

41126
8



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
"CAMPUS ARAGÓN"**

**DISEÑO DE SUB-ESTACIONES
ELECTRICAS DE ALTA TENSIÓN**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO
P R E S E N T A N:
NAUM ANDRÉS PÉREZ
ADOLFO ENRIQUE OCHOA VARGAS

**ASESOR:
ING. RAÚL BARRÓN VERA**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

2003

A



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**TESIS
CON
FALLA DE
ORIGEN**

AGRADECIMIENTOS

A mis padres:

De quien estoy profundamente orgulloso por las metas que a lo largo de la vida se han trazado y con éxito han alcanzado y que me han servido de inspiración para trazar las metas propias; por inculcarme con su ejemplo los valores en el trabajo y en la familia, por el esfuerzo y sacrificio realizado para ayudarme a crear los cimientos de mi vida, por haberme brindado la vida misma y simplemente por ser mis padres.

A mis hermanos:

Yolanda, Francisco, Marisol e Israel que siempre han estado a mi lado, hombro con hombro, en los momentos buenos y en los difíciles, brindándome su apoyo.

A Sandra:

Por ser el detonador que hiciera posible terminar esta etapa de mi carrera profesional, por compartir conmigo su vida pese a mi difícil carácter, por formar parte de mis sueños y ayudarme a convertirlos en realidad, por ser la mujer con la que deseo seguir compartiendo mi vida y mi amor.

A Karina:

Por ser la luz de mis ojos, fuente de inspiración, por su amor, ternura, su inocencia y a la vez su gran sentido común e inteligencia. Mi chiquita preciosa te quiero mucho.

Al bebé:

Esa nueva vida que crece en el vientre de Sandra, por que es y será una nueva fuente de inspiración para alcanzar aún muchas metas más.

A mis Tíos, Tías, primos, primas:

Por ser mi familia y compartir conmigo la misma sangre.

A ma belle famille:

Qui est devenu un fort pilier pour faire face au prochains projets dont je ferais face.

A mi Alma Mater la ENEP Aragón:

Por brindarme la oportunidad de formar parte de esta familia de universitarios y a la cual espero devolver en un futuro, aunque sea un poco de lo mucho que ella me ha dado.

Al Ing. Raúl Barrón Vera:

Por compartir conmigo su experiencia, por sus consejos y su apoyo tanto como Jefe durante el servicio social, asesor de tesis y como persona.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

B

A mis Sinodales:

Por el tiempo que han dedicado a la revisión de este trabajo, por sus consejos y experiencia compartida.

A mis profesores:

Por ofrecerme los conocimientos básicos para poder participar en el desarrollo de nuestro querido México.

A Enrique:

Por compartir conmigo diferentes etapas de nuestras vidas, como mi profesor, mi compañero de trabajo, como amigo. Y ahora compartimos el trabajo de tesis.

A mis amigos:

Porque han sido mi segunda familia, ya que juntos hemos compartido gran parte de nuestras vidas y me han honrado con su amistad; de forma muy especial Alberto Aznar, Olivier y Euridice Joly, Kurt Ling, Karina Angel, Isabel Estévez, Jorge Garalz, Eduardo Franco, Ramón Herrera, Gonzalo Carrasco, Fernando Alvarez, Hugo Aldama, Montserrat, Veronique, sólo por mencionar algunos.

Al Ing. Tomás Zapata:

Por su apoyo, consejos y confianza que ha depositado en mi persona además de las facilidades otorgadas para lograr esta fase final de mi formación académica a nivel licenciatura, así como su apoyo para emprender el camino hacia nuevos retos.

Gracias a todos por formar parte de mi vida

Naum Andrés Pérez

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tus Sueños

El buen combate es el que entablamos en nombre de nuestros sueños. Cuando en la juventud los sueños estallan dentro de nosotros con toda su fuerza, tenemos el coraje pero todavía no hemos aprendido a luchar. Tiempo después, hemos aprendido a luchar pero ya no poseemos el mismo coraje para combatir. Sin embargo el ser humano nunca puede dejar de soñar. El sueño es el alimento del alma, como la comida es el del cuerpo. El placer de la búsqueda y de la aventura alimenta los sueños. Por eso hay que continuar buscando y prestar atención: siempre vemos el camino que mejor nos conduce a nuestros sueños, pero sólo andamos por el camino al que ya estamos acostumbrados.

Paulo Coelho
El Peregrino

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

AGRADECIMIENTOS:

A ti, Arcelia Maya,

Mi adorable **Abuelita**, por haberme enseñado, el real significado de la familia y por que sin ti, este trabajo no lo hubiera hecho nunca. gracias

A mis Padres

Por todo su apoyo, sacrificios consejos y ejemplos, que me brindaron cuando más los necesite. gracias

A mis Hermanos:

Abel, Luis, Ariel, Claudia, Cesar, Fortino, José, gracias y los quiero mucho.

A ti Ariel

Por que tu abriste el sendero para llegar al camino en donde hoy estamos gracias

A mi Alma Mater

Mi entrañable Universidad, **UNAM ENEP-ARAGON**, por todo lo que le debo.

A mis Profesores

Que con su dedicación y esmero ayudaron a mi formación académica. gracias

Al Ing. Raúl Barrón Vera,

Por su apoyo, experiencia y consejos brindados para la realización de este trabajo. gracias

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ENRIQUE

DEDICATORIA:

A Mary

Mi esposa amada, que este trabajo sea un paso más en ese proyecto de vida que decidimos emprender hacia nuestra felicidad. **Te Amo**

A Fortino Vargas "SANTO"

Por ser esa persona que siempre da gusto ver.

A todos mis Tíos y Primos

Por el placer de brindarme su amistad y cariño

A todos mis Queridos Sobrinos

Que este trabajo sea un motivo mas de su propia superación

A Juan Carlos

Mi gran amigo, por esa gran estima que has demostrado siempre.

A Paty, Miguel, Enrique, José Silva, José Isaac, Antonio, Fernando, Manolo, Arturo,

Por todos esos momentos que fueron, que son y que sé que vendrán.

A Naum

Gran compañero y amigo que me ha permitido compartir experiencias y vivencias, que han enriquecido nuestra amistad.

A mi nueva Familia

Por haberme recibido con los brazos abiertos

ENRIQUE

F

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**CUANDO UNA PERSONA REALMENTE DESEA ALGO,
EL UNIVERSO ENTERO CONSPIRA PARA QUE
REALICE SUS SUEÑOS.**

PAULO COELHO

G



**DISEÑO DE
SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS DE
ALTA TENSIÓN**



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO

Introducción

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) abarca un extenso territorio desde Yucatán hasta Sonora y para su operación se divide en siete áreas de control. Se entiende que para enlazar tantas centrales generadoras y centros de consumo se requieren de muchas líneas de transmisión y sub-estaciones de diversas capacidades y características. El SIN se caracterizaba hasta hace poco más de cinco años, por ser un sistema longitudinal, con pocas mallas de 230kV y 400kV lo que lo hacía vulnerable a la pérdida de estabilidad por sus enlaces débiles y transmisiones radiales.

Si embargo el SIN ha tenido un constante e importante crecimiento, fortaleciéndolo y disminuyendo su vulnerabilidad, consecuencia del constante aumento de la demanda de energía eléctrica tanto para uso habitacional como uso industrial.

En la actualidad varios países entre ellos Estados Unidos, Brasil, Venezuela cuentan con sistemas de transmisión de energía de 800kV, Italia cuenta con sistemas de transmisión de 1000kV y la tensión más alta actualmente en servicio es de 1200kV en la ex URSS.

Por lo anterior en la actualidad la inversión en el sector eléctrico en México se ha incrementado de forma importante. Lo que ha causado una cerrada competencia entre las organizaciones que trabajan en el campo de la generación, transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica es cada vez mayor. Aún cuando el volumen de trabajo es importante, en la industria es requerido el conocimiento y experiencia de ingenieros capaces de aportar mejoras e innovaciones en el diseño Electromecánico, Civil y eléctrico de los sistemas eléctricos de potencia, de acuerdo a las normas, especificaciones y estándares nacionales e internacionales aplicables.

A la largo de seis años de experiencia en el diseño de Sub-Estaciones Eléctricas de Alta Tensión hemos tenido que profundizar y complementar los conocimientos adquiridos durante nuestra formación académica ya que uno de los problemas a los que se enfrenta el ingeniero recién egresado, es la dificultad para aterrizar los conocimientos teóricos en el campo práctico-industrial.

La combinación de los conocimientos académicos adquiridos en las Universidades, la experiencia práctica en la industria y la bibliografía, manuales, artículos técnicos, así como normas, estándares y especificaciones referentes al campo eléctrico; es necesaria para la formación de ingenieros de alto nivel capaces satisfacer las demandas del creciente mercado eléctrico.

Objetivo

Por lo anterior el presente trabajo se ha realizado con la finalidad de ser utilizado a manera de manual en el desarrollo del diseño de sub-estaciones eléctricas de alta tensión, el cual esta dividido de la siguiente manera:

- Capítulo 1: Generalidades; en este capítulo se habla de forma general de los sistemas eléctricos de potencia, así como de los diferentes arreglo eléctricos y configuraciones físicas de las sub-estaciones, mencionando sus características principales así como las ventajas y desventajas que tienen unos frente a otros.
- Capítulo 2: Elementos que forman parte de una S.E.; en este capítulo se describe cada uno de los componentes de una S.E., mencionando de forma simplificada su función dentro de la misma así como sus características principales.
- Capítulo 3: Diseño Electromecánico de una S.E. En este capítulo muestra de forma secuencial el desarrollo del diseño de una S.E. basado en la experiencia adquirida.
- Capítulo 4. Conclusiones, consideraciones de diseño; en este capítulo muestra la importancia de las consideraciones que se realizan durante la etapa del diseño y por lo tanto de las consecuencias de las mismas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ÍNDICE

	PÁGINA
PORTADA	1
INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO	2
ÍNDICE	3
CAPÍTULO 1	5
1 Generalidades	5
1.1 INTRODUCCIÓN	5
1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	6
1.2.1 De acuerdo a su función	6
1.2.2 De acuerdo a la potencia que manejan	6
1.2.3 De acuerdo al arreglo eléctrico (Diagrama Unifilar)	7
1.2.4 De acuerdo a la instalación (Diagrama Unifilar)	25
1.2.5 Conclusiones	27
CAPÍTULO 2	28
2 Elementos que forman parte de una S.E.	28
2.1 EQUIPOS PRIMARIOS	28
2.1.1 El Transformador de Potencia	28
2.1.2 El Interruptor de Potencia	33
2.1.3 Los Transformadores de instrumento	37
2.1.4 Las Cuchillas desconectadoras	42
2.1.5 Los Apartarrayos	42
2.2 EQUIPOS SECUNDARIOS	45
2.2.1 Los Transformadores de servicios propios	45
2.2.2 Los Tableros de servicios propios	45
2.2.3 Los conjuntos Cargador / Rectificador Banco de baterías	47
2.2.4 El Sistema contra incendio	51
2.2.5 Planta de emergencia	56
CAPÍTULO 3	63
3 Diseño electromecánico de una S.E.	63
3.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE DISEÑO	63
3.2 DATOS DE ENTRADA PARA EL DISEÑO ELECTROMECAÁNICO	64
3.3 DIAGRAMA UNIFILAR	67
3.4 ARREGLO GENERAL	69
3.5 DISPOSICIÓN DE EQUIPOS	71
3.6 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTOS	81

3.6.1	Definiciones	81
3.6.2	Ejemplo de Cálculo Coordinación de Aislamientos.....	82
3.6.3	Verificación del blindaje con hilo de guarda.....	88
3.7	CÁLCULO DE FLECHAS Y TENSIONES.....	92
3.8	ISOMÉTRICO CON CARGAS	94
3.9	CÁLCULO DE BARRAS RIGIDAS	97
3.9.1	ejemplo de cálculo	97
3.10	TRAYECTORIA DE DUCTOS Y TRINCHERAS.....	104
3.11	DISEÑO DE LA RED DE TIERRAS.....	106
3.11.1	Elementos de la red de tierra.....	106
3.11.2	Ejemplo de Cálculo.....	107
3.12	SERVICIOS PROPIOS.....	112
3.12.1	Sistemas auxiliares de corriente.....	112
3.12.2	Requerimientos de diseño.....	113
3.12.3	Selección de fuentes de alimentación a servicios propios o auxiliares.....	113
3.12.4	Cargas críticas o esenciales.....	115
3.12.5	El esquema de transferencia.....	117
3.12.6	Corrientes de falla en los sistemas auxiliares.....	120
3.12.7	Equipos.....	120
3.12.8	Sistemas auxiliares en corriente directa.....	122
3.12.9	Dimensionamiento de los equipos en las instalaciones de servicios auxiliares (servicios propios) de las subestaciones electricas.....	133
3.12.10	Metodología de algunos calculos.....	143
3.13	EDIFICIOS Y CASETAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	148
3.13.1	Clasificación.....	148
3.13.2	Características.....	148
3.13.3	Dimensiones y Requisitos Generales de Edificios y Casetas.....	149
3.13.4	Instalaciones.....	151
3.13.5	Aire Acondicionado.....	151
3.13.6	Ventilación.....	152
3.14	HERRAJES, CONECTORES AISLADORES Y CONDUCTORES.....	153
CAPÍTULO 4.....		160
4	Conclusiones. Consideraciones de Diseño.....	160
4.1	CONSIDERACIONES DE LAS DIFERENTES ÁREAS QUE INTERVIENEN EN UN PROYECTO.....	160
4.2	EJEMPLO PRÁCTICOS DE LAS CONSECUENCIAS DE LAS CONSIDERACIONES NO REALIZADAS.....	161
BIBLIOGRAFÍA.....		167

CAPÍTULO 1

1 GENERALIDADES.

1.1 INTRODUCCIÓN.

Una Subestación Eléctrica es un conjunto de equipos, materiales y dispositivos eléctricos que forman parte esencial de un sistema eléctrico de potencia, teniendo como funciones transformar los niveles de tensión, derivar circuitos de potencia o bien convertir la corriente alterna en corriente continua.

Para poder comprender mejor la importancia de las subestaciones eléctricas y sus diversas funciones a continuación se explicará de forma breve lo que es un sistema eléctrico de potencia.

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de elementos que intervienen en el proceso de generar, transformar, transmitir y distribuir la energía eléctrica a los diferentes puntos de consumo de energía, ya sea de carácter urbano, ya sea de carácter industrial.

De forma general y simplificada un sistema eléctrico de potencia puede dividirse en tres grandes sub-sistemas:

- Generación.** Como su nombre lo indica es el sistema en el que se lleva a cabo la generación de energía eléctrica. La cual puede explicarse como la transformación de la energía (generalmente mecánica) en energía eléctrica.
- Transformación.** En los sistemas eléctricos de potencia se utilizan diferentes niveles de tensión, los cuales pueden clasificarse en Baja tensión (voltajes no mayores a 1000V), media tensión (voltajes comprendidos entre 1000V y 34.5kV), alta tensión (voltajes comprendidos entre 34.5kV y 245kV), extra alta tensión (voltajes comprendidos entre 245kV y 1000kV), ultra alta tensión (voltajes mayores a 1000kV). En México el voltaje máximo en los sistemas eléctricos es de 400kV. La transformación consiste en el paso de un voltaje mayor a un voltaje menor o vice-versa.
- Transmisión.** Tal como su nombre lo indica se refiere a los elementos que hacen posible transportar la energía eléctrica desde los puntos de generación (que por lo general son lugares apartados de los centros urbanos y/o industriales) hasta los puntos de consumo, y que podemos clasificar en Transmisión, Sub-transmisión y distribución. Los voltajes de transmisión de energía eléctrica están comprendidos entre 230kV y 400kV y por lo general los recorridos de las líneas de alta tensión son largos e interconectan en cada extremo a una subestación eléctrica, los voltajes de sub transmisión están comprendidos entre 230kV y 115kV, finalmente los voltajes de distribución están comprendidos entre los 34.5kV y 13.8kV y son estos sistemas los que interconectan a las subestaciones eléctricas con los centros de consumo.



Fig. 1.1.1

Esquema de un sistema eléctrico de potencia en el cual podemos distinguir la generación eléctrica, una etapa de transformación para elevar el voltaje y poder realizar la transmisión, otra etapa de transformación para reducir el nivel de voltaje para llevar a cabo la distribución y finalmente la carga o consumo.

1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Es difícil poder realizar una clasificación precisa de las subestaciones eléctricas sin embargo a continuación se agrupan los diferentes tipos de acuerdo a su función, potencia, tipo de configuración y construcción.

1.2.1 DE ACUERDO A SU FUNCIÓN

Las subestaciones pueden clasificarse en cuatro grandes grupos:

- a. **Subestaciones variadoras de tensión.** Estas subestaciones tienen como función ya sea elevar o reducir el nivel de voltaje para de esta forma poderse interconectar con otros sistemas eléctricos de potencia, plantas generadoras, centros de consumo o bien otras subestaciones eléctricas.
- b. **Subestaciones de switcheo o de maniobra.** Este tipo de instalaciones cumplen por lo general la función de interconectar otras subestaciones y permiten restablecer la continuidad del suministro de energía eléctrica cuando por labores de mantenimiento o bien por el caso de alguna falla, parte de un circuito eléctrico queda fuera de operación (ya sea un equipo, una línea de transmisión o bien una subestación completa).
- c. **Subestaciones mixtas.** Estas subestaciones están formadas por una combinación de las dos anteriores, son más complejas y por lo general más grandes en dimensiones. Estas subestaciones pueden conectar el sistema eléctrico con los centros de consumo y a la vez permitir la interconexión del mismo para asegurar la continuidad del servicio.
- d. **Subestaciones Rectificadoras.** Este tipo de subestaciones las encontramos generalmente en los sistemas de suministro de energía eléctrica de los servicios de transporte eléctrico como son los trolebuses (la alimentación de las unidades de trolebuses se realiza con corriente rectificada a un voltaje de 600V), el sistema de transporte colectivo Metro (la alimentación para los motores de las unidades motrices se realiza a través del llamado "tercer riel" el cual está energizado con 750V CC), el metro férreo y el tren ligero los cuales son alimentados a través de la catenaria con un voltaje de 750V CC.

