes equipos periódicamente, la comparación se puede hacer en forma de porcentaje, como se indica en la siguiente tabla I.1, donde se toma como referencia el 100% del costo de subestación convencional.

Partidas	Comparación	
	SF6	Convencional
Costo de:		
Equipo eléctrico (mas el gas)	239%	100%
Materiales varios, electromecánicos	18%	100%
Estructuras y cimentaciones	60%	100%
Trabajos de ingeniería civil	58%	100%
Trabajos de ingeniería electromecánica	72%	100%
Terreno	5%	100%
Total	92%	100%

Tabla I.1 Costo comparativo entre subestaciones SF₆ y convencional.

Ventajas de las subestaciones en gas SF6

Como se puede observar, a tensiones del orden de 230 kV y en lugares céntricos de ciudades grandes, las subestaciones en SF6 comienzan a ser más baratas que las convencionales a la intemperie, de igual capacidad y con igual disposición física. Para tensiones menores de 230 kV el costo de las subestaciones en gas crece, por lo que sólo se recomienda su uso en lugares de alta contaminación o en donde se tenga problemas de espacio disponible.

Las subestaciones en gas pueden fabricarse de forma monofásica con una envolvente en cada fase o trifásica con una envolvente rodeando las tres fases. Las primeras son ligeramente más voluminosas y más caras que las segundas.

En las subestaciones trifásicas, considerando el material de la envolvente, los esfuerzos producidos por los cortocircuitos bifásico y trifásico son máximos del orden de 600 kg/m para envolvente de acero y de 300 kg/m para envolvente de

aluminio. Este último ocurre en el aluminio, porque al tener menor resistencia eléctrica que el acero, la corriente en la envolvente es mayor.

Para el acero, en general, el fuerte campo magnético de la envolvente se cancela por el efecto de la fuerte corriente que circula en la misma.

Para el aluminio el campo magnético en la envolvente es muy pequeño y el efecto que domina es la alta corriente en ésta.

Desde el punto de vista del tipo de falla, independiente del material de la envolvente, la falla bifásica produce mayor fuerza electromagnética que la trifásica.

Las ventajas de las trifásicas son que ocupan menor espacio, su mantenimiento es más fácil porque las envolventes permiten mejor la entrada al personal, tienen 5 % menos de partes móviles y por ser una sola envolvente en lugar de tres, disminuyen la posibilidad de fugas de gas. Finalmente, los flujos magnéticos de cada una de las tres fases se compensan ahorrando pérdidas de energía.

La ventaja de las monofásicas es que sólo puede existir el cortocircuito de fase a tierra, con lo que mediante una protección rápida se elimina la posibilidad de una perforación de la envolvente, además de que la falla sólo afecta a una de las fases y no a las tres.

Debido a que todas las partes sometidas a tensión están contenidas en envolventes metálicas conectadas a tierra, se elimina el peligro de un contacto accidental con las partes alimentadas, mejorándose la seguridad del personal y la continuidad de servicio.

En lugares donde la contaminación atmosférica es muy alta, como en las fábricas de cemento, la construcción blindada, protegida a su vez bajo techo, protege perfectamente la instalación.

La construcción blindada evita la radiointerferencia y disminuye el nivel del ruido, debido a la operación de los interruptores.

La disminución de las dimensiones de la instalación, especialmente la altura, facilita su instalación en forma disfrazada, o bien, su instalación en interiores, o en forma subterránea.

I.2 Descripción de los interruptores.

Un interruptor es un dispositivo para conectar, transportar e interrumpir un circuito a través de dos contactos separables uno móvil y el otro fijo tanto con carga normal como en condiciones de falla.

La verdadera función para la que se destinan los interruptores es la de interrumpir las grandes corrientes producidas por corto circuitos; y en base a esto se diseñan.

Todas las partes constitutivas de un sistema de potencia están expuestas a sufrir fallas de diversa índole, que generalmente se traducen en cortos circuitos y que de no ser aisladas inmediatamente pueden producir daños no solamente en la parte bajo falla, sino también en otros elementos del sistema por donde pasan dichas corrientes.

La función de un interruptor en este caso es precisamente la de aislar dicha falla abriendo el circuito mediante la separación de sus contactos, por lo que debe ser capaz de interrumpir la corriente que pasa a través de ellos sin sufrir daño apreciable, para que su uso sea continuo.

Los interruptores y los relevadores están relacionados, ya que el equipo de protección esta ayudando en esta tarea, por interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de protección se los manda.

El interruptor es, junto con el transformador, los dispositivos más importantes de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

Parámetros de los interruptores

A continuación se definen algunos parámetros característicos que hay que considerar en un interruptor:

- Tensión nominal. Es el valor eficaz de la tensión entre fases del sistema en donde se instala el interruptor.
- Tensión máxima. Es el valor máximo de la tensión para el cual está diseñado el interruptor y representa el límite superior de la tensión al cual debe operar, según las normas.
- Corriente nominal. Es el valor eficaz de la corriente normal máxima que puede circular continuamente a través del interruptor sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura.

- Corriente de cortocircuito inicial. Es el valor pico de la primera semionda de corriente, comprendida en ella la componente transitoria.
- Corriente de cortocircuito. Es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que pueden abrir al interruptor. Las unidades son kilo amperes aunque comúnmente se dan en megavolt - amperes (MVA) de cortocircuito.
- Tensión de restablecimiento. Es el valor eficaz de la tensión máxima de la primera semionda de la componente alterna, que aparece entre los contactos del interruptor después de la extinción de la corriente. Tiene una influencia muy importante en la capacidad de apertura del interruptor.

Esta tensión tiene dos componentes: una a la frecuencia nominal del sistema y la otra superpuesta que oscila a la frecuencia natural del sistema.

- Resistencia de contacto. Cuando una cámara de arqueo se cierra, se produce un contacto metálico en un área muy pequeña formada por tres puntos, que es lo que en geometría determina un plano. Este contacto formado por tres o más puntos es lo que fija el concepto de resistencia de contacto y que provoca el calentamiento del contacto, al pasar la corriente nominal a través de él.

La resistencia de contacto varía de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$R = K \delta (D / F)$$

donde

- R resistencia de contacto en ohms
- K constante dada por el fabricante del interruptor
- δ resistividad del metal del contacto

- D dureza del metal del contacto
- F fuerza que mantiene cerrado el contacto

En la fórmula se observa que la resistencia de un contacto crece directamente proporcional a la resistividad y a la dureza e inversamente proporcional con la presión del contacto.

- Cámaras de extinción del arco. Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico, en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito de que se trate. Las cámaras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de bancos de reactores, capacitores y transformadores.

El fenómeno de interrupción aparece al iniciarse la separación de los contactos, surgiendo un arco a través de un fluido, que lo transforma en plasma y que provoca esfuerzos en las cámaras, debido a las altas presiones y temperaturas. Al interrumpirse la corriente, aparece entre los contactos la llamada tensión transitoria de restablecimiento.

Durante la interrupción del arco, se presentan los siguientes fenómenos:

- Altas temperaturas debido al plasma creado por el arco.
- Altas presiones debido a la alta temperatura del plasma.
- Flujos turbulentos del gas que adquieren velocidades variables de 100 y 1,000 Metros por segundo y que producen el soplado del arco, su alargamiento y, por lo tanto, su extinción.
- Masas metálicas en movimiento (contacto móvil) que se aceleran en pocos milésimos de segundo hasta adquirir velocidades del orden de 10 metros entre segundo.

- Esfuerzos mecánicos debidos a la corriente de cortocircuito.
- Esfuerzos dieléctricos debidos a la tensión de restablecimiento.

Interruptores en hexafluoruro de azufre.

Son aparatos que se desarrollaron al final de la década de los sesenta y cuyas cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF_6), que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos. Esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista de mantenimiento.

El SF_6 alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica del aire a la misma presión. A temperatura de 2,000 °K conserva todavía alta conductividad térmica, que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico y al pasar por cero la onda de corriente, facilita la extinción del arco. Físicamente el gas tiene características electronegativas, o sea la propiedad de capturar electrones libres transformando los átomos en iones negativos, lo cual provoca en el gas las altas características de ruptura del arco eléctrico y por lo tanto gran velocidad de recuperación dieléctrica entre los contactos, después de la extinción del arco.

En los primeros interruptores se usaron dos presiones: la menor de 3 bars, llenando los tanques y la mayor de unos 18 bars, dentro de las cámaras de extinción. Esto se hizo con el fin de evitar que al abrir el interruptor sus contactos, el soplo de gas produjera enfriamiento y el gas pasara al estado líquido. Posteriormente se ha usado una sola presión, con lo cual se disminuye. El tamaño de los interruptores en un 40 %, y para evitar el uso de la segunda presión se aprovecha la propia presión del gas como punto de partida, y la cámara al abrir los contactos tiene un émbolo unido al contacto móvil, que al operar comprime el gas

y lo inyecta sobre el gas ionizado del arco, que es alargado, enfriado y apagado al pasar la corriente por cero.

Los interruptores pueden ser de polos separados, cada fase en su tanque, o trifásicos en donde las tres fases utilizan una misma envolvente. Se fabrican para tensiones de 115 hasta 800 kV y las capacidades de interrupción varían de acuerdo con el fabricante, llegando hasta magnitudes de 80 kA, que es un caso muy especial.

Este tipo de interruptores puede librar las fallas hasta en dos ciclos y para limitar las sobretensiones altas producidas por esta velocidad, los contactos vienen con resistencias limitadoras.

Las principales averías son las fugas de gas, que requieren aparatos especiales para detectar el punto de la fuga. En un aparato bien instalado, las pérdidas de gas deben ser inferiores al 2% anual del volumen total de gas encerrado dentro del aparato.

En caso de pérdida total de la presión del gas y debido a la alta rigidez dieléctrica del SF₆ la tensión que pueden soportar los contactos cuando están abiertos es igual al doble de la tensión de fase a tierra. De cualquier forma, no es conveniente operar un interruptor de SF₆, cuando ha bajado su presión por una fuga y debe de ser bloqueado el circuito de control de apertura para evitar un accidente.

En los interruptores trifásicos, la apertura de los contactos es simultánea, aunque conviene que haya dispersión de un milisegundo entre los tres polos; se entiende por dispersión a la diferencia en tiempo que existe entre el instante de cierre del primero y el instante de cierre del último polo del interruptor. El uso de la dispersión es importante, ya que sirve para reducir las sobretensiones debidas a impulsos por maniobra.

Si el interruptor es de operación monopolar, puede ser benéfico usar recierre monopolar. Aquí la dispersión puede aumentar hasta 4 milisegundos, cuya magnitud empieza a producir efectos adversos en la magnitud de las sobretensiones por maniobra. El mecanismo de mando de estos interruptores es, generalmente, de aire comprimido.

Ventajas del interruptor tipo hexafluoruro

- Después de la apertura de los contactos, los gases ionizados no escapan al aire, por lo que la apertura del interruptor no produce casi ruido.
- Alta rigidez dieléctrica, del orden de tres veces la del aire.
- El SF₆, es estable. Expuesto al arco se disocia en SF₄ SF₂ y en fluoruros metálicos, pero al enfriarse se recombinan de nuevo en SF₆.
- La alta rigidez dieléctrica del SF₆ lo hace un medio ideal para enfriar el arco, aun a presiones bajas.
- La presión utilizada para interrupción del arco es una fracción de la requerida en interruptores neumáticos.
- Buena conductividad térmica, es del orden de tres veces la del aire.

Desventajas del interruptor tipo hexafluoruro

- A presiones superiores a 3.5 bars y temperaturas menores de -40°C, el gas se licua. Por eso, en el caso de interruptores de dos presiones es necesario calentar el gas de la cámara de extinción para mantener el equilibrio a temperaturas ambiente menores de 15°C.
- El gas es inodoro, incoloro e insípido, En lugares cerrados hay que tener cuidado de que no existan escapes, ya que por tener mayor densidad que el aire, lo desplaza provocando asfixia en las personas por falta de oxígeno. En

otros lugares es conveniente disponer de extractores que deben ponerse en funcionamiento antes de que se introduzca personal.

- Los productos del arco son tóxicos y combinados con la humedad producen ácido fluorhídrico, que ataca la porcelana y el cemento de sellado de las boquillas.

Crecimiento de las capacidades interruptivas en los interruptores.

Las capacidades interruptivas han ido creciendo a través de los años dependiendo del tipo de interruptor y de las capacidades de los mismos, como se observa en la figura I.3.

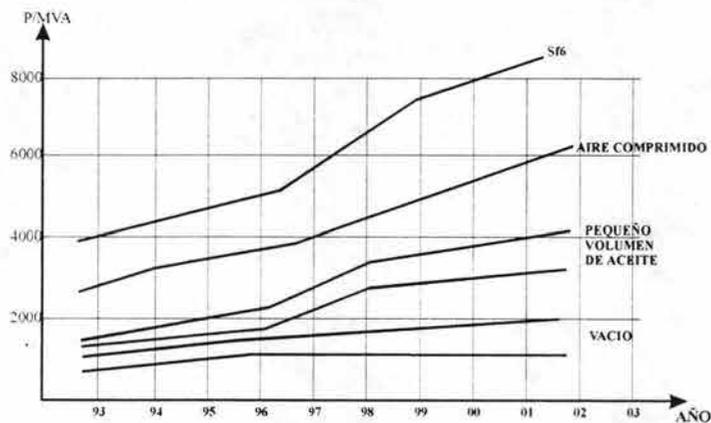


Figura I.3 Crecimiento de las capacidades interruptivas a través de los años.

En la gráfica se puede ver que las capacidades interruptivas de los interruptores crecen más rápido con los años en el caso del SF₆, mientras que el vacío se mantiene estático.

De acuerdo con el progreso en la técnica de los interruptores, el aumento de la capacidad interruptiva es regular, crece en los de aire comprimido y mucho más

en los de SF₆, debido a las extraordinarias características dieléctrica y térmica de este gas.

En la figura 1.4 se muestra las partes que forman un interruptor SF₆ donde el principio de corte no requiere el uso de una boquilla de aislamiento y garantiza una resistencia eléctrica elevada de los contactos. La extinción del arco se realiza por confinamiento magnético del arco y soplado por autoexpansión de gas. Durante la apertura, después de la separación de los contactos principales, la corriente atraviesa la bobina de excitación magnética y los contactos de arco. En el momento de la separación de los contactos de arco, el campo magnético creado por la bobina pone el arco en rotación. La expansión térmica del gas contenido en el cilindro asegura el soplado energético del arco.

En dicha figura aparecen las siguientes partes.

- 1.- Cilindro de expansión.
- 2.- Contacto de arco fijo.
- 3.- Contacto de arco móvil.
- 4.- Bobina.
- 5.- Separador aislante.
- 6.- Contacto principal fijo.
- 7.- Contacto principal móvil
- 8.- Volumen de escape.
- 9.- Aislador.
- 10.- Borne interior de corriente.
- 11.- Borne superior de corriente.
- 12.- Biela de acoplamiento.
- 13.- Caja de transmisión.
- 14.- Filtro molecular.

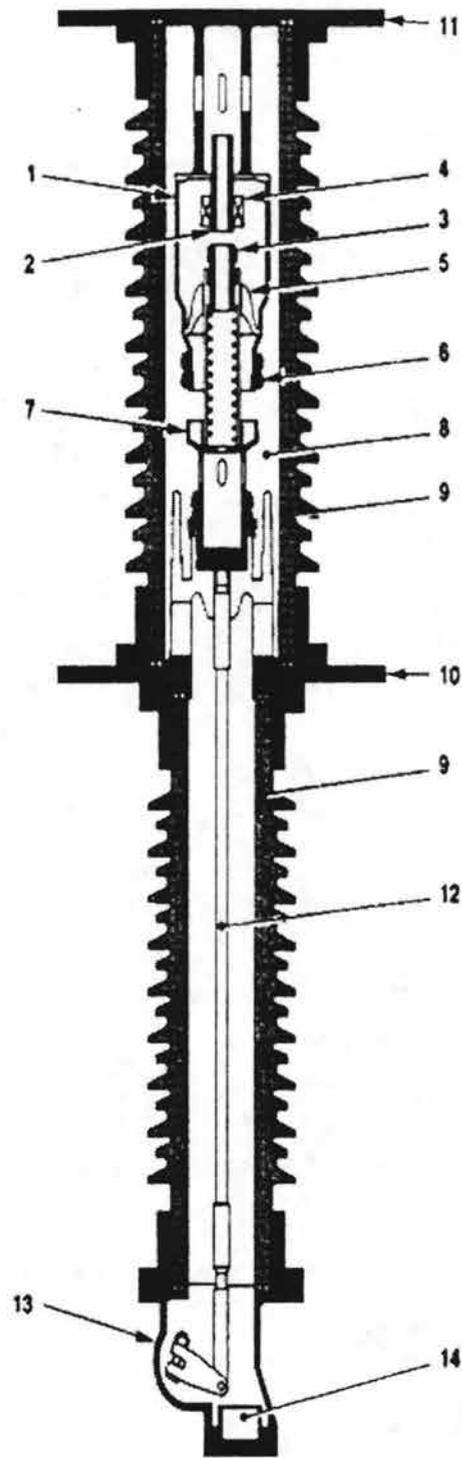


Figura I.4 Partes de un interruptor SF₆

Apertura de un interruptor SF₆.

La apertura se hace mediante el principio de soplado auto-neumático, en donde: El volumen de gas comprendido en la cámara de soplado disminuye. La presión inicial aumenta En la figura I.5 se muestra el estado inicial del interruptor antes de la apertura donde los contactos de paso móvil y fijo (1 y 2) se encuentran conectados..

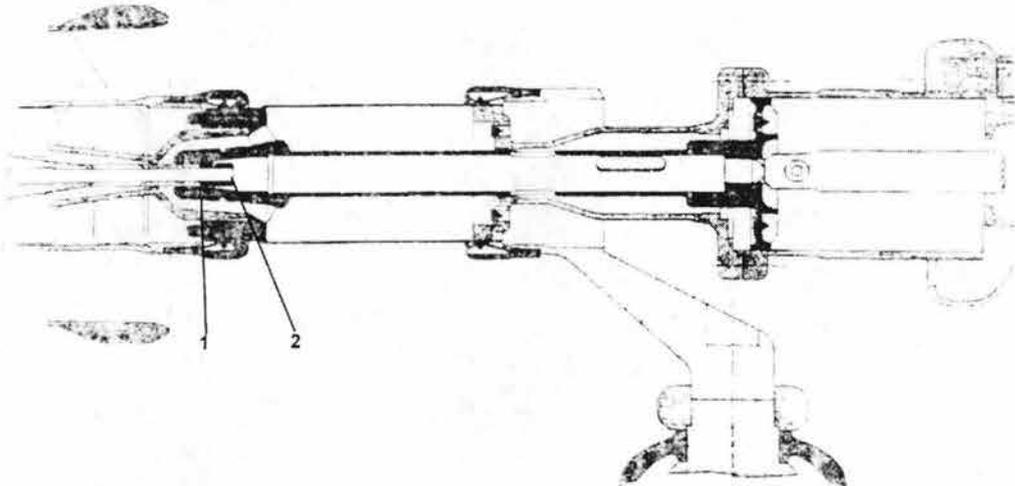


Figura I.5 Estado inicial del interruptor antes de la apertura.

En la figura I.6 se muestra el interruptor abierto con los contactos móvil y fijo (1 y 2) están separados.

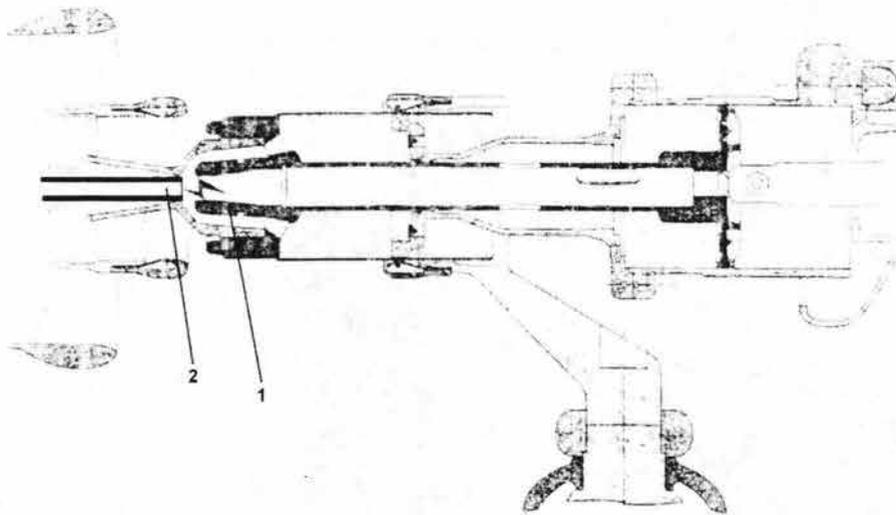


Figura I.6 Interruptor abierto

En la separación de los contactos de arco, el arco aparece simultáneamente y el soplado está activo, como lo muestra la figura I.7.

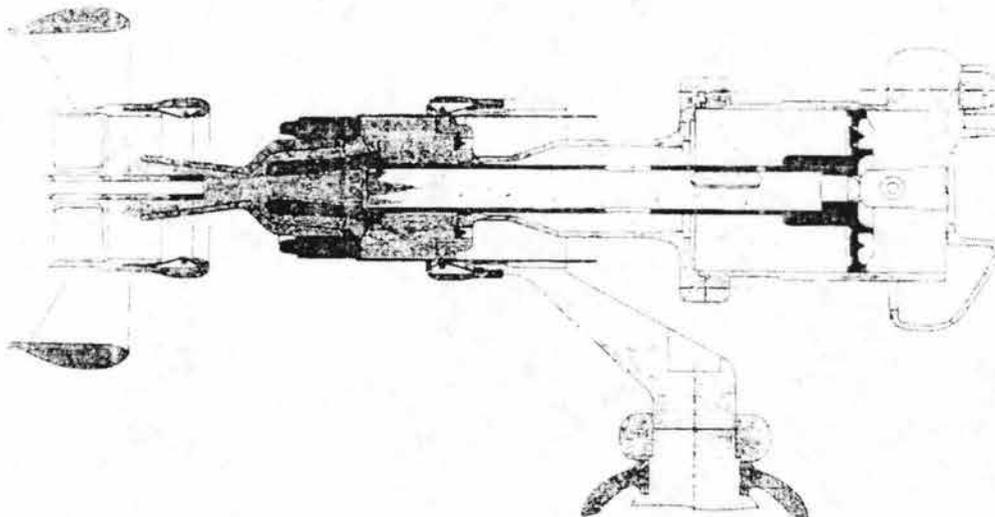


Figura I.7 Soplado activo para la extinción del arco eléctrico.

Cierre de un interruptor SF₆.

El contacto móvil movido por el mando se desplaza en sentido contrario a la maniobra de apertura. La cámara de soplado se debe llenar con SF₆ rápidamente.

A este efecto, en la parte posterior de la cámara de soplado están situadas las válvulas de readmisión de gas.

Así se evita tomar gas a nivel de la boquilla de soplado. Por lo tanto, la regeneración del dieléctrico es más rápida. En la figura I.8 se muestra la acción de cierre del interruptor a través del movimiento del contacto móvil (1).

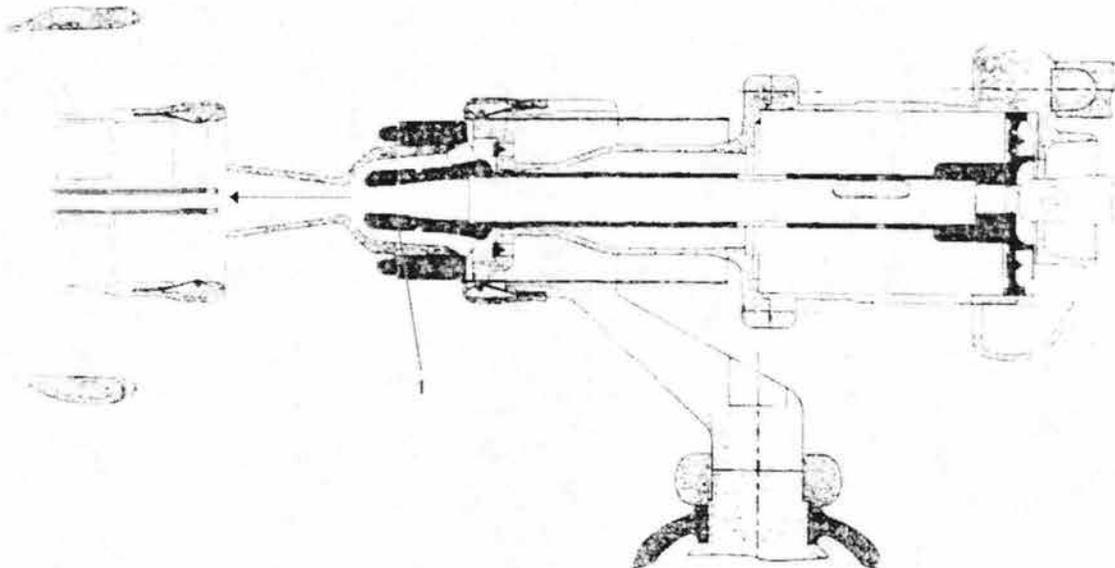


Figura I.8 Cierre del interruptor.

I.3 Descripción de las cuchillas.

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento.

Las cuchillas pueden abrir circuitos con la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

La diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor sí puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito. Hay algunos fabricantes de cuchillas que añaden a la cuchilla una pequeña cámara de arqueo de SF₆ que le permite abrir solamente los valores nominales de la corriente del circuito.

Las cuchillas de una subestación tipo SF₆ se encuentran instaladas dentro de la envolvente de aluminio, al grado de parecer una prolongación de las barras colectoras. Su conexión es de tipo telescópico y sus contactos son de tipo tulipán del lado fijo; del lado móvil, es un contacto concéntrico que se acciona por medio de un mecanismo que puede ser del tipo cremallera, que en la mayor parte de los casos está motorizado y que acciona las tres fases a través de un mando operado desde el tablero de control o en forma manual.

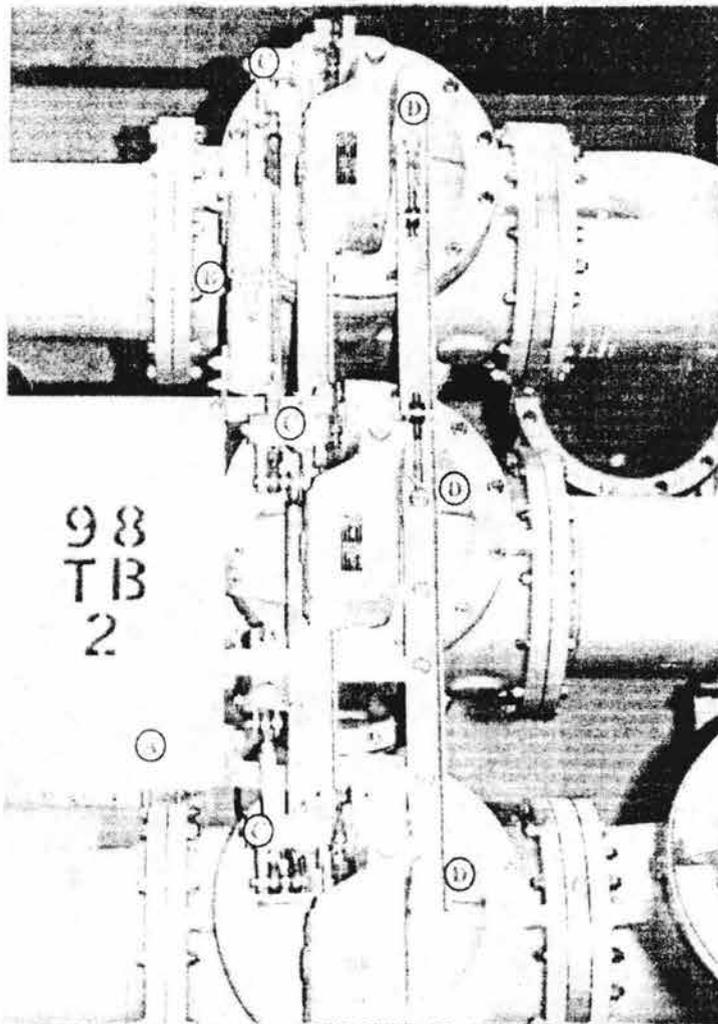
Las cuchillas motorizadas tienen un gabinete de control que normalmente está ligado al gabinete de control del interruptor que alimentan, de tal manera que nunca se pueda abrir o cerrar un juego de cuchillas si antes no ha sido abierto el interruptor. En el gabinete de control de las cuchillas existen una serie de contactos auxiliares tipo a y b para tener señalización y bloqueos de circuitos de

acuerdo con la posición de las cuchillas; los contactos de señalización van colocados en el mecanismo principal del mando. Los bloqueos forman un sistema para operar un par de juegos de cuchillas y el interruptor correspondiente, en la siguiente forma:

- Impiden la operación de las cuchillas, mientras se encuentre cerrado el interruptor.
- Bloquean el cierre del interruptor si cualquier polo de las cuchillas no abrió o cerro completamente.
- Impiden la operación simultánea de las cuchillas y el interruptor.
- Impiden efectuar una orden contraria a otra, dada con anterioridad y que no se haya completado.

Las cuchillas tienen un indicador de posición de abiertas o cerradas y un grupo de contactos auxiliares de tipo a y b, para señalización y bloqueos.

Los bloqueos de tipo eléctrico sirven para evitar la operación de las cuchillas bajo condiciones de carga, así como para prevenir que las cuchillas de puesta a tierra sean cerradas contra barras energizadas. En la figura I.9 se muestran las cuchillas de una subestación tipo SF₆.



Las cuchillas son operadas en grupo por un motor de C.D.

Dicho motor se encuentra dentro del gabinete de control de las cuchillas.

A.- Gabinete de control.

B.- Señalización posición cuchillas.

C.- Mecanismo de operación

D.- Cuchillas (en el interior del blindado)

E.- Clavijas de control. (C.D.)

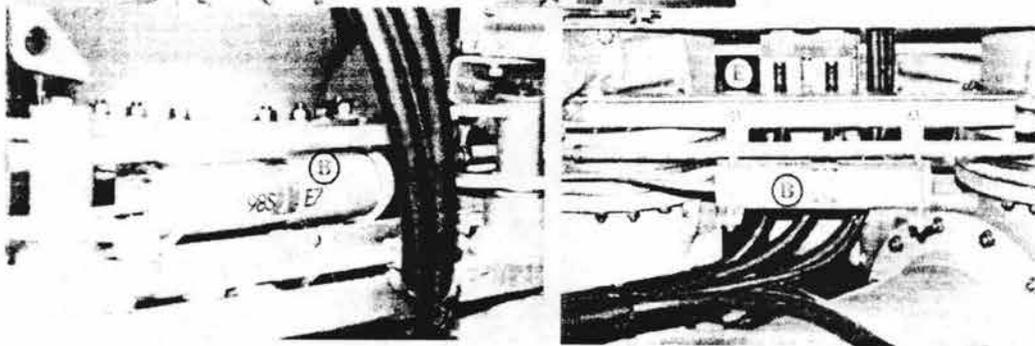


Figura 1.9 Cuchillas de una subestación tipo SF₆.

Funcionamiento

Una varilla ajustable asegura el enlace entre el motor y las tres cuchillas. La cuchilla está equipada con un contacto fijo (2) y con un conjunto contacto móvil (1). Al efectuar una maniobra de cierre, la biela (3) se pone en rotación por el sistema de reenvío de ataque (8). El contacto móvil se mueve en traslación hasta el contacto fijo (7). En posición cerrada la corriente transita por el contacto (7) → vástago (5) → el contacto (1) a través de los contactos de laminillas (6). En la siguiente figura I.10 se muestran las partes que componen la cuchilla.

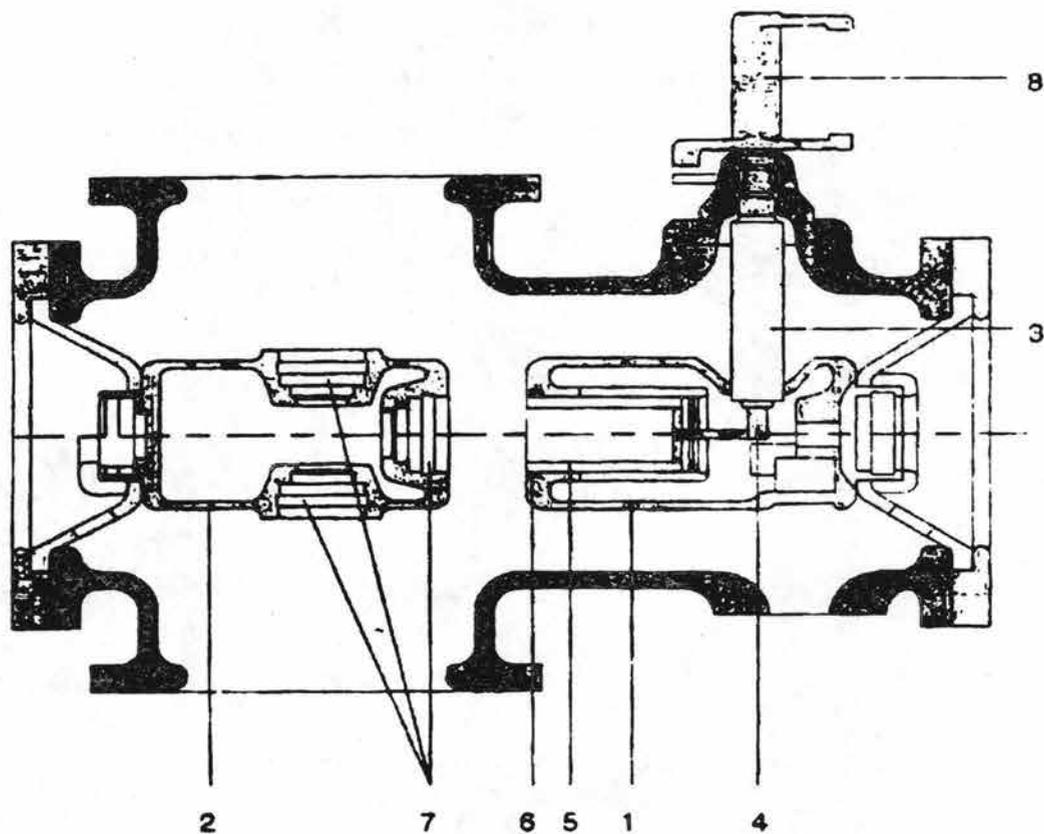


Figura I.10 Partes que componen la cuchilla.

En dicha figura aparecen las partes más importantes de una cuchilla y estas son:

1. soporte contacto móvil
2. soporte contacto fijo
3. biela de maniobra aislante
4. palanca
5. vástago de contacto móvil
6. contacto de laminillas
7. contacto fijo
8. sistema de reenvío de ataque

Cada cuchilla tiene una ventanilla que permite visualizar la situación de la cuchilla y la figura I.11 muestra como se observa la cuchilla cerrada y abierta, a través de dicha ventanilla.

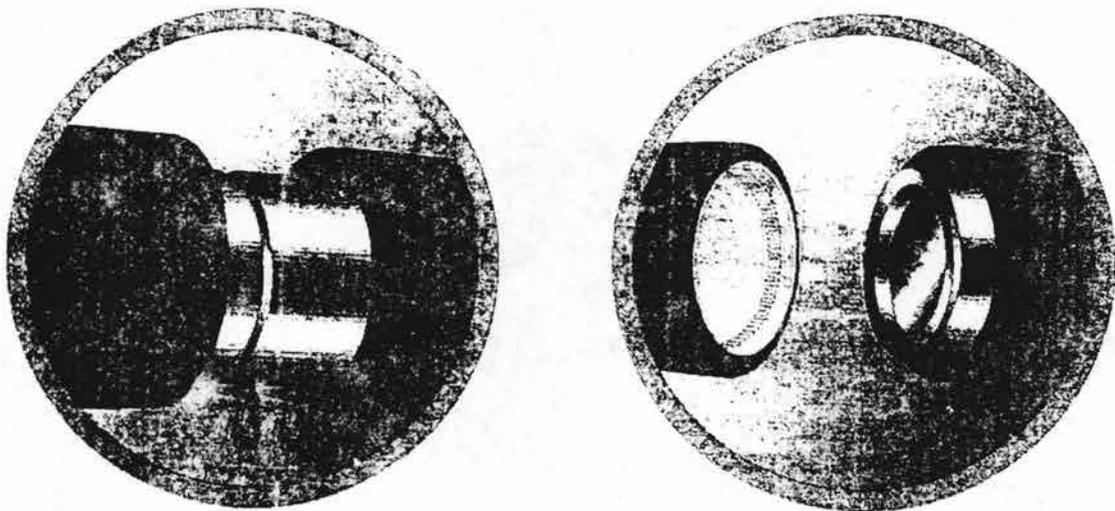


Figura I.11 cuchilla cerrada y abierta vista desde la ventanilla.

Cuchillas de puesta a tierra.

Estas cuchillas se utilizan en las subestaciones en gas, cumpliendo una función de seguridad para el personal de mantenimiento.

Se pueden considerar dos tipos de cuchillas de puesta a tierra:

Cuchillas de operación manual, que sirven para contactar a tierra la parte de la subestación que va a estar en proceso de mantenimiento, en confinación con cuchillas seccionadoras.

Cuchillas de operación motorizada rápida, diseñadas para soportar el cierre sobre una línea viva, sin sufrir deterioro, y que actúan como elemento de protección rápido. Este tipo de cuchillas se instalan en las entradas de energía de la subestación, ya sean líneas, cables o entradas a los transformadores de potencia, debido a que no se tiene la seguridad de que los interruptores de los otros extremos de las líneas puedan ser cerrados, ya sea por descuido o accidente.

Construcción

En la figura I.12 se muestra una sección de un polo en la posición "desconectado". Un polo esta compuesto esencialmente por los siguientes grupos principales:

- Caja de la cuchilla a tierra
- Árbol completo
- Palanca con enbridamiento y varilla de conexión
- Contacto del conector a tierra.

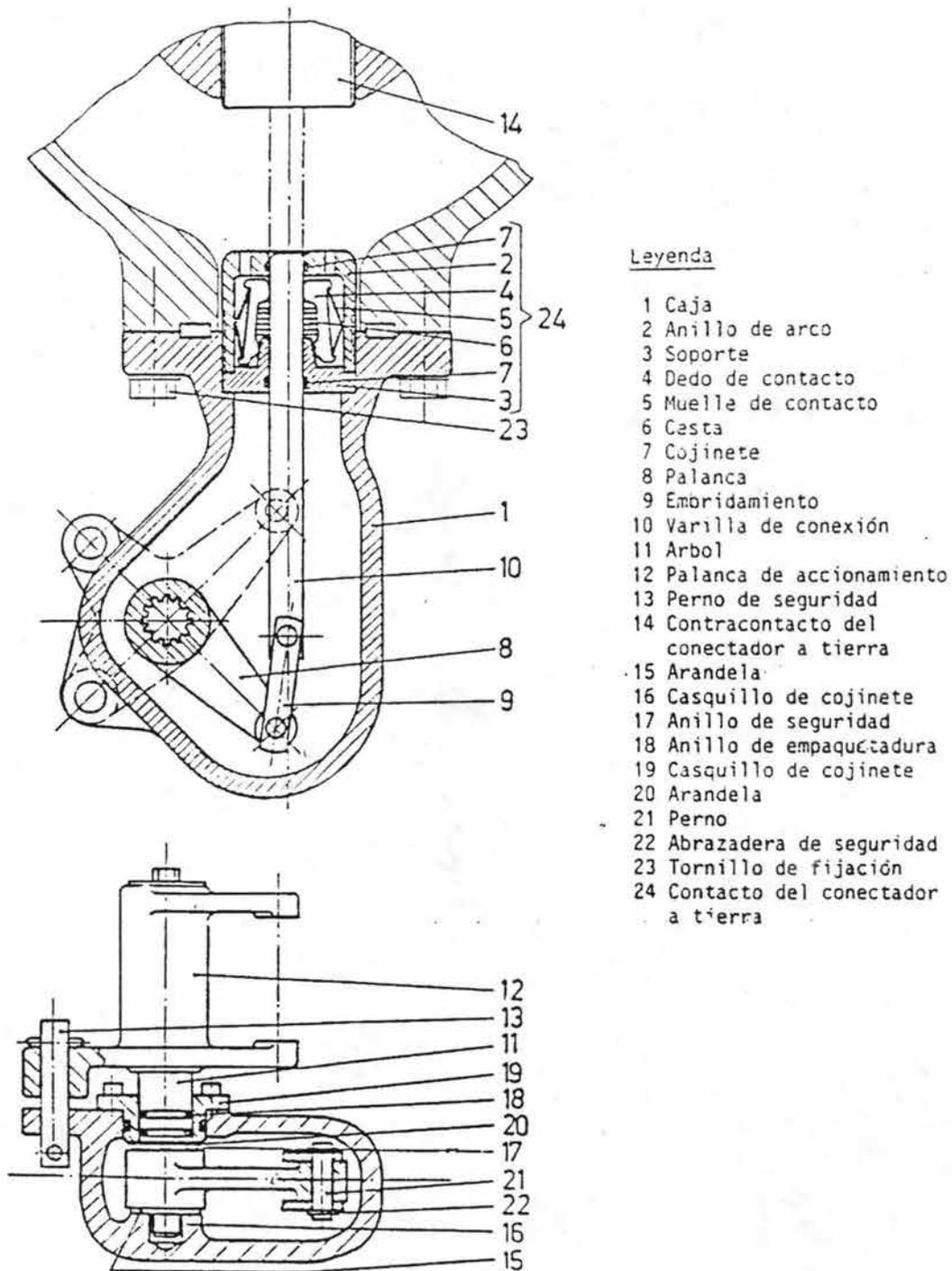


Figura I.12 Sección de un polo de una cuchilla a tierra.

Función.

La cuchilla a tierra está compuesta por la caja de la cuchilla (1) con contacto incorporado de la cuchilla a tierra (2....7 (24)) y con una varilla de conexión (10), accionada por una palanca (8) y el enbridamiento (9). El árbol de accionamiento (11) es conducido al exterior a través de la caja de la cuchilla a tierra. Con un movimiento de giro de 90° son accionadas las cuchillas a tierra con sus palancas (12) correspondientes de forma tripolar o monopolar. La posición momentánea de conectada o desconectada es señalizada por un indicador de posición en el varillaje de accionamiento con conectada o desconectada y se asegura mediante la inserción de un perno (13). El contracontacto de la cuchilla a tierra (14) esta incorporado en distintos electrodos y soportes.

La cuchilla a tierra no permite ninguna operación de cierre, si parte de la instalación donde se encuentra instalada está energizada. Esto se consigue por medio de bloqueos eléctricos. El bloqueo mecánico se consigue por medio del perno (13).

I.4 Descripción de las Barras.

La componente más sencilla de una subestación en gas es el conjunto de las barras conductoras. Dichas barras están formadas, por un tubo conductor de aluminio o de cobre, según la capacidad de corriente, de unos 15cm de diámetro, soportado por medio de aisladores repartidos en forma espaciada a lo largo de una cubierta tubular de aluminio a prueba de fugas, de 30 a 50 cm de diámetro exterior, conectada a tierra de tramo en tramo. El volumen entre el conductor y la cubierta se llenan con gas SF₆ a presión. Todas las juntas de la cubierta de aluminio están soldadas y forman una sección, además que sus extremos en

algunos casos están recubiertos de plata para mejorar el contacto. Las secciones se van conectando entre sí por medio de bridas selladas y atornilladas, hasta formar el conjunto de barras de la subestación.

Los conductores internos unen una sección con la siguiente por medio de contactos con dedos de tipo tulipán, que permiten buena presión de contacto, absorben la expansión térmica entre secciones y ligeros desalineamientos angulares, y así evitan en esta forma la transmisión de esfuerzos a los aisladores.

Los extremos están obturados por filtros que cierran las cavidades difíciles de acceso a la limpieza. Como se muestra en la figura I.13.

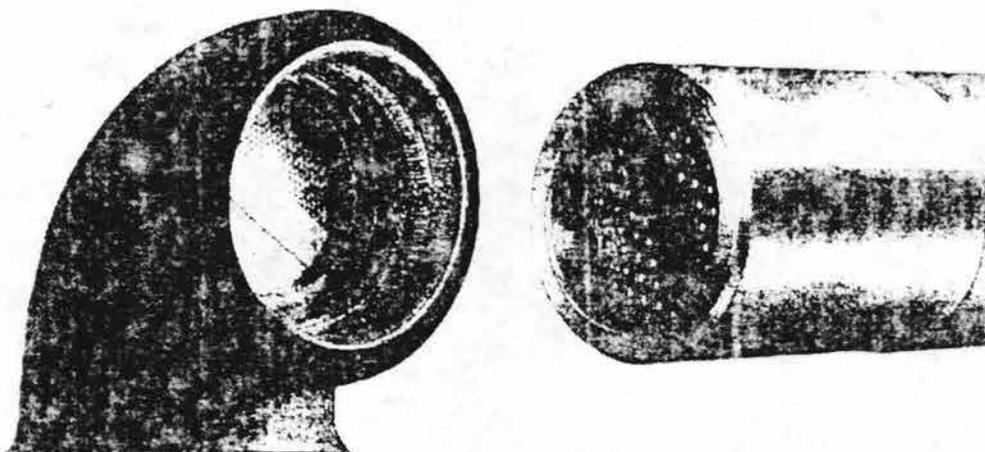


Figura I.13 Extremos de las barras obturados por filtros.

Para soportar las barras conductoras se utilizan dos tipos de aisladores:

Tipo disco para tensiones inferiores a 230 Kv.

Tipo cónico para tensiones mayores a 230 Kv.

Estos tipos son de resina ciclo alifática que no forma guías carbonizadas, en caso de producirse algún arqueo, durante las pruebas del equipo.

Los elementos de acoplamiento de la barra conductora.

Los elementos de acoplamiento permiten el acceso a las barras desmontables al realizar las operaciones de montaje, de desmontaje o de extensión de celdas.

El elemento de acoplamiento está constituido principalmente por una brida móvil (2) y una contrabrida (7) sujetas en las virolas de enlace por un conjunto de tortillería (pasadores, tornillo, tuerca, espaciadores). Los espaciadores (6) de sujeción y de posicionamiento, aseguran por el enlace equipotencial de las camisas, el tránsito de las corrientes inducidas. En ciertas versiones, los enlaces equipotenciales son realizados por trenzas de cobre. La estanqueidad entre, la brida móvil y la contrabrida está asegurada por una junta tórica alojada entre la contrabrida y un anillo, a su vez centrada sobre la contrabrida. La figura I.14 muestra los elementos que acoplan la barra conductora.

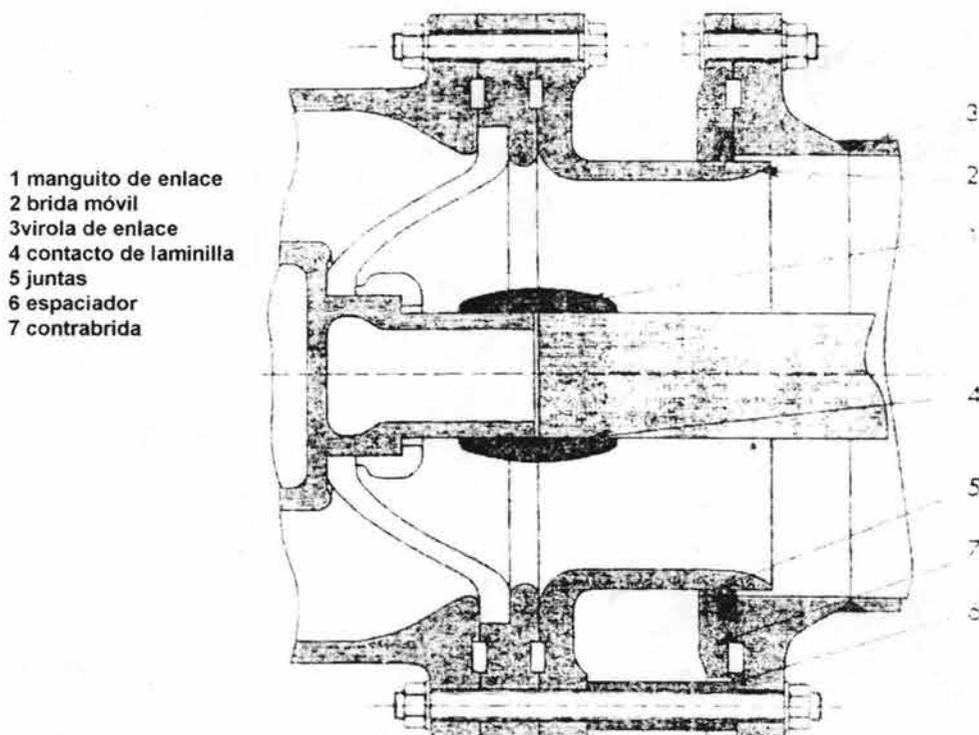


Figura I.14 Elementos que acoplan la barra conductora.

Desmontaje de la barra conductora.

La continuidad eléctrica entre la barra y el contacto está asegurada por un manguito de unión (1) para permitir el desmontaje, como se muestra en la figura I.15.

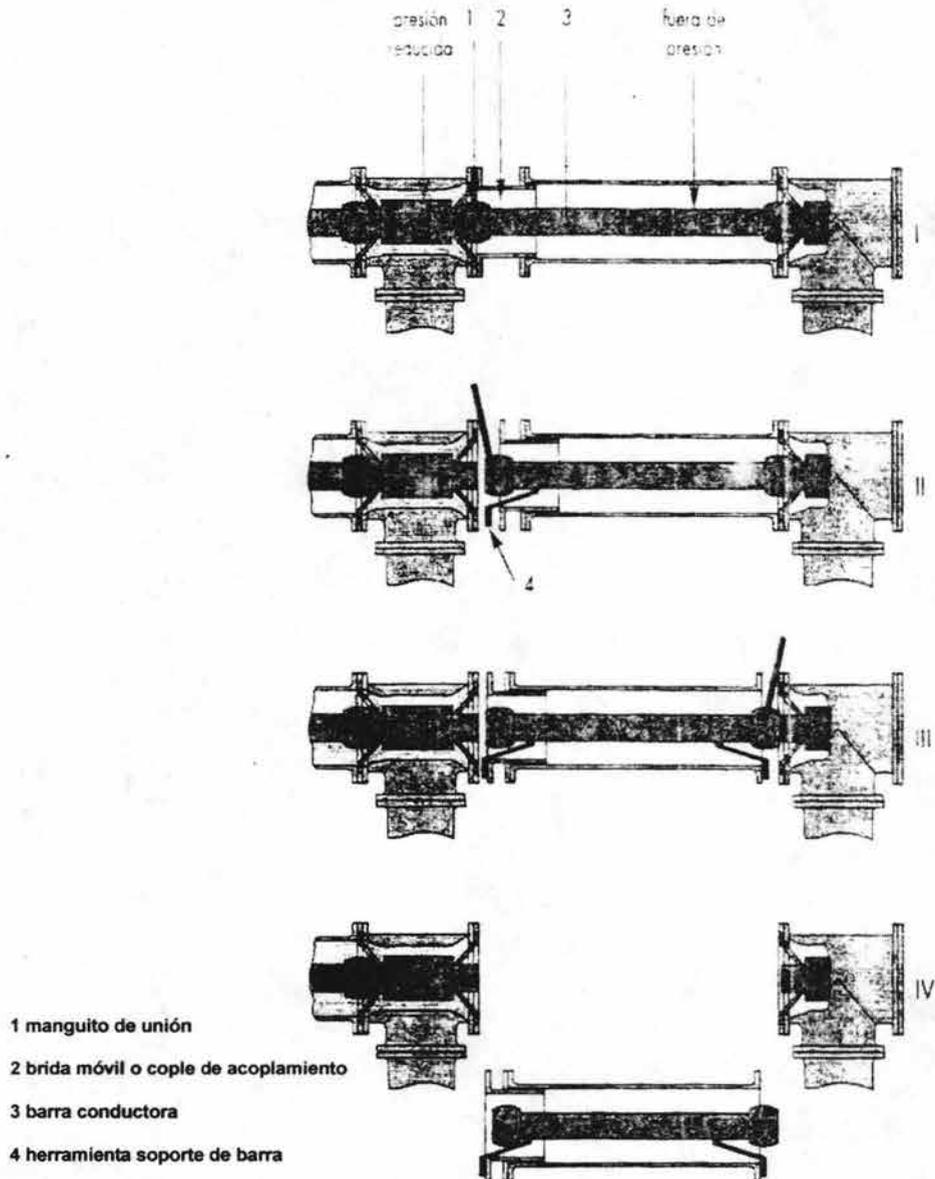


Figura I.15 Desmontaje de la barra conectora.

I.5 Descripción de los transformadores de tensión.

Estos equipos suelen ir instalados dentro de una envolvente metálica instalada en uno de los extremos de las barras colectoras y conectada a éstas por medio de bridas

Estos transformadores suelen ser de tipo inductivo. Estos transformadores se pueden utilizar en todas sus relaciones y prácticamente con todas las precisiones normalizadas, aunque los valores más utilizados son en precisiones de hasta 0.3% y para cargas de hasta 400 VA y pueden tener hasta dos secundarios. Estos límites no pueden ser mayores porque ello llevaría a dimensiones mayores en los transformadores, que los haría inaccesibles dentro de las envolventes metálicas.

Una potencia de precisión elevada sólo puede ser proveída por un transformador de modelo inductivo y que además, solo permite alcanzar las grandes especificaciones funcionales solicitadas.

Para prestaciones usuales el modelo capacitivo es la solución menos costosa. Los transformadores reductores de tensión capacitivos están constituidos por un empilado de condensadores elementales de papel impregnado en aceite, situado en una camisa aislante estanca. Este condensador está encerrado en una segunda camisa metálica a la masa, el aislamiento entre el condensador y la masa esta asegurada por el SF₆ como para el resto del fluobloc.

Los transformadores reductores de tensión inductivos son muy parecidos a los reductores para las estaciones convencionales. El transformador está situado en una cuba metálica, ya que el aislamiento está asegurado por el SF₆. En la siguiente figura I.16 se muestra una vista externa de un transformador inductivo.

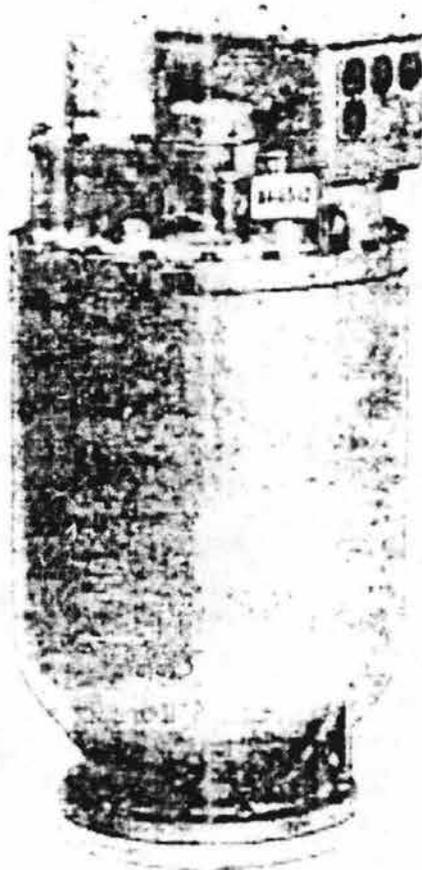


Figura I.16 Transformador de potencial tipo inductivo.

La estructura del transformador inductivo esta representada en la figura I.17 donde aparecen las partes que lo configuran.

Un transformador de tensión está compuesto principalmente de los siguientes elementos:

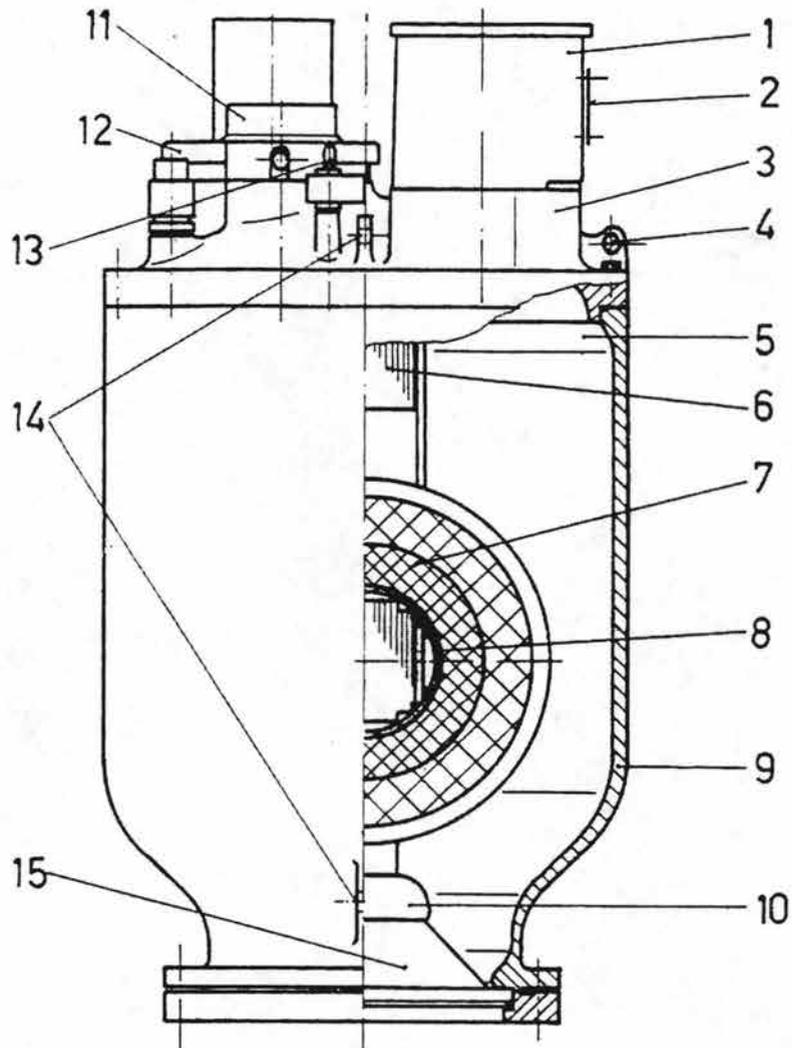
- Caja
- Grupo activo
- Aislador de alta tensión

La caja (9) con la tapa atornillada (3) es de aluminio forjado. Los cáncamos (14) van fundidos sobre la caja y tapa. En la tapa van ubicados la caja de bornes (1), la conexión a tierra (4), la placa indicadora de potencia (2), el vigilante de densidad (11), la válvula para llenado de gas (13) y la placa de rotura. La caja de bornes es espaciosa y permite el montaje de fusibles.

El grupo activo del transformador va atornillado en la tapa y se compone del núcleo (6), el arrollamiento secundario (8) y el bobinado de alta tensión (7) con el electrodo de alta tensión y la terminal de alta tensión (10).

Los extremos de los arrollamientos secundarios son conducidos fuera de la caja a la caja de bornes (1), a través de un paso múltiple impermeable al gas. El terminal del lado de tierra del bobinado de alta tensión, aislado para 4 Kv, es igualmente conducido a un borne en la caja de bornes, siendo allí puesto a tierra.

El aislador (15) se le ha dado una forma de cono. La pieza de conexión va incorporada al cono con laminillas MC.



- | | |
|--------------------------------------|--------------------------------|
| 1 Caja de bornes | 9 Caja |
| 2 Placa indicadora de potencia | 10 Terminal de alta tensión |
| 3 Tapa | 11 Vigilante de densidad |
| 4 Conexión a tierra | 12 Placa de rotura |
| 5 Aislamiento de gas SF ₆ | 13 Válvula para llenado de gas |
| 6 Núcleo | 14 Cáncamos |
| 7 Bobinado de alta tensión | 15 Aislador |
| 8 Bobinado secundario | |

Figura I.17 Partes de un transformador de potencial tipo inductivo.

CAPITULO II. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO REMOTO

II.1 Definición y tipos

El propósito de un sistema de monitoreo es proporcionar la habilidad para ejercer control sobre un dispositivo específico, y confirmar su funcionamiento de acuerdo con la acción dirigida. La definición de control remoto para nuestro propósito es dada como un conjunto de equipos que proporcionan a un operador de una área remota suficiente información para determinar los estados de una componente de un equipo en particular, una subestación entera o una planta de generación, causando cambios en el equipo sin estar físicamente presente.

De acuerdo a la definición antes mencionada se entiende que múltiples alambrados directos son excluidos de está, aunque un sistema supervisorio puede existir para ejecutar control de adquisición de datos en una área específica, el arreglo normal es tener una localización centralizada recibiendo datos y ejerciendo control sobre muchas áreas remotas.

Tipos de control supervisorio.

Los sistemas pueden variar de simples maestra-remota a instalaciones múltiples maestra-múltiples remotas y múltiples submaestras-múltiples remotas.

El sistema simple usualmente esta referido a un sistema uno a uno, el cual es frecuentemente encontrado donde hay un único objetivo a ser realizado, como el

control remoto de un hidrogenerador o generador de picos para manejar una planta de sitio. El sistema uno a uno es un diseño de mucho uso con un grupo de limitadas funciones que realizaran el propósito deseado. En muchos casos el alcance y capacidad del sistema uno a uno es completamente definido como el comienzo del proyecto y la capacidad de expansión es muy poca. Además, en algunos sistemas uno a uno, la interfase hombre maquina (MMI) puede ser cableada directamente para que una vez implementado el sistema esté sea difícil de cambiar.

Es interesante notar que casi todos los sistemas con los que se cuenta hoy; de los más pequeños a los más grandes; hacen uso de la tecnología cibernética actual.

En la figura II.1 se muestra el sistema simple y la conexión que existe entre la subestación eléctrica, la unidad remota y la estación maestra



Figura II.1 Enlace directo entre la subestación, la unidad terminal remota y la estación maestra.

Otro tipo de sistema frecuentemente encontrado es el sistema Maestra - Múltiples Remotas instalado para el propósito de control supervisorio y adquisición de datos. Tales sistemas controlan no más de 25 estaciones remotas y tienen un limitado grupo de funciones para realizar. Muchos de estos sistemas son actualmente basados en tecnología y plataformas de computadoras personales

(PC). En la figura siguiente II.2 se muestra la conexión del sistema maestra a múltiples remotas.

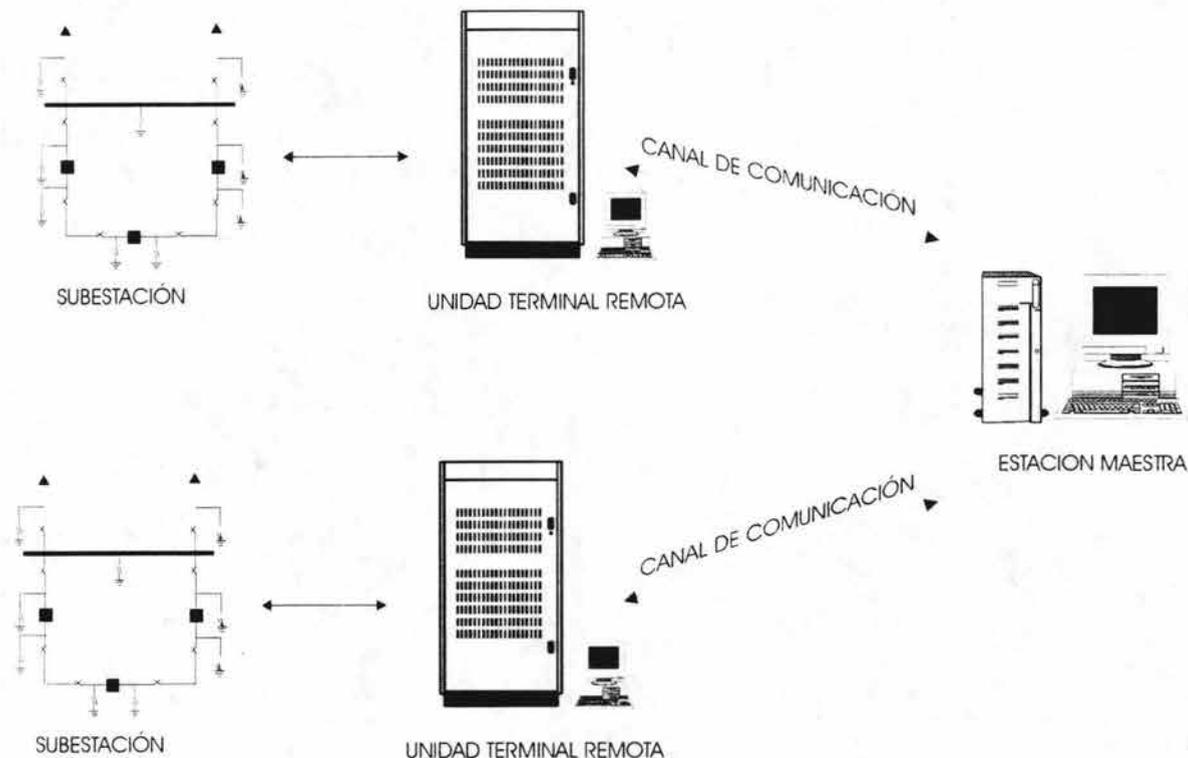


Figura II.2 Conexión de maestra a múltiples remotas.

Cuando el tamaño del sistema se incrementa, los cambios son usualmente en el número de unidades terminales remotas (UTRs), el número de programas de aplicación o funciones especiales y la sofisticación y utilidad de la Interfase Hombre Maquina (MMI). El sistema puede incluir estaciones de múltiples maestras y/o submaestras y usualmente cientos de UTRs. El sistema múltiples maestras-múltiples remotas incluye muchas características y funciones, incluyendo técnicas avanzadas en MMI, que van mas allá del tradicional sistema SCADA. Tales sistemas algunas veces incluyen ingeniería y utilidades de primer

nivel, programas de software para propósitos especiales que son extremadamente costosos. El tiempo estipulado para la puesta en operación de tales sistemas es mayor de 3 años. En la figura II.3 observamos el enlace en el tipo de sistema múltiples maestras-múltiples remotas.

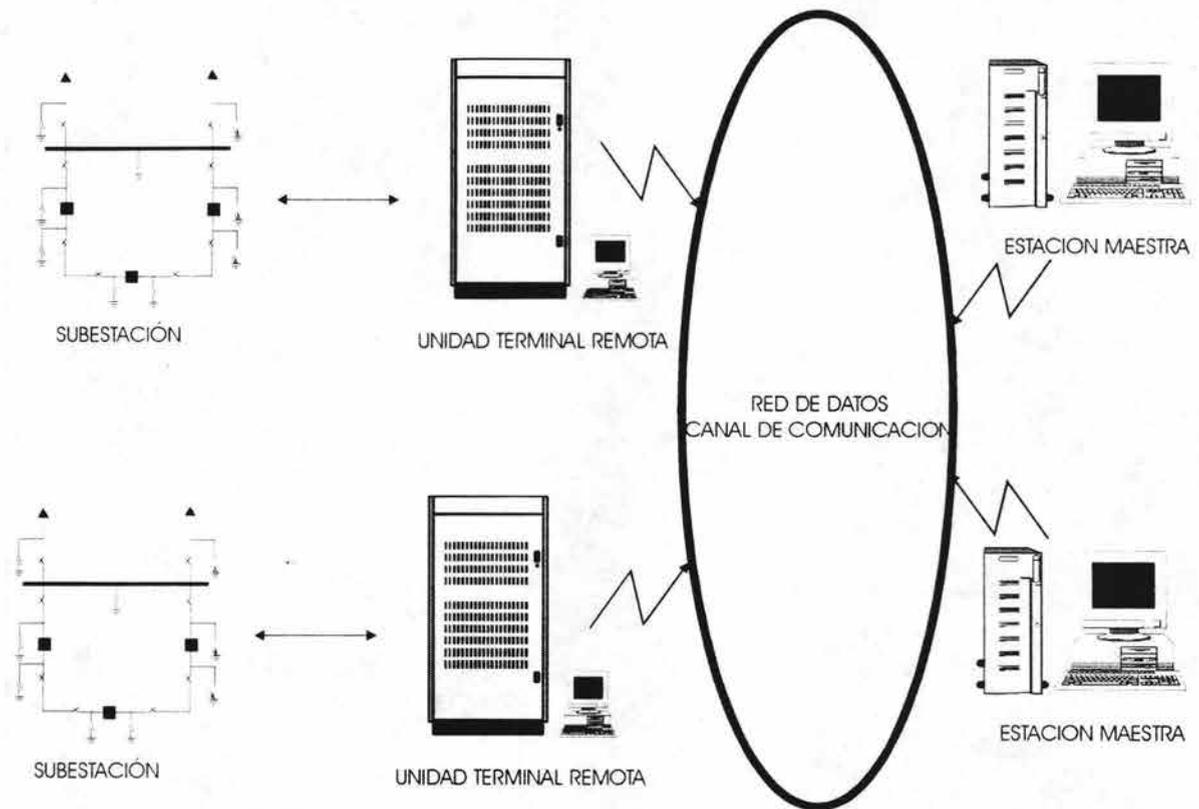


Figura II.3 Enlace entre múltiples maestras-múltiples remotas.