1.2.2 DE ACUERDO A LA POTENCIA QUE MANEJAN

Las subestaciones eléctricas son diseñadas y construidas con diferentes niveles de voltajes, potencias, configuraciones de acuerdo a los requerimientos del sistema eléctrico nacional para poder llevar la energía eléctrica desde los puntos de producción hasta los centros de consumo. Si tomamos en cuenta la potencia y tensión que manejan podemos realizar la siguiente clasificación:

- a. **Subestaciones de transmisión.** La transmisión de energía eléctrica (como se explicó en el punto 1.1 inciso a) se realiza con tensiones altas, en el caso de México se realiza con voltajes mayores a 230kV. Siendo los voltajes estándar 230 y 400kV los utilizados para tal fin.
- b. **Subestaciones de sub transmisión.** En la mayor parte de los casos los grandes centros de consumo o centros de consumo principales (ciudades, grandes complejos industriales) se encuentran relativamente lejos unos de otros, por lo que se requiere transmitir parte de la energía a cada punto consumidor. Resultaría muy costoso realizar esto a los niveles de voltaje de la Transmisión eléctrica además al dividir la carga entre diferentes puntos las necesidades de conducción de flujo eléctrico decrecen. Es por esto que se tienen este tipo de instalaciones que por lo general reducen el voltaje de 400 kV o 230kV a un voltaje de 115kV para hacer llegar la energía a los centros de consumo secundario.
- c. **Subestaciones de distribución primaria.** Suelen ser aquellas que manejan voltajes comprendidos entre 115kV y 23kV y por lo general están instaladas dentro de los

centros urbanos y suministran energía a la industria y a las poblaciones para su consumo doméstico.

- d. **Subestaciones de distribución secundaria.** Manejan voltajes menores a 23kV y son el último eslabón en la cadena de los sistemas eléctricos de potencia ya que estas subestaciones distribuyen la energía a los transformadores que encontramos en los postes cercanos a nuestros hogares.

1.2.3 DE ACUERDO AL ARREGLO ELÉCTRICO (DIAGRAMA UNIFILAR)

El diagrama unifilar de una Subestación eléctrica es la representación en un esquema de un solo hilo, el arreglo de las tres fases del sistema de C.A., la interconexión entre los diferentes equipos de la instalación. En dicho diagrama se pueden observar los equipos principales así como la secuencia de operación de los mismos.

La selección del arreglo eléctrico de una S.E. depende de las características específicas de cada sistema, de acuerdo a la función que cumplirá la S.E. dentro del sistema eléctrico, de la importancia de la continuidad del servicio de suministro de energía eléctrica así como del presupuesto asignado a la inversión.

Sobre la base del diagrama unifilar de las subestaciones podemos realizar la siguiente clasificación:

1. **Arreglo con un solo juego de barras.** Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras alimentando a la tensión de generación tal como se muestra en la figura 1.2.3.1.a, o bien a plantas generadoras alimentando a tensión superior a la de generación tal como se muestra en la figura 1.2.3.1.b, y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones, ver la figura 1.2.3.1.c

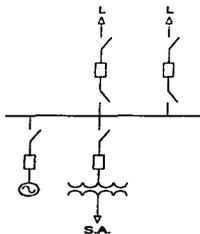


Figura 1.2.3.1.a

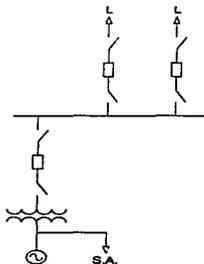


Figura 1.2.3.1.b

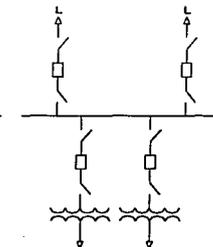


Figura 1.2.3.1.c

Las desventajas de una instalación con el arreglo descrito son:

- a. Carece de flexibilidad.
- b. En caso de falla en el bus, toda la instalación quedará fuera de servicio, como una cantidad considerable de fallas son de carácter transitorio, es recomendable utilizar interruptores de recierre automático.
- c. Al tener que reparar a un interruptor de cualquier circuito, este quedará desenergizado durante el tiempo que dure la reparación.
- d. El mantenimiento debe efectuarse bajo tensión o bien interrumpir el servicio de toda la instalación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- e. Si el número de alimentadores es alto, es probable que requiera reactores con objeto de limitar las corrientes de corto circuito.

Las ventajas del arreglo anterior son:

- Es el arreglo más simple y económico.
- No se requieren maniobras complicadas para su operación.
- Se puede ampliar fácilmente.
- Su sistema de protección es sencillo y económico.

Por lo anterior se puede concluir que este arreglo es recomendable:

- En pequeñas instalaciones, donde la simplicidad y economía son de principal importancia y la continuidad de servicio es de importancia secundaria.
- Cuando se tenga un solo alimentador o bien el número de circuitos no sea alto.
- En instalaciones y/o regiones en las que se puedan programar las actividades de mantenimiento sin ocasionar perjuicios a los consumidores.

- II. **Arreglo con un solo juego de barras y barra de transferencia o by-pass.** Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras alimentando a la tensión de generación, tal como se muestra en la figura 1.2.3.II.a, a plantas generadoras alimentando a tensión superior a la de generación, ver la figura 1.2.3.II.b, o bien a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones como lo muestra la figura 1.2.3.II.c.

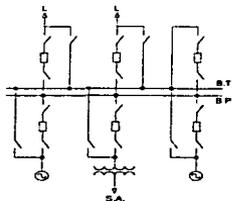


Figura 1.2.3.II.a

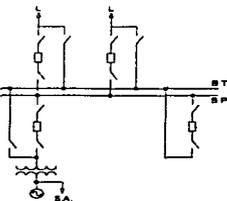


Figura 1.2.3.II.b

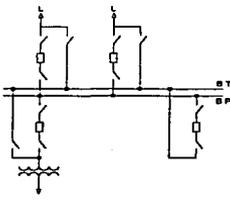


Figura 1.2.3.II.c

Las ventajas de una instalación con un arreglo similar al anteriormente descrito son:

- Al darle mantenimiento al bus principal es necesario dejar fuera de servicio toda la instalación, o bien efectuar los labores de mantenimiento bajo tensión.
- Si el número de alimentadores es alto, es probable que requiera reactores con objeto de limitar las corrientes de corto circuito.

Las ventajas de este arreglo son:

- Es un método económico para sustituir cualquier interruptor de circuito sin necesidad de poner fuera de servicio dicho circuito, con lo cual se aumenta la continuidad de servicio por circuito, la sustitución puede efectuarse por medio de cuchillas o de interruptores no automáticos, dependiendo de las necesidades de la instalación (si se emplean cuchillas no motorizadas, deberá tenerse cuidado de no operarias bajo carga).
- Las maniobras de operación son sencillas.
- Se puede ampliar fácilmente.

Se puede concluir que este arreglo es recomendable en instalaciones:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- a. En donde la continuidad de servicio es importante, pero no lo suficiente para ameritar un gasto adicional en otros arreglos más complejos.
 - b. En las cuales el número de alimentadores es corto.
 - c. En donde se cuente con un circuito alimentador.
 - d. Cuya ubicación y cuyas características de carga permita programar mantenimiento sin daño a los consumidores.
- III. **Arreglo con doble juego de barras, un interruptor por circuito e interruptor de amarre.** Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras, alimentando a la tensión de generación como se muestra en la figura 1.2.3.III.a, a plantas generadoras alimentando a tensión diferente a la de generación tal como se indica en la figura 1.2.3.III.b y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones figura 1.2.3.III.c.

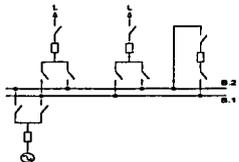


Figura 1.2.3.III.a

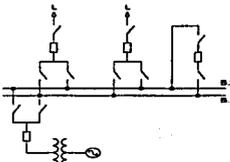


Figura 1.2.3.III.b

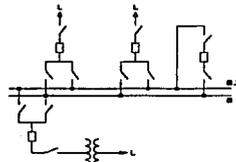


Figura 1.2.3.III.c

Las desventajas de una instalación con un arreglo similar al anteriormente descrito son:

- a. No es posible reparar ningún interruptor sin dejar fuera de servicio el alimentador.
- b. Se requieren maniobras relativamente complicadas.
- c. En caso de no liberar la falla con el interruptor del alimentador todos los circuitos conectados al mismo bus, en la peor de las configuraciones toda la S.E. puede quedar fuera de servicio
- d. Es evidente el aumento en el costo de la inversión inicial.

Las ventajas de este arreglo son:

- a. Se aumenta la continuidad del servicio a bajo costo relativamente.
- b. Es posible reparar y dar mantenimiento a alguno de los buses sin interrumpir el suministro de energía.
- c. Se reduce el tiempo de interrupción de servicio al ocurrir una falla en el bus de trabajo.
- d. Mediante un interruptor de amarre se puede hacer la transferencia de circuitos con carga de un bus a otro.
- e. Se tiene facilidad para ampliaciones futuras.

Se puede concluir que este arreglo es recomendable en instalaciones de mediana capacidad en donde:

- Las condiciones de servicio exijan cierta continuidad en la operación y funcionamiento de toda la instalación.
- Sea permitido suspender el servicio temporalmente en algún alimentador al fallar su interruptor o bien por actividades de mantenimiento.

IV. **Arreglo con doble juego de barras y dos interruptores por circuito.** Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras, alimentando a la tensión de generación como se muestra en la figura 1.2.3.IV.a, a plantas generadoras alimentando a tensión diferente a la de generación tal como se indica en la figura 1.2.3.IV.b y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones como se ilustra en la figura 1.2.3.IV.c.

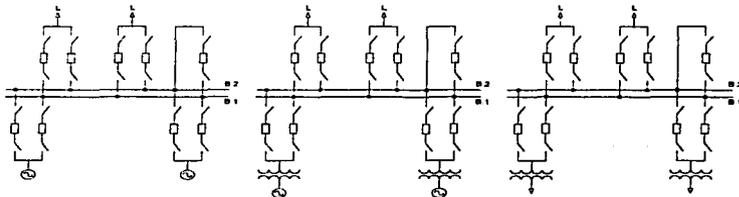


Figura 1.2.3.IV.a

Figura 1.2.3.IV.b

Figura 1.2.3.IV.c

Las desventajas de una instalación con un arreglo similar al anteriormente descrito son:

- El elevado costo con respecto a los arreglos anteriormente descritos.
- El espacio necesario para la instalación es grande con respecto a los arreglos anteriores.
- En caso de no liberar la falla con el interruptor del alimentador todos los circuitos conectados al mismo bus, en la peor de las configuraciones toda la S.E. puede quedar fuera de servicio.

Las ventajas de este arreglo son:

- Existe continuidad en el servicio aún en el caso de falla de un bus.
- Se puede realizar labores de mantenimiento a cualquier interruptor o bus sin que se interrumpa el servicio.
- Ofrece mayor flexibilidad.
- Las maniobras para su operación no son del todo complicadas, de forma general los dos buses permanecen energizados.
- El sistema de protección es más complejo y más costoso que los arreglos anteriormente descritos.
- Las ampliaciones futuras son realizables.

Se puede concluir que este arreglo es recomendable:

- a. En instalaciones cuyas características o situación en el sistema eléctrico nacional amerite la continuidad de servicio posible, ya que la inversión inicial es bastante elevada y debe ser justificada.
 - b. Se usa generalmente en plantas de gran capacidad, o Subestaciones.
- V. **Arreglo con doble juego de barras y arreglo de circuitos en H.** Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras, alimentando a la tensión de generación como se muestra en la figura 1.2.3.V.a, a plantas generadoras alimentando a tensión diferente a la de generación tal como se indica en la figura 1.2.3.V.b y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones ver la figura 1.2.3.V.c.

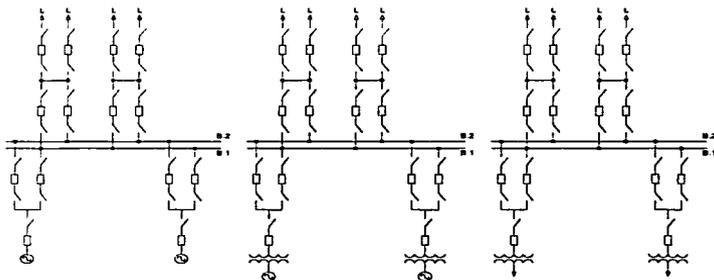


Figura 1.2.3.V.a

Figura 1.2.3.V.b

Figura 1.2.3.V.c

Las desventajas de este tipo de instalación son:

- a. El elevado costo de inversión que representa con respecto a los arreglos anteriores.
- b. En el caso de disparar algún interruptor de selección de barras dos alimentadores quedarían fuera de servicio.
- c. No rentable cuando se tienen pocos alimentadores de gran capacidad.

Las ventajas que ofrece este arreglo son:

- a. Se logra tener continuidad en el servicio en el caso de falla de algún bus.
- b. Es posible dar mantenimiento a cualquiera de los buses sin necesidad de suspender el servicio de las instalaciones.
- c. Reduce las posibilidades de interrupción total, a causa de la falla en un interruptor, si por alguna razón este no interrumpe el circuito al ocurrir una falla, el interruptor de barras se encargará del disparo.
- d. Es un arreglo con gran flexibilidad en cuanto a su funcionamiento, es de fácil operación y no requiere maniobras complicadas.
- e. El sistema de control, protección, medición es más complejo y por lo tanto más costoso.
- f. El espacio necesario para realizar una instalación de este tipo es grande debido a la cantidad de equipo necesario para un solo alimentador.

Este tipo de instalación es recomendable:



- a. Cuando las necesidades de continuidad del servicio sean suficientes para ameritar la inversión.
 - b. Cuando el número de alimentadores de mediana y gran capacidad sea considerable y que sean necesarios lapsos de tiempo reducidos en caso de interrupción.
 - c. Este arreglo no aumenta mucho en flexibilidad en comparación con el de doble bus y doble interruptor pero sí aumenta en costo, por lo que se emplea únicamente cuando la salida de toda la instalación no es tolerable.
- VI. **Arreglo con doble barra y transferencia a una de las barras.** Este arreglo es mejor conocido como Arreglo de barra principal y barra auxiliar. Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras, alimentando a la tensión de generación como se muestra en la figura 1.2.3.VI.a, a plantas generadoras alimentando a tensión diferente a la de generación tal como se indica en la figura 1.2.3.VI.b y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones ver la figura 1.2.3.VI.c

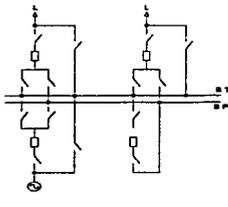


Figura 1.2.3.VI.a

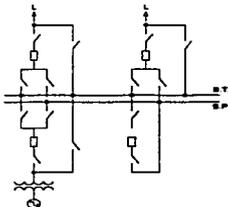


Figura 1.2.3.VI.b

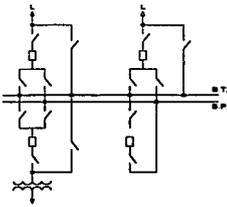


Figura 1.2.3.VI.c

Las desventajas de este arreglo son:

- a. Al ocurrir una falla en el bus de trabajo pueden quedar fuera de servicio todos los alimentadores conectados a este.
- b. Al utilizar el bus auxiliar como bus de transferencia todos los circuitos están conectados a la misma barra y en el caso de alguna falla en las barras o bien si un interruptor no libera una falla en el circuito correspondiente toda la S.E. queda fuera de servicio.

Las ventajas de este arreglo son:

- a. Es posible dar mantenimiento a alguno de los buses sin interrumpir el servicio.
- b. Al dar mantenimiento al interruptor de algún alimentador, con el uso del interruptor de amarre y la cuchilla de transferencia se da continuidad en el servicio de dicho alimentador sin dejarlo fuera de servicio.
- c. Es un arreglo flexible, con maniobras más complejas por el hecho de involucrar las cuchillas de transferencia y que por lo tanto deben de considerarse los bloques necesarios para evitar malas operaciones o bien aquellas operaciones que se traduzcan en fallas del sistema.

- d. Es uno de los arreglos más utilizados ya que se cuenta con menos interruptores (que son de los equipos más costosos y de mayor importancia dentro de la instalación).
- e. Si bien el espacio necesario para una instalación de este tipo es grande, lo es menos que el espacio que se necesita para arreglos de configuración similar.
- f. Es suficientemente flexible en cuestiones de ampliaciones futuras.

Podemos concluir que este tipo de arreglos:

- a. Se utiliza en instalaciones importantes que requieran bastante continuidad en el servicio, pero que toleren interrupciones momentáneas.
- b. En instalaciones en las que cada circuito tenga su importancia individual de servicio y que en casos de falla no resulte afectado un segundo circuito.
- c. Es un arreglo bastante económico, relativamente y con bastante flexibilidad; adecuado para S.E. de distribución regional a voltajes superiores a 115kV.

VII. **Arreglo con doble barra y transferencia a ambas barras.** Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras, alimentando a la tensión de generación como se muestra en la figura 1.2.3.VII.a, a plantas generadoras alimentando a tensión diferente a la de generación tal como se indica en la figura 1.2.3.VII.b y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones ver la figura 1.2.3.VII.c.