II.2 Aplicaciones

El propósito de colocar un sistema supervisorio es para ejecutar control remoto. Por lo tanto, podemos afirmar que la razón para instalar un sistema supervisorio es proveer a los operadores del sistema con suficiente información y capacidades de control para operar un sistema de potencia, en una manera confiada, segura y económica.

Una vez que la función del sistema fue decidida, el hardware y software proveen una lista de capacidades a considerar. Hay características y opciones que son atractivas para un gran número de usuarios, además del tradicional sistema de operadores.

Una vez que se sabe como será usado el sistema supervisorio, las características requeridas para lograr los objetivos del sistema deben ser identificadas. Entonces, estas características que reúnen los objetivos del usuario pueden ser utilizadas para empezar la instalación.

Control supervisorio y adquisición de datos (SCADA).

Un sistema SCADA, es limitado para ejecutar aplicaciones de un tradicional control supervisorio y adquisición de datos. Estas funciones incluyen la recopilación de datos y la ejecución de funciones de control. También en un sistema SCADA son usualmente incluidos discos de respaldo y otras funciones de reportes de datos. En resumen, un sistema SCADA reúne, presenta información y permite el control de elementos seleccionados.

SCADA / Control automático de generación (AGC)

Un sistema SCADA / AGC es similar a un sistema SCADA simple, excepto que incluye algunas aplicaciones de control de generación. Estas utilidades incluyen el cálculo de error por área, monitoreo de enlaces de líneas y frecuencia y la ejecución de unidades de generación a través de un centro de operación.

Sistema administrador de energía (EMS)

El sistema EMS contiene todas las aplicaciones de los sistemas SCADA en términos de recopilación de datos y ejecución de control. Además provee muchas funciones encontradas en una empresa eléctrica.

Un sistema típico EMS incorporará una gran cantidad de computadoras y probablemente un extensivo sistema de almacenamiento en línea. El MMI puede ser muy complejo, incluyendo el uso de graficas por monitor, tableros dinámicos de mapas, grabación de mapas geográficos, etc. El software del EMS incluirá programas para análisis, funciones de seguridad, diagramas de carga, etc. Como el EMS es considerado el principal centro de control de las utilidades, este incluye extensivas facilidades para almacenar y cambiar datos, y, quizás, intercambiar operación de análisis y reportes.

Sistema administrador de distribución (DMS)

El DMS fue desarrollado recientemente. En un principio, las empresas eléctricas pusieron mayor énfasis en el sistema EMS porque fue usado para controlar por completo el sistema eléctrico. El EMS provee capacidades para operar el sistema de potencia de una manera segura, confiable, y económica. Una vez que el EMS

fue un hecho, las empresas eléctricas empezaron a mirar el resto del sistema de potencia para determinar qué podía hacerse para mejorar en seguridad, confiabilidad, y economía la energía eléctrica para el consumidor. El propósito es aplicar todas las utilidades del EMS, desarrollo de funciones y utilidades que mejorarían la confiabilidad y eficacia de la distribución del sistema.

Inicialmente el DMS fue un simple monitoreo de la distribución de la alimentación de carga y control de la subestación. Como tecnología de desarrolló, el monitoreo y control fue extendido a las líneas de alimentación mas allá de la subestación enlazada. Dispositivos de precierre, sectorizados e interruptores fueron automatizados de modo que un centro de control tuviera una imagen de los eventos que ocurrían en el sistema de alimentación. El personal de reparación era enviado directamente al área del problema y en muchos casos el control remoto de los interruptores aislaba el problema a una pequeña parte de la red o de la línea. Los modernos sistemas DMS incorporan programas de análisis de topología que son manejados por un operador que aísla la falla y restaura el servicio. Algunos programas computacionales incluyen la habilidad para emitir automáticamente comandos de control que reconfiguren el sistema de alimentación para restaurar el servicio.

Sistema administrador de carga (LM)

Las empresas están empezando a reconocer los beneficios del LM como una aplicación que puede controlar la demanda pico y producir economías sin inconvenientes para el cliente. En algunos casos, el LM es agregado como una función del EMS, o Centro de Control de Energía a causa de los requisitos de uso en el control de la demanda pico y generación de energía. De modo que, la tendencia es implementar funciones LM al Centro de Control de Distribución, a

veces como un sistema de una sola posición y a veces como una parte integral de un DMS.

Lectura de medición automática (AMR)

Los sistemas modernos pueden incorporar muchas de las aplicaciones que previamente no eran practicadas debido al costo de las comunicaciones. Con los actuales desarrollos usando las líneas de potencia como líneas de comunicación, estas funciones de repente llegaron a ser más prácticas, bajo ciertas condiciones, más económicas que los métodos tradicionales. Por ejemplo, una vez que las utilidades para las funciones LM son instaladas, es una modesta extensión agregar la habilidad para leer medidores e integrar los datos.

Sistemas de mapeo automático / administrador de utilidades (AM/ FM)

Finalmente, con el crecimiento en sofisticación de los sistemas, la integración de las técnicas del sistema AM/ FM están empezando a presentarse. Estas técnicas, incluyen aplicaciones para mapeo geográfico de sistemas eléctricos, con las que se puede restaurar rápidamente el servicio o la provisión de otros servicios para los clientes.

II.3 Características de los factores del sistema

Una vez que la decisión de que un sistema de supervisión es necesario, deseable, o es conveniente tenerlo, un proyecto o estudio del propósito debe ser establecido

para determinar la necesidad y/o fin de un sistema. El estudio debe considerar y definir varios factores importantes antes de que los detalles del trabajo puedan empezar. Algunos de los factores incluyen:

- Usuarios y prioridades.
- Disponibilidad de datos.
- Requisitos del usuario.
- Localidades físicas de los Usuarios.

Usuarios y prioridades.

La mayor parte de los sistemas supervisorios son justificados e instalados con el propósito de proveer a los operadores del sistema de potencia con Información y capacidades de control que son necesarios para reforzar algunos aspectos del funcionamiento del sistema de potencia. Con los datos se piensa alertar al operador de algunos problemas y la capacidad de control provee la habilidad para responder de una manera oportuna y efectiva. Otros datos suministrados al operador del sistema de potencia son necesarios para la generación de archivos e informes.

Otro usuario potencial de datos serían los departamentos interesados con el intercambio y almacenamiento de registros.

El departamento de protección o sección de apoyo de una compañía debe incluir muchos usuarios potenciales de datos que pueden ser obtenidos a través de un sistema de control supervisorio. Un ejemplo típico es la determinación de la operación correcta de los relevadores para una falla, o posiblemente determinar porqué los relevadores no operaron como se esperaba. Los modernos UTRs son capaces de apoyar funciones de secuencias de eventos (SOE), con etiquetas de

datos cambiando tan rápido como un milisegundo. Estos datos pueden ser muy útiles para analizar problemas del sistema de potencia y asegurar el correcto funcionamiento del sistema de la protección.

Los departamentos de mantenimiento deben tener un uso muy significativo para los datos de un sistema de control supervisorio.

Los departamentos de producción se interesarían por centralizar la colección de datos relacionando a la unidad y planta de generación, la estación de servicio, uso de combustible, eficiencia, condiciones generales del sistema, etc.

Varios sectores administrativos de la compañía deben tener los datos en forma de reportes resumidos presentando la indicación de cómo el sistema de potencia se ejecutó. Estos reportes pueden incluir datos del suministro total de energía por día, semana, mes o año, el costo promedio, uso de combustible, Intercambio total de transacciones por día (compra y venta), y muchos otros indicadores que indican el manejo a seguir y porqué.

Disponibilidad de datos.

Teóricamente es posible que un sistema de supervisión pueda recoger datos pertenecientes a cada evento o actividad del sistema de potencia. En otras palabras, es posible que la completa operación del sistema de potencia pueda ser centralizada dentro de un centro de operación. Este centro pondría en marcha, el monitoreo y el cierre de plantas de potencia, operar los sistemas de transmisión, ejecutar las operaciones de seccionalización y switcheo, mantener todos los archivos de registros federales, estatales y de regulación, mantener todos los archivos que relatan la venta y compra de energía y en general, la operación por

completo del sistema de potencia. Esto se hace a través de modernos desarrollos en software y hardware de computadoras.

Una lista típica de datos recolectados para un sistema supervisorio Incluiría por lo menos los siguientes artículos.

■ Datos de la Distribución

- Alimentación de parámetros analógicos
- Balance de alimentación
- Control y operación seccionalizada
- Operaciones de interruptores
- Cierre de Alimentadores
- Operación de recierres

■ Datos de la Subestación

- Voltajes de bus
- Parámetros analógicos de línea
- Parámetros analógicos de transformador
- Posición del tap del transformador
- Estado del relevador
- Alarmas de subestación
- Alarmas de Transformador (presión, diferencial, temperatura)
- Lecturas de Mw-hora y Mvar-hora
- Estado de la protección
- Información SOE

■ Datos de la Planta de Potencia

- Parámetros analógicos de unidades de generación
- Parámetros analógicos de unidades auxiliares
- Unidades de generación (MwH, MvarH)
- Unidades auxiliares (MwH, MvarH)
- Voltajes de bus
- Límites del Generador (alto, bajo)
- Límites de control del Generador (alto, bajo)
- Datos de función de la unidad (uso de combustible, temperaturas del agua, posición de válvulas, ambientes restringidos, equipos restringidos, etc.

■ Datos de Operación del Sistema

- Venta y Compra de Energía
- Sistema de carga
- Datos confiables (interrupciones, etc.)
- Control de funcionamiento
- Operaciones restringidas
- Datos de ambiente

Requisitos del usuario.

Suponiendo que el sistema supervisorio esta diseñado e instalado principalmente para el uso de operadores del sistema de potencia, es razonable considerar sus primeras necesidades.

El requisito más difícil de satisfacer, son los datos específicos que requiere el operador del sistema, y solo esos datos, que rápidamente y positivamente alertaran al operador de un problema. Además, se debe proveer al operador con los medios para tomar la acción correctiva en una manera oportuna.

Los datos que no son esenciales para resolver un problema dado no son solo innecesarios, si no que pueden causar distracciones y ocultar el problema. Esto implica que el sistema supervisorio debe tener algunas habilidades para seleccionar la entrada de datos, de manera que el operador no sea distraído con algunos datos sin relación. Una forma simple de seleccionar es reportando con limitación. Esto significa que si una parte de los datos esta dentro de los limites que han sido definidos como "normal", ninguna alarma o mensaje será generado. Un ejemplo es el despliegado de limites en las bases de algunos estándares de temperatura, viento, calor solar, frecuencia, etc.

La necesidad para cuidar la consideración y diseño en el área de alarmas no puede ser sobre presión. Tanta información puede ser tan mala como poca. Si el operador de la subestación es constantemente distraído por algunos mensajes y alarmas de prioridad que no son realmente importantes, habrá una tendencia a bloquear todas las alarmas y mensajes, creando un serio problema. (Esta es la manera dinámica de que los tableros mímicos y otras formas visuales y audibles sean encontrados en los centros de control ayudando directamente al operador.). Finalmente, el operador del sistema llegara a enterarse de todos los problemas, pero el tiempo demorado causado por información extraña puede ser perjudicial.

Hoy en día se crea software que ayudara a proveer las selecciones de las alarmas. Por ejemplo, se empiezan a requerir programas que dinámicamente ajusten limites basados sobre condiciones ambientales, y un gran convenio de investigación en técnicas de procesado de alarmas con inteligencia artificial.

Una de las razones para este esfuerzo, es el hecho de que una parte de la información de campo puede resultar en la generación de muchos mensajes y alarmas. Por ejemplo, el simple cambio del estado de un bit, indicando que un circuito breaker ha sido dañado, puede posiblemente generar los siguientes mensajes y alarmas:

- Interruptor Abierto
- Línea fuera de servicio
- Bajo voltaje en uno o varios buses
- líneas sobrecargadas
- Bus desconectado del sistema
- Alarmas de subestación
- Alarmas de protección del sistema

El resultado de un interruptor abierto puede generar muchas alarmas y mensajes. Por lo tanto, el sistema debe tener la capacidad de diferenciar todas las alarmas y mensajes que se multiplican rápidamente, para que el operador pueda identificar ágilmente su prioridad.

Controlar un sistema de potencia requiere de datos que se estén actualizando constantemente. El intervalo de tiempo entre la aparición de un evento y el tiempo que el operador es alertado debe ser un intervalo tan corto como sea posible. Es interesante notar que el Operador del Sistema de Potencia es casi el único usuario que necesita los datos de tiempo real. La mayoría de los otros usuarios tienen la necesidad de una base de datos de las acciones realizadas. Si los datos son generados a una velocidad que permita un análisis y control en tiempo real del sistema eléctrico de potencia, las características de la mayor parte de los programas de aplicación también serán satisfechos.

Los operadores del sistema necesitan responder rápido. Cuando el operador solicita un desplegado, cada 5 segundos de retraso pueden parecer una vida. Alarmas que aparecen mucho tiempo (30 segundos) después de inicializado el evento pueden solo causar confusión. Los indicadores de alarma que continúan parpadeando o sonando por mucho tiempo, después de que la alarma ha sido reconocida, también causan confusión. Todas estas cuestiones son una necesidad primaria para tomarse en cuenta en los programas o procesos que relacionan a la MMI (Man Machine Interface).

La información de una alarma requiere una especial consideración para su organización. Además, debe haber múltiples categorías de alarmas; las cuales pueden ser subdivididas en varios niveles de prioridades. Es deseable que las alarmas sean fácilmente asignadas a diferentes niveles de prioridad o categorías para poder permitir hacer cambios en las condiciones del sistema.

Como los sistemas de potencia llegan a ser muy grandes, hay una tendencia a que los operadores del sistema se especialicen en diferentes actividades, tales como Control de Generación, Operaciones del Sistema de Transmisión, Operaciones del Sistema de Distribución, Planeación, etc. Esto debe ser tomado en cuenta en el diseño del sistema para que cuando ocurra la especialización, el cambio pueda ser implementado fácilmente. Esto implica gran flexibilidad en el diseño del sistema MMI, para que las asignaciones de alarmas y datos puedan ser hechas sobre las posiciones de operación.

Los requisitos típicos de los usuarios de análisis de datos, impondrán las siguientes necesidades sobre el diseño del subsistema de reporte:

- Los reportes deben ser bien organizados e incluir sólo los datos solicitados. Si es posible el sistema de reportes debe proveer toda la información principal para que no se requieran formas preimpresas.

- Se debe definir y adherir un formato estándar para unidades de cinta magnética u otros medios de almacenamiento de datos
- Los reportes generalmente se definen en bases horarias, diarias, o mensuales, o en el momento en que ocurren los eventos. El sistema de reportes debe permitir tantos formatos como se requieran.

Localidades físicas de los usuarios.

Los usuarios del sistema en general, son dispersados al rededor de la compañía; funcionalmente y geográficamente. En un caso ideal, cada usuario tiene una terminal de modo que los datos de interés pueden ser rápidamente accedados. Sobre esto, las utilidades de comunicaciones son requeridas para que el proceso de distribución de datos pueda ser establecido eficientemente. Las técnicas modernas de establecer comunicación con redes WAN, ayudan dentro de la solución de este requisito.

Es inútil decir que, el operador del sistema requiere un MMI de tiempo real. La presentación de datos del MMI es básicamente visual, grabada o audible. En la categoría visual se encuentran los monitores (CRT), paneles mimicos, diagramas registrados, luces y otras formas de display. El formato de grabación es generalmente una forma de disco duro, sí es una copia del desplegado de un monitor en una copiadora o en una impresora. Algunas veces las cintas magnéticas son consideradas como dispositivos de registro; especialmente cuando los datos están siendo usados para un análisis fuera de línea o conectados con otras fuentes de datos. El sonido mas común es en forma de campana o timbre que llamara la atención del operador del sistema para

especificar un mensaje o alarma. En general, las alarmas audibles son algo limitadas; hay solo algunos sonidos que pueden ser diferenciados y ser recordados fácilmente para distinguir su significado. Así, operaciones de interruptores pueden resultar dentro de una forma de alarma audible, otras alarmas de alta prioridad podrían tener otro sonido y las alarmas de poca prioridad posiblemente no llevan una indicación audible.

En la categoría visual, el display mas común es el monitor. Generalmente, los monitores de color permiten una mejor presentación de la información, en una manera fácilmente de entender pero con cuidado en el diseño y atención a las necesidades del usuario, un monitor en blanco y negro puede ser usado. Con el desarrollo de sistemas de full graphic, el monitor blanco y negro probablemente encontrara aplicación solo en circunstancias limitadas.

Los monitores permiten una rápida presentación de los datos; previendo que el software del programa del monitor sea capaz de responder rápido y que el enlace de comunicaciones entre la salida de la computadora y el monitor sea capaz de operar a alta velocidad.

Con el desarrollo de los sistemas de display full graphics, es posible establecer "ventanas" sobre una pantalla de modo que cuatro o mas imágenes independientes puedan aparecer al mismo tiempo. Así, consolas equipadas con tres monitores permiten al operador del sistema monitorear doce o mas imágenes al mismo tiempo. Generalmente, los displays con full graphics son diseñados para proveer altas resoluciones de tal forma que en muchos casos la información pueda ser presentada mas compactamente y de una manera más legible.

Los paneles mimicos tales como Mapas de tablero son generalmente usados para presentar diagramas completos del estado del sistema. Por lo general un Mapa de tablero será diseñado para presentar solo bloques por subestaciones y líneas de

transmisión entre las subestaciones. Los detalles de las subestaciones son generalmente guardados en el sistema como diagramas de primera línea para la presentación en monitor. El trabajo que puede ser requerido en el Mapa de tablero es agregar o relocalizar líneas de transmisión o subestaciones. Muchos Mapas de tablero son dinámicos, presentados por luces o diodos emisores de luz (LEDs) indicando los estados de las líneas y las subestaciones.

Otro dispositivo visual que puede ser utilizado son las Megapantallas, que pueden recibir la señal grafica de otros dispositivos de video. El operador puede desplegar los gráficos o datos que tiene en su MMI hacia la Megapantalla como una forma de visualización completa.

A medida que los sistemas crecen, existe generalmente un deseo para descentralizar, de forma que los operadores se encuentren físicamente en áreas específicas donde puedan controlar los sistemas. Por otro lado, la consecuencia es que una gran transacción de información de datos e imágenes tendrá que ser transferida entre las varias localizaciones así que se necesita considerar de manera cuidadosa el tipo de comunicaciones que se utilizara. Una red de comunicación dedicada puede ser lo deseable.

II.4 Estructura

La figura II.4 presenta un panorama general sobre la configuración de los equipos que conforman la "Plataforma Informática de Control de la Subárea Metropolitana y Centros de Distribución". El sistema ofrece una solución integral al problema

más básico de los Centros de Control o sea, el Control Remoto y Adquisición de Datos en Tiempo Real; funciones conocidas como SCADA.

Los integrantes de esa plataforma Informática son sistemas de cómputo interoperando, localizados en diferentes sitios, estructurando en su conjunto una Red de Área Extendida, "Wide Área Network o WAN", la que soporta sus comunicaciones en una Red de Transporte de Datos X.25 de alta velocidad.

Cada uno de los sistemas de cómputo de la WAN, de los diferentes sitios, consiste de varias computadoras y otros componentes con conectividad en red, formando en cada caso lo que se conoce como una Red de Área Local (LAN), utilizando TCP/ IP para la interoperabilidad de los integrantes de la misma. Cada sistema LAN se identificará en lo sucesivo como:

- Maestra de Control de la Subárea Metropolitana, o maestra COSME.
- Maestra de Control de Operación Redes de Distribución Ecatepec o maestra CORDE.
- Sistema Control de Operación Redes Verónica o CORDV.
- Sistema de Control de Operación Redes Pedregal o CORDP.
- Concentrador Remoto de Datos Lechería, maestra COSME.
- Concentrador Remoto de Datos Lechería, maestra CORDE.
- Concentrador Remoto de Datos Tacubaya, maestra COSME.
- Concentrador Remoto de Datos Iztapalapa, maestra COSME.

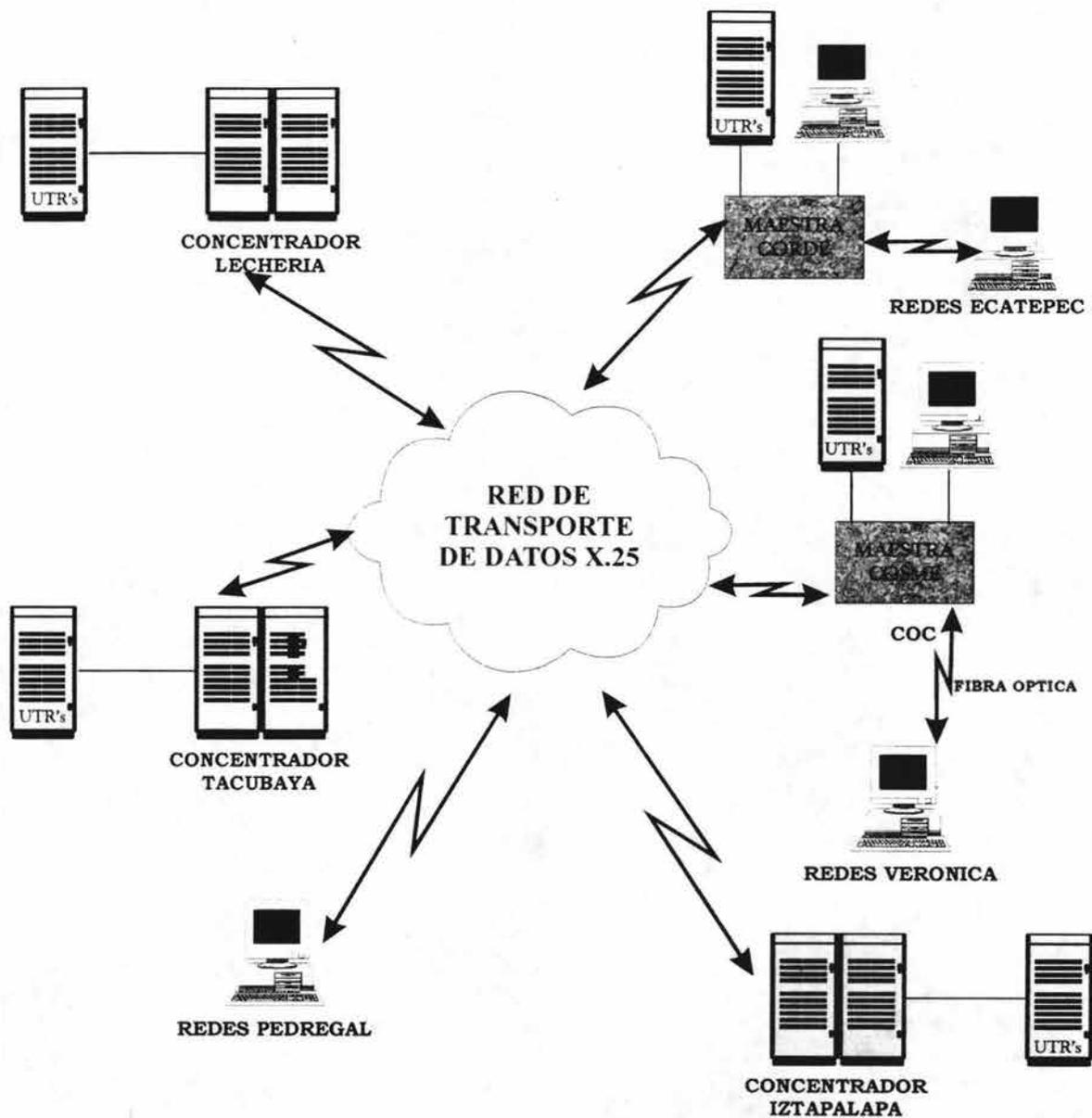


Figura II.4 Plataforma informática de control de la subárea metropolitana y centros de distribución.

La interoperabilidad de las maestras de control COSME y CORDE se establece a través del protocolo de comunicaciones WSCC.

Utilizando el protocolo WSCC, el enlace entre maestras está estructurado para permitir el intercambio de datos y el relevo de comandos de control remoto, iniciados desde alguna de las maestras, atendiendo a los requerimientos operativos de cada centro de control, satisfaciendo las necesidades de obtención y visualización de información, cuidando desde luego los aspectos de área de responsabilidad.

Las maestras COSME y CORDE, mantendrán sus relojes de tiempo sincronizados, aprovechando las señales de sincronía del satélite GOES, práctica común para este propósito.

La interoperabilidad de las maestras y los concentradores remotos de datos se realiza con TCP/IP sobre X.25, de acuerdo a la siguiente conectividad:

- Maestra COSME- Concentradores remotos de datos Tacubaya, Iztapalapa y Lechería.
- Maestra CORDE-Concentradores remotos de datos Lechería.

Los sistemas CORDV y CORDP deben verse como extensiones de la LAN COSME ya que estructuralmente son parte integral de esta maestra de control y constan exclusivamente de estaciones de trabajo para operación, así como equipo requerido para comunicarse con la maestra COSME.

Cada maestra de control tiene su infraestructura local de adquisición de datos y control. Entonces, en conjunto con los concentradores remotos de datos se conforma un frente de comunicaciones distribuido en sitios estratégicos, para ligar las unidades terminales remotas (UTR's) en forma desconcentrada.

Los nodos de adquisición de datos Iztapalapa y Tacubaya concentran la información proveniente de varias UTR's conectadas a ellos, para enviarlos a la maestra COSME por un mismo canal de alta velocidad, optimizando con ello los servicios de comunicación. Están constituidos básicamente por servidores de datos en tiempo real (RTDS) y equipos de comunicación con la maestra COSME.

El nodo de adquisición de datos Lechería tiene la misma funcionalidad que los nodos de Iztapalapa y Tacubaya, con la diferencia de que este nodo puede enviar datos tanto a la maestra COSME como a la maestra CORDE. Consta básicamente de servidores de datos en tiempo real y equipos para comunicarse con ambas maestras.

II.5 Estaciones Maestras

La figura II.5 muestra la configuración general de las estaciones Maestras de Control. La estructura de equipos que se indica es similar en ambas maestras de control COSME y CORDE. Las características particulares de cada maestra están definidas por la cantidad de equipos de los diferentes subsistemas que integran a cada una de ellas. En los siguientes subtemas se describirá cada bloque.

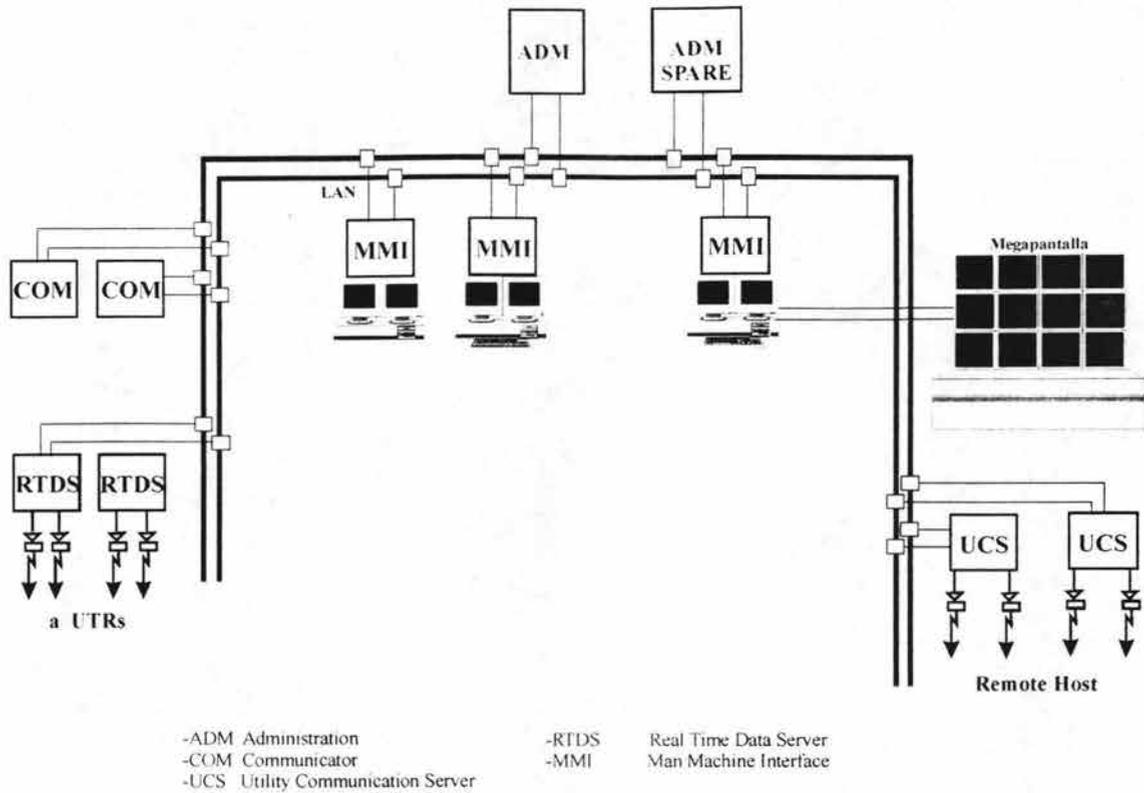


Figura II.5 Configuración general de la maestra de control.

Comunicadores (COM)

El controlador del tablero mímico, encargado de mostrar las posiciones de los interruptores de la red eléctrica y de señalar en que instalaciones se han presentado alarmas de emergencia, es el subsistema comunicador (COM). Consiste de dos servidores como se muestra en la figura II.6, donde se ve la configuración detallada del subsistema comunicador.

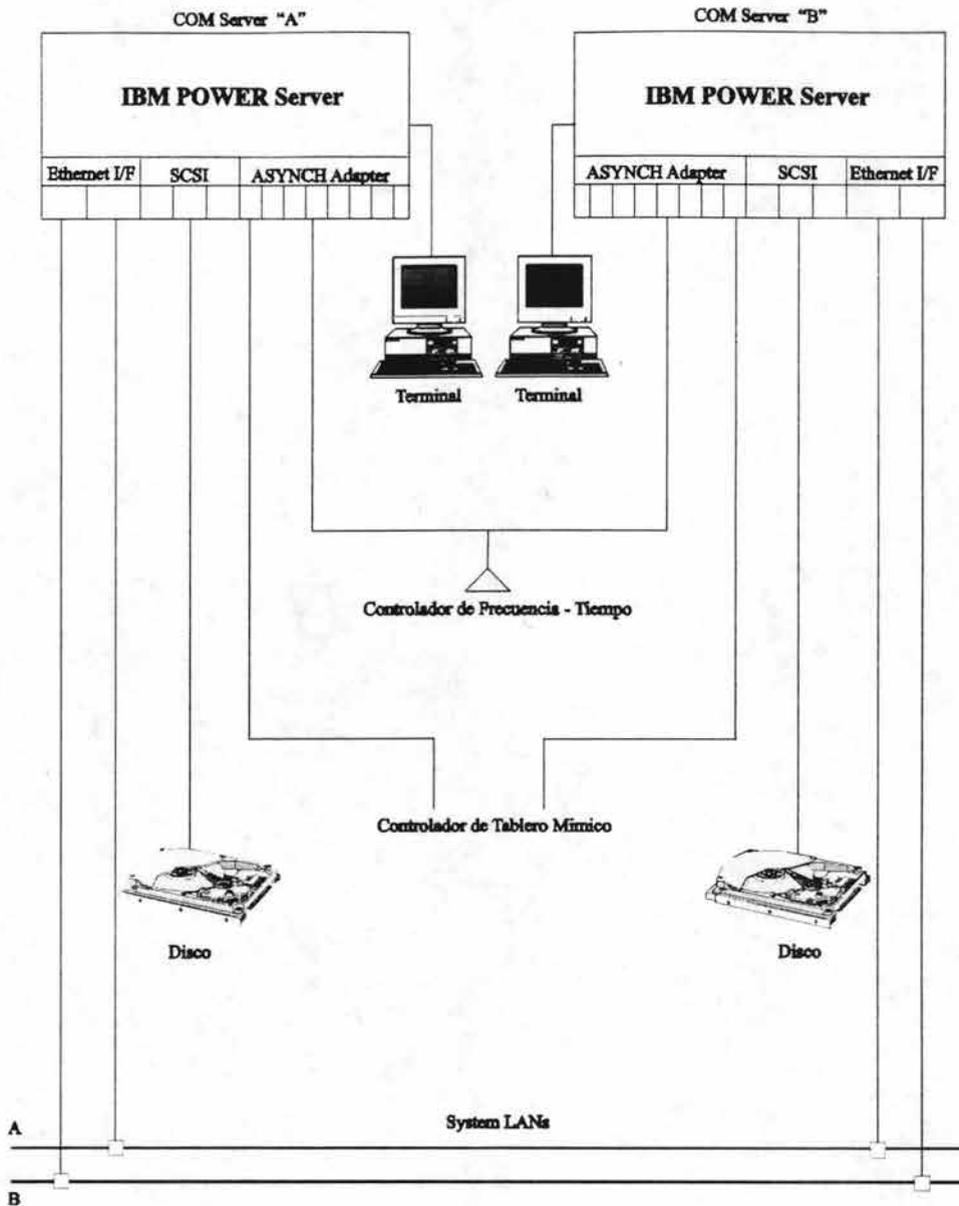


Figura II.6 Configuración detallada del subsistema comunicador.

Los componentes de hardware que cubren los requerimientos funcionales y de desempeño del control de proceso en tiempo real son los siguientes:

- Terminal no-gráfica
- Disco magnético para almacenamiento

- Conexiones LAN al sistema troncal Ethernet
- Dispositivos para servicio Tiempo / Frecuencia

Los servidores del subsistema COM son críticos para la operación de un sistema EMS. Se utiliza una configuración paralela con redundancia de respaldo activo, para lograr la confiabilidad y disponibilidad de los componentes de software y hardware. El monitoreo, las alarmas cuando se detectan fallas y la reconfiguración activa se proporcionan a los servidores a través de la Computer Network Management (CNM).