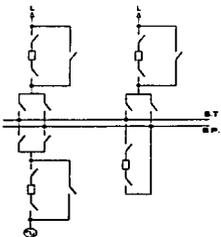


Figura 1.2.3.VII.a

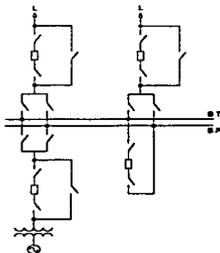


Figura 1.2.3.VII.b

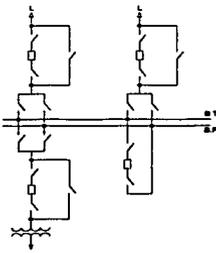


Figura 1.2.3.VII.c

Las desventajas de este arreglo son:

- a. Con respecto al arreglo anterior se eleva el costo y el aumento de la flexibilidad no lo justifica.
- b. Al ocurrir una falla en el bus de trabajo pueden quedar fuera de servicio todos los alimentadores conectados a este.
- c. Al utilizar el bus auxiliar como bus de transferencia todos los circuitos están conectados a la misma barra y en el caso de alguna falla en las barras o bien si un interruptor no libera una falla en el circuito correspondiente toda la S.E. queda fuera de servicio.
- d. Comparado con el arreglo anterior la flexibilidad no se ve aumentada en gran medida por lo que no se justifica el aumento en la inversión.

Las ventajas del arreglo son:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- a. Es posible dar el mantenimiento a cualquiera de los buses sin interrumpir el servicio de la instalación.
- b. No se interrumpe el servicio de ningún alimentador al darle mantenimiento al interruptor asociado gracias a la cuchilla y al interruptor de transferencia.
- c. Es suficientemente flexible en cuestiones de ampliaciones futuras.
- d. Es un arreglo flexible, con maniobras más complejas por el hecho de involucrar las cuchillas de transferencia y que por lo tanto deben de considerarse los bloques necesarios para evitar malas operaciones o bien aquellas operaciones que se traduzcan en fallas del sistema.

Conclusiones :

- a. Se utiliza este tipo de arreglo en instalaciones que requieran bastante continuidad de servicio, aunque presenta prácticamente las mismas ventajas y desventajas que el arreglo anterior siendo este más costoso.
- b. Es un arreglo no muy recomendable ya que el número de aumento en la flexibilidad nos ofrece prácticamente el mismo servicio que el arreglo anterior con una inversión mayor.

VIII. **Arreglo con doble barra y barra de transferencia.** Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras, alimentando a la tensión de generación como se muestra en la figura 1.2.3.VIII.a, a plantas generadoras alimentando a tensión diferente a la de generación tal como se indica en la figura 1.2.3.VIII.b y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones ver la figura 1.2.3.VIII.c

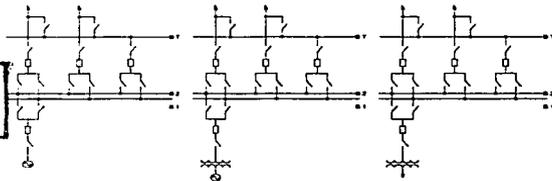


Figura 1.2.3.VIII.a

Figura 1.2.3.VIII.b

Figura 1.2.3.VIII.c

Las ventajas de este arreglo son:

- a. Toda los circuitos conectados a un mismo bus de trabajo pueden quedar fuera al ni liberarse la falla en alguno de los alimentadores, sin embargo es posible reanudar el servicio de dichos alimentadores rápidamente.
- b. Al igual que en el punto anterior en caso de falla en uno de los buses de trabajo es posible perder el servicio en los alimentadores conectados a este mismo, sin embargo la restauración del servicio es rápida.
- c. La inversión es más elevada que un arreglo de doble barra, en cuanto a espacio, estructura metálica, cimentaciones, y buses.

Las ventajas de este tipo de instalaciones son:

- a. Es posible dar mantenimiento a cualquiera de los buses sin interrumpir el servicio.
- b. Al dar mantenimiento al interruptor de alguno de los alimentadores, este último no queda fuera de servicio.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- c. Al tener un bus exclusivo para transferencia se aumenta considerablemente la flexibilidad de funcionamiento de la instalación.
 - d. Facilidad de ampliación.
- Las conclusiones que podemos extraer de este arreglo son:
- a. Se utiliza en instalaciones importantes, que requieran bastante continuidad de servicio, pero que su posición en el sistema eléctrico tolere interrupciones momentáneas.
 - b. Cuando la continuidad de servicio por circuito se aumenta grandemente ya que en el caso de haber una falla, en cualquiera de los buses, puede hacerse la transferencia a otro y sustituir simultáneamente cualquier interruptor de circuito.
 - c. En México, es recomendable utilizarlo en plantas generadoras de gran importancia, teniendo relativamente pocos alimentadores o en subestaciones de distribución regional con pocos alimentadores de gran capacidad, siempre y cuando como ya se dijo, se puedan soportar interrupciones momentáneas.
 - d. En un arreglo relativamente económico para la flexibilidad que se tiene con él.
 - e. En el remoto caso de fallar dos interruptores a la vez, se tendría que dejar fuera a uno de ellos.

IX. **Arreglo con barras rectas seccionadas:** Este arreglo puede ser aplicado a cualquiera de los siguientes arreglo: 1) con un solo juego de barras, 2) con un juego de barras y barras de by-pass, 3) con doble barra y un interruptor por circuito, 4) con doble juego de barras y 2 interruptores por circuito, 5) arreglo con doble juego de barras y circuitos en H, 6) arreglo con doble barra y disposición de barras en grupo, 7) con doble barra y transferencia a una de ellas, 8) con doble barra y by-pass a ambas barras, 9) con doble barra de transferencia.

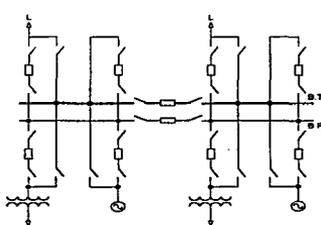


Figura 1.2.3.IX.a

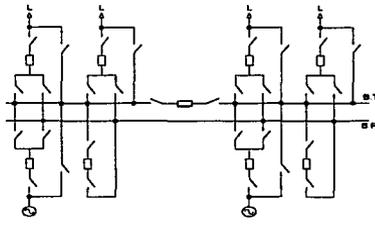


Figura 1.2.3.IX.b

Las figuras 1.2.3.IX.a y b, muestran los arreglos para los incisos 2 y 3, los demás son los mismos, únicamente que con las barras seccionadas mediante un interruptor y cuchillas, cada determinado número de circuitos.

Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras, alimentando a la tensión de generación, a plantas generadoras alimentando a tensión diferente a la de generación y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones.

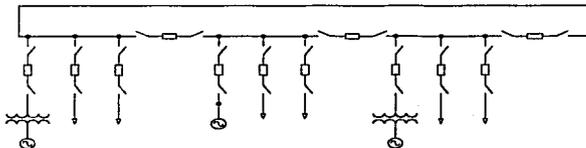
Características generales:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- a. Cuando se aplica a los arreglos descritos en los incisos 2 y 9 generalmente la barra de transferencia no se secciona, y se coloca un interruptor de enlace a cada lado del bus seccionado; cuando se aplica a cualquiera del resto de arreglos, ambas barras deben seccionarse.
- b. Frecuentemente en instalaciones de menor tensión, los interruptores seccionadores de barras, van en serie con reactancias limitadoras de corto circuito.
- c. Se limitan las corrientes de corto circuito.
- d. Se reducen esfuerzos electromecánicos en los buses y demás equipo.
- e. Se localizan fácilmente las secciones dañadas al ocurrir una falla y se evita la salida total de la planta al dar mantenimiento a una sección, las restantes continúan en operación.
- f. Los interruptores seccionadores pueden estar cerrados o abiertos; en caso de estar cerrados, la protección debe ser tal, que los interruptores abran para aislar la sección con falla.
- g. Al quedar sin alimentación cualquier sección del bus, si se tiene capacidad suficiente puede ser alimentada de las restantes secciones, o por lo menos sus circuitos más importantes.
- h. Posibilidad de eliminar reactores limitadores de corriente.
- i. Se aumenta el costo de la instalación
- j. Se vuelve más complejo el sistema de control, protección, medición.
- k. Facilidad para las ampliaciones futuras de la instalación.

Conclusiones:

- a. Las características anteriores aumentan a las características de cada arreglo al seccionarse los buses.
 - b. Se emplea en instalaciones con gran número de circuitos, y en cada sección debe colocarse uno o varios circuitos inyectores, dependiendo de la importancia de los alimentadores conectados a dicha sección.
- X. **Arreglo con barras en anillo seccionadas.** Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras, alimentando a la tensión de generación, a plantas generadoras alimentando a tensión diferente a la de generación y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 1.2.3.X

Características generales:

- a. Al reparar o fallar cualquier interruptor de circuito, éste quedará fuera de servicio; esta desventaja puede ser disminuida usando interruptores con cierre automático.
- b. Se mantiene la interconexión entre secciones de las barras aún en caso de quedar fuera una sección.
- c. Facilita la transferencia de potencia de una sección a otra.
- d. Al dar mantenimiento o presentarse una falla en cualquier sección de bus, sólo los circuitos conectados a dicha sección, quedarán fuera de servicio.
- e. Le son aplicables las características del arreglo, con barras rectas seccionadas, sobre todo los incisos b al i.

Conclusiones:

- a. En comparación con el arreglo de un solo juego de barras, tiene un aumento de flexibilidad importante.
 - b. Se usa en instalaciones de poca importancia que tengan un número alto de circuitos..
 - c. Se usa en instalaciones de tensiones de distribución urbana, industrial o rural.
- XI. **Arreglo con doble juego de barras en anillo.** Se aplica a plantas generadoras, alimentando a la tensión de generación, a plantas generadoras alimentando a tensión diferente a la de generación y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones.

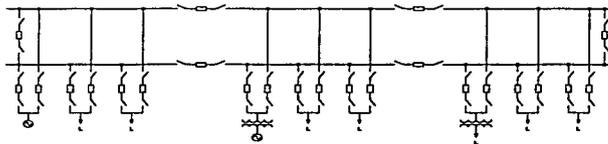


Figura 1.2.3.XI.

Características generales:

- a. Le son aplicables las características del arreglo con barras rectas seccionadas, en los incisos b al j.
- b. Aumento significativo en el costo de la instalación.
- c. Le son aplicables las características del arreglo con doble juego de barras y dos interruptores por circuito, mencionadas en los incisos a al e.

Conclusiones:

- a. Aumenta mucho el costo de la instalación y sólo se emplea cuando la necesidad de continuidad de servicio y el número de circuitos sea tal que justifique la inversión.

- b. Se usan generalmente en plantas generadoras cuya posición en el sistema eléctrico exija alta continuidad de servicio, ya que una salida de dicha planta causaría graves perjuicios al sistema.
- c. Este arreglo no es muy recomendable, puesto que actualmente existen arreglos más económicos que proveen gran continuidad de servicio.
- XII. **Arreglo de barras en estrella con seccionamiento.** Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras, alimentando a la tensión de generación, a plantas generadoras alimentando a tensión diferente a la de generación y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones.

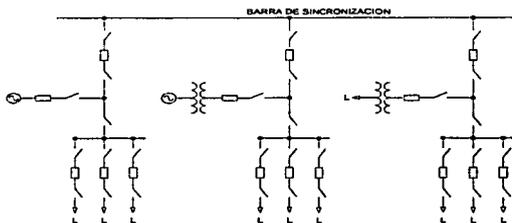


Figura 1.2.3.XII

Características principales:

- Cualesquiera de los generadores, o circuitos inyectores de potencia, están disponibles automáticamente para alimentar cualquier juego de barras principales, ya que las barras principales se usan para alimentar la carga; mientras que las barras de unión o de sincronización se usan para interconectar las barras.
- En la forma normal de operación, existen 2 interruptores en serie, entre secciones adyacentes de barras principales, reduciendo la posibilidad de interrupción simultánea de 2 secciones principales, debido a desperfecto de su interruptor de amarre.
- En caso de falla o mantenimiento en una sección de barras principales, se tendrá la salida de dicha sección.
- En caso de falla de un interruptor de circuito inyector, o de salida, se tendrá la salida de dicho circuito.
- Es un arreglo flexible y simple.
- Se utiliza en centrales construidas bajo el principio unitario.
- Facilidades de ampliaciones futuras.

Conclusiones:

- Se recomienda usarlo en centrales generadoras, con un número grande de generadores de poca o mediana capacidad y con un gran número de alimentadores.
- Este arreglo es utilizado cuando las condiciones de carga y operación permitan sin grandes problemas la salida de varios alimentadores simultáneamente.

- c. Se usa también en subestaciones con un número elevado de alimentadores a tensión de distribución urbana y un número mayor de inyectores de energía a tensiones de transmisión.
 - d. Si el número de alimentadores y su importancia lo amerita, cada sección de barras principales puede ser arreglada con bus de transferencia, doble bus, etc. según sus necesidades.
- XIII. **Arreglo de barras en anillo en combinación con barras de sincronización.** Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras, alimentando a la tensión de generación, a plantas generadoras alimentando a tensión diferente a la de generación y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones.

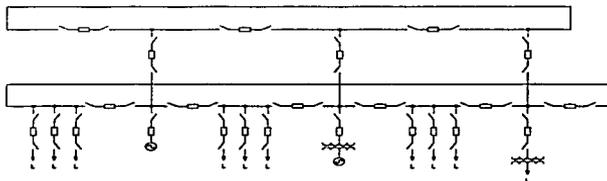


Figura 1.2.3.XIII

Características principales:

- a. Cada generador está conectado normalmente a una sección de las barras principales y a las de sincronización.
- b. Se tiene flexibilidad y seguridad por la instalación de un interruptor selector entre las secciones de las barras principales y por que tanto las barras principales como las de sincronización, están conectadas en anillo.
- c. Al salir de servicio un generador o circuito alimentador, la sección alimentada por el, no queda sin energía, ya que es energizado a través de la barra de sincronización por los otros circuitos alimentadores.
- d. Al ocurrir una falla en las barras de sincronización, toda la sección quedará fuera de servicio, hasta reestablecer la falla.
- e. Al fallar o dar mantenimiento a cualquier interruptor de circuito, dicho circuito quedará fuera de servicio.

Conclusiones:

- a. Se emplea en centrales o subestaciones que tengan un gran número de circuitos y que sean tolerables a las salidas de algunos de ellos.
- b. Es un arreglo costoso en comparación con sus cualidades.
- c. Puede ser conveniente para subestaciones o centrales de distribución.
- d. Las ampliaciones futuras son difíciles de realizar.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- XV. **Arreglo con combinación de barras de sincronización y barras de transferencia.** Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras, alimentando a la tensión de generación, a plantas generadoras alimentando a tensión diferente a la de generación y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones.

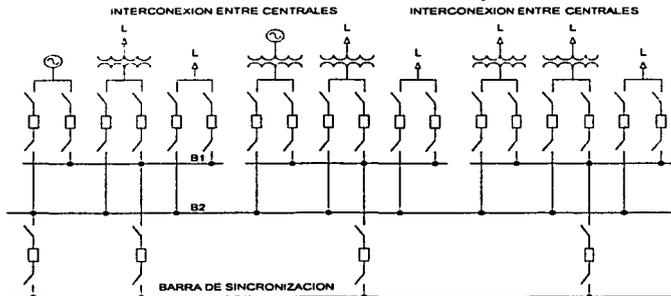


Figura 1.2.3.XV

Características principales:

- Se tiene gran continuidad de servicio y aumento en el costo de la instalación.
- Al fallar algún interruptor de circuito no se interrumpe el servicio en dicho circuito.
- Al fallar o dar mantenimiento a cualquier sección del bus principal, no se interrumpe el servicio de dicha sección.
- Al haber una falla en buses o interruptores, las interconexiones no se pierden; a menos que dicha falla sea directamente en el circuito de interconexión.

Conclusiones:

- Es un arreglo muy caro.
- Sólo se usa cuando la interrupción de barras principales es inadmisibles.
- En los sistemas de México, no es recomendable dicho arreglo, ya que existen otros más económicos y bastante flexibles.

- XVI. **Arreglo con un juego de barras en alta tensión y un juego de barras en baja tensión.** Se aplica a plantas generadoras, alimentando a tensión superior a la de generación, o subestaciones alimentando a diferentes tensiones.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

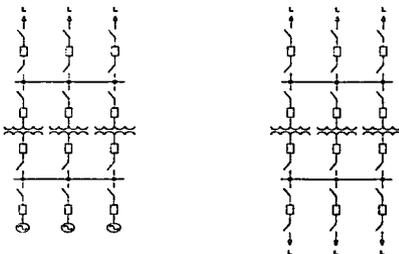


Figura 1.2.3.XVI

Características principales:

- Al ocurrir una falla en cualquiera de los buses, puede quedar la instalación totalmente sin energía.
- Al fallar o dar mantenimiento a cualquier interruptor de circuito dicho circuito quedará fuera de servicio.
- Carece de flexibilidad y seguridad.

Conclusiones:

- No es recomendable su uso para instalaciones importantes.

XVII. **Arreglo con un juego de barras en alta tensión y barras en baja tensión a través de un interruptor por generador.** Se aplica a plantas generadoras.

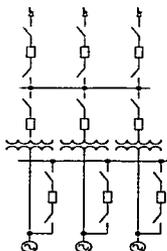


Figura 1.2.3.XVII

Características principales:

- El generador y el transformador constituyen una sola unidad.
- Las barras en alta tensión se usan principalmente para transferir la energía y las de B.T. se usan para los servicios auxiliares.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- c. Al ocurrir una falla en el bus de A.T. toda la instalación quedará fuera de servicio.
- d. Al ocurrir una falla o al dar mantenimiento a cualquier interruptor de línea o de transformador, su circuito quedará fuera de servicio.
- e. Al salir de servicio algún generador, los servicios auxiliares quedarán alimentados por los otros generadores.