El subsistema COM incluye dispositivos de hardware que adquieren la información del tiempo a partir de una fuente estándar de tiempo GOES. Estos dispositivos también monitorean la fuente de alimentación eléctrica para calcular la frecuencia del sistema. Los valores de tiempo obtenidos se utilizan para la CNM para mantener la hora del sistema a través de la red de cómputo. El control de la generación automática requiere el dato de la frecuencia.

Interfase hombre maquina (MMI)

Este subsistema mostrado en la figura II.7 suministra la interfase de control de datos tanto local como remoto y las funciones de interfase, control y bitácora para el operador / despachador y demás personal de operaciones.

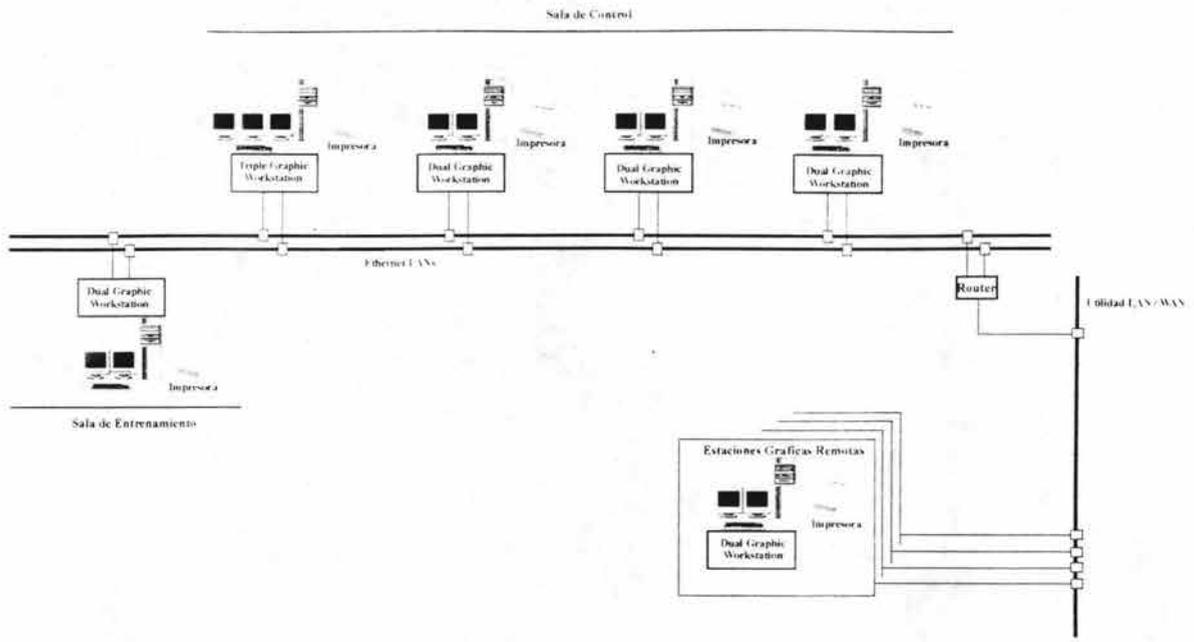


Figura II.7 Configuración del subsistema MMI.

El hardware que forma el subsistema MMI consiste de:

- IBM RISC/6000 POWER server
- Monitores despachador / operador, las consolas tienen dos monitores de video. Los monitores de video son de 19 pulgadas, de alta resolución con 1280 X 1024 pixels.
- Teclado, es un teclado especial para despachador con 125 teclas dedicadas con funciones específicas.
- Disco para almacenamiento magnético
- Conexiones LAN al sistema troncal Ethernet
- Impresoras. Estas sirven como bitácoras de consola
- Consolas remotas

Las comunicaciones a consolas remotas son vía conexiones puente / ruteador a otras LAN's o WAN's.

Las estaciones de trabajo MMI y hardware adicional de CNM se encargan del monitoreo y la generación de las alarmas cuando se detectan fallas. En este subsistema no se utilizan esquemas de redundancia para propósitos de alta disponibilidad, puesto que se pueden usar las consolas de otros despachadores / operadores como consolas de respaldo.

Servidor de comunicaciones (UCS)

El subsistema servidor de comunicaciones (UCS) consiste de dos servidores, uno en línea y el otro en respaldo, la figura II.8, nos muestra la configuración del subsistema servidor de comunicaciones (UCS). El subsistema UCS apoya las funciones de enlace WSCC. Este software desarrolla tareas relacionadas a la comunicación con lugares remotos.

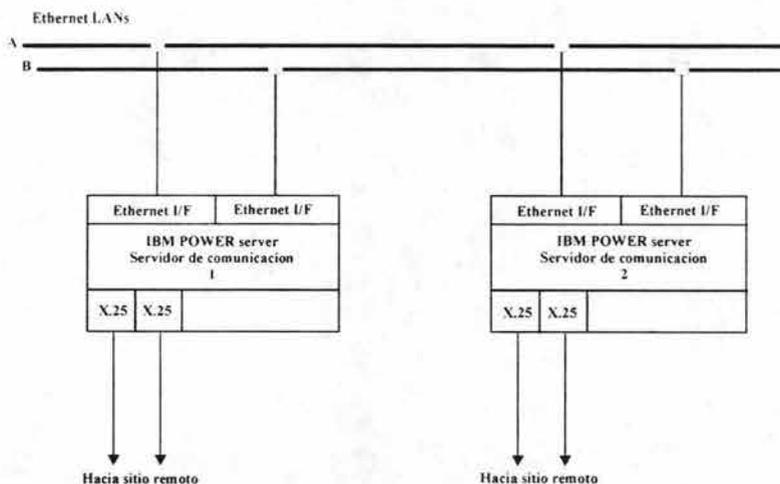


Figura II.8 Configuración del subsistema servidor de comunicaciones (UCS)

Los servidores son IBM RISC / 6000 POWER servers y proporcionan la potencia para las funciones de enlace de datos y el software base del sistema que se ejecuta en este subsistema. También proporcionan las conexiones al sistema troncal Ethernet para comunicaciones con otros subsistemas, el cual consta del siguiente hardware:

- Terminal no gráfica
- Disco magnético para almacenamiento.
- Conexiones LAN al sistema troncal Ethernet
- Puertos de datos X.25 para enlace WSCC

Para propósitos de confiabilidad y disponibilidad, se utilizan servidores duales. El CNM suministra los servicios de monitoreo, alarmas en caso de detección de fallas y reconfiguración activa.

Administradores.

El subsistema de administración (ADM) proporciona los servicios para la creación y la administración del modelo del sistema de información a través de una base de datos RDBMS, la creación y mantenimiento de despliegues de las subestaciones, almacenamiento y archivo de datos (HFD) y funciones de aplicación como: pronóstico de carga (LF), programador de transacciones de intercambio (ITS) y programador de interrupciones (OS).

La configuración detallada del hardware de este subsistema de administración se muestra en la figura II.9. El subsistema está basado en equipo IBM RISC/6000 POWER servers y consiste del siguiente hardware:

- Terminal no gráfica
- Controladores de cinta magnética
- Disco magnético para almacenamiento de datos
- Conexiones LAN al sistema troncal Ethernet
- Impresora en línea

Con propósitos de confiabilidad y disponibilidad se tienen servidores duales uno en línea y el otro en respaldo. La CNM (Computer Network Management) suministra el monitoreo, generación de alarmas por detección de fallas y reconfiguración activa.

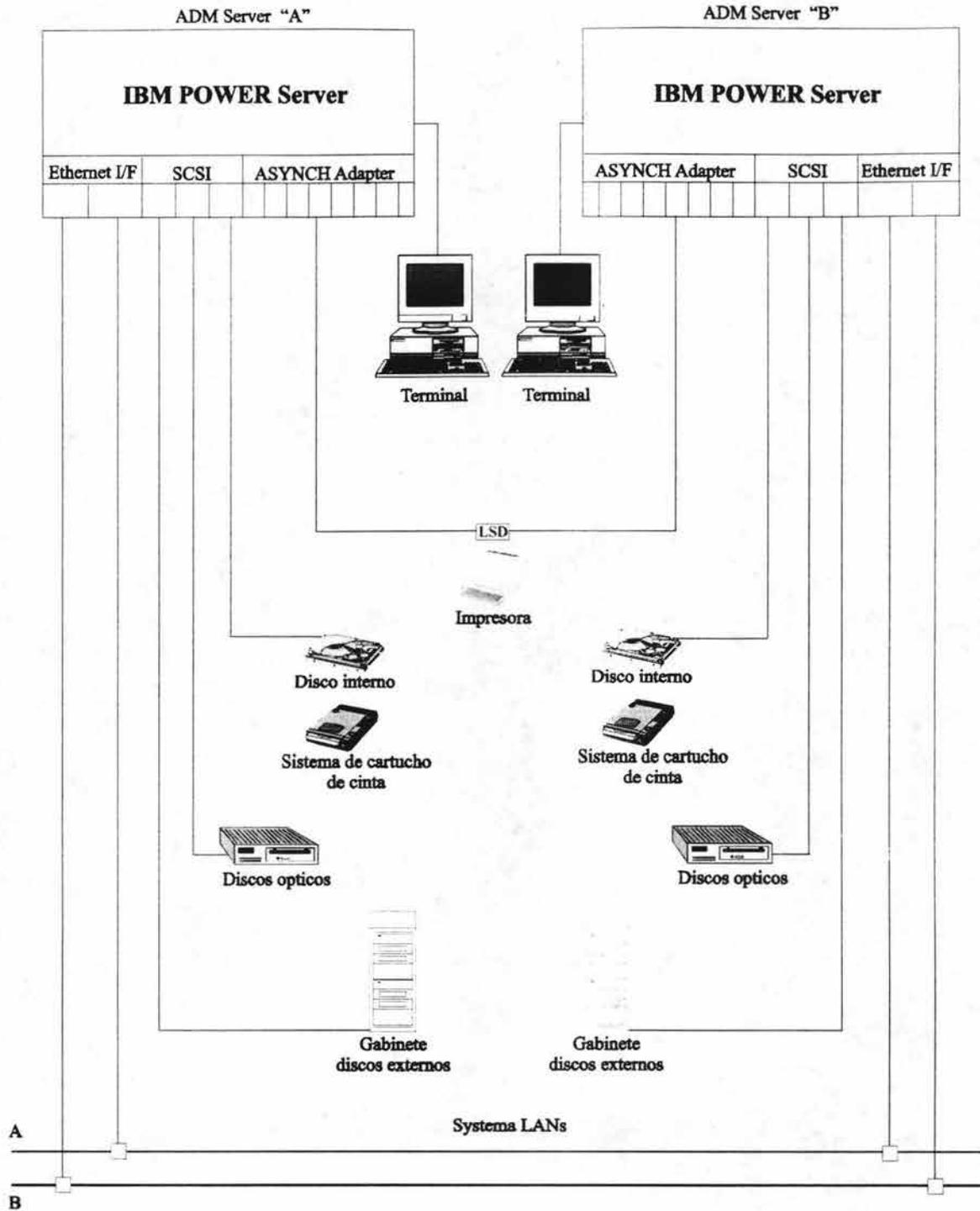


Figura II.9 Configuración del subsistema administración.

Servidor de datos de tiempo real (RTDS)

Cada una de las estaciones maestras de control cuentan con un frente de adquisición de datos constituido por una infraestructura local y Concentradores de Datos Remotos. Este subsistema está compuesto por Servidores de Datos en Tiempo Real (RTDS). Los RTDS desarrollan las funciones de exploración de las Unidades Terminales Remotas y transmiten los comandos de control a las mismas, además también manejan las Unidades Terminales Locales (UTL). El subsistema consiste de un par de servidores redundantes para proporcionar confiabilidad y disponibilidad, como se muestra en la figura II.10.

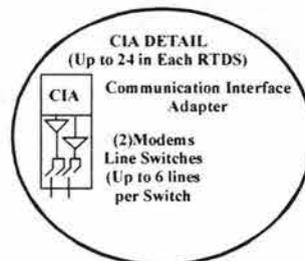
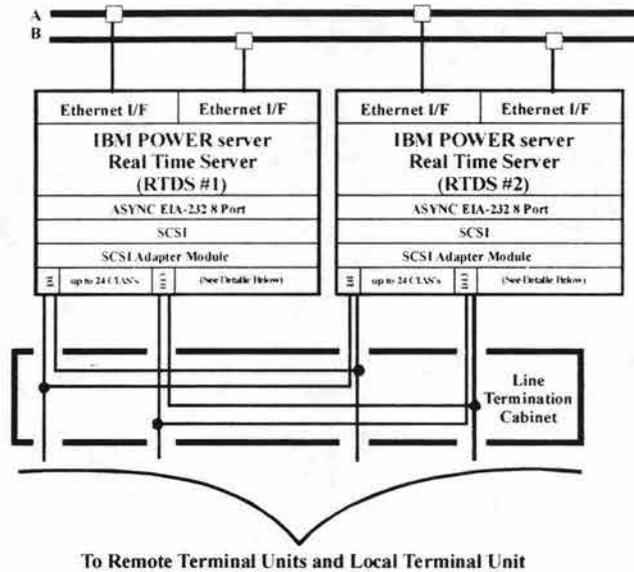


Figura II.10. Configuración del RTDS

Cada servidor RTDS incluye los siguientes equipos:

- Terminal no-gráfica.
- Disco magnético.
- Conexiones LAN al sistema troncal Ethernet.
- Módulo para Adaptación a la interfase SCSI (SAM).
- Adaptador para la interfase de Comunicaciones (CIA).
- Interruptores de línea.
- Modems

El Módulo de Adaptación SCSI (SAM) recibe las peticiones del bus SCSI del servidor anfitrión y las dirige al CIA correspondiente. Los CIA's son las responsables de la implementación adecuada de la disciplina del protocolo. Cada CIA tiene dos canales que esencialmente operan en forma independiente. Cada canal CIA se conecta ya sea a una línea RS232, un modem interno, o un modem externo. Si se utilizan modems, la salida analógica del modem se puede dirigir a los interruptores de línea que permiten la conexión de la señal analógica a cualquiera de seis líneas de comunicación analógica.

Puesto que el subsistema RTDS es básico para la operación adecuada del sistema, se proporcionan varios niveles de redundancia para lograr la disponibilidad y confiabilidad requerida del sistema. El diseño de la configuración del hardware procura que una sola falla no resulte en la pérdida de la capacidad para adquirir datos o emitir comandos a una terminal. Este criterio se logra vía las siguientes características del subsistema:

- Servidores RTDS redundantes.
- Acceso Ethernet independiente a sistemas LAN's independientes.
- Acceso dual a la UTR/UTL vía interruptores de línea.

- Bloqueo de hardware en cada CIA y SAM para asegurar la liberación de recursos, en el caso de una falla de software.
- Monitoreo de fallas / problemas y reconfiguración proactiva, basada en la bitácora de errores por la función de administración de la red de cómputo, específicamente:
 - Detección de falla de respuesta de la UTR.
 - Monitoreo de error del CIA.
 - Monitoreo de error del SAM.
 - Monitoreo de fallas del servidor.
- Recuperación automática a las fallas, específicamente:
 - Líneas de comunicación.
 - Adaptadores para interfase de comunicación.
 - Estación de trabajo UNÍX.

Ambos servidores RTDS están activos simultáneamente, compartiendo entre los dos servidores la carga total de exploración de las UTR's. Cada servidor es responsable de la exploración de las UTR's en diferentes canales de comunicación. En el caso de que alguno de los RTDS no se encuentre disponible para comunicarse en uno de sus canales asignados, entonces la responsabilidad de ese canal se transfiere al otro servidor. Si falla el servidor mismo, entonces todos sus canales se transfieren al otro servidor. Por lo tanto, cada servidor RTDS respalda al otro para fallas de un canal de comunicación individual así como en el caso de falla completa del servidor.

Megapantalla.

El subsistema de la Megapantalla consiste de un servidor llamado EOS, con un microprocesador tipo pentium III, 128 Mb en RAM, 10 Gb en HD, 2 tarjetas de red

100base NIC, tarjeta madre y fuente compatible con ATX y una tarjeta de video XGA o SXGA PCI.

Software

EOS-NT

Con la habilidad de correr todas las aplicaciones estándar de Windows.

EOS-X

X-Server 2.12 basado en Red Hat 6.0.

Protocolo estándar X11, compatible con muchas variaciones de sistemas Unix.

Octopus

El paquete Octopus client es instalado en la MMI del operador. Este software es una interfase entre el usuario y el sistema, permitiendo al operador la manipulación del control entre la MMI y la megapantalla.

Osiris

Osiris es una interfase de usuario grafica basada en UNIX/Linux diseñada para automatizar el control de varias aplicaciones y partes de la Megapantalla. La interfase reside en un controlador primario para la Megapantalla y este es modular. El único requisito necesario para su control, es una conexión de red y un software que interprete el protocolo X11.

Activación.

El archivo hosts debe contener una entrada, esta entrada esta relacionada al sistema donde se tiene instalada la base de datos, el host será una lista de todas

las MMI's con su respectiva dirección IP con las que podrá conectarse y por lo general la entrada corresponderá a una conexión con una MMI la cual tendrá el control del enlace.

En la figura II.11, se muestra la configuración del subsistema de la Megapantalla.

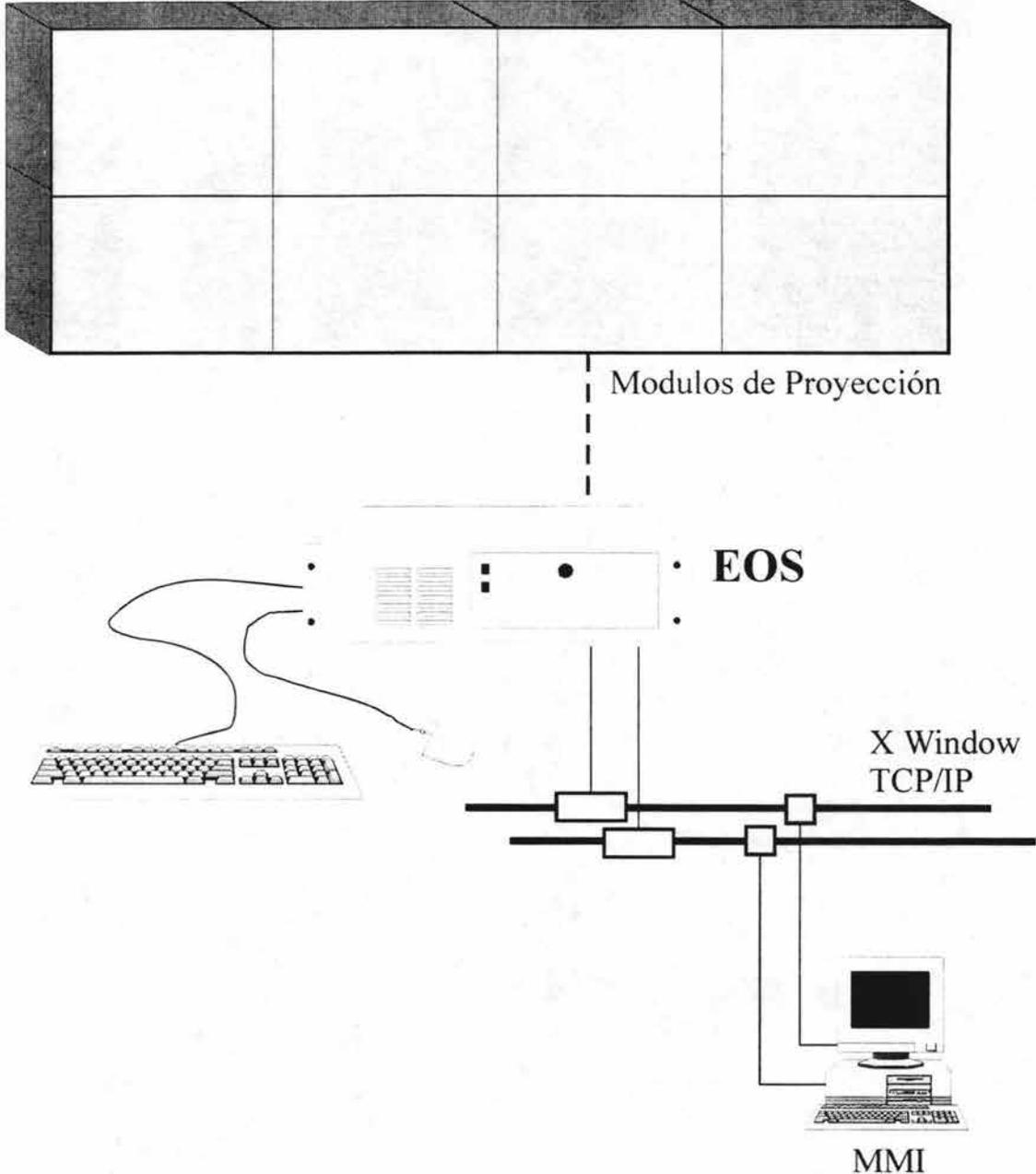


Figura II.11 Configuración de la Megapantalla.

En la siguiente figura II.12 se muestra un ejemplo representativo de la aplicación que tienen las Megapantallas y la importancia que tienen para el monitoreo de subestaciones.

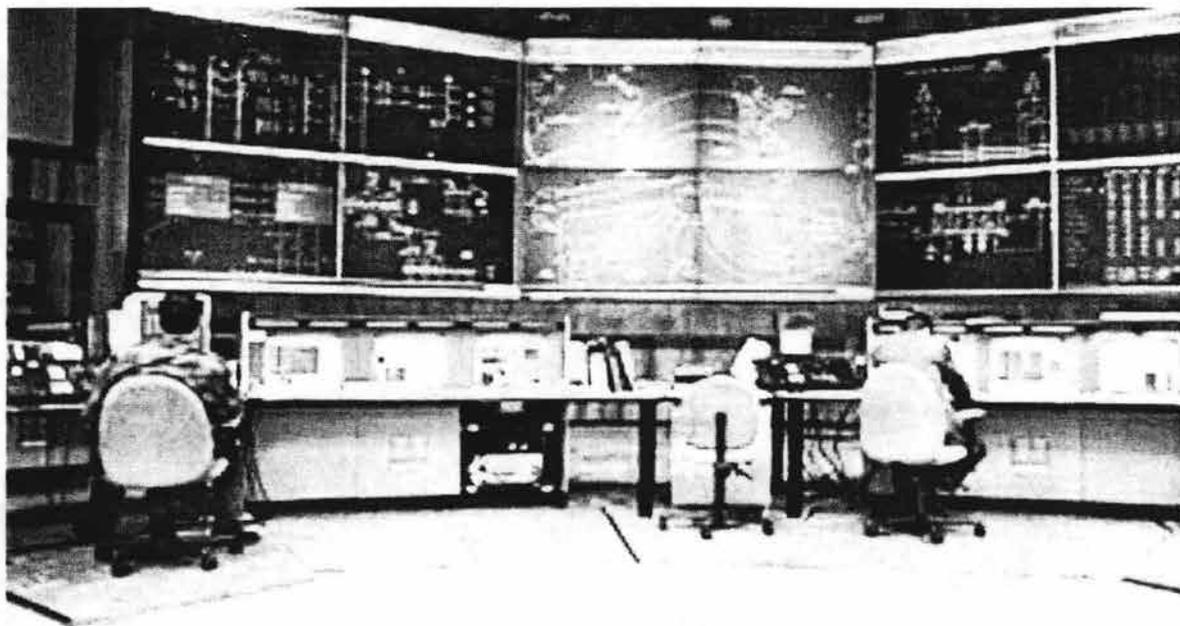


Figura II.12 Monitoreo de subestaciones a través de Megapantallas de proyección.

II.6 Unidad Terminal Remota

La unidad terminal remota (UTR) es presentada como un grupo de subsistemas con una descripción de cada elemento de interfase a otros componentes del sistema.

Se sabe que los diseños de UTR's son basados en el uso de tecnología de microprocesadores con software (firmware). Los microprocesadores fueron agregados a las UTR's para reducir el costo del producto, mejorar flexibilidad y reforzar el rendimiento. Este concepto de diseño también reduce el impacto de suministrar unidades con varios protocolos. Algunos diseños usan múltiples microprocesadores, los cuales cada uno ejecutan una única tarea. En la figura II.13 Se muestra una imagen de una utr instalada en una subestación.

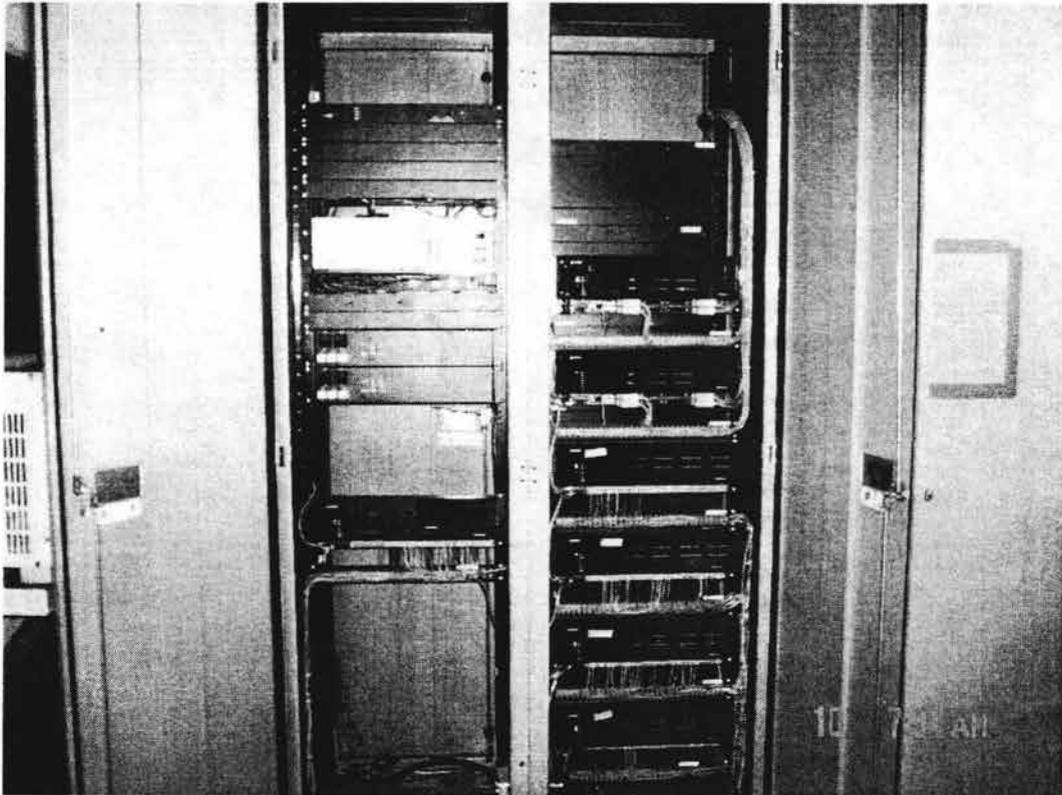


Figura II.13 Imagen de una UTR.

La función de una UTR es recoger en tiempo real toda la información que se genera en cada una de las posiciones eléctricas y ponerla a disposición de los niveles superiores. Las funciones que puede realizar son:

- Adquirir el estado de los diferentes contactos de estado existentes en la posición, provenientes tanto de elementos de maniobra (interruptores, cuchillas, etc.), como de relés de protección (supervisión de bobinas de disparo, fallo interruptor, etc.). Para ello disponen de módulos de adquisición de entradas digitales.
- Adquirir el valor de las diferentes medidas analógicas procedentes de transductores de corriente. Para ello disponen de módulos de adquisición de entradas analógicas.
- Adquirir medidas desde los dispositivos multimedidores instalados en campo.
- Generar los mandos de control hacia los diferentes elementos de maniobra existentes en la posición. Para ello se dispone de módulos de salidas digitales con interfase a relé de potencia.
- Concentrar e integrar toda la información anterior y ponerla a disposición de los niveles superiores a través de la red de comunicaciones disponible.

Principales subsistemas.

Los principales subsistemas de una UTR son presentados en la figura II.14 y como puede verse son: Terminal de pruebas, interfase de comunicación, lógico, terminación y suministro de energía.

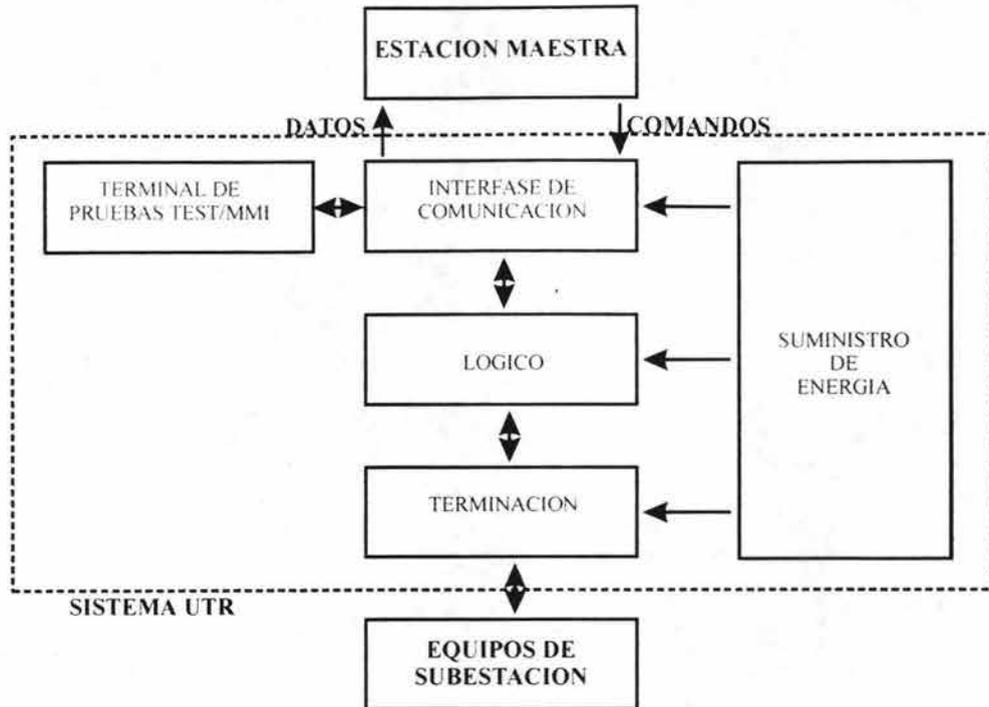


Figura II.14 Subsistemas de una UTR.

Subsistema de interfase de comunicación.

Se refiere a la interfase entre la red de comunicación y la lógica interna de la UTR. Este subsistema recibe los mensajes de la estación maestra, los interpreta, inicia acción dentro de la UTR y envía una apropiada respuesta a la maestra. Históricamente, las UTR's reportaban a una sola maestra con un solo protocolo. Hoy en día las UTR's se colocan en servicio con reportes simultáneos para múltiples maestras usando múltiples protocolos.

La figura II.15 lista los diferentes canales de comunicación empleados: satélite, microondas, fibra óptica, líneas telefónicas, sistemas de radio entre otros. Muchos de los sistemas en uso son combinaciones de varias tecnologías.



Figura II.15 Canales de comunicación entre UTR y estación maestra.

En las UTR's modernas pueden interactuar muchos de estos sistemas de comunicaciones incorporando módems. Estos módems usualmente cuentan con interruptores para seleccionar los rangos de velocidad que van de 300 a 1200 baudios. Algunas UTR's también incluyen un puerto de comunicaciones RS232 que puede ser usado para interactuar con modems externos para datos de alta velocidad que van de los 2400 baudios a los 9600 baudios y para otras aplicaciones especiales.

El subsistema de comunicación es el responsable para interpretar mensajes de la estación maestra y formatearlos para ser devueltos a la estación maestra. Así este

subsistema maneja todos los protocolos relacionados con funciones. Este subsistema maneja la seguridad de la comunicación.

Subsistema lógico.

El subsistema lógico consiste de un microprocesador y de la base de datos. Este maneja todo el mayor proceso. También maneja las conversiones analógico-digital y la computarización u optimización si es requerida.

El subsistema lógico provee el principal proceso de datos y funciones de control en la UTR. Físicamente el subsistema puede ser localizado sobre un gran numero de componentes integrados, localizados en tarjetas ensambladas dentro de un rack de 19 pulgadas. El subsistema lógico provee dos funciones primarias: Proceso / recolección de datos y Ejecución / selección de entradas/salidas de control. Como lo muestra la figura II.16.



Figura II.16 Subsistema lógico.

El procesamiento de adquisición de datos consiste en coleccionar y reportar dos tipos de datos; Los digitales y los analógicos. Las cantidades digitales son

obtenidas del monitoreo de contactos externos: Interruptores, cuchillas, generadores de pulsos, etc. Las cantidades analógicas son normalmente obtenidas por transductores los cuales proveen corriente o voltaje de salida en proporción al parámetro primario a ser medido.

Muchos sistemas SCADA monitorean y coleccionan cuatro tipos de datos digitales.

- a) Condición o estado de corriente.
- b) Detector de estado de corriente con memoria; que es, el numero de cambios conectados desde el ultimo reporte a la estación maestra.
- c) Registro de eventos, tabulación de cambios con la hora en que ocurrieron.
- d) Valor de acumulador; un total del numero de contactos cerrados sobre un periodo de tiempo. El acumulador mas comúnmente usado es el asociado con el generador de pulsos de energía, donde la corriente de pulso es proporcional al flujo de energía.

Los valores analógicos son normalmente obtenidos de transductores como valores de miliampers o voltaje. En orden para procesar los valores de la UTR y el sistema SCADA, deben ser convertidos a valores digitales usando un convertidor analogico – digital (A/D).

La conversión A/D más comúnmente suministrada y aceptada para aplicaciones de subestaciones, es la llamada binario, de once bits mas el signo, que sale de la resolución de una parte de mas o menos 2048 estados. El código digital usado para expresar el valor convertido es principalmente una cuestión para la compatibilidad de maestra / remota y es definido según el protocolo de comunicación. Las alternativas de código estándar son segundos complementos, compensar el binario y el signo y la magnitud del binario, entre las cuales las

conversiones de hardware o software son triviales. Estos son usados porque son canales eficientes y fáciles de procesar por una computadora.

Subsistema terminación.

Este subsistema facilita la interfase entre el subsistema lógico y el equipo externo como son: la línea de comunicaciones, la fuente de alimentación primaria y los dispositivos de la subestación. La línea divisora entre los dos subsistemas varia según el fabricante, sin embargo el requisito funcional para el subsistema de terminación será proteger la UTR de todas las condiciones ambientales de la subestación. Los estándares más comunes de protección para sobretension son el ANSI / IEEE C37.90a y el ANSI C62.1.

Una subestación de alto voltaje puede proporcionar un ambiente muy ruidoso y un ambiente eléctrico peligroso para lo que podría ser circuitos eléctricos sensitivos. Pero con conocimientos previos en problemas potenciales, medidas apropiadas, un buen diseño en general y una buena evaluación en la manufactura y diseño de la UTR, el usuario puede esperar un servicio confiable.

La capacidad para resistir sobretensiones es definido para el ambiente de subestaciones en el estándar ANSI/IEEE C37.90^a. Este estándar especifica una forma de onda de sobretensión como estándar, más una serie de modo normal y una prueba en modo común, para ser aplicadas en todas las conexiones externas en operación. La forma de onda especificada es una onda oscilatoria que decae rápidamente a 1 MHz aproximadamente, con una amplitud máxima de 3000 volts. Esto es requerido para representar la inducción de cambio de los transitorios de la operación de una subestación. Las pruebas de sobretensión no deben causar ningún error de operación.

Muchas de las conexiones externas de la UTR son bien protegidas de los efectos directos de los relámpagos, por los pararrayos y las estructuras metálicas conectadas a tierra. Los dispositivos intermedios como transformadores de corriente, transformadores de potencia y transductores protegen la UTR. Sin embargo los módems de las PCs ocasionalmente son quemados por la inadecuada protección contra relámpagos en los canales de comunicación. Un buen modem para aplicaciones de UTR debe proveer que el daño a causa de relámpagos no se propague.

La UTR debe proveer la protección para toda conexión externa contra daños de sobretensión y voltajes de regreso, ambos ocasionados por fallas de campo y errores de líneas.

Las descargas electrostáticas inducidas dañan los componentes electrónicos y son ocasionadas por los malos manejos de la UTR. El personal de mantenimiento normalmente debe aterrizar a la estructura del gabinete antes de hacer contacto con algún circuito.

La principal causa de la interferencia electromagnética es el empleo de transmisores de radio portátiles por el personal de mantenimiento. Los circuitos actuales soportan la interferencia electromagnética pero existen circuitos de alta impedancia que necesitan un blindaje especial.

Subsistema suministro de energía (power supply)

Este subsistema convierte la energía primaria, usualmente de la batería de la subestación, a los requisitos de suministro de los otros subsistemas de la UTR. Si no se tiene disponible una estación de baterías, la unidad debe poder operar con corriente alterna (ca) y debe incluir un sistema de respaldo (back up) para cubrir

varias horas de operación. Cuidando de seleccionar un circuito de ca estable, fiable y libre de ruido.

Los niveles de transmisión de las UTR's operan de una batería, los voltajes más comunes de la batería son de 48 vdc y 125 vdc, además de voltajes ocasionales de 250 vdc o 24 vdc. Estas baterías son flotantes, por lo que una falla a tierra no produce errores de operación o daños en el equipo. Las UTR's no deben imponer alguna tierra en la batería y deben poder ser operadas sobre un rango aproximadamente de 15% de su valor de voltaje nominal. La distribución eléctrica de UTR's por lo general maneja 120 vac o 240 vac, esto nos lleva a requerir de baterías de respaldo internas para mantenerlas en operación cuando la línea de ca este fuera de servicio.

Subsistema Terminal de pruebas (test/MMI)

Este subsistema cubre una variedad de componentes, en los que se encuentran probadores de hardware / firmware, indicadores visuales dentro de la UTR y paneles o displays de pruebas de mantenimiento. La UTR debe tener rutinas para probar su propia operación de hardware y software. Si errores o fallas de operación son detectadas, los indicadores deben presentarse en la UTR y tomar las medidas apropiadas para prevenir operaciones indeseadas.

Las terminales de prueba deben poder operar la UTR, simulando una estación maestra, sin causar fallas de operación en el sistema eléctrico. Esto significa que durante los periodos de prueba debe ser interrumpida la energía al control de los relevadores. Algunas pruebas personales se hacen ahora usando computadoras personales portátiles (Laptop's) para implantar esta función.

El subsistema debe asistir la prueba personal de detección de problema / falla en las tarjetas electrónicas de la UTR, de modo que pueda ser rápida y fácilmente remplazada por otra.

Muchas UTR's incorporan hoy en día rutinas tipo firmware con las cuales continuamente monitorean el funcionamiento del hardware y el software de la UTR. Cualquier problema descubierto produce un valor de diagnostico para ser generado y registrado. Muchas UTR's presentan el código de error por leds, algunos producen cargas de puntos de pseudo estados las cuales pueden ser reportadas a la estación maestra, otras pasan el código de error directamente a la estación maestra.

CAPITULO III. MONITOREO REMOTO DE LA OPERACIÓN

III.1 Consideraciones

Un sistema de monitoreo y control remoto (SCADA) con aplicación hacia equipo eléctrico depende de la interfase que hay entre la subestación eléctrica y la unidad terminal remota (UTR) para proveer y mantener el alto nivel de confianza demandada por la operación de la subestación eléctrica. En esta tesis se utiliza el sistema de monitoreo marca SIEMENS Empower Spectrum.

Consideraciones físicas para el lugar de la interfase subestación / UTR

La implementación de un sistema SCADA en una subestación eléctrica requiere de la instalación de unidades terminales remotas (UTRs) en las subestaciones, a través de las cuales la estación maestra recibe datos, ejecuta comandos de control y supervisa el estado del sistema eléctrico. La interfase de la UTR controla el equipo de la subestación a través de relevadores interpuestos y circuitos de medición como transductores, medidores y otros tipo de dispositivos. Físicamente, esta Interfase puede ser distribuida a través de la subestación o concentrada dentro de un gabinete.

La opción de ser concentrada en gabinetes simplifica la implementación cuando la instalación de la UTR es en una subestación existente, ya que la ubicación del equipo de la central esta definido. El cableado será requerido para cada posición de control y monitoreo, el cual tendrá los estándares requeridos; separaciones, tamaño de conductor y terminación de interconexión. Concentrar el equipo de interfase de una subestación / UTR tiene la posibilidad de que adversamente influya en la seguridad de la subestación, es decir, a medida que todos los

circuitos de control e instrumentos de transformación llegan a ser concentrados en un panel o gabinete, pueden estar seriamente expuestos a mayores daños por fuego o a un error humano.

Colocar cada equipo de interfase en paneles diferentes para monitorear y controlar la posición de los equipos es mucho menos riesgoso, pero es más compleja su operación y mas costoso.

Cuando la distancia entre los elementos eléctricos y las UTRs se incrementan, el costo del cableado también se incrementa, particularmente si se requiere que este oculto, es decir que lleve canaleta, guía, tubo conduit, o ducto. En algunos casos para subestaciones bastante grandes es menos caro instalar múltiples UTRs pequeñas que una sola UTR grande.

Consideraciones del medio ambiente en los equipos.

El medio ambiente de una subestación eléctrica no es el ideal para un equipo electrónico como la UTR, transductores y otros equipos basados en microprocesadores. Las subestaciones y las plantas de generación de energía contienen salas que pueden tener temperaturas ambientes en excesos de hasta cincuenta grados centígrados. Los cambios de temperatura son siempre cíclicos con la temperatura ambiente, calientes por el día y fríos por la noche. Estas temperaturas cambian la estabilidad de los componentes de medición como los convertidores analógicos y digitales y los transductores. La buena estabilidad de la temperatura es una característica importante para el equipo del sistema SCADA el cual necesita ser definido en las especificaciones del equipo, En ambientes extremos el uso de equipos de calefacción o de aire acondicionado puede ser aconsejable,

Cuando un equipo esta instalado con una puerta permanente cerrada, la temperatura cíclica muestra un problema grave, debido a que se origina humedad

dentro del gabinete y por lo que se debe tomar en cuenta el controlar su temperatura para prevenir la condensación. La colocación de calentadores deberá de ser revisada en forma cuidadosa en el diseño, pues también pueden agravar la estabilidad de la temperatura creando ondas calientes dentro del gabinete dañando los componentes. El uso de componentes sellados herméticamente y hardware protegido contra corrosión, deberá de ser una consideración cuando se especifique y se seleccione equipo SCADA para instalaciones cerradas.

Dentro de las consideraciones ambientales se deberán de incluir factores como la contaminación en forma de polvo y la atmósfera corrosiva. Estas consideraciones pueden ser tratadas con gabinetes especiales no corrosivos y filtros de aire.

La estación de control deberá contener un ambiente regulado por aire acondicionado o calefacción, ya que los operadores necesitan la mayor comodidad para la operación del sistema eléctrico.

Consideraciones del medio ambiente eléctrico.

El ambiente eléctrico de una subestación de energía eléctrica es severo. Grandes cantidades de ruido eléctrico pueden ser generados por la operación del equipo de potencia y su equipo de control. Los extraños generados por la operación de cuchillas e interruptores en alto voltaje aparecen en la subestación a través de líneas de corriente, voltaje y control los cuales se pueden propagar hacia los equipos electrónicos. La subestación de alto voltaje tiene altas intensidades de campo magnético y electroestático cuyo acoplamiento en las líneas de la interfase entre la subestación y la UTR puede ser insensible. El aterrizaje de equipos eléctricos durante una falla puede también afectar el equipo electrónico en la subestación.

Por lo anterior estas fuentes de ruido se pueden encontrar también dentro de las UTRs y en los equipos de control y medición. El control de ruido requiere de un uso extenso de supresión en sobretensión, cable trenzado y blindado y tierra de protección. Estas medidas ayudaran a suprimir el ruido y señales extrañas dentro de la UTR y equipos electrónicos sensibles, pero incrementan el costo.

III.2 Adquisición de datos

Estructuras de bases de datos

Existen básicamente dos modelos de bases de datos en el sistema: la base de datos primitiva y la base de datos operacional.

Base de datos primitiva

Es la que se define inicialmente y contiene los datos que conforman el modelo de la red eléctrica. Para su creación y mantenimiento se utiliza un manejador de base de datos relacional (RDBMS). Se utilizan los servicios de RDBMS para transmitir / recibir los datos primitivos, editar interactivamente los datos, realizar validaciones y generar reportes.

La interfase RDBMS incluye mecanismos para transferir datos entre la base de datos primitiva y la operacional. Las modificaciones a la base de datos primitiva se registran como trabajos de cambios incrementales. La interfase RDBMS incluye un mecanismo para transferir los cambios asociados con un trabajo a la base de datos operacional. Hay también un mecanismo para realizar una transferencia

inversa, donde los datos primitivos se obtienen de una versión existente de la base de datos operacional.

Base de datos operacional

El sistema de base de datos operacional proporciona las siguientes características:

- Respuesta rápida al escribir y leer datos
- Habilidad para insertar, eliminar y modificar registros de datos.
- Administración de bases de datos en un sistema de múltiples computadoras
- Copias de bases de datos

Los programas pueden interactuar con sus datos a un nivel lógico con la base de datos operacional, mientras que el software de bases de datos controla el nivel físico. Los programas de aplicación ven sus datos en forma de tablas de registros estructurados.

Mientras que todas las computadoras en el sistema EMPOWER Spectrum utilizan el mismo software de base de datos operacional, ellas contienen diferentes estructuras de bases de datos, dependiendo de las necesidades de los programas que ahí se ejecuten. Existen idénticas estructuras de bases de datos en los casos de computadoras redundantes dentro del mismo subsistema.

Para apoyar las actividades de desarrollo y prueba, existen las siguientes herramientas de bases de datos:

- Exploración en línea del acceso a las bases de datos
- Estadísticas de llamadas a la base de datos
- Capacidad de consultar y modificar datos en forma interactiva

Adquisición de datos del sistema

Dentro de las funciones SCADA se encuentra la adquisición de datos y se ejecuta principalmente como parte de los equipos RTDS y COM. Proporcionan la facilidad para adquirir datos de tiempo real de los equipos supervisados del sistema eléctrico, procesar los valores y distribuir los datos procesados dentro del sistema de cómputo.

El sistema de adquisición de datos periódicamente colecta, monitorea y procesa información, de unidades terminales locales y remotas localizadas en todo el sistema eléctrico. Esta información se almacena en la base de datos para su uso por la programación de aplicación.

La adquisición se divide en las siguientes funciones:

- Colección de datos
- Procesamiento de datos
- Cálculos
- Vigilancia de límites

1° Colección de datos

Esta función controla la exploración y colecciona datos de las unidades terminales remotas .

La colección de datos de la subestación que se analizan en esta tesis se encuentra ilustrados en las tabla III.1, estos datos son manejados en conjunto por los servidores RTDS y las UTRs.

I: Process/DBA (ADMIN) - 271-50

Desplegado Vista Overlay Ayuda

DEBUEN

Analog

DNP 3

Scan Order Number	B1	B2	B3	Element	Info	Digit Sub Typ	Open Val	Input Char Curv Num	Eng U Val Zero L	Rpt L Thld	output Char Curv num	Cont Addr	Tap RTU Part1	Conv Point Part2	Type ID	Tap cnd	Anal fit	On Time	Off Time	Ctrl Code
301 DE BUEN	230	93160	CB	Status	1 0	0	0	0	0	0	0000	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
302 DE BUEN	230	ODON2	CB	Status	1 0	0	0	0	0	0	0001	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
303 DE BUEN	230	TC2	CB	Status	1 0	0	0	0	0	0	0002	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
304 DE BUEN	230	TB2	CB	Status	1 0	0	0	0	0	0	0003	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
305 DE BUEN	230	TA2	CB	Status	1 0	0	0	0	0	0	0004	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
306 DE BUEN	230	AMARRR	CB	Status	1 0	0	0	0	0	0	0005	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
501 DE BUEN	230	93160	Dis 1	Status	1 1	0	0	0	0	0	002a	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
502 DE BUEN	230	93160	Dis 2	Status	1 1	0	0	0	0	0	002b	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
503 DE BUEN	230	93160	Dis Line	Status	1 1	0	0	0	0	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
504 DE BUEN	230	ODON2	Dis 1	Status	1 1	0	0	0	0	0	002c	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
505 DE BUEN	230	ODON2	Dis 2	Status	1 1	0	0	0	0	0	002d	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
506 DE BUEN	230	ODON2	Dis Line	Status	1 1	0	0	0	0	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
507 DE BUEN	230	TC2	Dis 1	Status	1 1	0	0	0	0	0	002e	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
508 DE BUEN	230	TC2	Dis 2	Status	1 1	0	0	0	0	0	002f	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
509 DE BUEN	230	TC2	Dis Line	Status	1 1	0	0	0	0	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
510 DE BUEN	230	TB2	Dis 1	Status	1 1	0	0	0	0	0	0030	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
511 DE BUEN	230	TB2	Dis 2	Status	1 1	0	0	0	0	0	0031	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
512 DE BUEN	230	TB2	Dis Line	Status	1 1	0	0	0	0	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
513 DE BUEN	230	TA2	Dis 1	Status	1 1	0	0	0	0	0	0032	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
514 DE BUEN	230	TA2	Dis 2	Status	1 1	0	0	0	0	0	0033	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
515 DE BUEN	230	TA2	Dis Line	Status	1 1	0	0	0	0	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
516 DE BUEN	230	AMARRR	Dis 1	Status	1 1	0	0	0	0	0	0034	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
517 DE BUEN	230	AMARRR	Dis 2	Status	1 1	0	0	0	0	0	0035	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
518 DE BUEN	230	93160	Dis Grd1	Status	1 0	0	0	0	0	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
519 DE BUEN	230	ODON2	Dis Grd1	Status	1 0	0	0	0	0	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
520 DE BUEN	230	TC2	Dis Grd1	Status	1 0	0	0	0	0	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
521 DE BUEN	230	TB2	Dis Grd1	Status	1 0	0	0	0	0	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
522 DE BUEN	230	TA2	Dis Grd1	Status	1 0	0	0	0	0	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
523 DE BUEN	230	AMARRR	Dis Grd1	Status	1 0	0	0	0	0	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
524 DE BUEN	230	TIERRA	Dis Grd1	Status	1 0	0	0	0	0	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
525 DE BUEN	230	TIERRA	Dis Grd2	Status	1 0	0	0	0	0	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
14403 DE BUEN	230	93160	P1	MvMoment	4 0	23	0	0	4	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
14404 DE BUEN	230	ODON2	P1	MvMoment	4 0	23	0	0	4	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
14405 DE BUEN	230	TA2	P1	MvMoment	4 0	109	0	0	4	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
14406 DE BUEN	230	TB2	P1	MvMoment	4 0	11	0	0	4	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
14407 DE BUEN	230	TC2	P1	MvMoment	4 0	109	0	0	4	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
14408 DE BUEN	230	93160	Q1	MvMoment	4 0	23	0	0	4	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
14409 DE BUEN	230	ODON2	Q1	MvMoment	4 0	23	0	0	4	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
14410 DE BUEN	230	TA2	Q1	MvMoment	4 0	11	0	0	4	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
14411 DE BUEN	230	TB2	Q1	MvMoment	4 0	11	0	0	4	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
14412 DE BUEN	230	TC2	Q1	MvMoment	4 0	11	0	0	4	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
14413 DE BUEN	230	B1	V	MvMoment	4 0	57	0	0	4	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000
14414 DE BUEN	230	B2	V	MvMoment	4 0	57	0	0	4	0	ffff	0	0	0	0	0	0	0	0	00000

Dec 23 2003 15:23:19

Tabla III.1 Base de datos de los componentes de la Subestación

De la tabla anterior los datos más relevantes son:

B1.- Nombre de la Subestación.

B2.- Voltaje de la Subestación.

B3.- Nombre del circuito.

Element.- Dispositivo.

CB.- Interruptor.

Dis.- Cuchilla.

Dis Line.- Cuchilla de línea.

Dis Grd.- Cuchilla de tierra.

P1.- Medición en MW.

Q1.- Medición en MVAR.

V.- Medición en Volts.

Info.- Información del elemento.

Status.- Punto digital.

MvMoment.- Punto analógico.

Sub Typ.- 1 para digitales

2 para analógicos

Cont Addr.- Dirección para controles.

A continuación se comentan las funciones que realiza la colección de datos:

Control de Exploraciones Periódicas

Esta función monitorea y controla la exploración periódica de los canales de comunicación. Todos los canales son explorados concurrentemente. La exploración sobre un canal se inicia sólo si el canal está activo y la colección de datos de la exploración previa es completa.

Las salidas de control se inician después de que se ha terminado una secuencia de exploración, si hay una activa actualmente.

Grupos de exploración

Una solicitud de exploración se define como el proceso donde se construye un mensaje y se envía a la UTR, solicitando que la UTR retorne datos. Para el protocolo CDC Tipo II, las solicitudes de exploración se pueden construir utilizando las funciones de exploración que aparecen en la tabla III.2:

FUNCION DE EXPLORACION	DESCRIPCION DE DATOS DE RETORNO
Exploración tipo 1	Todos los datos digitales y analógicos
Exploración tipo 2	Todos los datos digitales
Exploración tipo 3	Exploración por dirección
Exploración tipo 3x	Exploración por tabla de datos de localidades específicas

Tabla III.2 Funciones de exploración.

Las solicitudes de exploración pueden enviarse con diferentes periodicidades. Las periodicidades para cada exploración pueden ajustarse de manera individual.

Errores de comunicación

Cuando ocurre un error de comunicación en una solicitud de exploración, ninguno de los elementos del grupo se actualiza. Si ocurre un número predefinido de errores sucesivos, se genera una alarma y se coloca una bandera en todos los puntos del grupo.

Se mantiene una cuenta de errores para cada UTR, línea, canal, SIA y SAM. Estas cuentas pueden ser desplegadas y borradas por el operador.

Fallas de UTR's y cambio automático de línea de comunicación.

Las UTR's se configuran en grupos y en línea de comunicación compartida están en el mismo grupo. Se cuenta con un esquema que permite llevar un conteo de fallas de UTR's y permitir un cambio automático de línea de comunicación si se excede una cuenta determinada y se cumplen algunos requisitos.

Reintento automático de exploración

Cuando una UTR está fuera, se envían solicitudes periódicamente para intentar restablecer la comunicación. Se mantiene una cuenta de exploraciones exitosas consecutivas. Cuando la cuenta alcanza un límite establecido para la UTR, se declara dentro y se genera un mensaje al operador.

Congelamiento y exploración de acumuladores

Las operaciones con acumuladores ocurren cada 15 minutos y cada hora. Los comandos de congelamiento se envían tan cerca de la hora de colección como sea posible. Después que los valores se congelan se envía el comando de adquisición. Si ocurre un error durante la solicitud de exploración, la solicitud se repite un determinado número de veces.

Control de exploraciones bajo demanda

Hay dos tipos de exploraciones bajo demanda:

Una exploración forzada para todos los grupos de exploración definidos para una UTR. Esta exploración se realiza cuando se habilita una UTR o cuando hay un cambio de línea para una UTR.

Una exploración iniciada por demanda del operador, dónde puede especificar la UTR y un número de grupo de exploración.

2° Procesamiento de datos

El procesamiento de datos convierte valores analógicos a unidades digitales para que el sistema pueda procesarlos y supervisarlos. Los valores digitales no son almacenados en la base de datos si el elemento está removido de exploración y los valores analógicos tampoco son almacenados en la base de datos si el elemento está bloqueado. A continuación se mencionan las funciones que realiza dicho procesamiento:

Procesamiento de estados

Una partida de base datos para cada elemento digital indica si el valor está acorde con la convención general del sistema para valores abierto / cerrado. Si el valor explorado no sigue la convención del sistema, el valor se normaliza antes de almacenarse en la base de datos operacional.

Supervisión de estados

Si un nuevo valor explorado es diferente del valor previo explorado, se genera una alarma

Algunos elementos de estado pueden estar equipados con la característica de detección de cambio de estado. Una UTR regresa dos bits cuando reporta el estado de estos tipos de elementos. Un bit indica el estado actual del elemento. El segundo bit es una bandera que indica si el elemento ha cambiado de estado más de una vez desde la última exploración. Esta capacidad permite reportar múltiples cambios de estado de un elemento durante una exploración. La siguiente tabla III.3 muestra la información generada como resultado del monitoreo de los puntos con cambios de estado:

Estado previo	Bit de cambio de estado	Estado actual	Condición de alarma
Cerrado	No	Abierto	Abierto
Cerrado	Si	Cerrado	Ato-Cdo
Cerrado	Si	Abierto	Ato-Cdo-Ato
Abierto	No	Cerrado	Cerrado
Abierto	Si	Abierto	Cdo-Ato
Abierto	Si	Cerrado	Cdo-Ato-Cdo

Tabla III.3 Resultado del monitoreo de puntos con cambio de estado.

Filtros de alarmas digitales

El filtro se selecciona en forma opcional. Se pueden tener hasta 2200 puntos digitales con esta característica. El filtro de la alarma evitará que un punto genere un mensaje de alarma cuando cambie de estado, a menos que el nuevo estado se mantenga por un número determinado de exploraciones, que inicialmente es de 3.

Supervisión de ciclos de operación

Un ciclo de operación se define como un ciclo de transiciones para un elemento. Por ejemplo, cuando un interruptor abre y cierra, ha completado un ciclo de

operación. Se mantiene una cuenta de ciclos de operación para cada elemento digital. Estas cuentas pueden ser desplegadas y limpiadas por el operador.

Reporte de operaciones de conmutación

Para dispositivos digitales se llevarán las siguientes cuentas: número total de operaciones, número de operaciones autorizadas y número de operaciones no autorizadas para cada nivel de protección definido. Se checará la violación de un límite para el número total de operaciones.

Se puede generar un reporte que contenga la identificación del punto y las cuentas acumuladas. Los puntos del reporte se pueden seleccionar de una lista. Se puede opcionalmente tener un reporte por nivel de voltaje. Los reportes generados se pueden enviar a un impresor o a un archivo para su utilización y procesamiento posterior, incluyendo vaciar el archivo a una cinta.

3° Cálculos

Existe una serie de ecuaciones predefinidas que incluyen cálculos de MVA, MW y AMPS. El usuario puede definir más ecuaciones de acuerdo a sus necesidades. Se pueden definir puntos calculados para usar estas ecuaciones.

La calculadora de datos permite realizar operaciones con elementos analógicos y digitales usando operadores aritméticos y booleanos. El elemento calculado resultante puede ser analógico o digital. El cálculo puede realizarse usando las siguientes operaciones sobre múltiples argumentos:

Operadores aritméticos: +, -, *, /, DIV (División entera), MOD (Residuo de división entera).

Funciones aritméticas: SQR (cuadrado), SQRT (raíz cuadrada), EXP (exponenciación), LN (logaritmo natural), SIN (seno), COS (coseno), TAN (tangente), ARCTAN (arco tangente), ABS (valor absoluto), SIGN (invertir signo), MIN (mínimo de dos operandos), MAX (máximo de dos operandos), INT (parte entera de un flotante), FRAC (parte fraccional de un valor flotante).

Operadores booleanos: AND, OR, XOR, NOT, IF THEN ELSE.

Operadores de comparación: < (menor que), <= (menor o igual a), > (mayor que), >= (mayor o igual a), = (igual a), <> (no igual a).

Los operandos utilizados pueden ser explorados, calculados o valores constantes. Se usan las reglas algebraicas estándar de precedencia, incluyendo paréntesis. Se permiten tanto operadores aritméticos como booleanos en los cálculos de elementos analógicos y digitales. Los operadores de comparación toman entradas analógicas y dan resultados digitales.

Si un elemento calculado digital es removido de operación, o si un elemento es bloqueado, el cálculo no se realiza.

En el caso de que falte cualquier entrada al cálculo, éste se realiza y la bandera más severa de cualquier elemento de entrada es la que se utiliza para el elemento calculado. Si una entrada digital a un cálculo es removido de operación o si una entrada analógica es bloqueada, el valor se supone como bueno y las banderas no son propagadas al elemento resultante.

Si se intenta una división por cero, el cálculo es abortado y al punto calculado se le pone una bandera de "disturbio".

Los cálculos se realizan cada vez que los valores de entrada cambian. Si un elemento digital calculado cambia de estado se genera una alarma. Los resultados analógicos tienen supervisión de violación de límites.

Cálculo de la razón de cambio

El cálculo de la razón de cambio (ROC), también conocido como gradiente, calcula la razón a la cual está cambiando un valor analógico. La razón se calcula en unidades propias y se guardan como una partida de información para el elemento. La razón de cambio (ROC) se calcula como sigue:

$$\text{ROC} = (\text{Vactual} - \text{Vprevio}) / (\text{Tactual} - \text{Tprevio})$$

Dónde:

Vactual = El valor actual

Vprevio = El valor previo

Tactual = El tiempo en segundos del valor actual

Tprevio = El tiempo en segundos del valor previo

Si el valor absoluto de la razón de cambio excede un límite definido para el elemento, se genera un mensaje de alarma.

Se permitirá que se defina un límite adicional para generar una alarma cuando el valor excede dicho límite en forma sostenida por un número determinado de exploraciones que inicialmente son 3.

Un ejemplo de cálculos dentro del sistema, es la suma de los MW en los bancos de transformadores T221A, T221B y T221C de la subestación en estudio, así el

operador podrá tener un panorama general de la carga en la subestación. En la figura III.1 se puede observar la aplicación donde se realiza la entrada de los puntos de los bancos, que se utilizarán para ejecutar la operación.

DIALOG

Element

Info

Delay - Time					
yy	mm	dd	hh	mm	ss

Activation Type
Priority

Combination Type
--> a+b+c

Formula Nr

Page 1

Page

Var	Typ	Const	B1	B2	B3	Element	Info
a	Ta		DE BUEN	230	TA2	P1	MvMoment
b	Ta		DE BUEN	230	TB2	P1	MvMoment
c	Ta		DE BUEN	230	TC2	P1	MvMoment

Element	Info

Figura III.1 Aplicación del calculo de suma, para los MW de los bancos de transformadores de la subestación.

4° Supervisión de límites

A cada elemento analógico se le pueden asignar ciertos límites operativos. La comparación se realiza siempre que el valor cambie. Si el valor analógico ha violado un límite desde la última vez, se genera un mensaje de alarma.

La supervisión de los límites va estar en función de los límites que le asignemos al punto analógico y estos límites los podemos ingresar por medio de la función PWED que se encuentra en la parte inferior de la ventana del desplegado de la subestación. La figura III.2 muestra un ejemplo de los límites que se asignaron a la medición de voltaje de la barra 1.

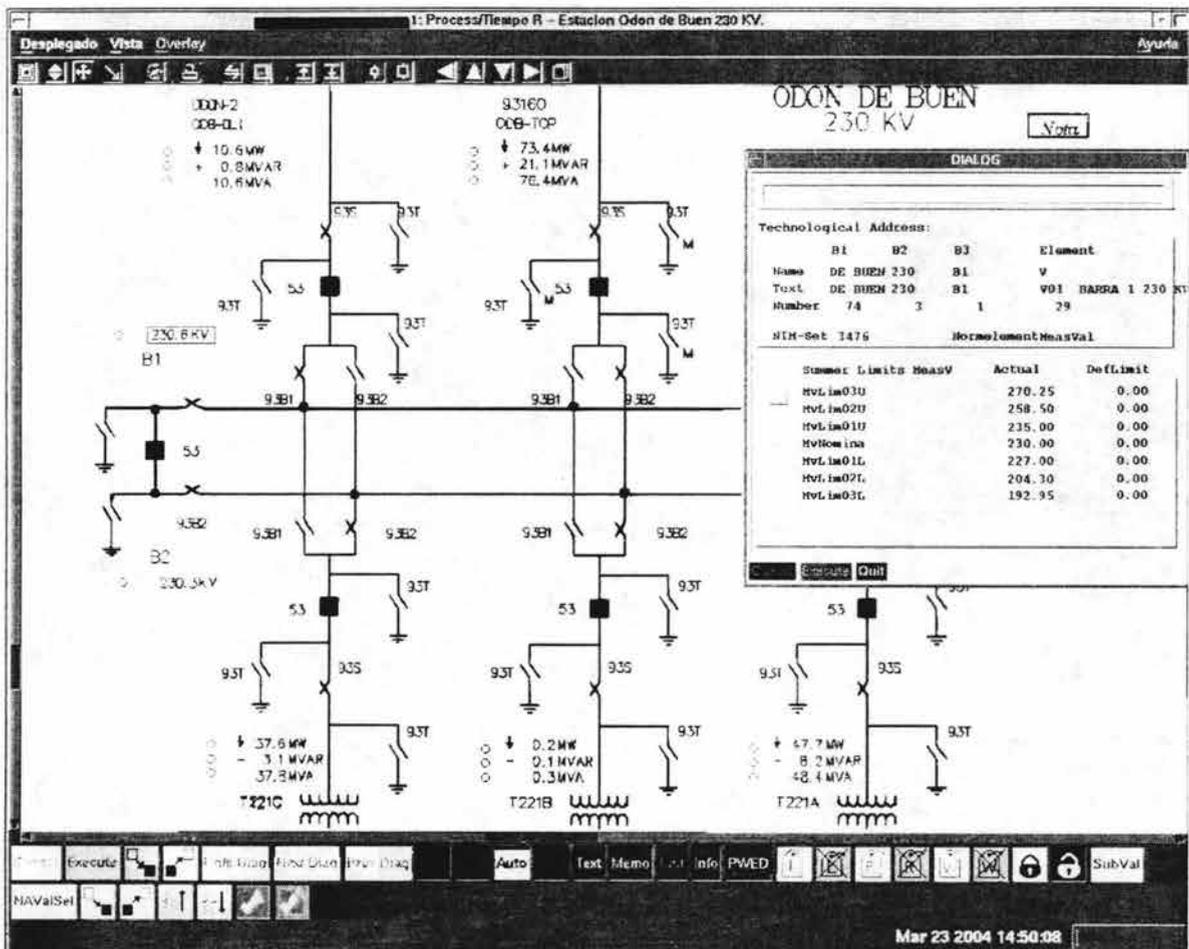


Figura III.2 Asignación de límites para la medición de volts de la barra 1 de la subestación

Para un mejor monitoreo del voltaje se puede recurrir a las graficas, de esta manera se puede observar el comportamiento de la subestación o de la red eléctrica completa. En la figura III.3 se tiene una representación del voltaje de la

barra 1 de la subestación Odon de Buen, junto con sus límites que anteriormente se mencionaron.

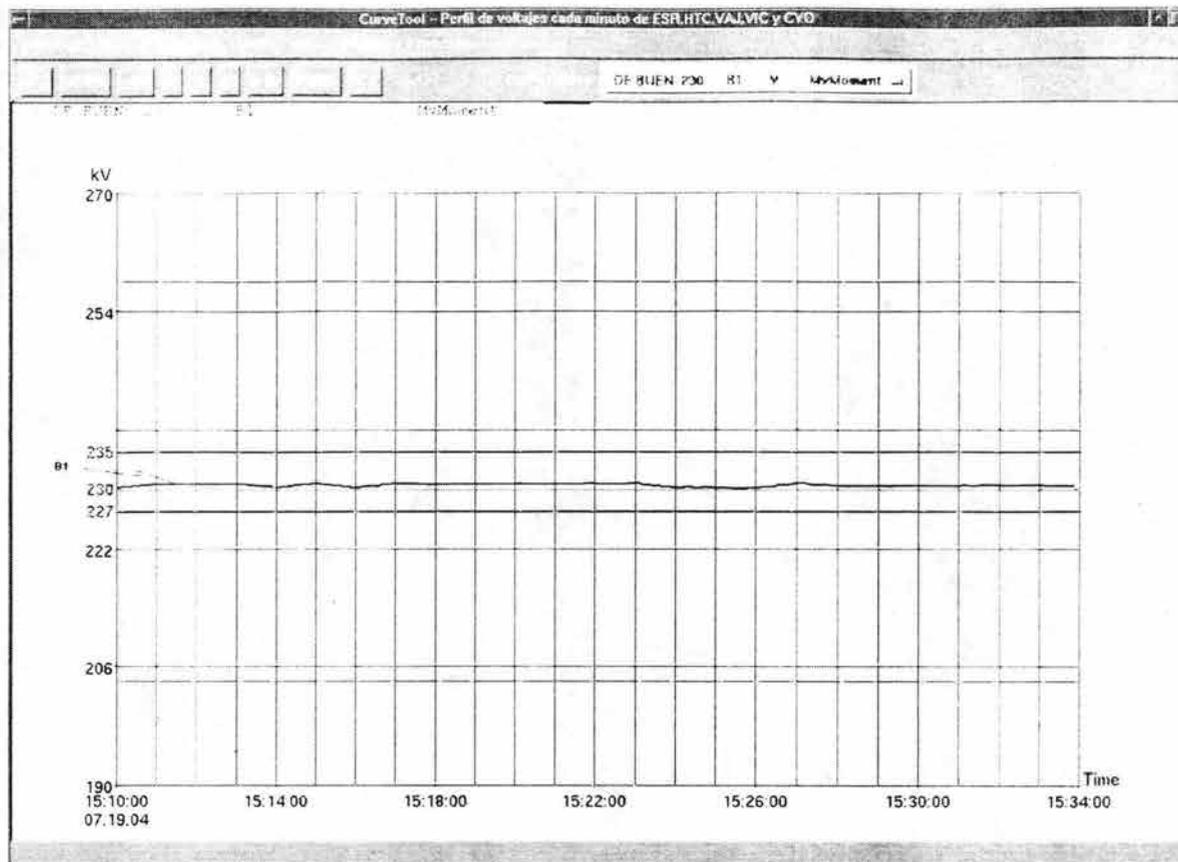


Figura III.3 Grafica de Kv vs tiempo de la barra 1 de la subestación Odon de Buen.