Conclusiones:

- a. Es un arreglo económico pero carece de flexibilidad.
- b. Se aplica a centrales pequeñas de poca importancia en el sistema.

XVIII. **Arreglo con los generadores o alimentadores conectados juntos y barra en A.T. con transferencia.**

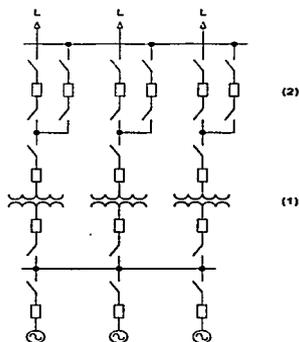


Figura 1.2.3.XVIII

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Características principales:

- a. La línea de transmisión y el transformador están conectados juntos, formando una misma unidad.
- b. Las barras de A.T. se usan como barras de transferencia.
- c. Los interruptores 1 y 2 pueden en ocasiones ser sustituidos por cuchillas, lo cual abarata la instalación.
- d. Al ocurrir una falla o dar mantenimiento al bus de B.T., toda la instalación quedará fuera de servicio.
- e. Al fallar o dar mantenimiento a cualquier transformador o sus interruptores, la línea puede ser alimentada a través del bus de transferencia por cualquiera de los otros transformadores.
- f. Al fallar o dar mantenimiento a cualquier interruptor de línea, transformador o generador; estos quedarán fuera de servicio.

Conclusiones:

- a. Es un poco más versátil que las dos instalaciones anteriores.

- b. Es recomendable para instalaciones de poca importancia, pero que sus circuitos de salida requieran cierta continuidad de servicio.
- XIX. **Arreglo con doble barra en A.T. y en B.T. y doble juego de interruptores por circuito.**

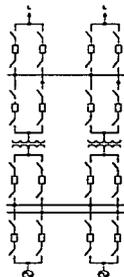


Figura 1.2.3.XIX

Características principales:

- Proporciona el máximo de seguridad y flexibilidad.
- Es un arreglo muy costoso.
- Las maniobras son complejas al igual que el sistema de control, protección y medición.

Conclusiones:

- Se usa sólo en instalaciones importantísimas en los sistemas cuyas salidas totales o parciales no sean tolerables.
- En México, no es recomendable usarlo, ya que existen otros arreglos más económicos y con alta variedad de uso.

- XX. **Arreglo con interruptor y medio.** Este arreglo puede ser aplicado a plantas generadoras, alimentando a la tensión de generación, a plantas generadoras alimentando a tensión diferente a la de generación y a subestaciones con alimentadores a diferentes tensiones.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

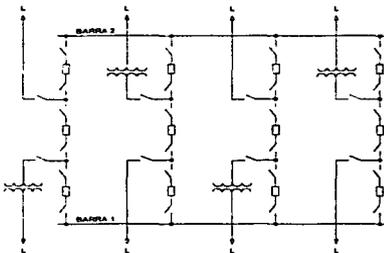


Figura 1.2.3.XX

Características generales:

- Al ocurrir una falla en cualquiera de los buses, no se interrumpe el suministro de energía en ningún circuito.
- Al fallar o dar mantenimiento a cualquier interruptor, no se interrumpe el suministro.
- Facilidad para las ampliaciones futuras.
- Flexibilidad alta comparativamente con el bajo costo.
- Es un poco más cara que el arreglo en anillo, pero la ventaja sobre éste, cuando se tienen líneas aéreas con dos o más circuitos.
- Cada circuito cuenta con su propio interruptor y por cada dos circuitos existe un compartido, de ahí el nombre de interruptor y medio, esto permite que tras la salida del interruptor principal se reestablezca la continuidad del servicio con el interruptor medio.

Conclusiones:

- Se usa en instalaciones importantes
- Es económico tomando en cuenta la flexibilidad y seguridad que da.
- En México es uno de los arreglos más frecuentes en las grandes subestaciones de transmisión y en importantes centrales de generación.

1.2.4

DE ACUERDO A LA INSTALACIÓN

Dependiendo de las necesidades y limitantes físicas del lugar en el que se construyen las S.E.'s. las podemos clasificar de la siguiente forma:

- Subestaciones de instalación interior.** Este arreglo puede ser aplicado en centros urbanos en los que pueden existir riesgos físicos para las instalaciones debido a vandalismo, o bien en instalaciones de carácter industrial en las que todo el complejo está completamente cerrado al contacto de gente ajena a las instalaciones. El diseño de este tipo de instalaciones debe tomar en cuenta los sistemas de ventilación, así como las dimensiones seguras para la operación de la S.E.
- Subestaciones convencionales (instalación a la intemperie).** Estas subestaciones son las más comúnmente diseñadas y construidas debido a que los predios son solamente delimitados por algún tipo de cerca o barda perimetral. Tal como se indica, los equipos se instalan a la intemperie por lo que tanto materiales como equipos

deben ser fabricados para poder soportar las inclemencias del tiempo. La ventaja de este tipo de instalación con respecto a la mencionada en el inciso a) es la obra civil necesaria para guarecer la S.E., sin embargo el costo de equipos y materiales es mayor por tener que soportar los efectos del intemperismo.



Fig. 1.2.4.2 Subestación Conín Banco 1, 230/115kV



Fig. 1.2.4.3 Subestación Monterrey III, para planta de ciclo combinado del mismo nombre

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- c. **Subestaciones blindadas (Instalación interior).** En los lugares en los que el costo del predio puede llegar a ser importante, o bien por cuestiones de urbanismo o problemas de espacio se instalan S.E. de tipo blindado. Este tipo de instalaciones pueden ocupar solo un 30% del espacio que se requeriría para una S.E. convencional con las mismas características de configuración y/o equipos, ya que todos los elementos energizados se encuentran "envueltos" en un gas (que sirve como medio aislante en lugar del aire y a la vez como medio de extinción de los arcos eléctricos) llamado SF₆ o Hexafluoruro de azufre. El costo de las instalaciones se eleva considerablemente debido, tanto por los equipos propios de la S.E. como los equipos de supervisión y control del sistema de SF₆. Es importante remarcar que la obra civil

se ve considerablemente reducida y el montaje de equipos es más sencillo y confiable ya que se realiza de forma modular.



Fig. 1.2.4.3



Fig. 1.2.4.4

1.2.5

CONCLUSIONES.

Los arreglos que son más comunes dentro del sistema eléctrico nacional son:

- i. **En sistemas de Transmisión de energía:** Interruptor y medio del lado de alta tensión y barra principal – barra auxiliar en el lado de baja tensión.
- ii. **En sistemas de sub transmisión de energía:** Se utiliza de igual forma la configuración arriba descrita aunque se utiliza también el arreglo Barra principal barra auxiliar tanto del lado de alta como del lado de baja tensión.
- iii. **En sistemas de distribución:** Las configuraciones utilizadas son muy variadas sin embargo predomina el arreglo barra principal – barra de transferencia tanto del lado de alta como el lado de baja tensión, o bien con arreglo de una barra del lado de baja tensión.
- iv. **Por el tipo de instalación podemos encontrar:** Las subestaciones aisladas en aire de instalación a la intemperie, salvo en los casos en los que por restricciones de espacio deban instalarse subestaciones blindadas.

CAPÍTULO 2

2 ELEMENTOS QUE FORMAN PARTE DE UNA S.E.

En este capítulo se hará una descripción breve de los principales elementos que constituyen una S.E. los cuales podemos clasificar de la siguiente forma:

1. Equipos primarios.
2. Equipos secundarios.

2.1 EQUIPOS PRIMARIOS.

Son los equipos principales de S.E. debido a su importancia en el sistema de potencia, al costo de los mismos y a la función que desempeñan en el esquema de la instalación. Cuando alguno de estos equipos tiene que quedar fuera de servicio, ya sea por algún tipo de falla o bien por cuestión de mantenimiento, las subestaciones pueden también quedar fuera de servicio por poco o mucho tiempo, dependiendo del arreglo eléctrico (tal como se explicó en el capítulo anterior).

2.1.1 EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Un transformador es una máquina capaz de modificar la energía eléctrica de C.A. de un nivel de tensión en energía eléctrica de C.A. de un nivel de tensión diferente.



Figura 2.1.1 Banco de transformadores trifásicos 400/115/34.5kV 75/100/125MVA OA-FA-FA
Podemos clasificar a los transformadores de la siguiente manera:

- a. Por la forma de su núcleo:

- Tipo columna: El núcleo de estos transformadores está formado por una pieza de acero laminado, de forma rectangular, con los embobinados envueltos alrededor de dos lados del rectángulo.
- Tipo acorazado: El núcleo está formado por tres columnas de acero laminado, con el embobinado envuelto alrededor de la columna central
- b. Por el número de fases:
 - Monofásico: Está compuesto por un par de bobinas, una primaria y una secundaria y es alimentado por un circuito de una sola fase. En sistemas de potencia muy grandes de transmisión, debido al tamaño de los transformadores, se utilizan transformadores monofásicos para realizar bancos de transformadores trifásicos.
 - Bifásico: Se emplea en sistemas de dos fases y cuenta con dos embobinados primarios y dos secundarios.
 - Trifásico: Son transformadores que cuentan con tres devanados de entrada y tres devanados de salida de energía. Son muy comunes en la vida normal ya que los podemos encontrar en los postes de distribución cerca de nuestros hogares así como en las subestaciones de distribución cercanos a los centros urbanos.
- c. Por el medio refrigerante:
 - Transformadores en Aceite
 - Transformadores en aire
 - Transformadores en líquidos inertes
- d. Por el tipo de enfriamiento
 - Clase OA: Con este sistema los transformadores cuentan con tubos verticales soldados al tanque o radiadores desmontables en los cuales el aceite caliente de la parte superior del tanque penetra por la parte superior y sale frío hacia el tanque por la parte inferior. Los tubos y radiadores transmiten el calor al aire que los baña. Este sistema de enfriamiento se emplea en transformadores de pequeña y mediana capacidad.
 - Clase FA. Se le conoce como enfriamiento por aire forzado, tal como se indica el enfriamiento se realiza por medio de aire sin embargo con ayuda de motores ventiladores se fuerza la circulación del aire para un mejor enfriamiento. Es empleado en transformadores de potencia mediana y grande los cuales generalmente cuentan con dos o tres etapas de enfriamiento, dependiendo de la potencia suministrada. Por ejemplo un transformador de 10/12MVA OA/FA tiene un enfriamiento clase OA cuando suministra una potencia de 10 MVA pero cuando suministra una potencia de 12MVA el calentamiento es mayor y un enfriamiento OA no es suficiente para que el transformador opere en condiciones de temperatura aceptables, por lo que la circulación de aire se ve forzada con ayuda de ventiladores.
 - Clase FOA. Se le conoce como enfriamiento por aire y aceite forzados. Esto quiere decir que la circulación del aceite y del aire es forzada por medio de agentes externos, por ejemplo bombas de aceite y ventiladores. Se aplica en transformadores de capacidad muy grande y al igual que en el párrafo anterior forma parte de varias etapas de enfriamiento, por ejemplo OA/FA/FOA.
 - Clase OW. Enfriamiento aceite-agua. El transformador está sumergido en aceite y éste se enfría por agua. El agua se conduce por serpentines que están en contacto con el aceite caliente del transformador. La circulación del aceite es por convección natural.

- Clase FOW. Enfriamiento aceite y agua forzados. Es un sistema similar a la clase OW pero tanto el aceite como el agua circulan por medio de bombas. El enfriamiento con agua es más efectivo que con aire, es más económico y consume menos energía, además de que en tiempo de calor la temperatura del agua es más baja que la del aire. Su aplicación se limita porque se requiere de la fuente de agua. Cuando falla el sistema de enfriamiento la capacidad del transformador se desploma a un 20% de su capacidad nominal o menos.
- Clase AA. Enfriamiento aire aire. El transformador no contiene aceite ni otros líquidos, está enfriado con aire natural. Se utiliza en voltajes de hasta 15kV y de capacidades pequeñas.
- Clase AFA. Se utiliza en transformadores tipo seco enfriado con aire forzado. Es empleado para pequeñas potencias.
- e. Por la regulación de voltaje. Debido a la necesidad de regular el voltaje para mantenerlo dentro del rango de operación normal, los transformadores y auto-transformadores están equipados con dispositivos especiales que modifican la relación de transformación en $\pm 5\%$ en transformadores de distribución y hasta en $\pm 10\%$ en los transformadores de potencia.
 - Regulación fija: Se refiere a los transformadores en los que la relación de transformación no se puede cambiar. Esto aplica en pocos casos de transformadores de distribución ya que por lo general se puede modificar la relación de transformación dependiendo de las necesidades del sistema.
 - Regulación sin carga: La modificación de la relación de transformación se realiza modificando la relación de espiras mediante un dispositivo llamado Cambiador de derivaciones (TAP). En los transformadores de baja capacidad la regulación se realiza estando el transformador desenergizado (sin carga) con ayuda de una manija externa al transformador que forma parte del TAP.
 - Regulación con carga: En el caso de los transformadores de gran capacidad o de potencia la regulación de voltaje se realiza sin "desconectar el equipo"; debido a su importancia dentro del sistema eléctrico; por lo que estos transformadores cuentan con un regulador de voltaje con circuitos sensores que automáticamente cambian las derivaciones para mantener el sistema con voltaje constante.
- f. Por su aplicación:
 - Transformadores de unidad. Suele nombrarse de esta forma a los transformadores que están conectados a la salida de un generador y que es usado para elevar su voltaje a niveles de transmisión.
 - Transformadores de subestación. Son los transformadores que se instalan al final de las líneas de transmisión y que sirven para reducir el nivel de voltaje de transmisión a un nivel de voltaje de distribución.
 - Transformadores de distribución. Son aquellos que reducen el nivel de tensión a voltajes de consumo de los usuarios (127, 220, 440 V).

De forma general y simplificada podemos decir de los transformadores lo siguiente:

- a. No existe conexión eléctrica entre los devanados primario y secundario.
- b. Está compuesto de dos o más bobinas de alambre envueltas alrededor de un núcleo ferromagnético común.
- c. La única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común presente dentro del núcleo.
- d. Una de las bobinas del transformador se conecta a una fuente de energía de C.A. (a esta bobina se le conoce como el *primario del transformador*). Y la segunda (y

quiza tercera) suministra la fuerza eléctrica a las cargas a estas bobinas se les conoce como secundario y terciario del transformador respectivamente.

- e. Es una máquina electromagnética estática lo cual implica una gran duración, alta confiabilidad y una vida útil de entre 25 y 30 años.
- f. La eficiencia de los grandes transformadores de potencia es de alrededor del 99%.

Para una mejor descripción de un transformador de potencia podemos dividirlo en tres partes principales:

1. **Parte activa:** Está compuesta por los elementos con los que se lleva a cabo el proceso de transformación de energía eléctrica y se encuentran completamente aislados del tanque principal siendo estos:
 - a. Núcleo: El núcleo de un transformador es un circuito magnético cerrado formado por columnas las cuales; independientemente del tipo de construcción del mismo; están formadas por láminas de acero al silicio muy delgadas aisladas eléctricamente entre sí por medio de laca para de esta manera limitar las corrientes parásitas.
 - b. Bobinas: Estas constituyen el circuito eléctrico y son fabricadas con alambre o solera de cobre o de aluminio. Los conductores están forrados con un material aislante, que tiene diferentes características dependiendo de la tensión de servicio, la temperatura de operación y el medio en el cual estarán sumergidos. Generalmente los embobinados primario y secundario de un transformador, están físicamente uno encima del otro, con el embobinado de baja tensión en la parte inferior. Dicha conformación tiene dos propósitos específicos: Simplificar el problema de aislar el embobinado de alto voltaje del núcleo y causar una menor filtración de flujo, como sería el caso si los dos embobinados estuvieran separados por alguna distancia del núcleo.
 - c. Cambiador de derivaciones: Se trata del mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Dependiendo de la potencia y de la importancia del transformador dentro del sistema eléctrico de potencia puede ser operado de forma manual o automática. Puede ser instalado en el lado de alta o baja tensión del transformador, sin embargo el costo disminuye al ser instalado en el lado de alta tensión ya que la intensidad de corriente es menor. El principio del cambiador de derivaciones puede explicarse de forma simple como un divisor de voltajes el cual modifica el número de espiras y por la tanto la relación de transformación ya sea por medio de una palanca (manual) o bien de un mando motor (automático)
 - d. Bastidor: Se refiere a todos los elementos estructurales que rodean al núcleo y a las bobinas y cuya función principal es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que tienen lugar durante la operación del transformador.
2. **Parte Pasiva.** Se trata del tanque del transformador en el cual se aloja la parte activa y el medio aislante (aceite, líquidos inertes,...) El tanque del transformador debe ser diseñado y fabricado de tal forma que asegure la hermeticidad del mismo; ya que de esta manera se asegura que no existirán fugas del medio aislante (generalmente aceite), o bien se evita la oxidación y humidificación del aceite aislante (lo cual provocaría fallas en el equipo ya que el aceite perdería sus propiedades dieléctricas) Otras de las características de los tanques de los transformadores es que soportan los esfuerzos provocados por el vacío absoluto en el interior sin presentar deformaciones o daños estructurales, esfuerzos similares a los que estaría expuesto en caso de fallas dentro del equipo.
3. **Accesorios:** Los accesorios del transformador son todos aquellos elementos que facilitan la operación, mantenimiento y protección del transformador y pueden ser los siguientes:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- a. Tanque conservador: La circulación de corriente en los devanados produce un calentamiento en los mismos (efecto Joule) el cual es transmitido al aceite aislante (principio de transferencia de calor) Esto produce una dilatación del aceite y por lo tanto un aumento en el volumen del mismo. El tanque conservador tiene la capacidad de absorber este excedente de volumen de aceite. El cálculo del volumen de aceite dentro del tanque conservador se realiza de tal forma que el tanque principal mantenga un volumen de aceite de 100% en cualquier momento, por lo que la variación de volumen se produce solo en el tanque conservador. Dentro de la tubería que comunica ambos tanques se instala un relevador que sirve para detectar la producción de gas dentro del tanque principal (la producción de gas implica que existe una falla interna del transformador) el cual es conocido como relevador Buchholz.
- b. Boquillas: Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión y su función es permitir la conexión externa del transformador a la fuente de energía y a la carga (aunque propiamente dicho esta conexión no se realiza de forma directa)
- c. Gabinete de control: Es un elemento en el que se encuentran todos los dispositivos de control, protección de los motores, ventiladores, bombas de aceite y sistema de calefacción, así mismo sirve de interfase para la conexión con el sistema maestro de control protección y medición de toda la S.E.
- d. Válvulas: Son todos los elementos que sirven para realizar el vaciado, llenado, muestreo y análisis del aceite del transformador.