III.3 Medición.

Una medición de un sistema eléctrico y en particular de una subestación, es la operación de un conjunto de diferentes aparatos conectados a los secundarios de

los transformadores de instrumentos de corriente y potencial, que miden las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de las instalaciones de alta y baja tensión, así como de los dispositivos auxiliares de la subestación. Los aparatos de medición se colocan sobre los tableros, ya sea en forma sobrepuesta o de manera permanente.

Magnitudes eléctricas

Para el tipo de subestación que se está estudiando se pueden encontrar las siguientes magnitudes eléctricas.

- Tensión
- Frecuencia
- Corriente
- Potencia Activa
- Potencia Reactiva

Aparatos de medición

Para conocer dichas magnitudes se utilizan los siguientes aparatos que pueden ser de lectura directa o de tipo graficador.

- Voltmetro
- Frecuencímetro
- Amperímetro
- Wattmetro
- Varmetro

Voltmetro. Son aparatos que miden la tensión en volts, en las barras de una subestación. Pueden ser de tipo electromagnético, electrodinámico o digital. Tiene diferentes escalas, que les permiten medir diferentes magnitudes. Los voltmetros se pueden utilizar para medir directamente hasta 800V. Para magnitudes mayores la medición se efectúa a través de un transformador de potencial, con secundario de 110V. En los circuitos trifásicos se acostumbra usar un solo voltmetro, que por medio de un interruptor de tres vías permite leer las tensiones entre cada par de fases de la instalación.

Frecuencímetros. Se usan para medir la frecuencia en hertz, de la energía que se recibe en las barras de mayor tensión de la subestación y reciben alimentación a 110V, proveniente de los transformadores de potencial, de los buses principales.

Estos aparatos pueden ser de dos tipos

- De lengüetas vibrantes
- De aguja

El tipo lengüeta o electromecánico está formado por 21 pequeñas laminillas y cada una vibra a su frecuencia natural, propia e invariable, de tal manera que cubren las gamas de 45 a 55 Hz, o de 55 a 65 HZ, según sea la frecuencia de la energía que se está midiendo. El aparato en sí, es un dispositivo que al someterse a una tensión de corriente alterna produce vibración en la lengüeta, cuya frecuencia natural coincide con la frecuencia de la señal de tensión.

Su operación consiste en conectar el aparato en la energía que se va a medir, todas las laminillas reciben el mismo impulso magnético de acuerdo con la frecuencia y sólo vibra con máxima amplitud la lengüeta que resuena mecánicamente con la frecuencia magnética y cuya parte blanca, en la cual remata la lámina, produce una imagen amplia y visible a cierta distancia. Las lengüetas vecinas empiezan a vibrar también a partir de la principal, ésta es la que

señala la frecuencia, pero las demás vibran progresivamente y con menores amplitudes.

El tipo aguja o convencional es más caro, pero permite obtener una lectura con mayor precisión. Usa una bobina del tipo del voltmetro, ya que su conexión es entre fases. El aparato está formado por dos núcleos; en el circuito de uno de ellos hay una resistencia por la que circula una corriente que va a ser independiente de la frecuencia. El otro núcleo del circuito es de tipo reactivo, y su corriente varía mucho con la frecuencia. Los dos flujos actúan sobre un disco de aluminio montado excéntricamente, que gira hasta obtener el estado de equilibrio por igualdad de los dos pares motrices.

Amperímetros. Son aparatos para medir la intensidad de corriente que circula por las líneas, cables, bancos de transformadores, alimentadores, etc.

Pueden ser de tipo electromagnético, electrodinámico o digital. Los dos primeros se basan en el principio de repulsión de dos imanes de igual polaridad, el tercero utiliza un circuito electrónico y en lugar de aguja utiliza números luminosos formados en una pantalla. Los amperímetros electromagnéticos y electrodinámicos físicamente están formados por dos segmentos de hierro, acomodados concéntricamente respecto a una bobina de baja resistencia, en la cual circula la corriente que se va a medir. Un segmento es fijo y el otro móvil y va unido a la aguja indicadora, la cual se mueve por la repulsión de los dos segmentos, produciendo un par motor que hace girar el eje del sistema hasta entrar en equilibrio con el par resistente que lo compensa, este último provocado por un resorte en espiral.

También tiene escalas de graduación que les permiten medir diferentes cantidades de corriente.

Los aparatos electromagnéticos son más económicos que los otros; pueden utilizarse en corriente directa o alterna, aunque para evitar ligeros errores de

lectura, conviene adquirirlos para el tipo de corriente adecuado. Estos aparatos se llegan a utilizar para medir hasta 300 A. Para valores de corriente superiores se utilizan los aparatos de 5 A, pero con un transformador de corriente.

Los amperímetros para corriente directa funcionan de la siguiente manera: al circular la corriente que se va a medir, a través de la bobina del aparato, provoca un campo magnético que reacciona con el campo del imán permanente que la rodea. En este tipo de aparato las escalas están divididas en partes uniformes y pueden medir hasta 50 A. Para valores mayores se usan con un derivador exterior (*shunt*).

En conexiones trifásicas debe conectarse un amperímetro por fase. En caso de existir la seguridad de que las cargas son balanceadas, se puede usar únicamente un aparato en cualquiera de las fases. Cuando las instalaciones son grandes, se acostumbra usar un solo amperímetro por circuito trifásico, efectuándose las lecturas de cada fase a través de un interruptor de tres vías.

Wattmetro. La medición de la potencia se efectúa mediante aparatos del tipo electrodinámico, formados por dos bobinas, una de corriente conectada en serie y la otra de tensión conectada en paralelo sobre la medición monofásica. Lo anterior se muestra en la figura III.4.

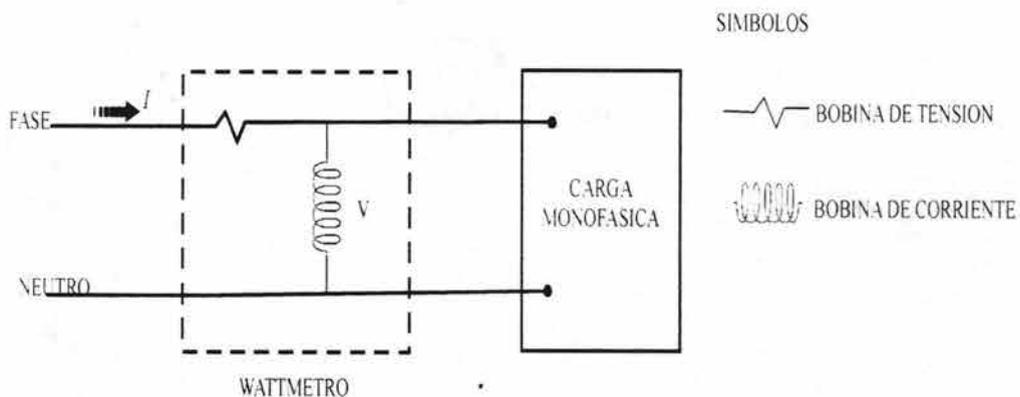


Figura III.4 Diagrama elemental de un Wattmetro Monofásico.

En este aparato, llamado wáttmetro, el campo magnético creado por la bobina fija de corriente, reacciona con el campo creado por la bobina móvil de tensión, sobre la cual está fijada la aguja indicadora.

Para la medición bifásica se pueden utilizar dos wáttmetros monofásicos, como se muestra en la figura III.5, con sus bobinas conectadas a un mismo eje, debido a lo cual los pares de cada uno se suman algebraicamente y la lectura resultante es la magnitud de la potencia total.

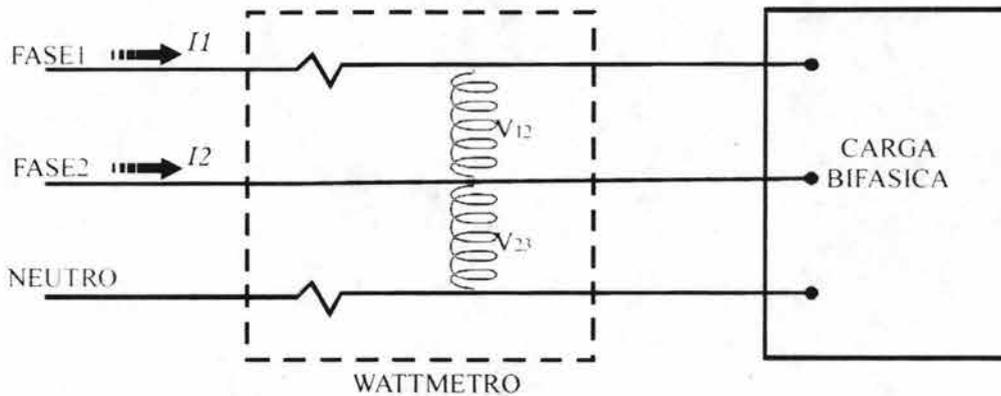


Figura III.5 Diagrama elemental de un wáttmetro bifásico

En instalaciones con tres fases y neutro (4 hilos) se usan tres wáttmetros monofásicos, cuyos discos se construyen sobre un mismo eje, de tal manera que la lectura obtenida es la suma algebraica de los tres aparatos, o sea la potencia total de la instalación. Sus conexiones se muestran en la figura III.6.

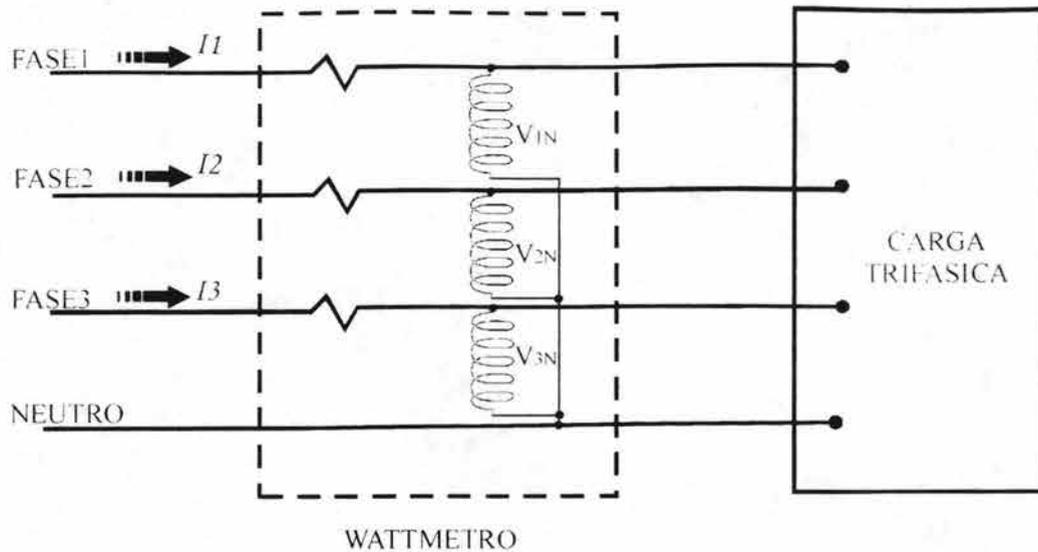


Figura III.6 Diagrama elemental de un wáttmetro trifásico (cuatro hilos)

Además de los aparatos indicadores existen también los registradores, que tienen un rollo de papel movido por un mecanismo eléctrico. El papel es grabado por una aguja con tinta que señala la magnitud instantánea de la potencia, en watts o kW.

Las bobinas de los wáttmetros son las de corriente para 5A y las de tensión para 110 V, las cuales se alimentan a través de los secundarios de los transformadores de medición.

Vármetros. Son aparatos semejantes a los wáttmetros, con la diferencia de que miden la potencia reactiva de una Instalación, la cual se expresa en volt-ampere-reactivos (VAR). Cuando se conocen los valores de las potencias activa (\$P_a\$) y reactiva (\$P_r\$) se puede calcular la magnitud del factor de potencia, mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Cos } \phi = \frac{P_a}{\sqrt{P_a^2 + P_r^2}}$$

Sistemas de medición

El sistema de medición de una subestación puede ser de tres tipos: local, remoto (telemedición) y mixto.

Sistema de medición local

Es el más usado en subestaciones operadas manualmente, en ellas todos los aparatos de medición se instalan sobre los tableros correspondientes dentro del salón de tableros principal; y en casos de subestaciones de gran capacidad, dentro de las casetas de tableros. En ambos casos, todos los aparatos se encuentran dentro de los límites de la subestación.

El número y calibre de los conductores utilizados para medición dentro de una subestación es de 2 x 10 AWG para la alimentación de corriente y de 2 x 12 AWG para la de tensión. Estos calibres se aplican para distancias menores de 100 metros. Para casos de mayor longitud se calcula la caída de tensión resultante y se selecciona el calibre adecuado.

Sistema de medición remoto

Este método se utiliza para transmitir datos de medición de la instalación considerada al centro de control del sistema. Debido a que el equipo de telecontrol no está diseñado para operar con señales del orden de Volts o Amperes, se conectan estas señales a transductores que las transforman en milivolts y miliamperes. Los transductores convierten las señales de corriente alterna de los transformadores de instrumento, en señales de corriente directa con valor máximo de un miliampere, señales que ya pueden ser manipuladas por el equipo de telemedición y que son enviadas a la terminal de control supervisorio de la unidad

terminal remota (UTR). A su vez, la unidad UTR envía las señales hasta el centro de control del sistema, para su detección.

Se acostumbra enviar por telemedición las siguientes mediciones:

- Corriente en cada alimentador de distribución
- Tensión en los buses principales
- Frecuencia en los buses principales
- Potencia activa y reactiva que existe en líneas y bancos

Sistema mixto

Es el más utilizado en subestaciones de gran magnitud que pueden ser operadas manualmente o telecontroladas. Como en este tipo de instalaciones las distancias sobrepasan los cien metros, es más económico utilizar transductores de corriente, de tensión, de potencia activa y reactiva que convierten las señales de los transformadores de los instrumentos, en magnitudes menores de un miliampere de corriente directa, lo que permite utilizar cable telefónico, con calibre 22 AWG, que a su vez implica un ahorro en el cable mucho mayor que el costo extra de los transductores.

Este cable sale de las casetas cercanas al lugar de la medición y corre por los ductos hasta rematar en el edificio principal de tableros, de donde parte una señal a los tableros propiamente, y otra señal parte hacia la terminal remota de la subestación, de donde a través de un par de línea telefónica alquilada, se comunica con la estación regional o central del sistema.

En la figura III.7 se muestra un diagrama para telemedición de corriente y se comenta a manera de ejemplo.

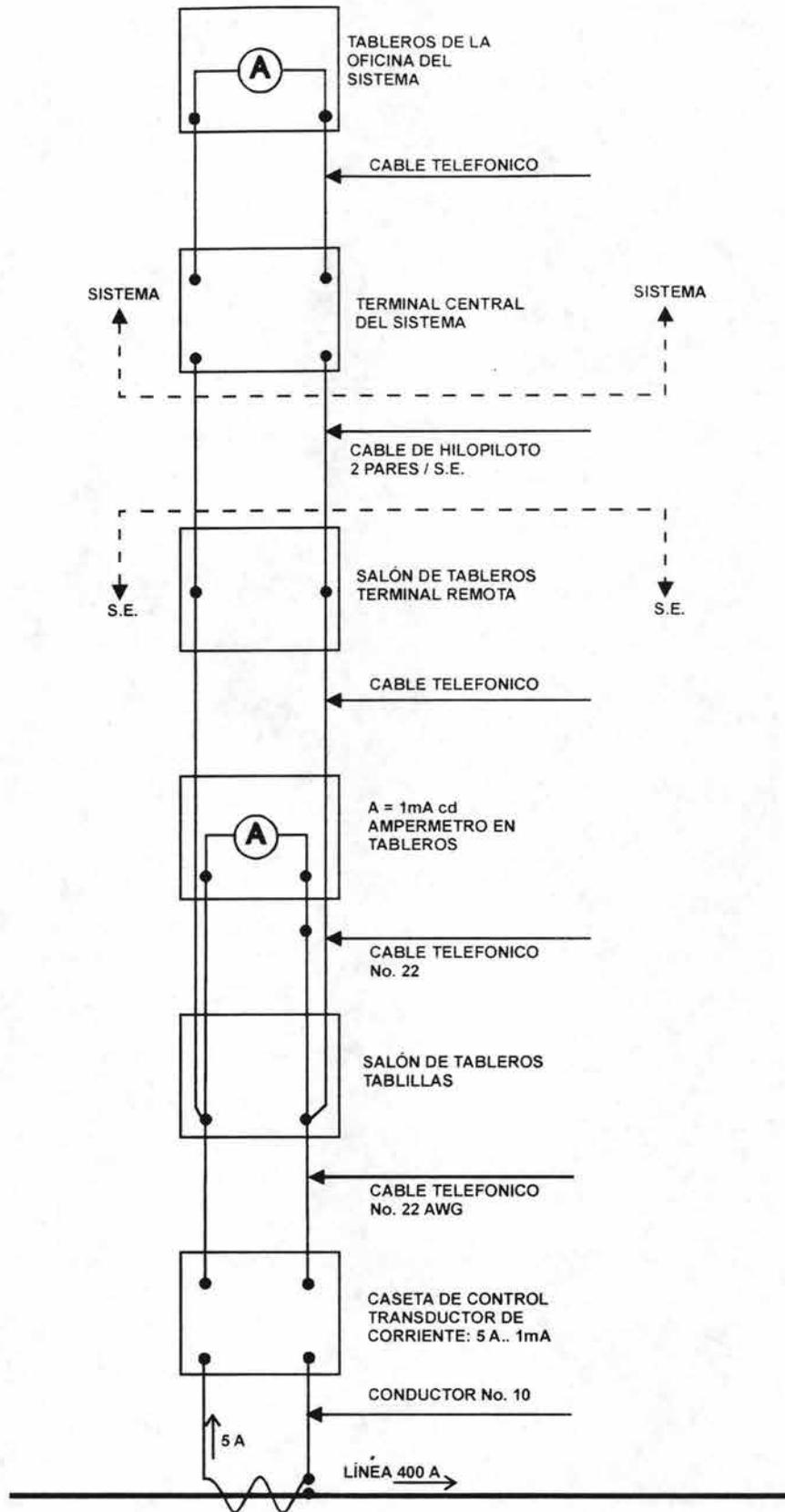


Figura III.7 Diagrama para la telemedición de corriente.

En la figura anterior al circular 400 A por la línea, en el secundario del transformador de corriente aparecen 5 A. El circuito de 5 A remata en la caseta más cercana mediante un par de conductores de calibre 10 AWG.

En la caseta, la señal se pasa a través de un transductor de corriente que convierte la señal de 5 A de corriente alterna, a una señal de 1 mA de corriente directa.

La señal de baja intensidad se transmite a través de un par de cable telefónico, de la caseta al salón principal de tableros de la subestación, rematando éste en las terminales (tablillas) del salón, de donde a su vez salen dos derivaciones del par telefónico, una que remata en el amperímetro del tablero local del salón de tableros de la instalación y la otra que remata en la terminal remota, también del salón de tableros de la subestación. De aquí, y a través de un par de cable de hilopitoto, se transmite la señal hasta la terminal central de telecontrol, situada en la estación central del sistema.

Medición en los bancos de transformadores

En los bancos de transformadores conviene disponer de medición de potencia real y reactiva, y a veces de corriente.

En los bancos con salida para distribución, conviene instalar medidores de energía real, o sea wathhorímetros, trifásicos de tres elementos.

Medición en las líneas y cables .

En las líneas de transmisión y cables de potencia, a su llegada a la subestación, conviene disponer de medición de potencia real y reactiva, utilizando medidores trifásicos de tres elementos, así como medición de corriente.

En las líneas que reciben o entregan energía a sistemas de empresas diferentes, conviene tener medición de potencia real y reactiva, así como de energía real recibida y entregada. En este caso se utilizan wáttmetros y vármetros de dos y medio elementos.

En circuitos que representan puntos de suministro a consumidores industriales de alta tensión, se requiere medición de la energía real entregada, integración de la potencia reactiva entregada y medición de la demanda máxima.

Medición en las barras colectoras

En las barras colectoras de los diferentes niveles de tensión, es suficiente medir la tensión en una sola fase.

En cada subestación con tensiones inferiores a 230 kV, se debe instalar un frecuencímetro que se conecta a las barras de mayor tensión de la instalación.

Medición en los bancos de capacitores.

Es suficiente con la medición de potencia reactiva o de corriente.

III.4 Monitoreo

El control supervisorio administra las solicitudes de la persona encargada para controlar dispositivos del sistema de potencia o para imponer condiciones que afecten la operación de dichos dispositivos. Las funciones permisibles son:

- Verificación de bloqueos
- Operaciones individuales de control
- Etiquetas
- Actualización manual de estados digitales
- Cambiar la función normal
- Declarar valores analógicos (setpoint) fuera de exploración
- Sustitución de valores analógicos

Una secuencia de cambio consiste en pasos elementales de control de la red, los cuales forman un procedimiento completo. Las secuencias de cambio pueden combinarse para formar un trabajo de control de la red. Los trabajos de control de la red son una mezcla de operaciones de control individuales, actualizaciones manuales y etiquetas. Los trabajos de control de la red pueden almacenarse para volver a ejecutarse bajo demanda.

Las acciones de control pueden realizarse de manera sincrónica desde cada estación de trabajo

A continuación se describe cada una de las funciones permisibles:

1.- Verificación de bloqueos

Estas verificaciones se realizan cada vez que se intenta un comando de control, mediante unas tablas de decisión que pueden ser modificadas. Existen tres tipos de tablas de decisión:

- Superior - Existe una sola tabla de decisión superior. contiene verificaciones universales relacionados con comandos de control supervisorio (controles, actualizaciones manuales o etiquetas). estas tablas verifican si la persona encargada tiene autoridad sobre el área tecnológica al cual está asignado el elemento, si la UTR está operativa y si el punto tiene control inhibido.
- Local - Estas tablas contienen verificaciones de bloqueo para un tipo de elemento específico. Por ejemplo, permitir el control sobre una cuchilla sólo si el interruptor correspondiente está abierto.
- Global - Permiten verificaciones de bloqueo sobre elementos predeterminados de la red, los cuales se definen usando la dirección tecnológica.

La autoridad de control se determina de acuerdo al área tecnológica asignada al elemento. Las áreas tecnológicas se asignan a las consolas (MMI). Si el área tecnológica asociada con el elemento tecnológico es asignada a la consola dónde se intentará la acción de control, el control es permitido. La asignación de áreas tecnológicas a consolas se puede cambiar a través de un desplegado como el que se muestra en la figura III.8.

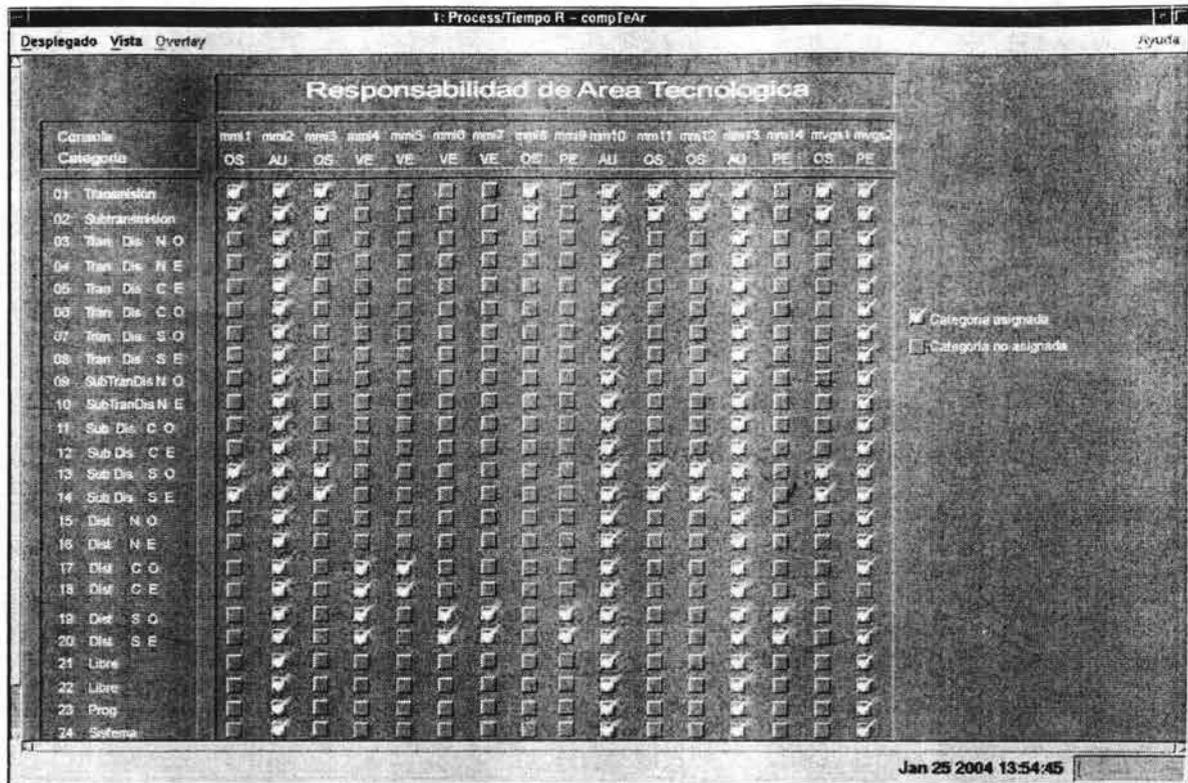


Figura III.8 Desplegado de asignación de áreas tecnológicas.

Algunas veces es necesario ejecutar una acción de control aún cuando se violen estas condiciones de bloqueo. El sistema permite realizar este desbloqueo, bajo ciertas condiciones establecidas en las tablas de decisión.

El control supervisorio permite que se realicen operaciones de control simultáneamente. Los conflictos entre operadores del sistema se previenen permitiendo un solo control por área de acción. El área de acción se puede configurar para un campo de conmutación (switching field), para todo un nivel de voltaje dentro de una subestación, o para la subestación completa. Las operaciones de control que no han sido ejecutadas o canceladas dentro de un cierto período, se terminan automáticamente.

2.- Operaciones individuales de control

Las operaciones de control de dispositivos no se permiten de una consola (MMI) que no tenga asignada el área tecnológica del dispositivo. El control de un dispositivo tampoco se permite si el elemento está en licencia, removido de operación, no operativo, o no es controlable. Para los elementos de la subestación que se estudia en esta tesis se pueden efectuar controles sobre:

- dispositivos digitales (interruptores y cuchillas)
- valores analógicos (setpoints)

Las acciones de control se inician normalmente desde un diagrama de estación. El procedimiento es:

a) Seleccione el dispositivo de un diagrama de subestación. Por ejemplo el de la figura III.9 donde se muestra la Subestación Odon de Buen 230 Kv.

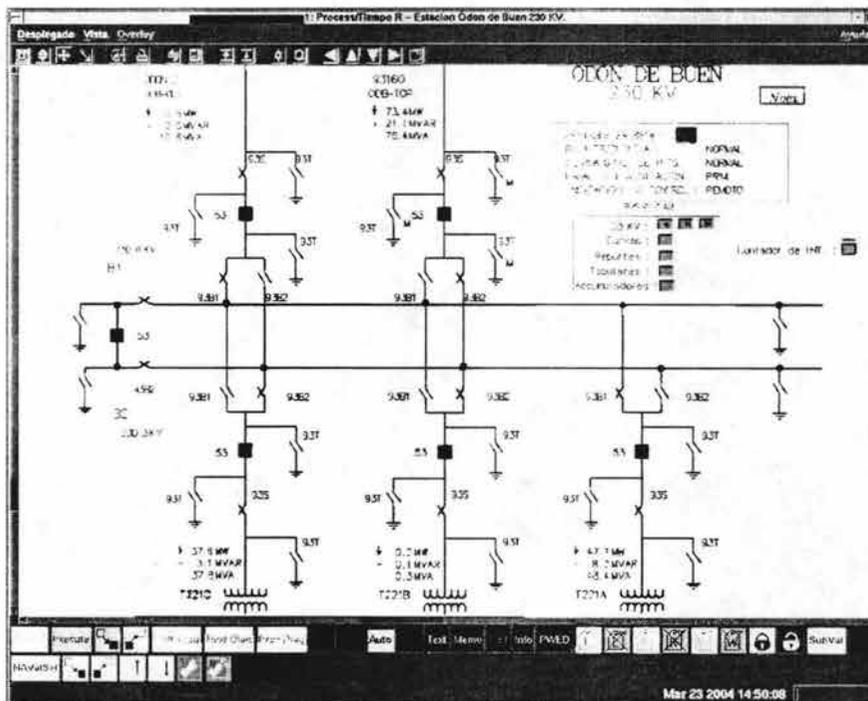


Figura III.9 Diagrama de la Subestación Odon de Buen 230 Kv.

c) Para puntos digitales, si se permite el control, aparecerá un mensaje de verificación que contiene la dirección tecnológica del punto seleccionado en el menú EMS. Si la acción de control no es permitida, aparece un mensaje de error. El control no se permite si se viola cualquier condición de bloqueo de una tabla de decisión. La figura III.12 muestra el mensaje de verificación del punto (I04 53 T221B), al seleccionarlo para hacer una apertura telecontrolada.

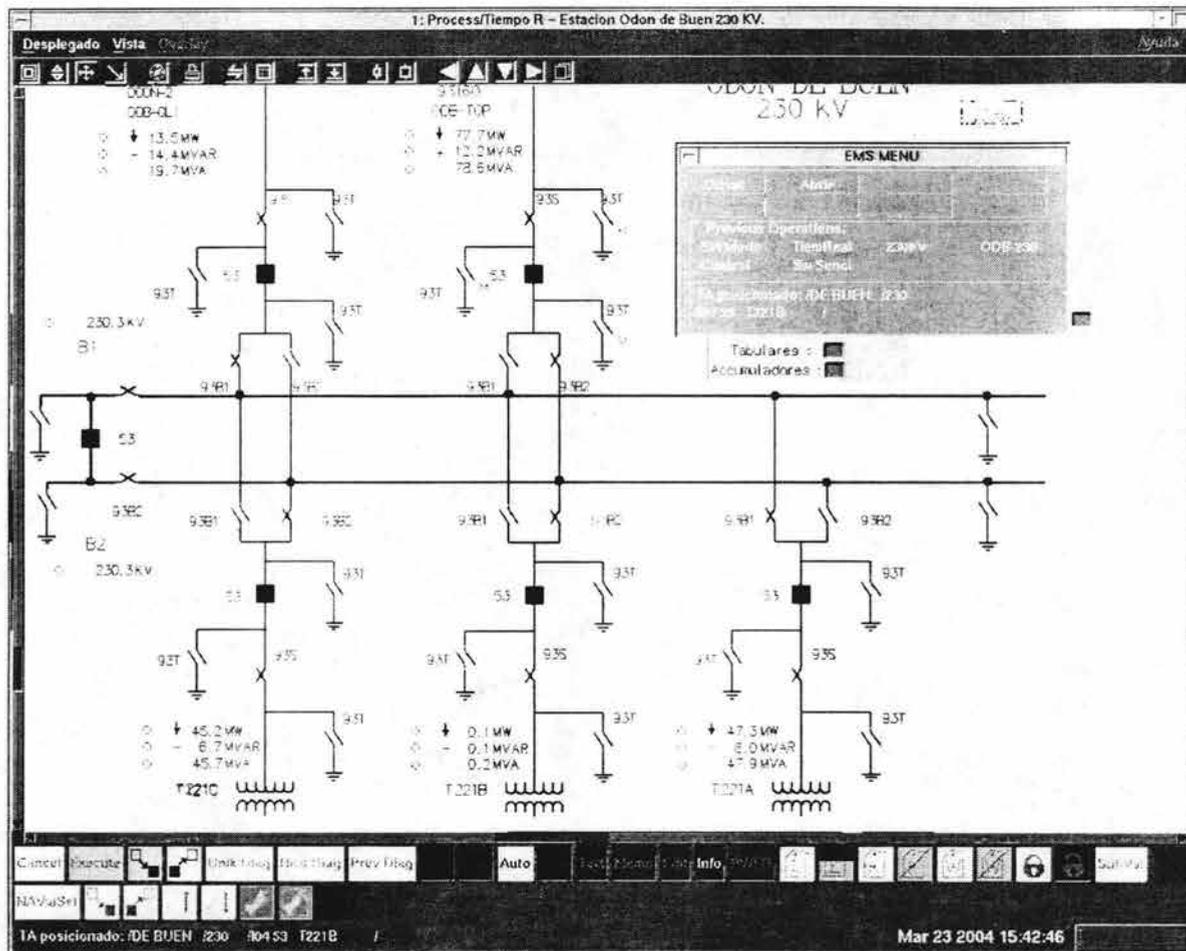


Figura III.12 Telecontrol del Interruptor I04 53 del Banco T221B.

d) Se puede usar la función desbloquear, para realizar el comando aún cuando se presente la condición de bloqueo. Si después de esta acción se presenta una nueva condición de bloqueo, aparecerá un nuevo mensaje en el menú EMS.

e) La acción de control se inicia cuando se activa la función EJECUTAR. El dispositivo "parpadeará" en el diagrama de estación mientras está en proceso la operación, permitiendo al operador del sistema observar el progreso de la misma.

f) Cuando el elemento en la UTR cambia de estado en una exploración subsiguiente, el color y símbolo del dispositivo cambian en el diagrama y aparece un mensaje de operación completa en el menú EMS. La figura III.13 muestra los símbolos para dispositivos digitales. Para completar la operación se imprime un mensaje del evento, describiendo la acción completa en el impresor asociado a la consola (MMI), así como en el sumario general.

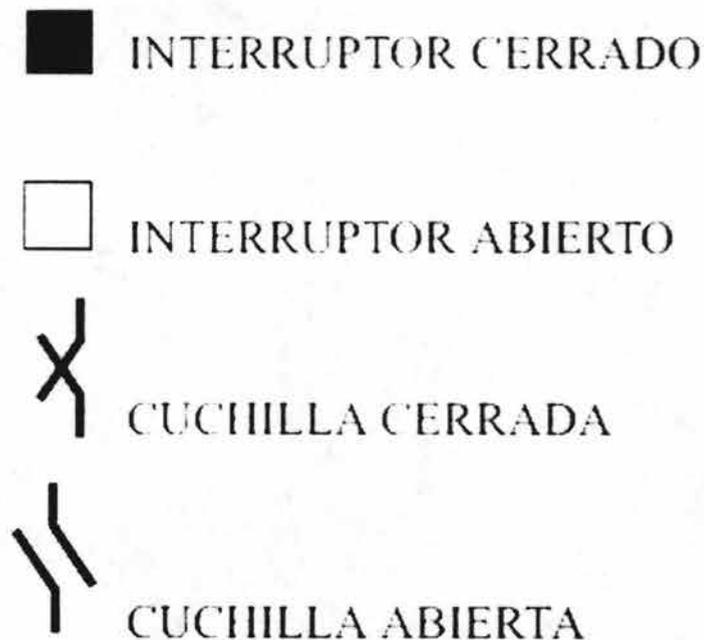


Figura III.13 Símbolos de dispositivos digitales.

La figura III.14 muestra el mensaje del menú EMS (parte del recuadro superior izquierdo) para aplicar el comando ejecutar y el cambio realizado en el interruptor I04 53 del banco T221B.

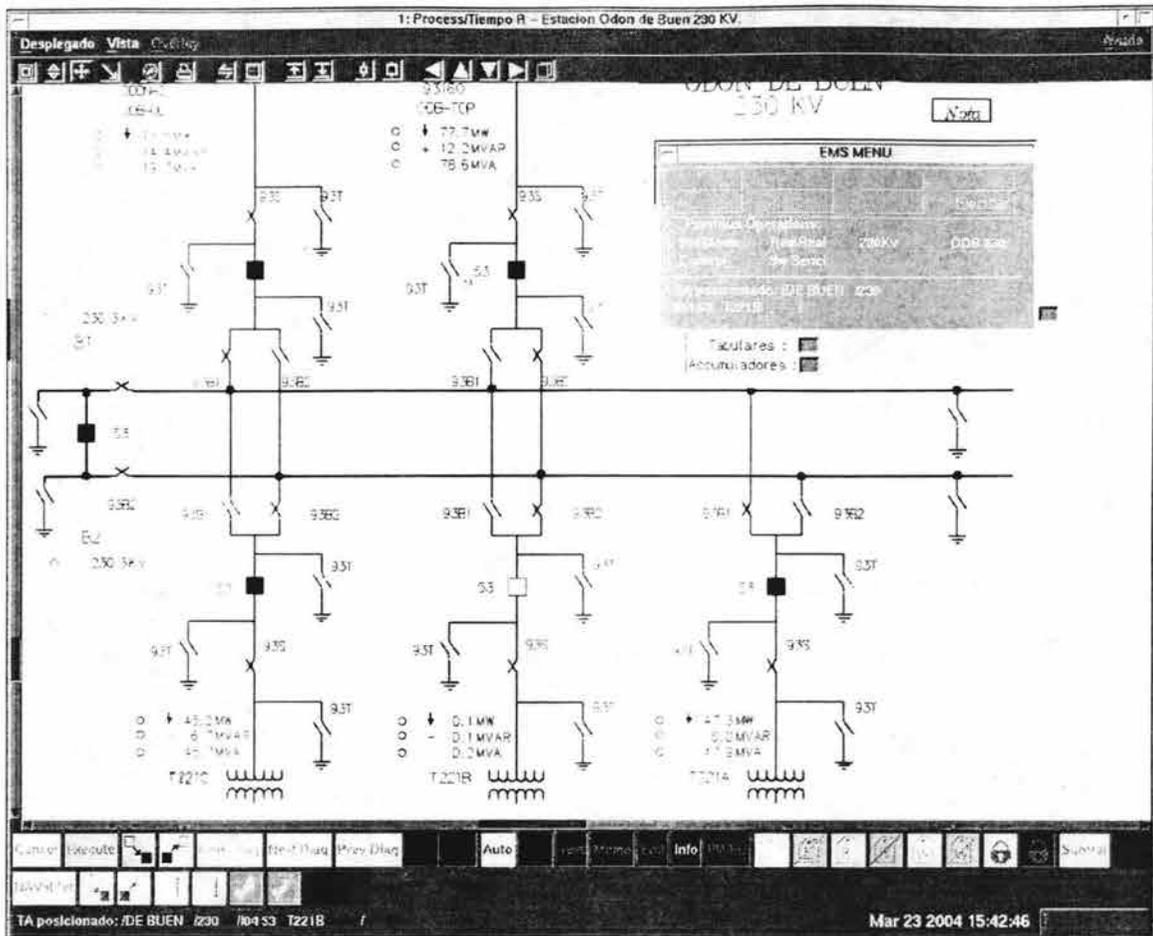


Figura III.14 Telecontrol de apertura del Interruptor I04 53 del Banco T221B.

La figura III.15 muestra el esquema del sumario general, en este desplegado se pueden visualizar los eventos del sistema en tiempo real y donde se puede observar que en la parte de arriba, se encuentra la fecha, hora y el evento ocurrido sobre el interruptor I04 53 del banco T221B.

1: Process/Tiempo R - General Summary

Desplegado Vista Opciones

EXPPOWER® Spectrum Sumario General Page 110 de 120

03/25/04 07 40 29 44	TA14 DE BUEN	23	I04 53 T221B	Estado	C	abierto	C11
03/25/04 07 40 29 44	TA14 DE BUEN	23	I07 52-1 K21	Anormal	C	cerrado	C11
03/25/04 07 40 29 44	TA01 LA PALM	400	D419 94E A3850 LAP-TEX			abierto	
03/25/04 07 34 98 34	TA19 ATISAPAN	23	B7X ATI 27X RECIEP 5100			normal	
03/25/04 07 34 12 44	TA14 COYOACAN		AZ0 AL GRAL INTS	Estado		normal	
03/25/04 07 39 04 48	TA14 COYOACAN		AZ0 AL GRAL INTS	Estado		alarmado	
03/25/04 07 39 02 96	TA14 COYOACAN	23	I25 52 K21	Anormal	C	cerrado	C11
03/25/04 07 39 02 96	TA14 COYOACAN	23	I25 52 K21	Anormal	C	anormal	
03/25/04 07 34 54 09	TA02 CEILAN	23	I235 52-3 K22		C	cerrado	C03
03/25/04 07 34 54 09	TA02 CEILAN	23	I235 52-3 K22	Anormal	C	anormal	
03/25/04 07 34 43 41	TA02 CEILAN	23	I201 52-1 K21		C	cerrado	C03
03/25/04 07 34 43 41	TA02 CEILAN	23	I201 52-1 K21	Anormal	C	anormal	
03/25/04 07 34 28 74	TA02 MERCED		AZ4 DESB NEUTRO 8 CAP	Estado		normal	
03/25/04 07 34 27 41	TA02 MERCED		AZ4 DESB NEUTRO 8 CAP	Estado		alarmado	
03/25/04 07 34 27 41	TA02 MERCED	23	I39 52-3 K22		C	cerrado	C03
03/25/04 07 34 27 41	TA02 MERCED	23	I39 52-3 K22	Anormal	C	anormal	
03/25/04 07 34 17 48	TA01 REMEDIOS	23	I60 52 K23		C	cerrado	C03
03/25/04 07 34 17 48	TA01 REMEDIOS	23	I60 52 K23	Anormal	C	anormal	
03/25/04 07 34 10 23	TA01 REMEDIOS	23	I58 52 K21		C	cerrado	C03
03/25/04 07 34 10 23	TA01 REMEDIOS	23	I58 52 K21	Anormal	C	anormal	

Cancel Ins Cont Pg Fwd Pg Bkwd Plus

Mar 25 2004 09:26:26

Figura III.15 Sumario general; registra el evento del telecontrol al Interruptor I04 53 del T221B.

Cada vez que se selecciona un dispositivo para una acción, se inicia un contador de tiempo, bloqueando el área de acción del elemento. Si la acción no se ejecuta antes de que expire el tiempo permitido, la operación se cancela automáticamente.

Si no se recibe una confirmación de que la operación fue exitosa, dentro de un período de tiempo especificado, se envía un mensaje de falla de operación al operador y al impresor.

3.- Etiquetas

Declarar digitales fuera de exploración (Removido de exploración)

Esta función puede realizarse sobre un elemento individual o sobre un bloque y causa la supresión de cualquier mensaje de alarma del elemento o bloque. Se despliega una bandera indicando esta condición, la cual es una letra (R). Al eliminar esta condición, la siguiente exploración actualiza la base de datos con el estado real del elemento o bloque (los elementos con reemplazo manual se actualizarán con su estado real telemedido). Esta etiqueta prohíbe acciones de control sobre el elemento o bloque que la tenga.

a) En el diagrama de subestación se invocara el menú EMS y se seleccionara la opción Etiqueta, seguida de la opción Remover de Operación como se muestra en la figura III.16.

b) El menú EMS presentara dos opciones, la de Establecer y Borrar; si queremos remover un punto fuera de exploración se seleccionara Establecer y para normalizar el punto se hará con la opción Borrar.

c) La opción seleccionada mostrara una ventana de dialogo con los datos del punto seleccionado, para ingresar algún código de control o comentario relacionado con la decisión de remover el punto fuera de exploración. Para terminar se seleccionara la opción Salvar en el menú EMS y el punto quedara bloqueado con su respectiva etiqueta como lo muestra la figura III.17.

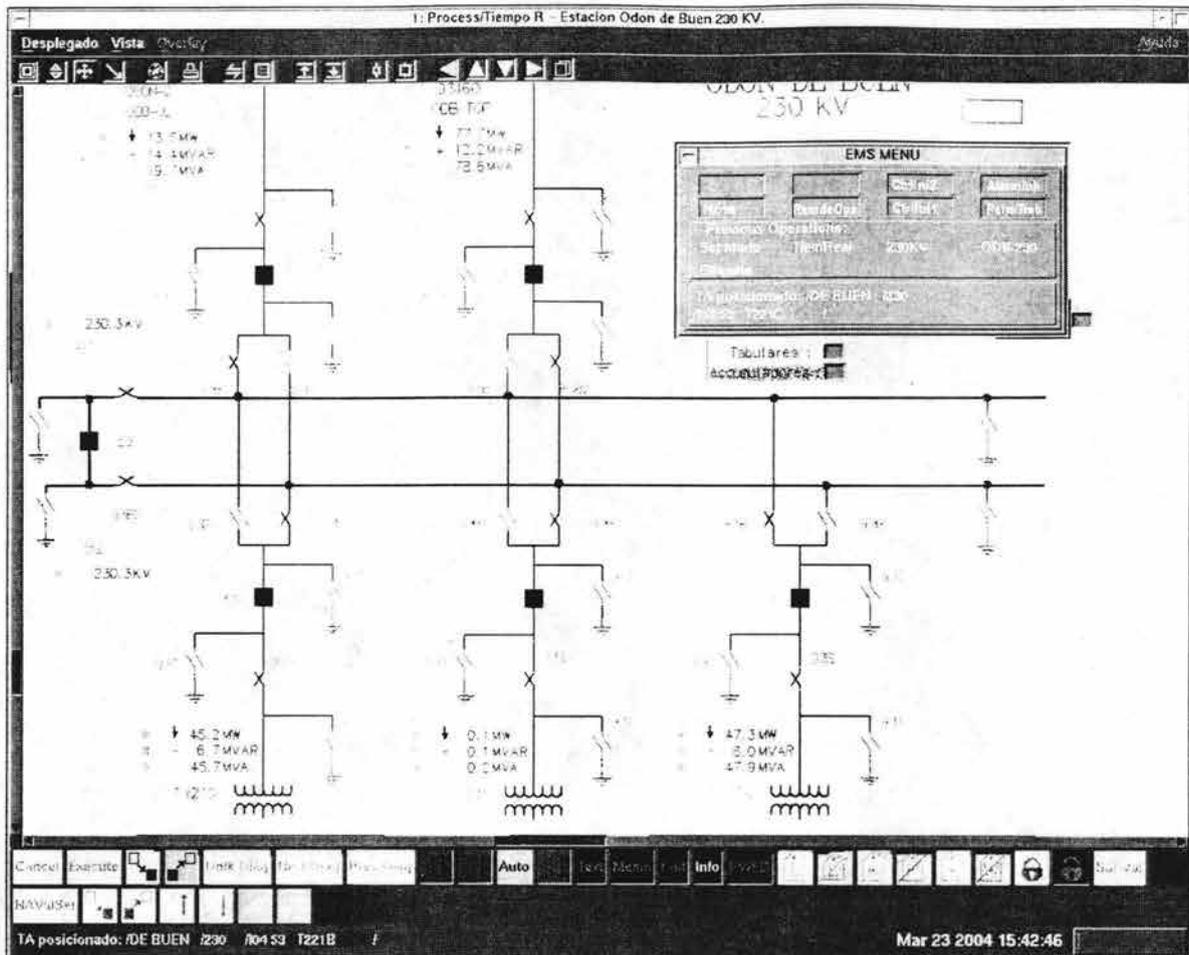


Figura III.16 Función Remove de operación para sacar un punto digital fuera de exploración.

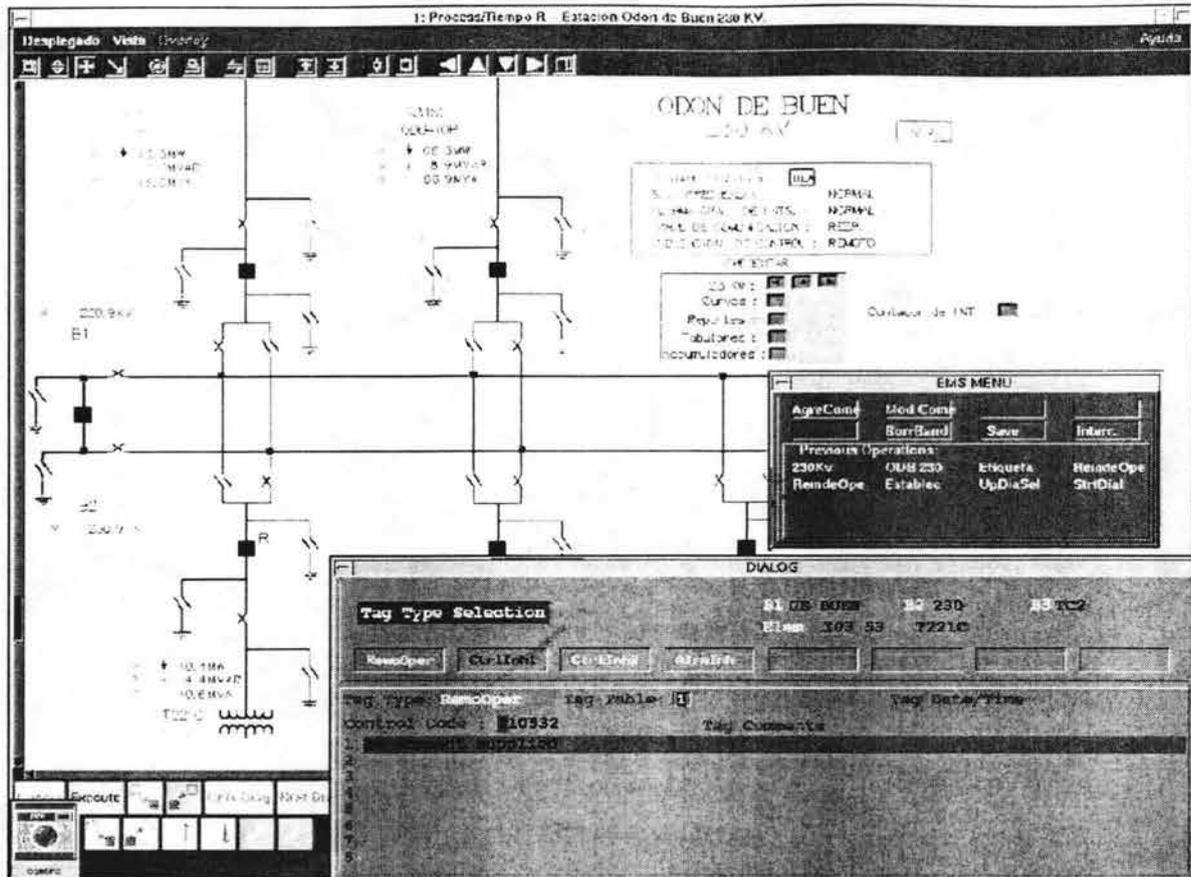


Figura III.17 Indicación del punto I03 53 del Banco T221C con etiqueta removido de exploración.

Licencias

Se pueden colocar hasta dos licencias de este tipo sobre un elemento o un bloque. La colocación de una licencia prohíbe las acciones de control sobre el elemento o bloque. Existe una bandera asociada con cada licencia y esta es una (L). Las operaciones que se pueden realizar a través de estas licencias son las siguientes:

a) Para poner una licencia el operador selecciona el dispositivo desde un diagrama unifilar e invoca la función licencias (ctrlIni1 o ctrlIni2) desde el menú EMS o desde el teclado EMS, a continuación aparecerá un desplegado con la descripción del punto seleccionado como se muestra en la figura III.18.

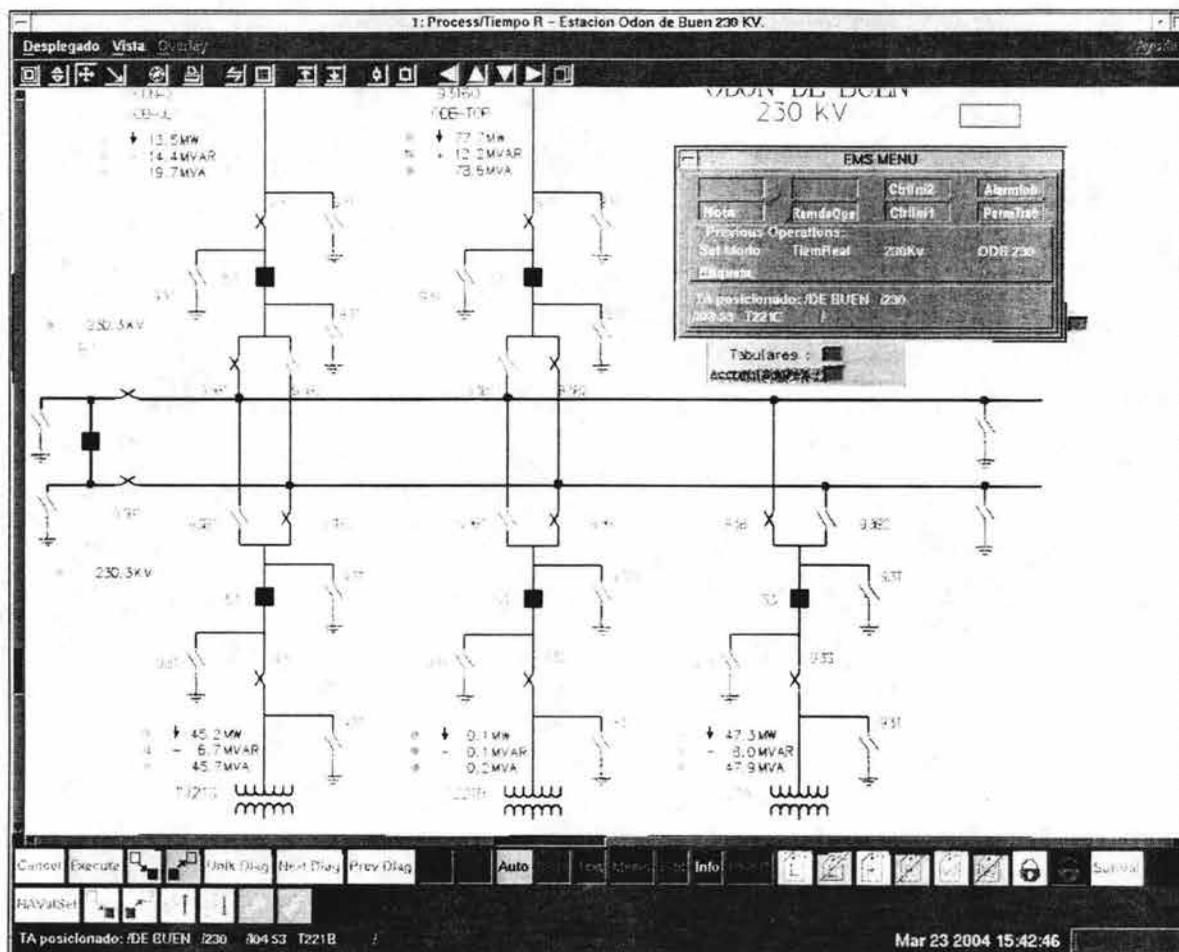


Figura III.18 Mediante el menú EMS se selecciona la opción ctrlIni1 o ctrlIni2 para poner una licencia en un dispositivo digital.

b) Para poner una licencia el operador selecciona agregar licencia y mete el número de licencia y el comentario apropiado. El operador entonces selecciona Salvar en el menú EMS. La bandera correspondiente al tipo de licencia seleccionada aparece en el diagrama unifilar junto al elemento. Se escribe un

mensaje en el sumario de licencias. Todos los comentarios aparecen bajo el mensaje de licencia asociado. Este paso se muestra en la figura III.19.

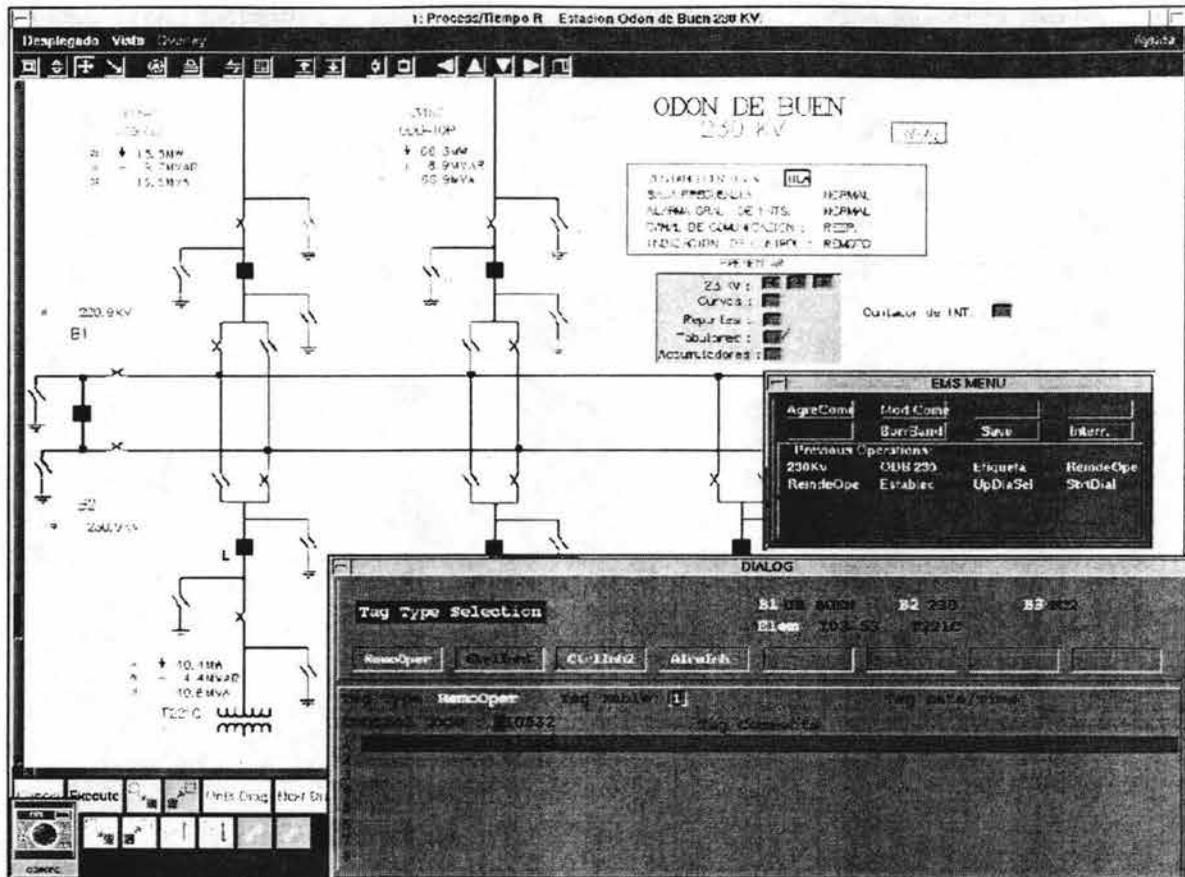


Figura III.19 Indicación del punto I03 53 del Banco T221C con etiqueta de Licencia (I10532).

Para quitar una licencia se hace el mismo procedimiento que para ponerla, pero con la diferencia que al solicitar poner la licencia, el operador entonces selecciona borrar licencia seguido de Salvar en el menú EMS. La bandera correspondiente al tipo de licencia seleccionada se borra cuando todas las licencias del mismo tipo han sido borradas. El mensaje correspondiente y todos los comentarios asociados son eliminados del sumario de licencias.

Si al borrar una licencia se utiliza el código maestro y existen múltiples licencias sobre el punto, se eliminarán todas las licencias. Lo mismo sucede si varias licencias del punto tienen el mismo código.

Todas las operaciones de licencias son registradas en el sumario general.

Permiso para trabajar

Esta función permite declarar bloques completos bajo mantenimiento. Es similar a una licencia en el sentido que prohíbe acciones de control sobre el bloque, también prohíbe acciones de control sobre campos de conmutación adyacentes, si estas acciones pudieran afectar adversamente el estado del bloque que se encuentra con la condición de "permiso para trabajar". Esta función solo se permite sobre bloques y no sobre elementos individuales. Existe una bandera asociada con esta condición y es una (P).

4.- Actualización manual de estados digitales

Esta función permite al operador sobreponer manualmente el estado de cualquier elemento, con el objeto de actualizar la imagen de base de datos. La actualización manual se permite únicamente si existe alguna de las siguientes condiciones:

- El elemento no está operativo.
- El elemento no es telemedido.
- El elemento o bloque tecnológico que incluye al elemento se encuentra fuera de exploración.

a) La actualización manual se inicia desde el diagrama unifilar de la subestación mediante la función Actualizar. Esta función puede invocarse a través del menú EMS o del teclado EMS. El operador selecciona el elemento e invoca la actualización manual. Como se muestra en la siguiente figura III.20.

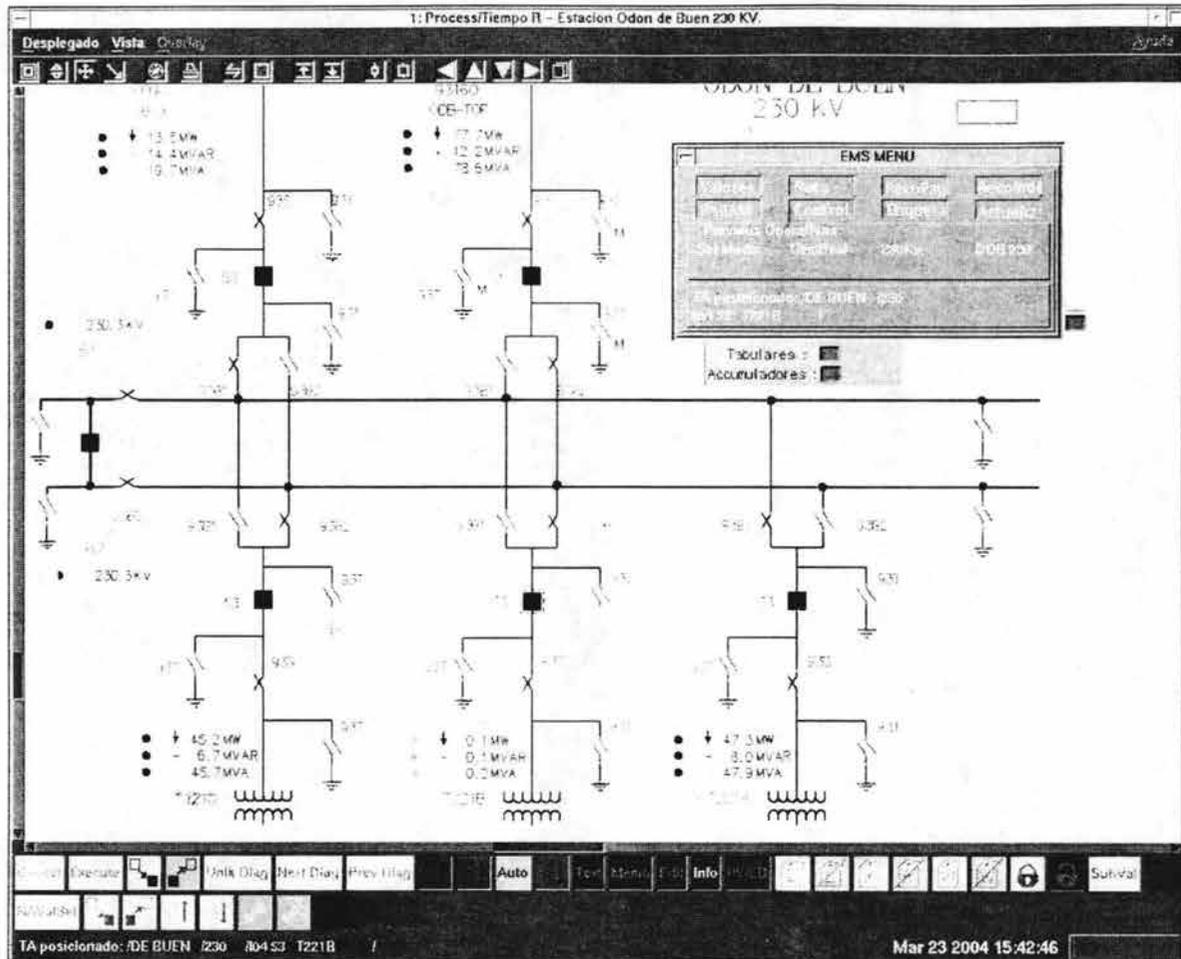


Figura III.20 Unifilar de la subestación con menú EMS, para hacer una actualización manual del punto digital I04 53 T221B.

b) Se despliega un mensaje de verificación que contiene la descripción del elemento en el menú EMS. Se despliega la fecha y tiempo actual en una ventana de diálogo. El operador puede modificar opcionalmente estos datos para reflejar el tiempo en que sucedió realmente la operación en el campo.

c) El operador selecciona Switch y abrir o cerrar. El dispositivo cambiara de color para indicar que ha ocurrido una actualización manual y se colocara una etiqueta (M) al lado del dispositivo, como lo ilustra la figura III.21. Cuando se elimina la bandera de Fuera de exploración o el elemento ya esta operativo, el estado del dispositivo telemedido remplaza al estado introducido por el operador. Todas las actualizaciones manuales producen un mensaje en el sumario general.

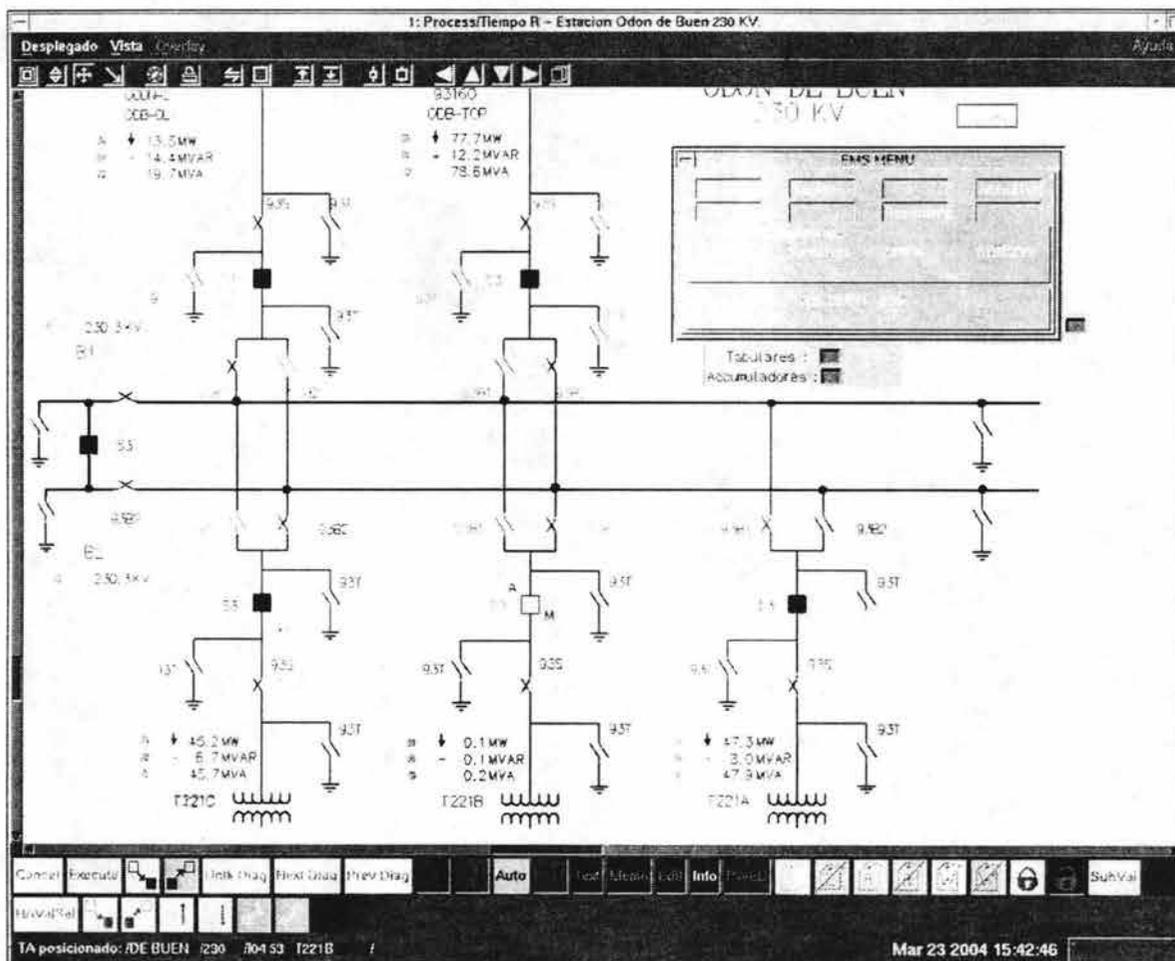


Figura III.21 Actualización manual de abierto en el punto I04 53 T221B

5.- Cambiar la función normal

El operador puede cambiar el estado definido como normal de un punto digital. Consta de dos pasos que son:

- a) El operador selecciona el punto e invoca la función invertir normal desde el menú EMS.