Figura 2.1.1.1 Vista interior de un transformador de distribución en aceite de 630 kVA

1. **Bastidor**
Es la estructura metálica que une mecánicamente a los devanados y al núcleo.
2. **Núcleo**
Fabricado con láminas de acero que asegura las bajas pérdidas y bajo ruido de operación.
3. **Devanados**
El diseño y la selección de los materiales empleados en su construcción aseguran un largo periodo de vida útil.
4. **Cambiador de derivaciones sin carga**
Para el ajuste de los niveles de voltaje dependiendo de las necesidades y condiciones de operación de la red eléctrica. Se opera desde el exterior del equipo estando este sin carga..
5. **Boquillas tipo "Bushing" del lado de baja tensión**
Es la interfase que permite la conexión de transformador a la red eléctrica.
6. **Boquillas tipo "Bushing" del lado de alta tensión.**
Es la interfase que permite la conexión de transformador a la red eléctrica.
7. **Sistema de monitoreo de temperatura**
8. **Tanque**
Completamente hermético. En algunos casos las fluctuaciones del volumen de aceite son absorbidas por

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

la elasticidad de las paredes del tanque.

9. **Ruedas de desplazamiento**
Es algunas ocasiones los transformadores son fabricados con ruedas para facilitar su instalación.
10. **Tanque conservador de aceite.**

2.1.2 EL INTERRUPTOR DE POTENCIA

Los interruptores de potencia son dispositivos automáticos de conmutación de gran importancia en los sistemas eléctricos de potencia ya que gracias a ellos se puede dar continuidad al servicio de energía eléctrica en condiciones normales de operación o bien interrumpir el servicio en caso de falla. Las operaciones de conmutación típicas de los interruptores son las siguientes:

- a. Desconexión de sobre corrientes por sobre carga y corto circuito.
- b. Conexión en condiciones de corto circuito. Esto puede suceder cuando el interruptor se cierra sobre algún equipo fallado o cortocircuitado después de haber estado en mantenimiento.
- c. Desconexión bajo operación asíncrona de partes del sistema. Esto significa que hay deslizamiento entre las partes del sistema, con lo que se produce la operación del interruptor fuera de fase entre estas partes. El caso crítico es cuando opera en oposición de fase.
- d. Conexión y desconexión con corrientes normales de carga.
- e. Desconexión de corrientes capacitivas de líneas largas en vacío y de cables de potencia.
- f. Desconexión de corrientes inductivas de transformadores en vacío.

La importancia de este equipo al poder interrumpir el flujo de energía eléctrica se debe a que al iniciarse la separación de los contactos del interruptor se comienza a crear un arco eléctrico a través de un fluido (Aire, Hexafluoruro de azufre, Aceite, etc.), que lo transforma en plasma y que provoca esfuerzos debidos a las altas presiones y temperaturas causadas por la aparición del arco eléctrico.

Tomando en cuenta todos los elementos que intervienen en la extinción del arco eléctrico, los interruptores pueden ser clasificados en los siguientes grupos (respetando su aparición cronológica):

- a. **Interruptores de gran volumen de aceite.** Estos interruptores deben su nombre debido a la gran cantidad de aceite que contienen, siendo este el medio de extinción del arco. Fueron los primeros interruptores que se utilizaron en alta tensión y que aún siguen siendo utilizados en los Estados Unidos. El principio de extinción del arco es el siguiente; la aparición del arco eléctrico al iniciarse la apertura del interruptor da lugar al sobre calentamiento del aceite aislante, el cual reacciona produciendo una intensa cantidad de gas, el interruptor cuenta con una o varias cámaras de extinción las cuales están diseñadas de tal forma que se aprovecha la producción de dichos gases para "empujar un chorro de aceite" a través del arco provocando el alargamiento del mismo y por lo tanto su extinción.
- b. **Interruptores en pequeño volumen de aceite.** Deben su nombre al hecho de utilizar aproximadamente un 5% del volumen del aceite utilizado en los interruptores descritos anteriormente. Su fabricación es del tipo columna y su construcción se caracteriza por una cámara de extinción modificada que permite una mayor flexibilidad de operación. Las cámaras de extinción tienen la propiedad

de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que se va a interrumpir crece. La potencia de apertura es limitada solo por la presión de los gases desarrollados por el arco, presión que debe ser soportada por la resistencia mecánica de la cámara de arco.

- c. **Interruptores neumáticos.** Ante la necesidad de eliminar el riesgo de inflamación y de la explosión del aceite utilizado en los interruptores descritos anteriormente surgen los interruptores neumáticos. En este tipo de interruptores la extinción del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que literalmente barre el aire ionizado por efecto del arco eléctrico. El poder de ruptura aumenta casi de forma proporcional al aire inyectado. La presión del aire comprimido varía entre 8 y 13 kg/cm² dependiendo de la capacidad de ruptura del interruptor. Se logra la extinción del arco en tiempos del orden de 3 ciclos, un tiempo bastante corto. La alimentación de aire puede realizarse de dos formas distintas, ya sea con una compresora y tanque de almacenamiento propios o bien en forma de estación central de aire comprimido que alimenta el conjunto de los interruptores de la instalación. Las ventajas de los interruptores de este tipo son:

- Ofrece mejores condiciones de seguridad, ya que evita explosiones e incendios
- Interrumpe las corrientes de falla en un menor tiempo, aproximadamente 3 ciclos
- Disminuye la posibilidad de reencendido de arco, en el caso de las corrientes capacitivas.
- Las dimensiones del interruptor son menores que las de los interruptores en aceite.

Sin embargo las desventajas de este tipo de equipos son:

- Se requiere de un sistema de aire comprimido de una gran confiabilidad ya que si la presión está fuera del rango de operación de interruptor, este se bloquea para evitar una mala operación del equipo.
- El costo del equipo, sumado al costo del sistema neumático puede elevarse considerablemente sobre todo en instalaciones en las que se instalan varios interruptores,

- d. **Interruptores en Hexafluoruro de azufre.** Al final de la década de los 60, con el uso de las extra altas tensiones, surge la necesidad de fabricar interruptores que combinaran las ventajas de los interruptores en aceite y en aire pero sin tener sus desventajas. Las investigaciones se enfocaron en el uso de diversos gases, siendo el Hexafluoruro de azufre (SF₆) el idóneo para tal uso. Las cámaras de extinción de estos equipos operan dentro del SF₆, el cual tiene las siguientes características:

- Es un gas químicamente estable e inerte.
- Alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica del aire a la misma presión.
- Aún a una temperatura de 2000°K conserva una alta conductividad térmica la cual ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico.
- Al pasar por cero la onda de corriente, facilita la extinción del arco.
- Tiene características electronegativas, es decir captura 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 la gran recuperación dieléctrica entre los contactos después de la extinción del arco.
- Tanto el gas como los productos de su descomposición no son tóxicos.

Todos los interruptores en SF₆ tienen una gran hermeticidad por lo cual operan en ciclo cerrado, esto ofrece una buena confiabilidad de operación.



Figura 2.1.2.1 Interruptor en SF₆ de 420kV, In=2000A, NBAI=1550kV, Icc=50kA



Figura 2.1.2.2 Interruptor en SF₆ de 123kV, In=1500A, NBAI=650kV, Icc=25kA

El gas contenido en el interior del interruptor se encuentra a una misma presión la cual es aprovechada en el proceso extinción del arco eléctrico de la siguiente forma: La cámara extinción del arco, al abrir los contactos, tiene un ámbolo unido al contacto 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.

Este tipo de interruptores se fabrican monopolares y/o tripolares para tensiones desde 115kV hasta 800kV y pueden tener capacidades de interrupción de hasta 80kA. La liberación de las fallas se realiza hasta en dos ciclos y para limitar las sobre tensiones producidas por esta velocidad de corte, los contactos vienen previstos con resistencias limitadoras de voltaje.

Los problemas a los que están expuestos este tipo de equipos son las fugas de SF₆, las cuales deben ser inferiores al 2% anual del volumen total de gas encerrado dentro del aparato.

En caso de pérdida total de 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 forma general la apertura de los contactos en los interruptores trifásicos es simultánea, aunque conviene que haya diferencia de tiempo de un milisegundo entre los tres polos entre el instante de cierre del primero y el instante de cierre del segundo. Con esto se pueden reducir las sobre tensiones debidas al impulso por maniobra.



Figura 2.1.2.2



Figura 2.1.2.3

En posición "CERRADA", la corriente pasa por:

- La toma de corriente (1),
- El soporte de contacto fijo (2),
- Los contactos principales (3),
- El contacto móvil (4),
- El soporte de contacto móvil (5),
- El cárter común (6).

luego sigue el encadenamiento inverso en la otra cámara y la toma de corriente (1)

Figura 2.1.2.4

Comienzo de apertura:

Cuando el contacto móvil (4) abandona los contactos principales (3), la corriente se conmuta sobre los contactos de arco (10)



Figura 2.1.2.5

Efecto térmico:

Al separarse los contactos (10), el arco aparece y su energía provoca el aumento en presión del volumen de expansión térmica (Vt) cerrado por el vástago del contacto fijo (11) y la boquilla aislante (12)





Figura 2.1.2.6

Corte y asistencia a la apertura:

Cuando el vástago (11) sale de la boquilla (12), la sobre presión térmica existente en el volumen (V1) se libera, lo que provoca un soplado energético, inmediatamente antes del paso de la corriente por cero, lo que asegura la extinción final del arco.

Simultáneamente, el aumento de presión, que nace en las cercanías del arco, se propaga hasta el pistón (13) ejerciendo un esfuerzo motor sobre el equipaje móvil y reduciendo así la energía necesaria para la maniobras de apertura del interruptor.

Figura 2.1.2.7

Posición abierta:

Las moléculas de SF₆ disociadas por el arco se reconstituyen instantáneamente. Los gases residuales del corte son absorbidos por el tamiz molecular (14), algunos productos pulverulentos se depositan en forma de polvo, sin efecto para el interruptor.

Figura 2.1.2.8

Casos particulares de corrientes pequeñas:

En el caso de corrientes débiles (eje: maniobra de las líneas en vacío, de los transformadores, o de las baterías de condensadores), la energía térmica del arco es demasiado débil para provocar una sobre presión suficiente y un esfuerzo importante sobre el pistón trasero.

Consecuentemente, para obtener el soplado del arco, principalmente se utiliza el efecto autoneumático clásico que se desarrolla en el volumen (Vp)

2.1.3 LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Los transformadores de instrumento o de medición son sólo otra pequeña parte de las redes eléctricas de transmisión y distribución y a los que por lo general no se les da la importancia que tienen dentro de la cadena operacional.

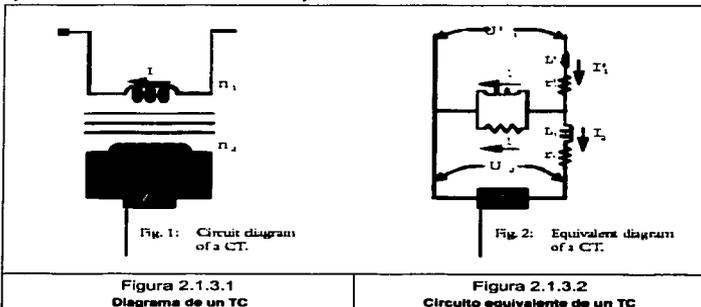
Estos funcionan como sensores y como interfase entre los sistemas del lado de alta tensión y aquellos de baja tensión; son esenciales para la segura y eficiente operación de cualquier red eléctrica, ya que son el eslabón que hace posible realizar las funciones de medición y protección con relevadores; no sólo en condiciones normales de operación del sistema, sino

también en casos de falla. En ambos casos los equipos deben de ofrecer una respuesta segura y confiable sobre todo frente a fenómenos transitorios y de larga amplitud.

Al igual que todos los demás equipos instalados en las redes eléctricas deben ser fabricados de tal forma que soporten todos los esfuerzos a los que pueden estar sometidos por sobre tensiones, sobre corrientes, o cualquier otro disturbio que se presente en la red durante las operaciones normales y en casos de falla de la misma.

Los transformadores de instrumento utilizados en las redes eléctricas son:

- a. **El transformador de corriente (TC)** Como se muestra en el diagrama del TC (figura 2.1.3.a.1) y el circuito equivalente (figura 2.1.3.a.2), los principales factores tecnológicos que afectan la respuesta de los TC's (potencia de salida, fase, errores de amplitud) son la corriente primaria y el número de espiras de los embobinados (es decir el nivel de Amper-vuelta seleccionado) así mismo como las dimensiones y características de los devanados y circuitos secundarios.



La corriente de corto circuito soportada por el equipo depende del número de vueltas y de la construcción del circuito primario, así como de la sección transversal de los conductores de los circuitos primarios y secundarios. Los transformadores de corriente pueden tener uno o varios devanados secundarios, embobinados a su vez en uno o varios circuitos magnéticos. Estos se comportan como si fueran transformadores independientes y de esta forma se pueden separar los circuitos de medición de los de protección conectándolos a devanados secundarios distintos. Los devanados secundarios pueden dividirse en:

- **Devanados de medición.** Son aquellos cuya función es reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. La precisión es muy importante en este tipo de devanados ya que esta información puede ser procesada para efectos de facturación, por ejemplo.
- **Devanados de protección.** Los circuitos de protección, tales como relevadores, se conectan a este tipo de devanados, en los cuales se debe conservar la fidelidad de hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

Los parámetros de los transformadores de corriente son:

- ✓ Corriente primaria. El valor de la corriente primaria se selecciona de acuerdo a los parámetros de la instalación eléctrica pero también de acuerdo a los valores normalizados, los cuales pueden ser 50, 100, 200, 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000 y 4000 amperes.
- ✓ Carga secundaria. Es el valor de la impedancia en ohms, reflejada en el secundario de los transformadores de corriente, y que está constituida por la suma de las impedancias del conjunto de todos los medidores, relevadores, cables y conexiones conectados en serie con el secundario y que corresponden a la llamada potencia de precisión a la corriente nominal secundaria.
- ✓ Limite térmico. Es el valor de la corriente máxima que puede soportar de forma continua un transformador de corriente sin que este exceda el nivel de temperatura especificado. El valor de la corriente puede llegar a ser hasta un 20% mayor al valor de la corriente nominal.
- ✓ Limite de corto circuito. Es la corriente de corto circuito máxima que puede soportar el equipo durante un período de tiempo que varía entre 1 y 5 segundos. La magnitud de los esfuerzos provocados por las corrientes de corto circuito puede llegar a ser del orden de varias toneladas.
- ✓ Tensión secundaria nominal. Es la tensión que se presenta en las terminales secundarias del transformador al alimentar, éste una carga de veinte veces la corriente secundaria nominal. Por ejemplo, si se tiene un transformador con carga nominal de B1.0, es decir una carga de 1.0ohms, la tensión que se presentará en las terminales del secundario será:
 $1 \text{ ohm} \times 5 \text{ amperes} \times 20 \text{ veces} = 100 \text{ volts}$

Cargas nominales para T.C. según norma ANSI C-57.13					
Designación ANSI		V.A.	f.p.		
Para medición	Para protección				
B0.1	C-10	2.5	0.9		
B0.2	C-20	5	0.9		
B0.5	C-50	12.5	0.9		
B1	C-100	25	0.5		
B2	C-200	50	0.5		
B4	C-400	100	0.5		
B8	C-800	200	0.5		

- ✓ Potencia nominal. Es la potencia aparente secundaria que a veces se expresa en volt-amperes y a veces en ohms, bajo una corriente nominal determinada y que se indica en la placa de datos del equipo. Para escoger la potencia nominal de un transformador es necesario sumar las potencias de las bobinas de todos los aparatos conectados en serie con el secundario del transformador, más las pérdidas por efecto joule que se producen en los cables de alimentación, y se selecciona el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida.

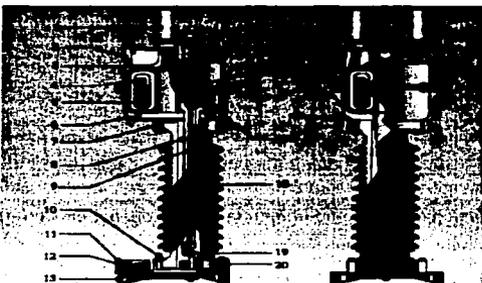
Para los secundarios de 5 A, la experiencia indica que no deben utilizarse conductores con calibres menores al No. 10AWG, que tiene una resistencia de 1 ohm por cada 333 metros de longitud.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Clase de precisión para medición. La clase de precisión para medición se designa por el error máximo admisible, en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y a la frecuencia nominal.



Figura 2.1.3.3 Transformadores de corriente 400kV, $I_n=2000A$, $NBAI=1550kV$.



1. Terminal Secundaria.
2. Indicador del nivel de aceite.
3. Devanado primario.
4. Pantalla de bajo voltaje.
5. Núcleo y Devanados secundarios.
6. Aceite aislante.
7. Sistema superior de fijación.
8. Papel aislante.
9. Ductos para cableado de secundarios
10. Fijación inferior de la porcelana.
11. Caja de conexiones secundarias.
12. Terminales secundarias.
13. Base del transformador.
14. Cubierta de la cámara de expansión.
15. Juntas para expansión del aceite.
16. Argolla de izaje.
17. Tanque superior.
18. Aislador de porcelana.
19. Conexión a tierra.
20. Brida inferior.

Figura 2.1.3.4

- b. El transformador de potencial (TP) Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones; transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

Estos transformadores se fabrican para servicio interior o exterior, y al igual que los transformadores de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas

para tensiones bajas o medias, mientras que para las altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

Los parámetros de los transformadores son:

- ✓ Tensión primaria. Se refiere al valor normalizado a la cual estará operando en condiciones normales la instalación.
- ✓ Tensión secundaria. Los valores normalizados, según las normas ANSI son de 120 volts para aparatos de hasta 25kV y de 115 volts para aquellos con valores superiores a 34.5kV.

A diferencia de los transformadores de corriente, los de potencial se construyen normalmente, con un solo embobinado secundario.

- ✓ Potencia nominal. Es la potencia secundaria expresada en volt-amperes, que se desarrolla bajo la tensión nominal y que se indica en la placa de características del aparato.

Para escoger la potencia nominal de un TP, se suman las potencias que consumen las bobinas de todos los aparatos conectados en paralelo con el devanado secundario, más las pérdidas por efecto de las caídas de tensión que se producen en los cables de alimentación, sobre todo cuando las distancias entre los transformadores y los instrumentos que alimentan son importantes; y se selecciona el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida, como se indica en la siguiente tabla.

Cargas normales para transformadores de potencial según normas ANSI C.57.13					
Cargas normales		Características con base en 120V y 60 Hz.			
Designación	VA	f.p.	Resistencia (ohms)	Inductancia (henrys)	Impedancia (ohms)
W	12.5	0.10	115.2	3.042	1152
X	25	0.70	403.2	1.092	576
Y	75	0.85	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.0554	36
M	35	0.20	82.6	1.07	411

Para secundarios de 120 volts, la experiencia indica que no se deben utilizar conductores con calibres inferiores al No. 12 AWG. Este calibre reduce la carga del cable y proporciona alta resistencia mecánica, que disminuye la posibilidad de ruptura del circuito; con el desarrollo consiguiente de cortocircuitos peligrosos.

- ✓ Carga. Es la impedancia que se conecta a las terminales del devanado secundario.
- ✓ Clase de precisión para medición. La clase de precisión se designa por el error máximo admisible en por ciento, que el transformador de potencial puede introducir en la medición de potencia operando con su tensión primaria y la frecuencia nominal.

La precisión de un transformador se debe poder garantizar para valores entre 90% y 110% de la tensión nominal.

Las normas ANSI definen la clase de precisión de acuerdo con los siguientes valores: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5.



2.1.4 LAS CUCHILLAS DESCONECTORAS

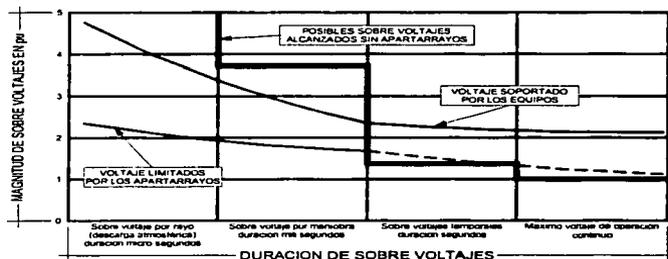
Las cuchillas son dispositivos cuya función es quitar el potencial de los elementos de la red eléctrica previamente desconectados y proporcionar una ruptura de la continuidad de circuito. Las cuchillas normalmente carecen de dispositivos de extinción del arco eléctrico, por lo que se deben operar sin carga. En tensiones de distribución existen cuchillas que operan con carga.



2.1.5 LOS APARTARRAYOS

Los apartarrayos son un elemento fundamental en la importante función de la coordinación de aislamientos en los sistemas eléctricos de potencia. En la siguiente figura se ilustra de forma clara lo anteriormente dicho. En la gráfica se muestran los voltajes que pueden aparecer en un sistema eléctrico de potencia, representados en por unidad del valor pico máximo del voltaje

fase a tierra (donde $1 p.u. = \frac{U_s \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$) en función de la duración de la aparición de dichos voltajes.



Tal como se puede observar el eje del tiempo esta dividido a grandes rasgos en Sobre voltajes por rayo, Sobre voltajes por maniobra, sobre voltajes temporales y finalmente el voltaje máximo de operación continua.

Los voltajes y sobrevoltajes que se pueden alcanzar cuando no se hace uso de apartarrayos, pueden llegar a valores de varias veces por unidad. Si observamos en la gráfica anterior la curva de los sobrevoltajes soportados por los equipos del sistema eléctrico de potencia, comenzando por los sobre voltajes por maniobra, y en especial con los voltajes por rayo podremos darnos cuenta que los equipos serían incapaces de soportar tales amplitudes, sobre todo que la presencia de sobrevoltajes implica esfuerzos electromecánicos en los equipos. Es en este punto precisamente en el que intervienen los apartarrayos ya que estos mantienen el valor de los sobrevoltajes por debajo del máximo valor que soportan los equipos, por supuesto con un amplio margen de seguridad, tal como se observa en la gráfica anterior

La función del apartarrayos consiste en conducir las corrientes de rayo a tierra y después restablecer la rigidez dieléctrica para eliminar la corriente a tierra producida por el voltaje de operación normal.

Los apartarrayos más simples fueron los explosores entre el conductor de línea y tierra. Aunque en la actualidad no se recomiendan, su principio de funcionamiento sirve para esclarecer la función de los apartarrayos de cualquier tipo.

Al llegar la onda de sobre tensión por descarga atmosférica al explosor, rompe la rigidez dieléctrica de este y a través del arco eléctrico se conduce a tierra la corriente de rayo. A esta última se le suma la corriente de frecuencia industrial (60 Hz en nuestro país), que pasa al aparecer el arco y permanece después de que desaparece la sobre tensión. Si el neutro está aterrizado se produce un corto circuito que se elimina por la protección con relevadores y si es flotante se pueden tener sobre tensiones con pequeñas corrientes a tierra.

De lo anterior quedan claras las funciones del apartarrayos:

- Eliminar las sobre tensiones conduciéndolas a tierra.
- Eliminar el arco eléctrico de falla a tierra posterior a la sobre tensión.

Los apartarrayos que se usan actualmente son los auto-valvulares y los de óxido de zinc. Estos últimos están desplazando a los primeros.

- a. **Apartarrayos auto-valvulares.** El principio de operación de los apartarrayos auto-valvulares se basa en la propiedad que tienen algunos materiales de modificar su resistencia en función de la tensión que se les aplica. Entre mayor sea la tensión aplicada, menor será la resistencia de los apartarrayos auto-valvulares.

El apartarrayos se conecta a la fase de la línea a través de un explosor, lo cual permite que los elementos del apartarrayos no se encuentren sometidos todo el tiempo a la tensión de la línea, ni a las sobre tensiones por maniobra, no peligrosas para la instalación eléctrica. De esta manera se prolonga la vida útil del apartarrayos, al evitarle esfuerzos continuos.

- b. **Apartarrayos de óxido de zinc.** Tienen la capacidad de estar conectados continuamente a la fase de la línea, es decir, a diferencia de los apartarrayos descritos anteriormente, estos no se conectan a través de explosores. Esto lo permite el hecho de que el apartarrayos tenga una mayor precisión, ya que puede operar con un 10 por ciento arriba del voltaje nominal. Por otra parte si el apartarrayos está continuamente sometido a esfuerzos eléctricos, seguramente que tendrá que sufrir envejecimiento que actualmente aún no ha sido debidamente estudiado, aunque se presume que su vida útil será de por lo menos 50 años.

La resistencia de óxido de zinc está formada básicamente por partículas de este material de aproximadamente 10mm de diámetro que se encuentran fusionadas en capas intergranulares de alta resistencia. La resistividad específica de las partículas de ZnO es de 1 a 10 ohm.cm y la de las capas intergranulares es por lo menos de 10^{10} ohm.cm.

Las capas intergranulares actúan como capacitores de cerámica, por tener constantes dieléctricas en el rango de valores de 500 a 1000. El óxido de zinc puede tener aditivos como BiO, MnO, SbO y otros.



Figura 2.1.5.1

2.2 EQUIPOS SECUNDARIOS.

La denominación de estos no les resta su importancia dentro de la operación de las S.E.'s. Sin embargo se les conoce como equipos secundarios ya que son los que participan indirectamente en sistema eléctrico de potencia. Como lo es la alimentación auxiliar que permite el funcionamiento, control, protección, de los equipos principales.

Los podemos dividir en:

2.2.1 LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS PROPIOS

Dependiendo de la complejidad de la subestación, la capacidad de los transformadores del servicio de estación varia en función de las cargas conectadas. Siempre se deben utilizar dos transformadores, para que uno sea la reserva de otro.

Como ejemplo se pueden utilizar dos unidades de 225 kVA, 23 kV /220-127 V, impedancia de 3.5 %, conexión delta en alta tensión y estrella con neutro aterrizado en baja tensión. Normalmente sol se utiliza uno de los transformadores, mientras que el otro se mantiene energizado y listo para reemplazar al primero en caso de falla, mediante un mecanismo de transferencia automática.



Figura 2.2.1.1

2.2.2 LOS TABLEROS DE SERVICIOS PROPIOS

La cantidad de tableros y secciones de éstos tengan dependen de la complejidad de la subestación de que se trate.



Figura 2.2.2.1 Tablero auto soportado



Figura 2.2.2.2 Tablero tipo empotrado

- a. **Tablero principal.** Debe ser un tablero blindado (Metal-clad) de dos frentes, sin pasillo al centro, que se instala en un cuarto ex profeso dentro del mismo edificio eléctrico contiguo al cuarto de control. Opera a la tensión de 220 volts de corriente alterna, con puertas estructura de perfiles metálicos, instalado directamente sobre el suelo de concreto, con acceso a su interior por cualquier parte que se requiera, por abajo utilizando fosa de cables y trincheras o por la parte superior utilizando soportería del tipo "charola" a través de tapas de lamina de 4 mm de espesor, que se fijan al tablero mediante tiorliería.

En ambos lados del tablero debe existir un ducto de interconexión con los transformadores para recibir, por medio de soleras de cobre la alimentación de 220 VCA y 60 Hz de los dos transformadores de 225 kVA

Este tablero se emplea para el control y protección de los servicios de corriente alterna (**servicios propios**) Esta formado por cuatro barras, o sea, tres fases que deben soportar hasta 800 A continuos y un corto circuito entre fases de 17 kA, y una barra que es el neutro, las barras deben soportar una tensión nominal de 20 VCA a 60 Hz.

El tablero tiene una longitud de 2.84 m y una altura de 2.28 m, está formada por cuatro secciones. Las dos extremas reciben la alimentación de cada una de ellas, un interruptor general, y las dos centrales, en su parte inferior alojan, cada una de ellas, un interruptor general que recibe la energía de cada uno de los transformadores, y en su parte superior alojan sendos conjuntos de interruptores electromagnéticos, que alimentan las diferentes cargas, que se muestran más adelante.

- b. **Tablero secundario.** Es un tablero del tipo "duplex", para instalación interior. Su alimentación la recibe del tablero principal a 220 volts de corriente alterna, entrando al tablero por su parte inferior. Está formado por cuatro barras para 250 amperes, que deben soportar un cortocircuito de 15 kA.

Todos los elementos estructurales son semejantes a los del tablero principal, su longitud es de 2.64 m y su altura de 2.28 m y también ésta formado por cuatro secciones.

La sección uno se emplea para alojar el control y protección de los servicios de corriente alterna, por medio de tres fases, 4 hilos con el neutro solidamente conectado a tierra. En esta sección se aloja un conjunto de interruptores termomagnéticos de diferentes capacidades, un conjunto de aparatos de medición, de lámparas piloto y de conmutadores. Todo el conjunto alimenta una serie de cargas que también se indican más adelante.

Las secciones dos y tres se emplean para el control y protección de los servicios de corriente directa de 125 volts. En estas secciones se aloja un conjunto de interruptores de corriente directa de diferentes capacidades, un conjunto de equipo de medición y un conjunto de relevadores, de baja tensión y de tiempo y lámparas piloto.

La sección cuatro se emplea para el control y protección de los servicios de corriente directa de 48 volts. En esta sección también se aloja un conjunto de interruptores, un voltmetro, un amperímetro y un relevador de tierra.

- c. **Tableros de Alumbrado.** Estos tableros son específicos para la alimentación de los diferentes sistemas de alumbrado que puedan existir dentro de una subestación, es decir:

Sistema de Alumbrado Interior.- Edificios eléctricos, cuartos de control, cuartos de relevadores, plantas de emergencia, etc.

Sistema de Alumbrado Exterior.- Área principal de la subestación como, área de transformadores, de interruptores, de cuchillas, de maniobras, de

mantenimiento, de tránsito vehicular y de transporte, de señalización o balizamiento, etc.

Sistema de alumbrado perimetral, a todo lo largo de las bardas perimetrales de las subestaciones.

Sistema de alumbrado de emergencia, la complejidad de este sistema dependerá del grado de seguridad y de importancia que pueda tener la subestación.

Estos tableros son servicio interior, del tipo empotrar o sobreponer, de 3 fases 4 hilos, 220/127 Volts de C. A., 250 A., 60 Hz y 15 KA de corto circuito y de 2 polos 250 Volts de C. D. Y 15 KA de corto circuito. Dependerá del diseñador, la cantidad (8, 14 20 24 30 42 y 54 polos) de termomagnéticos así como la capacidad (15, 20, 30, 50 70 amperes) se definirán una vez que se tengan las cargas a emplear en cada tipo de sistema de alumbrado. La alimentación de estos tableros viene directamente del tablero de servicios propios, sección 1, en el caso del alumbrado de operación normal, o del banco de baterías, caso del alumbrado de operación de emergencia.

En la práctica es recomendable tener un solo tablero para cada sistema de alumbrado, esto para tener diversidad, confiabilidad y flexibilidad y el coste es relativamente bajo.

2.2.3 LOS CONJUNTOS CARGADOR / RECTIFICADOR BANCO DE BATERÍAS

Cargador Rectificador

Son los dispositivos que mantienen las baterías al nivel de carga nominal. Estos dispositivos son rectificadores estáticos, contruidos con tiristores y que regulan la tensión de flotación de la batería.

Para cada batería se utilizan dos cargadores, uno como sustituto del otro. Los cargadores se instalan en un cuarto cercano al de baterías, para protegerlos de los gases que desprenden éstas y evitar la posibilidad de una explosión.

La capacidad de los cargadores debe poner mantener la carga de flotación a tensión constante y, al mismo tiempo, suministrar el consumo de la carga permanente. En el caso de que el cargador esté suministrando la carga completa y simultáneamente aparezca un pico de carga extra la batería suministrará la diferencia de carga.

En el caso de una falla en la corriente alterna, en que la batería alimenta todas las instalaciones de emergencia, más las suyas propias, al regresar aquélla el cargador debe poder suministrar la demanda normal y recargar la batería hasta el valor de flotación. La capacidad del cargador se selecciona a base de obtener el periodo de carga rápida, en un tiempo máximo de 5 horas, en las condiciones mas desfavorables.

Los cargadores deben tener protección de sobre carga y de corto circuito, en el lado de corriente alterna y en el de directa. Además, deben tener supervisión por medio del voltímetro y amperímetro, en la salida de corriente directa.

El gabinete que soporta el cargador puede ir sobre el suelo o montado en una pared. Deberá tener acceso a su interior por cualquiera de sus caras, para que el equipo se pueda probar, revisar y reparar. El acabado exterior deberá tener pintura anticorrosiva.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Baterías

Las baterías instaladas en las subestaciones, que forman parte de los servicios auxiliares, tiene como función principal almacenar la energía que se utiliza en el disparo de los interruptores, por lo que deben de hallarse en óptimas condiciones de funcionamiento.

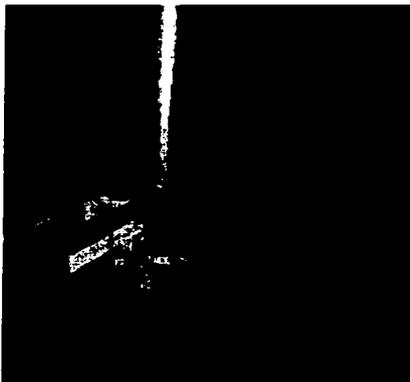


Figura 2.2.3.1 Banco de Baterías tipo Plomo-Ácido

La batería de 125 volts se utiliza para energizar:

- > Protecciones
- > Lámparas piloto, aunque a veces se energiza con corriente alterna.
- > Registrador de eventos
- > Circuito de transferencia de potenciales
- > Sistema contra incendio
- > Oscilopertubógrafo
- > Gabinete de equipo de onda portadora
- > Control de los interruptores de alta y baja tensión
- > Control de las cuchillas
- > Alarmas
- > Alumbrado de emergencia.

La batería de 48 volts se utiliza para energizar el equipo de comunicaciones, de telecontrol y electrónico. No todas las subestaciones requieren estas dos baterías, cuando la subestación es operada manualmente, normalmente se utiliza la de 125 volts.