- b) Aparece un mensaje de verificación en la ventana del menú EMS. Si aún se desea la operación, se selecciona la función ejecutar. Esta función no cambia el estado actual del punto; sin embargo, el estado anormal y la alarma se actualizarán de acuerdo a la nueva definición normal. Si el punto estaba en el sumario de anormales, será removido. Si el estado actual es ahora anormal, se generará una alarma con procesamiento de anormal y se colocará una etiqueta (A) al lado del dispositivo.

La figura III.22 muestra el procedimiento para invertir la definición de normal de un punto. Comúnmente la definición de normal en los interruptores será cuando estén cerrados.

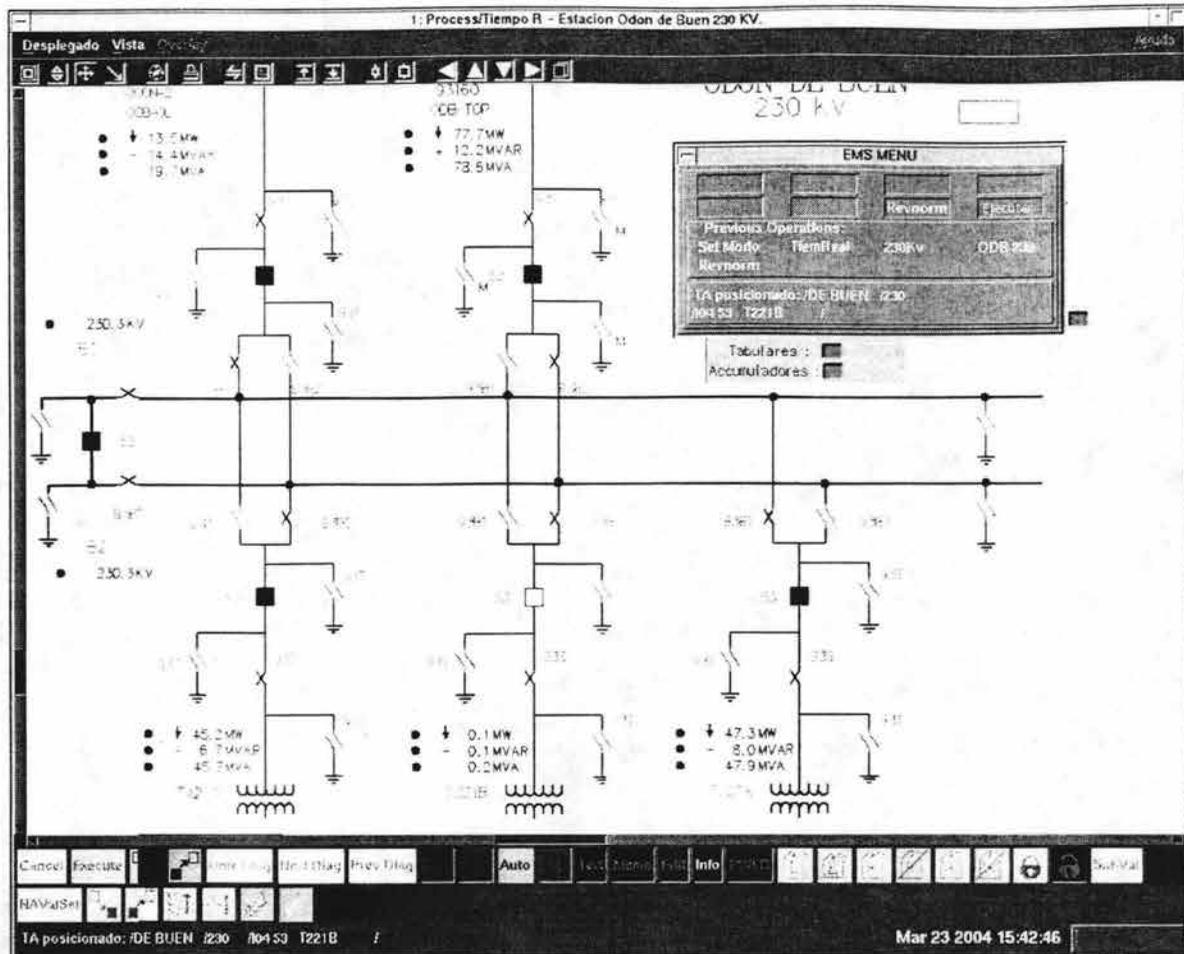


Figura III.22 Diagrama de subestación con el punto I04 53 T221B invertido en su definición de normal.

6.- Declarar valores analógicos fuera de exploración.

Los valores medidos o acumulados pueden sacarse de exploración, esta función provoca la supresión de mensajes de alarma del elemento. El valor del elemento no será actualizado por las exploraciones de adquisición de datos. Al valor se le asocia una bandera para indicar esta condición.

Después que el elemento se declara dentro de exploración, la siguiente exploración actualizará el valor del elemento con su valor real. Las funciones de

sacar / meter a exploración se realizan en un diagrama de la subestación usando las funciones Bloquear o Desbloquear. Estas funciones se pueden solicitar desde el menú EMS o desde el teclado EMS. El operador selecciona el elemento analógico y solicita el Bloquear o Desbloquear, como se muestra en la Figura III.23.

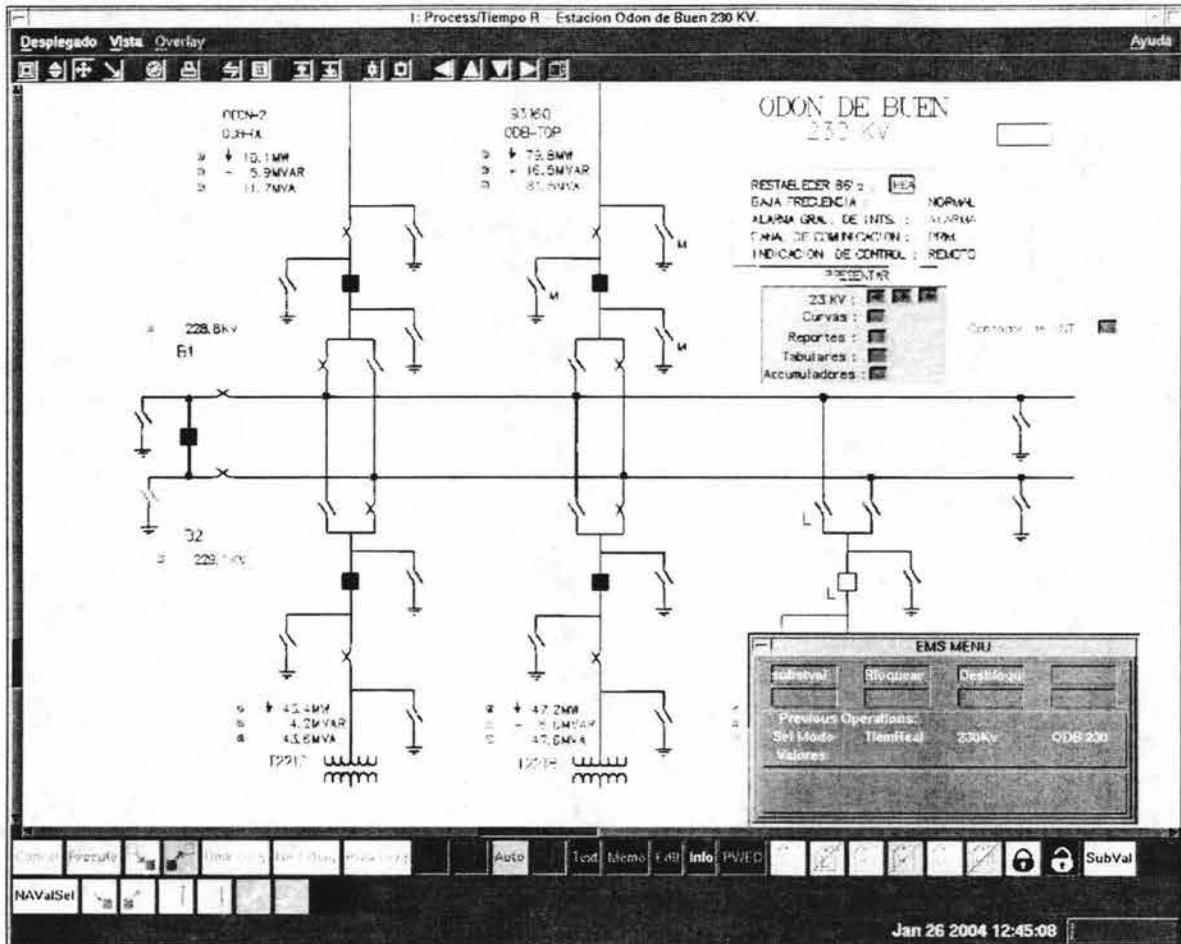


Figura III.23 Ilustración del menú EMS para Bloquear / Desbloquear una medición analógica.

Se despliega un mensaje de verificación en el menú EMS. Si la operación aún se desea, el operador selecciona Ejecutar y el punto bloqueado cambiara de color con la etiqueta (R). Esta operación se ilustra en la figura III.24.

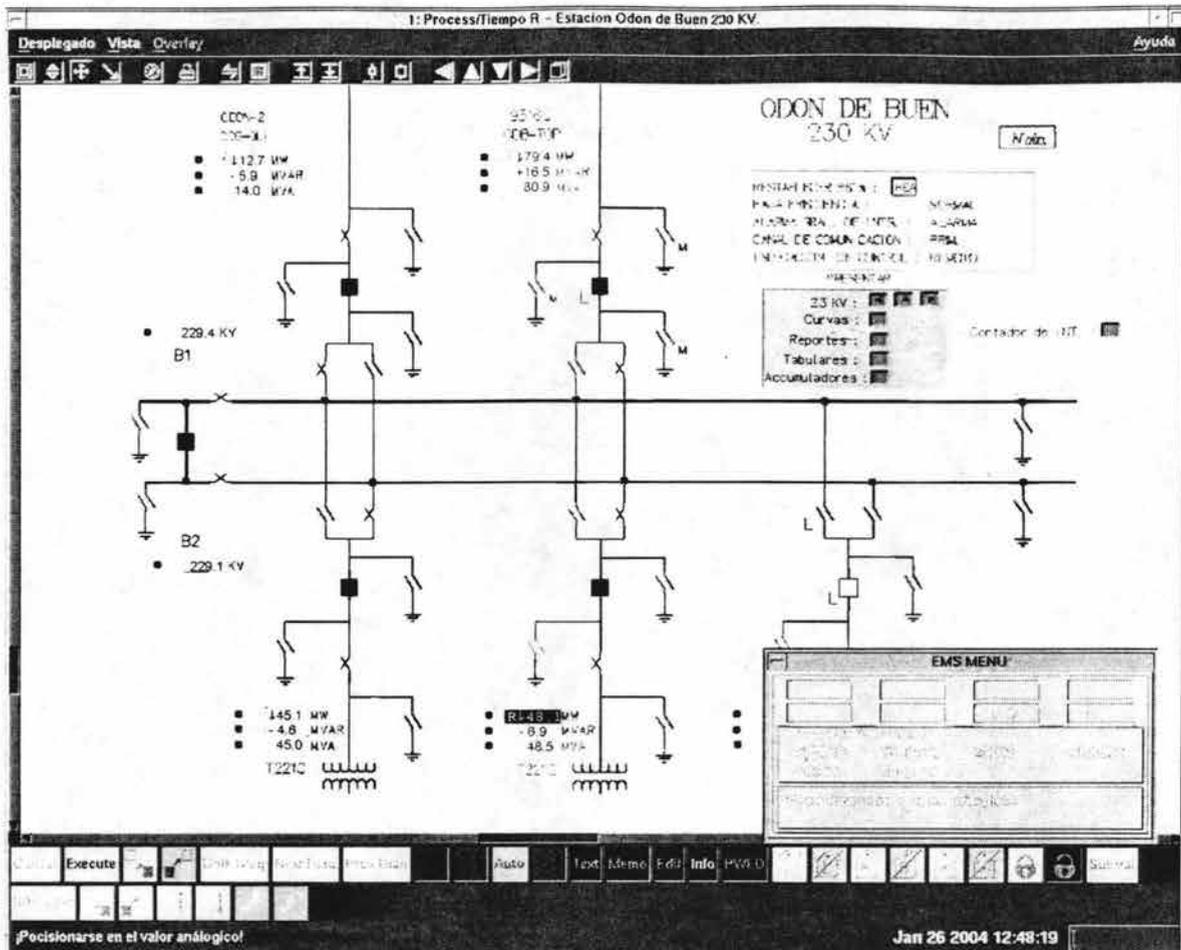


Figura III.24 Ilustración de menú EMS con la instrucción Ejecutar para confirmar un Bloqueo / Desbloqueo de un punto analógico.

Todas las acciones anteriores generaran un mensaje en el impresor y en el sumario general.

7.- Sustitución de valores analógicos

Esta función permite al operador sustituir manualmente cualquier valor para actualizar la imagen de la red en base de datos. La sustitución se permite si existe alguna de las siguientes condiciones:

- El elemento está fuera de exploración
- El elemento no es telemedido.
- El elemento no está operativo.

La sustitución se inicia desde un diagrama de subestación invocando la función sustituir desde el menú EMS o el teclado EMS. El operador selecciona el elemento y solicita la función Sustituir. Se despliega un mensaje de verificación en el menú EMS. Si aún se desea la operación, el operador introduce el nuevo valor y selecciona Ejecutar. Esta operación se realiza de igual forma como se indicó en las figuras III.23 y III.24. El valor sustituido se identifica con una bandera (M), de modo manual al lado de la medición. Cuando el elemento es puesto en exploración o regresó a su estado operativo, el valor telemedido reemplaza al valor introducido por el despachador. Todas las sustituciones generan un mensaje en el sumario general.

III.5 Control.

Un sistema de control de una subestación eléctrica, es el conjunto de instalaciones de baja tensión, interconectadas entre sí, que son necesarias para efectuar maniobras en forma manual o automática, en las instalaciones de alta y baja tensión.

Control local.

El sistema de control local se utiliza en subestaciones que cuentan con turnos permanentes de operadores, que vigilan y operan las diferentes instalaciones,

haciendo uso de los mecanismos de mando manual, auxiliados por los sistemas automáticos de control y protección de la subestación.

El control local también se utiliza en forma mixta, en las subestaciones telecontroladas, para que puedan operar en forma manual por el personal de mantenimiento, cuando se requieran maniobras especiales después de reparar cualquier equipo.

Control remoto (telecontrol)

El telecontrol se utiliza mucho en la actualidad, sobre todo en grandes subestaciones para que pueda ser operado desde el centro de operación a través de un sistema en tiempo real; que en nuestro caso para esta tesis es el EMPOWER Spectrum. Este tipo de sistema se utiliza en subestaciones donde no existe personal de operación permanente y se controla desde un centro de control remoto. Solo en casos especiales se operan localmente.

Telecontrol del interruptor.

Normalmente para el control local de un interruptor es decir, para su cierre y apertura se requiere de un conmutador de dos posiciones. Este conmutador a través de sus contactos, se conecta con las bobinas de cierre y disparo del interruptor efectuándose de esta manera el control. La forma de cómo opera se muestra en la figura III.25.

control provenientes de la subestación misma con las de telecontrol que se envían desde la sala de operación.

Como parte del esquema de control se tienen también un tablero de control miniaturizado en el cual se colocan los conmutadores de control de los interruptores con su respectiva indicación de la posición en el cual se encuentra el interruptor. Un ejemplo de este tipo de tableros se muestra en la figura III.26.

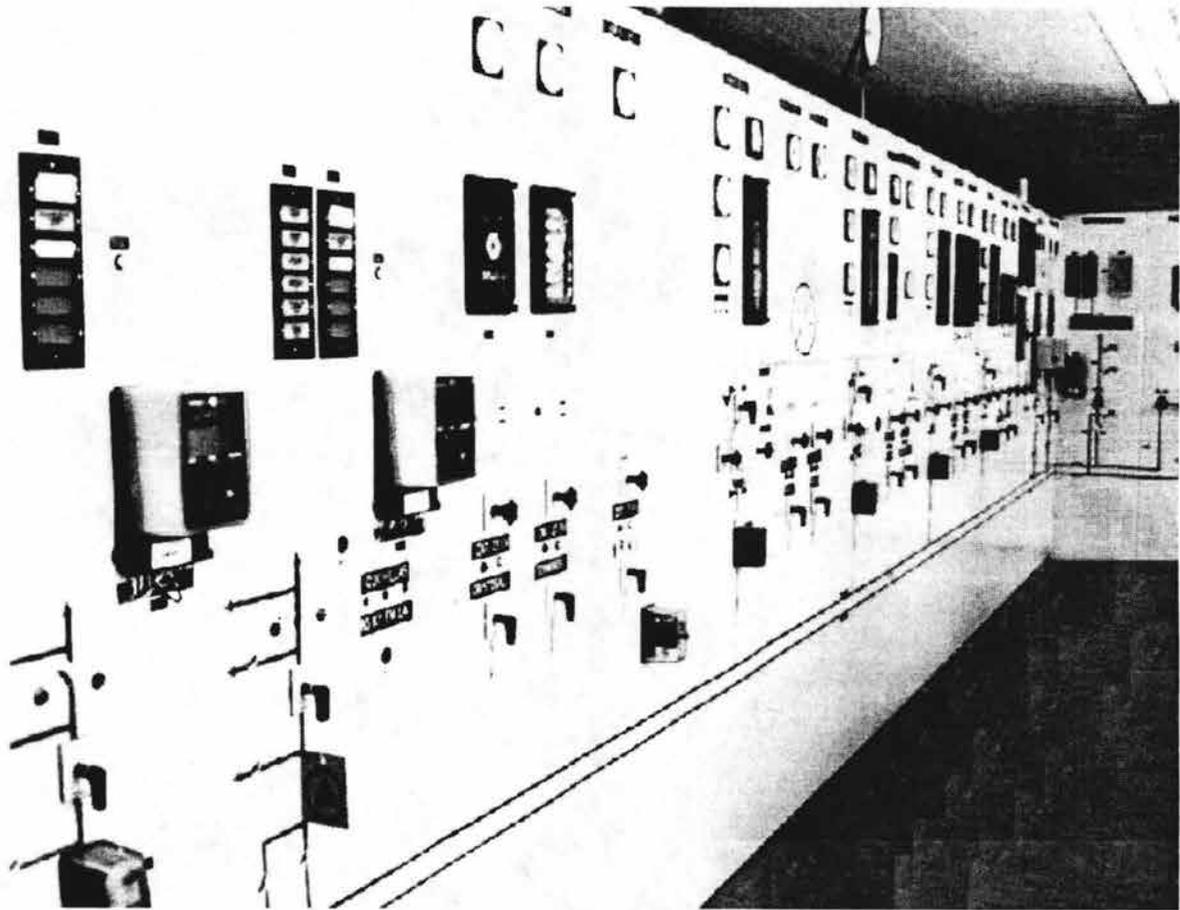


Figura III.26 Tablero miniaturizado de una sala de control manual.

Por último, para completar la fase de telecontrol de un interruptor se tiene un tablero de relevadores auxiliares, colocados en un tablero así denominado. Estos relevadores, hacen accionar directamente por medio de sus contactos las bobinas de cierre y apertura del interruptor, los cuales ya se menciono trabajan a una tensión de 125 volts de corriente directa.

En la figura III.27 se muestra el esquema de conexiones para un interruptor telecontrolado cuya secuencia de operación es la siguiente:

El interruptor tiene para su control dos formas de mando, una local y una remota. El control en forma local se efectúa a través del conmutador colocado en el tablero miniaturizado. Este conmutador al cerrar sus contactos ya sea para el cierre o bien para la apertura del interruptor, energiza las bobinas de los relevadores auxiliares, los cuales hacen cerrar sus contactos correspondientes mandando una señal al interruptor. Cuando el mando se hace en forma remota, la señal de cierre o apertura llega inicialmente a los relevadores intermedios, haciendo energizarse su bobina y cerrando sus contactos correspondientes. La señal de estos relevadores provoca que se energicen los relevadores auxiliares, continuándose la secuencia de operación.

Además del control del interruptor es necesario tener una indicación que nos muestre el estado abierto o cerrado que guarda el interruptor, para ello contamos con un relevador intermedio el cual es energizado por un contacto "b" del interruptor.

Al energizarse el relevador de señalización, este cierra sus contactos que están abiertos y abre los que estén cerrados. Estos contactos en combinación con otros contactos del conmutador de control (CNC) nos indican en el tablero miniaturizado por medio de una lámpara el estado del interruptor. Cuando el interruptor se abre por la operación de alguna protección, la lámpara empieza a parpadear, indicándonos que el interruptor se abrió debido a una falla en la subestación.

CONTROL, SEÑALIZACIÓN Y ALARMAS INTERRUPTOR

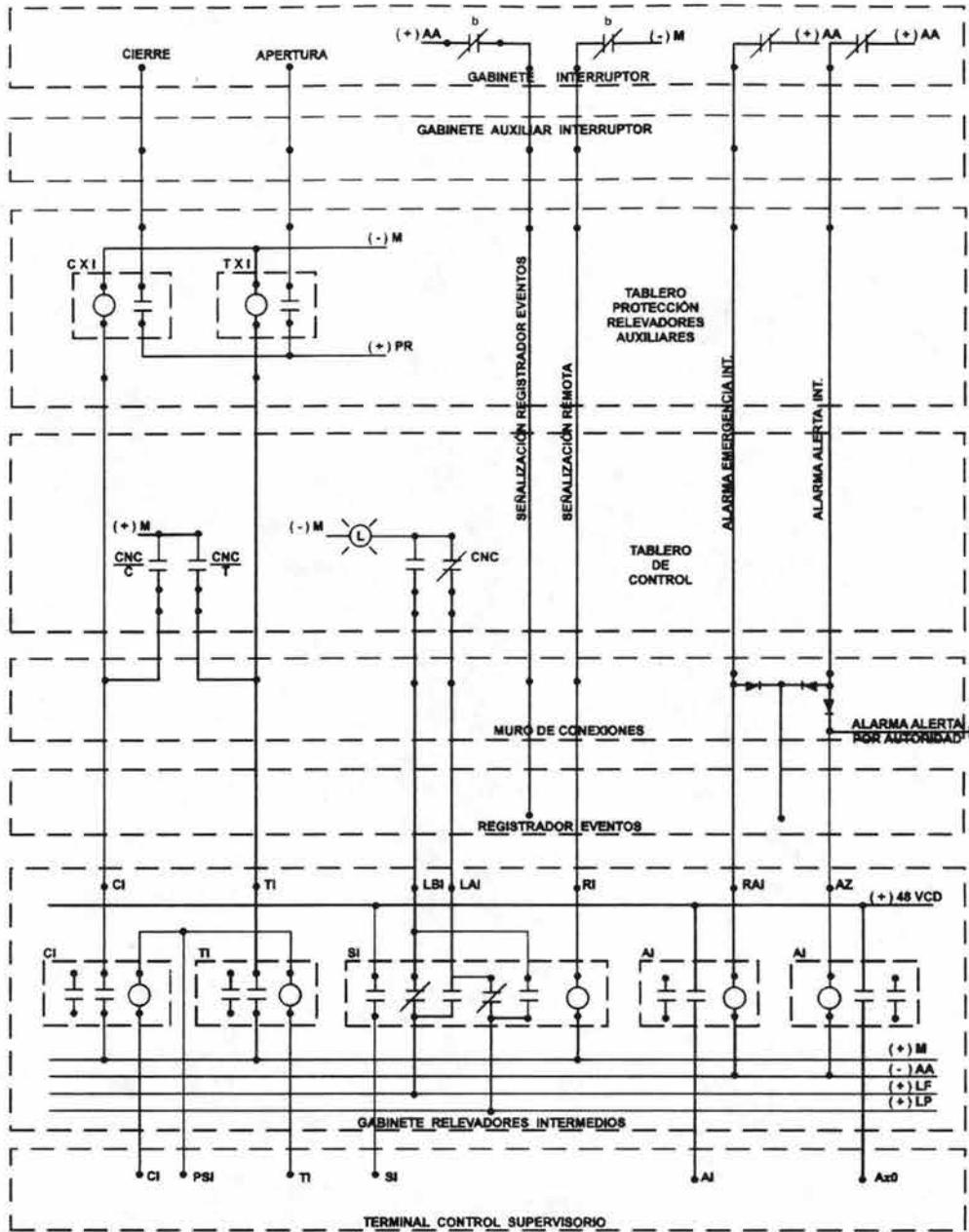


Figura III.27 Conexiones de un interruptor telecontrolado.

Para indicar el estado de un interruptor a la sala de operación, se tiene en el relevador de señalización un contacto normalmente abierto, el cual se cierra en el momento de abrirse el interruptor mandando una señal a la unidad terminal remota, que la trasmite a su vez a la estación maestra.

Finalmente se tiene un sistema de alarmas que nos indica que algo no marcha bien en el funcionamiento del interruptor. Generalmente se tienen dos alarmas por interruptor, una alarma de emergencia que nos indica que el interruptor se encuentra bloqueado y una alarma de alerta que nos indica algún problema en el nivel de voltaje del interruptor. La operación de estas alarmas se lleva acabo por medio de relevadores que colocados en el gabinete del interruptor detectan problemas que surjan enviando una señal a los relevadores de alarma intermedios, la cual es detectada por la unidad terminal remota y enviada a la estación maestra.

Telecontrol de la cuchilla.

La forma tanto de control como de telecontrol que se realiza para una cuchilla es semejante a la de un interruptor, diferenciándose únicamente en la señalización y en las alarmas.

Con respecto a la señalización, no se puede emplear la misma que para un interruptor debido a la diferencia que existe entre ambos en su mecanismo de accionamiento, ya que para un interruptor sabemos que una vez que se inicia su maniobra para la apertura, el mecanismo no se detiene hasta que este completamente abierto. En cambio para la cuchilla puede suceder que empiece a abrir y no termine el ciclo completo.

Generalmente una cuchilla cuenta para su funcionamiento con un motor y una serie de microinterruptores los cuales hacen que el motor se detenga cuando esta completamente abierto, pero esto no sucede en algunas ocasiones, quedando la cuchilla a la mitad de su maniobra.

Entonces para tener una señalización efectiva, se ha colocado un relevador con dos bobinas una de operación y otra de reposición, las cuales son accionadas por contactos "a" y "b" auxiliares de la cuchilla. Cuando la cuchilla esta abierta los contactos "b" se encuentran cerrados, energizando de esta manera a la bobina de operación y cerrando el contacto que conectado con la unidad terminal remota envía una señal al centro de control y operación. Una vez que la cuchilla inicia su maniobra, los contactos "b" se abren, pero los contactos de relevador permanecen en esa posición hasta que la cuchilla se haya cerrado completamente y por consiguiente los contactos "a" que energizan a la bobina de reposición regresan a su posición original desapareciendo la señal que estaba enviando al centro de control.

Se cuenta también en el tablero de control, con una señal que nos indica la asincronía entre la posición de la cuchilla con respecto a la señalada en la MMI, es decir, que si la cuchilla se encuentra en campo, abierta; y en el unifilar de la MMI nos indica cerrada, una pequeña lámpara colocada en el tablero miniaturizado empieza a parpadear indicándonos la asincronía. La figura III.28 muestra el esquema de control de la cuchilla.

CONTROL, SEÑALIZACIÓN CUCHILLAS

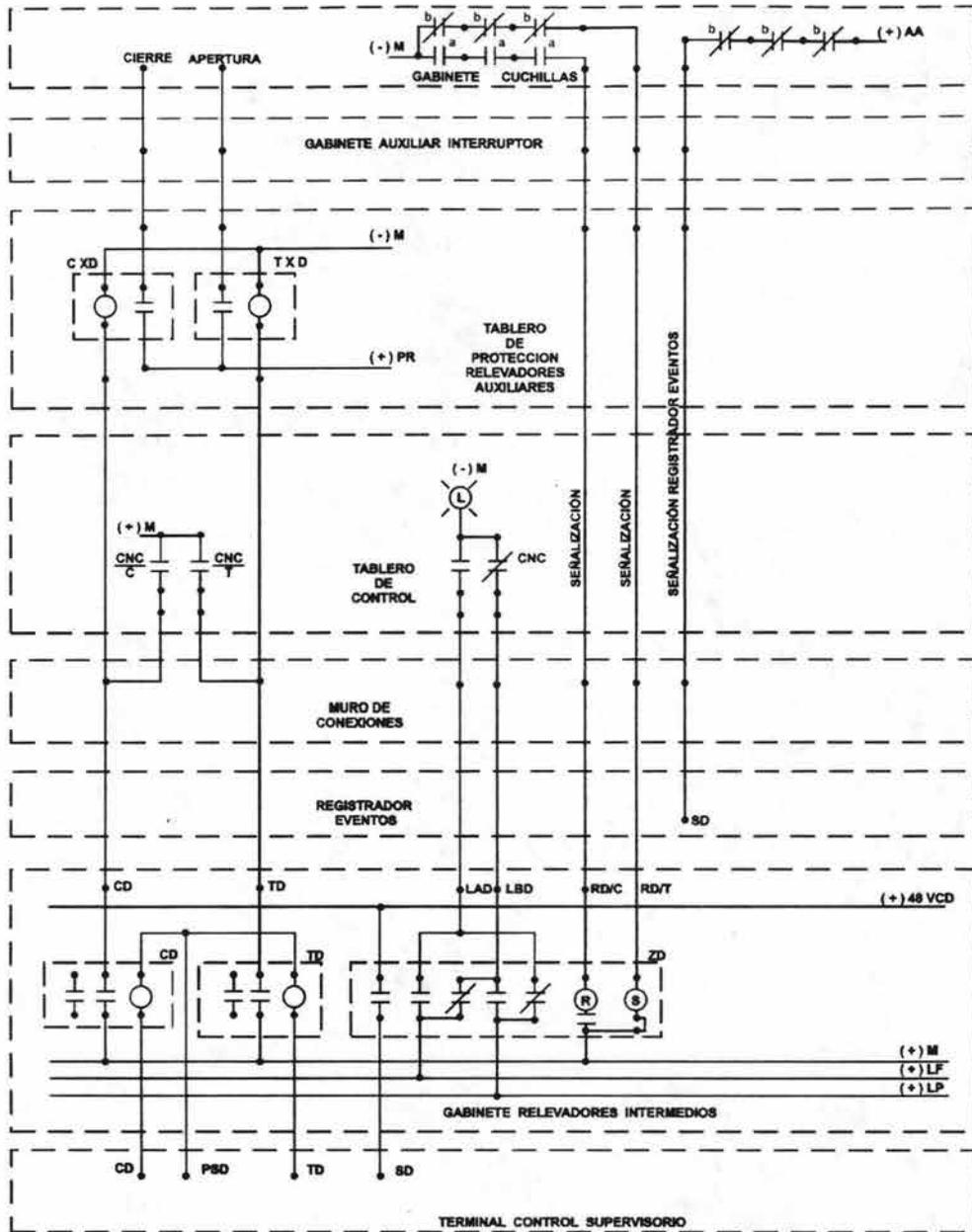


Figura III.28 Conexiones de una cuchilla telecontrolada.

CONCLUSIONES

Las nuevas técnicas de control de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica están dando por resultado una mayor eficiencia del sistema. Teniendo en cuenta que los nuevos sistemas de control son en gran parte electrónicos, debemos de considerar el estudio de los principios de funcionamiento de estos dispositivos, así como los elementos que los componen dentro del campo de la carrera de Ingeniería Eléctrica, para que de esta manera sea posible aplicarlos más eficazmente de manera practica o en otro tema de tesis.

La confiabilidad y eficiencia están aseguradas mediante la vigilancia que efectúa el sistema de control supervisorio, ya que la rapidez con que se obtiene la información de cada subestación permite asegurar en un alto porcentaje la continuidad del servicio.

Además de las ventajas ya mencionadas, este tipo de sistema puede tener un desarrollo bastante prometedor debido a los grandes avances tecnológicos actuales. Este desarrollo contemplaría la automatización total del sistema, es decir que por medio de programas de computadora esta puede tomar decisiones sobre los comandos de control del equipo colocado en las subestaciones. De esta forma, la eficiencia con que se manejaría el sistema de potencia seria excelente, debido sobre todo a la rapidez con que se tomaran las decisiones y se llevaran a cabo también las acciones.

También se concluye que el desarrollo de este trabajo de tesis que comprende el estudio de los elementos que componen el sistema de monitoreo y control de una subestación, le será de gran utilidad a las siguientes generaciones como material de apoyo, ya que se describe de una forma sencilla y clara.

BIBLIOGRAFÍA

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

Ing. José Raúl Martín

Facultad de Ingeniería

Universidad Nacional Autónoma de México

MANUAL DE ALARMAS SISTEMA SICRAD

Luz y Fuerza del Centro

MANUAL DE OPERACIÓN SISTEMA SICRAD

Luz y Fuerza del Centro

MANUAL DE DISEÑO DE SUBESTACIONES

Luz y Fuerza del Centro

TRANSDUCTORES Y MEDIDORES ELECTRÓNICOS

Editorial Marcombo

ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

Gilberto Enríquez Harper

Editorial Limusa

MANUAL DE SUBESTACIONES BLINDADAS EN SF6

Luz y Fuerza del Centro

FUNDAMENTALS OF SUPERVISORY SYSTEMS

IEEE

Document 91EH0337-6 PWR