La tensión de una batería se fija en función de la capacidad de la instalación lo que a su vez repercute, según las cargas, en la sección de los conductores. En subestaciones excesivamente grandes se llega a utilizar baterías de 250 volts.

En las subestaciones se pueden instalar baterías de tipo ácido o alcalino. En la mayor parte de los dos casos se instalan las ácidas, que tienen la ventaja de costar la mitad, con una duración de unos 20 años, ligeramente inferior a las alcalinas. La mayor ventaja de las ácidas viene dada por la característica de conocerse el estado de la carga que almacena la batería en función de la densidad que tiene el electrolito, cosa que no se puede determinarse en las baterías alcalinas.

Las baterías se instalan en un cuarto cerrado, que forma parte del edificio principal de la subestación, lo más cerca posible de los tableros para reducir al máximo la longitud de los cables y por lo tanto la posibilidad de la aparición de sobre tensiones, por acoplamiento capacitivo o inductivo.

Los cuartos en que se instalan las baterías, ya sean ácidas o alcalinas, deben estar provisto de un extractor de gases, que deberá arrancar unos minutos antes de la apertura de la puerta de entrada del personal, con el fin de eliminar la posible acumulación del hidrógeno que se desprende durante las descargas intensas de las baterías y que en presencia de alguna chispa originada en la ropa de la persona que entra, pueda provocar una explosión.

Los locales destinados a baterías deben ser secos, bien ventilados y sin vibraciones que puedan originar desprendimiento excesivo de gases y desgaste prematuro de las placas. La temperatura debe variar entre 5 °C y 25 °C. La iluminación debe efectuarse por medio de luminarias y apagadores del tipo a prueba de explosión. El suelo debe ser a prueba de ácido o alcali, según sea el tipo de batería, y deberá tener una ligera pendiente con un canal de desagüe, para evacuar rápidamente el líquido que se pueda derramar o el agua del lavado. Los muros, los techos y ventanas deben recubrirse con pintura resistente al ácido o los álcalis.

La capacidad de una batería viene dada por el valor de los amperes-hora que puede suministrar en condiciones de trabajo normales. La cantidad de electricidad que cede en la descarga es menor que la que recibe en su carga, de acuerdo con su eficiencia, misma que disminuye en las descargas rápidas.

Las subestaciones con tensiones superiores a 150 kV, suelen utilizar baterías de 200 A-h, pero si utilizan interruptores de aire comprimido, puede ser suficiente con 100 A-h. En instalaciones con tensiones menores, la capacidad de la batería puede reducirse a valores comprendidos entre 50 y 75 A-h. La carga de la batería de una subestación se puede efectuar por medio de dos unidades, formada cada una, por un motor de corriente alterna acoplado a un generador de corriente directa. Este procedimiento ha caído en desuso, por ser de un costo alto y de baja precisión el valor de la tensión de flotación, factor que es muy importante en la duración de la vida de la batería. En la actualidad está más extendido el uso de cargadores electrónicos de estado sólido, que se pueden regular con mucha mayor precisión, son más baratos, requieren menos mantenimiento, no son ruidosos y ocupan menor espacio.

Las baterías se conectan a las barras generales de corriente directa a través de un interruptor termomagnético, que para el caso de la batería de 125 volts, deberá ser de 250 volts, dos polos, 400 Amperes nominales y capacidad interruptiva de 10 kilo Amperes.

El consumo permanente de una batería debe proporcionarlo el cargador, y la batería debe proporcionar los valores pico, en caso de falla de corriente alterna, la batería debe mantener, durante 4 horas (mínimo), la demanda normal de la subestación incluyendo una corriente de pico a la que se obtiene durante la operación simultánea de tres interruptores.

La tensión por celda, después de 4 horas de corriente normal más la de un pico, no debe ser menor de 1.9 volts, comparada con la original que era de 2.18 volts, según se muestra a continuación

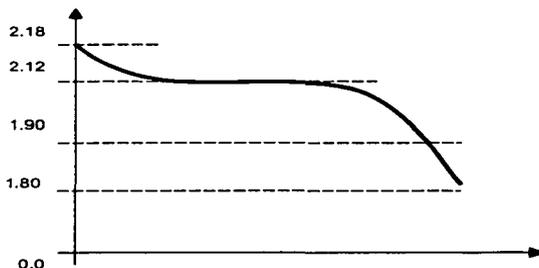


Figura 2.2.3.2 Curva de descarga de una Celda

En la figura se muestran los valores de tensión por celda, que en resumen son los siguientes:

Tensión máxima	2.18 volts
Valor de alarma por baja tensión de CD	2.12 volts
Tensión mínima de operación después de 4 h más un pico	1.90 volts
Tensión final de celda descargada	1.80 volts

Para calcular el número de elementos de una batería de 125 volts, se tiene:

$$\frac{125}{2.18} = 58 \text{ celdas}$$

la tensión mínima de operación de la batería es de:

$$1.9 \times 58 = 110 \text{ volts.}$$

Una batería con el cargador bien ajustado. No debe consumir agua, si consume, debe ajustarse la tensión de flotación a menos de 1 %, es decir la tensión de flotación por celda debe ser de 2.18 más menos 1 %, o sea la tensión de flotación por celda debe tener como límite de 2.20 a 2.16 volts.

Lo anterior lleva a que la tensión de flotación de la batería debe variar entre 126.20 a 122.8 volts, para que el consumo de agua sea prácticamente cero y la vida útil de la batería llegue al valor límite de 20 años.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

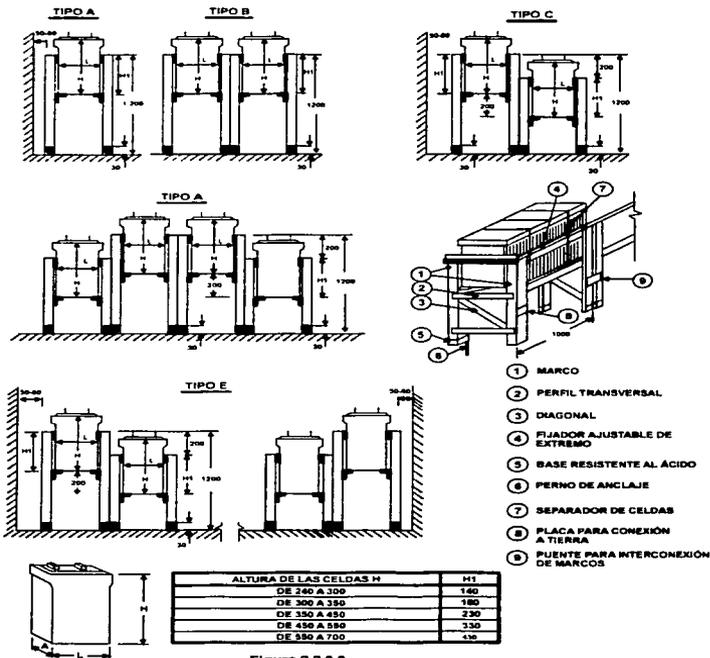


Figura 2.2.3.3
DISPOSICIÓN DE MONTAJE DE BANCOS DE BATERÍAS

2.2.4

EL SISTEMA CONTRA INCENDIO

En una subestación existen varios puntos en donde se puede producir un incendio. Estos lugares pueden ser: edificio de tableros, trincheras de cables, interruptores, transformadores de corriente y transformadores de potencial y principalmente en los transformadores de potencia, por lo que se hace necesario contar con protecciones contra incendio, localizadas en diversas zonas clave de la subestación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

SISTEMA DE PROTECCIÓN. En las instalaciones eléctricas se pueden utilizar diferentes métodos de protección contra incendio, entre los cuales se tienen los siguientes:

- a) Separación adecuada entre transformadores.
- b) Muros separadores, no combustibles entre transformadores.
- c) Fosas
- d) Sistemas fijos, a base de polvo químico seco
- e) Sistemas fijos, a base de dióxido de carbono
- f) Sistemas fijos, a base de halón
- g) Sistemas fijos, a base de agua pulverizada

La instalación de un sistema contra incendio en un subestación se puede considerar repartido en dos zonas principales:

- a) Área de la subestación, menos la zona de los transformadores.
- b) Área de los bancos de transformadores.

En el primer caso se utiliza una serie de extinguidores portátiles, cargados con dióxido de carbono a presión, que se reparten y fijan sobre diversas columnas de las estructuras de las áreas de alta y baja tensión, así como dentro del edificio principal de tableros. La cantidad de estas unidades es variable y depende del área que abarque la subestación en cuestión.

En el segundo caso, que trata de la protección de los transformadores de potencia, se encuentra el área más peligrosa por la gran cantidad de aceite que contienen los tanques de éstos.

En caso de un cortocircuito, la energía desarrollada por éste, gasifica el aceite interno produciendo una onda de presión, o bien, un arco que por sí mismo puede reventar el tanque, originando un chorro de aceite en combustión. A continuación del chorro de aceite, se produce el vaciado de todo el aceite en proceso de combustión.

Para reducir al máximo los efectos anteriores, primero se considera que la duración del cortocircuito es muy breve, por la rapidez con que actúa la protección eléctrica del sistema, y segundo una vez que cesa el proceso de arqueo, continúa ardiendo el aceite, tanto que el que sigue escurriendo como el que ya está depositado en el suelo. Para eliminar este incendio, se puede utilizar cualquiera de los métodos señalados anteriormente.

- a. **SEPARACIÓN ENTRE LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES.** Se considera que una separación entre transformadores de 8 metros como mínimo, es suficiente para evitar la propagación del fuego a los demás aparatos. Esta distancia debe crecer a medida que aumente la capacidad de los transformadores.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

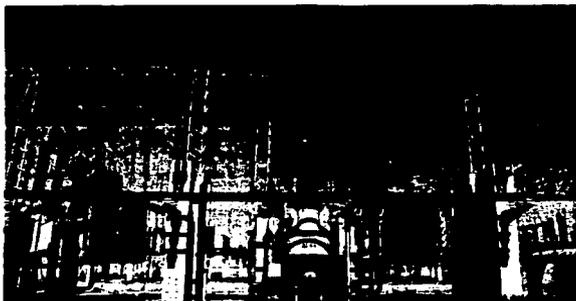


Figura 2.2.4.a.1 Banco de autotransformadores 230/115/13.8kV.

- b. **MUROS NO COMBUSTIBLES.** Este sistema de protección consiste en la instalación de muros de material no combustible entre los transformadores, como puede verse en las figuras 6-13 y 6-14, con el fin de proteger del incendio a otras unidades adyacentes al transformador que se esté quemando. En la primera figura se muestra el caso en que se requieren los muros divisorios, y en la segunda, se fijan las dimensiones y la separación entre dichos muros. Los muros deben tener una altura que sobrepase en 1.50 metros a la altura de la tapa del transformador. La longitud horizontal debe sobresalir unos 60 centímetros de la longitud horizontal del transformador, incluyendo los radiadores.



Figura 2.2.4.b.1 Muros corta fuego para Banco de transformadores
400/115/34.5kV 230/115/13.8kV.

- c. **FOSAS.** Otro método es la construcción de una fosa debajo de cada transformador, de un volumen igual al del aceite encerrado en el tanque. El fondo de la fosa debe estar en contacto directo con la tierra, para que el agua de la lluvia sea absorbida por ésta, mientras que el aceite no. La fosa se llena de piedras que tienen la función de enfriar el aceite incendiado y ahogar la combustión, apagando el incendio. Dicha fosa no debe tener drenaje para evitar contaminar con aceite la red de drenaje. En caso de llenarse de aceite la fosa, y una vez apagado el incendio, se extrae con una bomba. Este es un sistema contra incendio muy utilizado en Europa, por lo económico.



Figura 2.2.4.c.1 Fosa para autotransformador 230/115/13.8kV.

- d. **POLVO QUÍMICO.** Este sistema consiste en un recipiente que almacena polvo, una red de tuberías provistas de toberas a través de las cuales se descarga el polvo, impulsado por la presión de un gas inerte, sobre la zona que se trata de proteger.
El polvo es un compuesto de partículas formadas por una combinación de bicarbonato de sodio, de potasio y de fosfato de amonio, mezclados con un material especial que evita la formación de grumos.
Este sistema no debe utilizarse en aquellas partes de un equipo eléctrico que sean delicadas, ya que los residuos del polvo pueden afectarla.
Además de los sistemas fijos que se están mencionando, conviene instalar un sistema portátil formado por un carro, sobre el cual se monta un extinguidor de polvo químico con 68 kilogramos de capacidad, y que se utiliza para combatir fuegos menores fuera del alcance del sistema fijo. Conviene instalar un carro por cada dos transformadores.
- e. **SISTEMA A BASE DE HALÓN.** Consiste en un recipiente que contiene el agente extinguidor, halón presurizado con nitrógeno. La expulsión del halón se efectúa por medio de las toberas de descarga, localizadas sobre la zona de riesgo.
El halón es un hidrocarburo halogenado, con una densidad de unas 5 veces mayor que la del aire, es incoloro, inodoro, inhibe la combustión, no es un conductor eléctrico, no es tóxico, y no deja residuos sobre las superficies que actúa. Su poder de extinción es de unas tres veces mayor que el del dióxido de carbono y puede ser utilizado en áreas cerradas, siempre que la concentración no exceda de un 10 %.

- f. **SISTEMA CON BASE DE DIÓXIDO DE CARBONO.** Las instalaciones fijas de dióxido de carbono consisten en un tanque de almacenamiento y una red de tuberías de rematadas en una serie de toberas, dirigidas hacia los aparatos que se trata de proteger.

El dióxido de carbono es un gas incoloro, inodoro e inerte con una densidad de 50 % mayor que la del aire. No conduce la electricidad. Al pasar de líquido a gas se expande 450 veces, enfriando y sofocando el incendio. No deja residuos en las superficies. El mismo gas produce la presión de descarga en las toberas. No se debe usar en áreas cerradas donde existe personal, para evitar el peligro de asfixia.

- g. **SISTEMA CON BASE EN AGUA PULVERIZADA.** Es el sistema más utilizado para la protección de transformadores. Consiste en una red de tuberías en cuyos extremos se instalan rociadores, cuya descarga de agua finamente pulverizada abarca toda la superficie de cada transformador. El agua se suministra por medio de una cisterna y una bomba, o bien, por medio de una instalación hidroneumática.

El agua como agente de extinción de incendios, se viene usando desde hace mucho tiempo, debido a sus propiedades de enfriamiento y sofocación, dilución y emulsión.

Extinción por enfriamiento. Por su alto calor específico, el agua tiene gran capacidad de enfriamiento. Al entrar en contacto con un material en combustión, absorbe calor por la transformación del agua en vapor. Al dividirse la masa líquida en partículas finas, se aumenta y se facilita la evaporación. Por otro lado, conviene que las partículas sean lo suficientemente pesadas para que al ser proyectadas puedan vencer la resistencia del aire, la gravedad y el tiro térmico del aire cerca del incendio.

Extinción por sofocamiento. Esto sucede cuando las partículas de agua son transformadas en vapor, aumentando su volumen aproximadamente unas 1700 veces. El gran volumen generado, desplaza un volumen igual del aire que rodea al fuego sofocándolo.

Extinción por emulsión. La emulsión se produce cuando el agua pulverizada es arrojada con fuerza contra una superficie de aceite u otro material viscoso produciéndose una emulsión aceite-agua.

La emulsión con líquidos de baja viscosidad es breve y se mantiene mientras el agua se sigue aplicando, lo que a su vez produce vapor de agua sobre la superficie del líquido inflamado.

Extinción por disolución. Este sistema de extinción sólo se produce en el caso en que los materiales inflamables sean solubles en el agua, cosa que no ocurre el caso de incendio del aceite de un aparato eléctrico.

Por lo que respecta al suministro de agua, las opciones más usadas en subestaciones son:

- Tanque hidroneumático de operación automática.
- Cisterna y unidad de bombeo con motor diesel de operación automática.

El primer caso forma un sistema sumamente seguro, simple y requiere poco mantenimiento, además de no requerir arranques periódicos para tener al sistema a punto de operación.

El segundo caso requiere tener buen vigilancia en la existencia de combustible del motor diesel y la carga de los acumuladores, y hacer pruebas frecuentes para asegurar la disponibilidad del equipo en los casos de emergencia.

Además, se requiere una reserva de agua mucho mayor que se almacena en un tanque abierto o cisterna.



Figura 2.2.4.2 Sistema contra incendio, en primer plano extintor de polvo químico, en segundo plano pulverizadores.

2.2.5

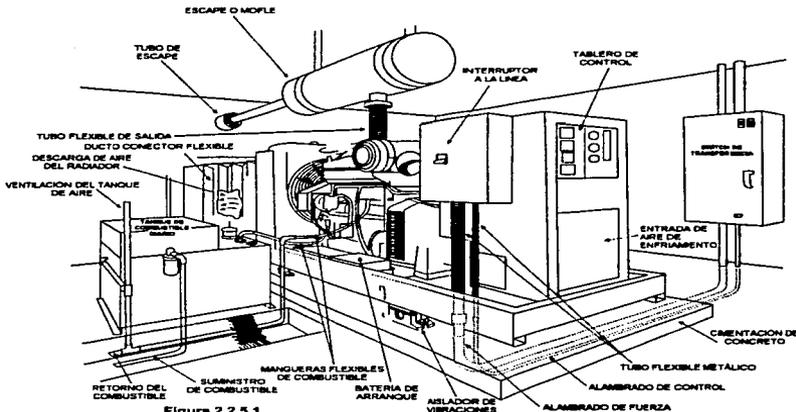
PLANTA DE EMERGENCIA.

Son grupos motor-generador que se utilizan en algunas subestaciones muy importantes, para que en caso de fallas de los dos circuitos del servicio de estación, se tenga una tercera posibilidad de tener energía para operar los circuitos de baja tensión de C. A. y C. D., de la subestación de que se trate. La capacidad depende de la complejidad de la subestación, pero en general es del orden de 80 kW 220/127 Volts 60 Hz, 3 fases y 4 hilos.

Dichas plantas, una por subestación, arrancan y se conectan en forma automática, al desaparecer la tensión de corriente alterna. La conexión se efectúa en las barras principales de corriente alterna, que son alimentadas por los dos transformadores del servicio de estación, dicha conexión se hace por medio de un interruptor operado por un equipo de transferencia automática, que sólo puede cerrar en el caso de que hayan abierto los interruptores de los transformadores mencionados y viceversa.

El equipo de transferencia automática, mediante los dispositivos adecuados, transfiere la carga del sistema normal de los transformadores al sistema de la planta de emergencia en un tiempo no mayor de 50 ms, por medio de relevadores que detectan la falla de tensión. Al restablecerse el suministro normal de energía, el equipo de transferencia conecta de nuevo la carga al servicio normal, en un tiempo variable entre 0 y 5 minutos, para dar oportunidad a que el sistema de suministro de energía se estabilice.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA PLANTA DE EMERGENCIA

El equipo de transferencia automática contiene las siguientes partes:

- Protecciones eléctricas y mecánicas que evitan que los contactos del lado normal y de emergencia puedan quedar conectados simultáneamente
- Un dispositivo de tiempo ajustable, para retardar de 0 a 5 minutos la operación del equipo de transferencia al servicio normal, y otro para retardar de 0 a 15 minutos el paro del motor, después de continuar su operación sin carga por haberse restablecido el suministro normal de energía eléctrica.
- Dos relevadores sensibles a la baja tensión, ajustables para detectar y además arrancar automáticamente la planta de emergencia, cuando la tensión del sistema exterior disminuya, como límite, hasta un 70 % de su valor normal, o para cuando la tensión se restablezca por arriba del 90 % del valor nominal
- Reloj programador que en forma automática arranca y para la planta de emergencia en forma diaria o semanal a la hora y durante el tiempo deseado. Estos arranques se efectúan con la planta trabajando en vacío, para que la unidad se encuentre en perfectas condiciones de operación y con sus dos baterías de arranque a plena carga eléctrica.
- Cargador automática de las baterías.
- Equipo de arranque y paro automático que controla el arranque, paro, funcionamiento y protección de la unidad. En el caso de que al fallar la alimentación normal, la planta no arranque, un control deberá provocar que se inicien tres intentos de arranque y para, con intervalos de 30 segundos, durante un periodo de 90 segundos, y en caso de persistir la negativa al arranque, el circuito deberá encender una lámpara de alerta y activar una

alarma sonora. En el caso de que en el primer intento de arranque el motor de combustión interna tenga éxito, el control deberá desconectar el circuito de arranque.

- g) El motor de la planta deberá incluir señalización y alarma para las siguientes fallas, señales que a su vez deben parar inmediatamente la unidad hasta que llegue el personal adecuado:
- i. Alta temperatura del agua de enfriamiento.
 - ii. Baja presión en el circuito de aceite lubricante
 - iii. Sobre velocidad
- h) El generador será del tipo sincrónico, autoexcitado y con regulador de tensión de estado sólido que mantenga una variación máxima de $\pm 0.5 \%$

2.2.5.1 COMPONENTES PRINCIPALES DE LAS PLANTAS ELÉCTRICAS AUTOMÁTICAS.

Las plantas eléctricas automáticas están compuestas principalmente de:

- a) Un motor de combustión interna
- b) Un generador de corriente alterna
- c) Una unidad de interruptores (transferencia)
- d) Un circuito de control de transferencia *
- e) Un circuito de control de arranque y paro *
- f) Instrumentos de medición *

* Integrados a un controlador basado en un microprocesador.

- a) **El motor de combustión interna está compuesto de varios sistemas que son:**

- i. Sistema de combustible
- ii. Sistema de aire
- iii. Sistema de enfriamiento
- iv. Sistema de lubricación
- v. Sistema eléctrico
- vi. Sistema de arranque
- vii. Sistema de protección

- b) **El generador sincrónico de corriente alterna está compuesto de:**

- i. Inductor principal
- ii. Inducido principal
- iii. Inductor de excitatriz
- iv. Inducido de excitatriz
- v. Puente rectificador trifásico rotativo
- vi. Regulador de voltaje estático
- vii. Caja de conexiones

- c) **La unidad de interruptores de transferencia consta de:**

- i. Interruptor de alimentación normal
- ii. Interruptor de alimentación de emergencia
- iii. Con indicadores de posición
- iv. Mecanismo de operación manual *

* Solamente en unidad de transferencia tipo termomagnéticos.

- d) **El circuito de control de transferencia consta normalmente de:**

Por medio de programación, se implementan tantas funciones y ajustes sean necesarios para cada caso, en particular cuando se utilice el controlador GENCON.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- i. Sensitivo de voltaje trifásico del lado normal, y monofásico del lado de emergencia.
- ii. Ajuste para el tiempo de:
 - Transferencia
 - Retransferencia
 - Enfriamiento de máquina
- iii. Relevadores auxiliares
- iv. Relevadores de carga
- v. 3 modos de operación (manual-fuera-automático)
- vi. Botón de prueba
- vii. Mantenedor de baterías
- viii. Gabinete metálico
- ix. Transformadores, (para 440 V / 220 V)
- x. Indicadores luminosos (LED'S)

f) El circuito de control de arranque y protección de máquinas consta de las siguientes funciones:

- i. Retardo al inicio del arranque
 - Retardo (3 y 5 intentos)
 - Periodo de estabilización del generador síncrono de C. A.
 - Retardo de transitorios
- ii. Sensores de las siguientes fallas:
 - Largo arranque
 - Baja presión de aceite
 - Alta temperatura
 - Sobre y baja velocidad
 - No generación
 - Sobrecarga
 - Nivel de combustible
 - Paro de emergencia
 - Y dos extras más.
- iii. Solenoides de la máquina
 - Válvula de entrada de aire (5x/A)
 - Solenoide auxiliar de arranque (4x)
- iv. Fusibles (para la protección del control y medición) Las entradas del controlador están aisladas ópticamente.
- v. Led súper brillante (indicadores de falla)
- vi. Conectores en el controlador del tipo removible.

g) Los instrumentos de medición que se instalan normalmente en las plantas son:

- i. Voltímetro con su conmutador C. A.
- ii. Amperímetro con su conmutador C. A.
- iii. Frecuenciómetro digital integrado en el controlador
- iv. Horómetro digital integrado en el controlador

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- v. Kilowattorímetro (opcional)

2.2.5.2 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS PLANTAS DIESEL ELÉCTRICAS AUTOMÁTICAS

Las plantas diesel – eléctricas son unidades de fuerza compuesta de un motor de combustión interna de 4, 6, 8, 12 y 16 cilindros tipo industrial estacionario, un generador sincrónico de corriente alterna con sus controles y accesorios totalmente ensamblados y probados en fabrica.

Dichos controles y accesorios están seleccionados para trabajar en conjunto dando máxima seguridad y alta eficiencia en su operación.

2.2.5.3 DESCRIPCIÓN DEL MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA

La planta diesel – eléctrica (motor y generador) esta montada en base de acero con sus sistemas de enfriamiento, protección contra alta temperatura del agua, baja presión del aceite y sobre velocidad, motor de arranque, controles de arranque y paro. Válvulas de purga, bomba de inyección de combustible, filtros de aire, aceite y combustible.

- a. Unidad de interruptores de transferencia automática montada en su respectivo gabinete.
 - b. Tablero de control conteniendo:
 - Circuito de control de arranque y paro automático de la planta
 - Mantenedor de carga de baterías
 - fusibles de protección
 - Controlador basándose en microprocesador para realizar las funciones de transferencia y control de máquina.
 - c. Instrumentos
 - Voltímetro
 - Amperímetro
 - Frecuenciómetro
 - Horómetro
 - Conmutadores de fases para el amperímetro y el voltímetro

Estos instrumentos se pueden localizar integrados en la puerta de control del tablero de control (Plantas automáticas) o en gabinete independiente para montaje en pared sobre el generador de la planta (Plantas de arranque manual)
 - d. Acumuladores con sus cables de conexión
 - e. Silenciador de gases de escape tipo hospital, industrial, residencial y tramo de tubo flexible para conectarlo con el múltiple de escape de motor.
 - f. Juego de amortiguadores antivibratorios tipo resorte (opcional)
- Al frente del motor se encuentra localizado el radiador y el ventilador, los cuales sirven para enfriar la máquina, por el lado de la flecha de la máquina se localiza el generador sincrónico de C. A.

En la parte superior se localiza el múltiple de escape y sobre éste el turbo cargador, al frente del mismo lado se encuentra el gobernador hidráulico ó electrónico y la bomba de combustible (alimentación y retorno), se encuentran localizadas del mismo lado de la bomba, así como también el filtro del combustible, la tabllita de terminales y el tablero de instrumentos.

Abajo a la derecha y cerca del tanque de depósito de aceite (carter) se encuentra el control de baja presión de aceite y el control de temperatura de aceite.

Arriba y al frente, a la izquierda se encuentra localizado el acondicionador de temperatura (precalentador de agua)

Convenientemente distribuidos se encuentran orificios para:

- La purga de aceite quemado
- La purga de agua de enfriamiento
- El aceite del gobernador
- El llenado de aceites del motor
- Verificador del nivel de aceite
- El llenado de agua del radiador

2.2.5.4 DESCRIPCIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO DE C. A.

Es una máquina que produce corriente alterna, diseñada para acoplarse directamente a un motor de combustión interna, estacionario, que lo impulsa

Los generadores son de varios tamaños dependiendo de la capacidad de la planta diesel – eléctrica.

Los generadores síncronos de las plantas diesel, incluyen además del generador la unidad de excitación que suministra corriente a las bobinas del campo rotatorio. Un regulador automático de voltaje que mantiene el voltaje de salida del generador dentro de rango permisible independientemente de los cambios de la corriente de carga.

Los controles del generador, así como los instrumentos que se encuentran instalados en un solo gabinete, independientemente del interruptor de transferencia, el cual puede ser del tipo autoportado o para montar en pared, de acuerdo a las especificaciones requeridas por el cliente.

Los generadores síncronos están diseñados y construidos cuidadosamente de manera que asegure una operación eficaz, facilidad de mantenimiento y una larga vida de servicio.

La carcaza, robusta a prueba de goteo está fabricada de placa de acero, gruesa, reforzada, internamente para darle mayor resistencia. La carcaza y la base forman una unidad integrada que simplifica la instalación de la máquina y su alineamiento con el motor impulsor. Los pernos de montaje instalados en la carcaza, permiten levantar fácilmente el conjunto empleando un montacargas convencional.

El núcleo del estator del generador está construido de laminaciones ranuradas, aisladas individualmente, hechas de acero al silicio y comprimidos a alta presión. El núcleo armado se sujeta en la carcaza por medio de guías soldadas a las costillas de refuerzo. Las bobinas del estator devanadas sobre él mismo están acufadas firmemente en las ranuras semicerradas del estator y el conjunto completo está impregnado con barniz sintético, termofraguante, homreado posteriormente para excelentes cualidades de unión.

Las puntas del estator pasan a través de un bloque aislado de terminales y terminan en zapatas conectoras estándar o terminales de carga hechas de cinta de cobre.

Los polos del campo del generador están montados sobre una fecha de gran diámetro. La jaula del devanado de los polos, se completa con conexiones soldadas en latón, lo que da excelentes características eléctricas.

El conjunto completo del rotor, esta balanceado estática y dinámicamente para asegurar la operación libre de vibraciones y la máxima vida de las chumaceras.

En los generadores síncronos de C. A. Se usan baleros para trabajo pesado, prelubricados con resguardo para soportar el rotor de la máquina. Dichos baleros no requieren lubricación posterior solamente una revisión periódica.

El doble resguardo con que cuenta los baleros, provee una máxima protección contra el polvo, el agua o algún otro contaminante que pueda afectar los baleros.

Los generadores síncronos están diseñados con un sistema de ventilación auto contenido que hace circular el aire de enfriamiento a través de la masa.

Un ventilador direccional montado en el extremo impulsor de la flecha del rotor, toma el aire ambiente introduciéndolo en la máquina a través de aberturas de celosía en el extremo de la excitatriz de la máquina. El aire axialmente entre los polos del campo a través del entre hierro, siendo impulsado radialmente hacia los cabezales de la bobina del estator. El aire caliente pasa a la atmósfera por medio de aberturas de rejilla en extremo de impulso de la carcasa.

2.2.5.5 EXCITATRIZ ROTATORIA SIN CARBONES COMBINADA CON UNA UNIDAD RECTIFICADORA

ROTATORIA

La excitatriz rotatoria sin escobillas o carbones con unidad rectificadora rotatoria, se usa para suministrar corriente de excitación al campo rotatorio de los generadores síncronos, esta unidad de excitación, es en efecto un refinamiento de la excitatriz convencional que usa carbones y conmutador. El diseño mejorado de la unidad sin carbones, simplifica el mantenimiento del equipo, eliminado las partes sujetas a desgaste normal, asegurando así períodos prolongados de operación eficaz y sin problema.

La unidad de excitación completa, consta de dos conjuntos de componentes básicos:

Un generador de corriente alterna, del tipo de armadura rotatoria, trifásica, y un puente trifásico rectificador de onda completa, compuesta de seis diodos semiconductoras montados sobre dos bastidores de aluminio fijos a un marmelón de aislamientos moldeado

La armadura de la excitatriz y el conjunto del puente rectificador se montan sobre la flecha del rotor en el generador síncrono y están interconectadas eléctricamente entre sí para los devanados de campo del generador. El estator de una excitatriz sin carbones consiste de bobinas de campo devanadas sobre una carcasa que está adosada al generador síncrono.

La unidad de excitación completa está protegida por una cubierta removible o está dentro de la caja de control de la máquina síncrono.

Durante la operación del generador síncrono de C. A. La potencia trifásica generada en la armadura rotatoria de la excitatriz, se aplica directamente al conjunto rotatorio del rectificador, los tres diodos de polaridad positiva montados en el bastidor del rectificador rotatorio y los tres diodos de polaridad negativa montados en el otro bastidor, están conectados de forma que constituye un puente rectificador de onda completa que rectifica la corriente alterna suministrada por la armadura de la excitatriz. La salida de corriente continua del puente rectificador, a su vez se aplica al campo rotatorio del generador síncrono, por medio de conductores canalizados a través de un paso aislado en la flecha del rotor, en esta forma los tres conjuntos (Ardadura de Excitatriz, Rectificador Rotatorio y campo del Generador Síncrono), forma una sola unidad rotatoria, permitiendo efectuar conexiones eléctricas sin usar carbones, anillos colectores o conmutadoras.

La corriente de excitación para las bobinas estacionarias del campo de la unidad de excitación es suministrada por el generador síncrono a través del regulador automático de voltaje de tipo estático, que se usa junto a la instalación. El regulador de voltaje compara continuamente el voltaje de salida del generador síncrono con un voltaje estable de referencia.

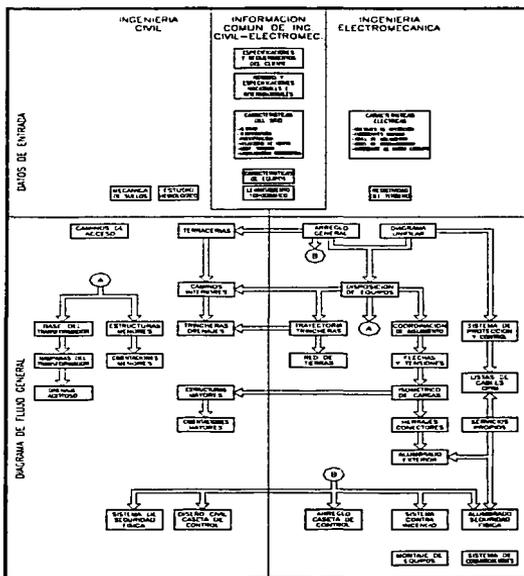
La diferencia entre los dos voltajes constituye una señal de error que indica un voltaje de salida superior o inferior al punto de ajuste del generador, dicha señal de error se amplifica y se usa para controlar la salida de corriente continua del regulador de voltaje, que se aplica a las bobinas de campo de la excitatriz.

CAPÍTULO 3

3 DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE UNA S.E.

Sin bien en este capítulo se describe un procedimiento para el desarrollo del diseño electromecánico de una S.E., no se puede dejar a un lado el diseño civil de la misma, por lo que en un primer momento y de acuerdo al diagrama de flujo siguiente, se muestra de forma muy completa todos los conceptos que están involucrados en el diseño de una S.E. y su mutua relación.

3.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE DISEÑO.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.2 DATOS DE ENTRADA PARA EL DISEÑO ELECTROMECÁNICO

Los datos de entrada es toda la información (planos, especificaciones, estudios, memorias técnicas, ante proyecto, etc.) necesarios para la realización de cualquier diseño.

En primer lugar podemos mencionar como dato de partida los requerimientos del cliente. Si bien es cierto que para poder definir el tipo de subestación a instalar se requiere de un estudio completo del sistema eléctrico nacional en la zona, de las limitaciones geográficas, económicas, técnicas, de las cargas que se conectarán a la S.E. del trazo de las líneas de Transmisión, sub transmisión o distribución y de tantos otros factores, daremos por un hecho que dentro de los requerimientos del cliente se tienen ya definidos tanto la ubicación geográfica de la instalación, el arreglo eléctrico, los niveles de tensión, la longitud de las líneas de transmisión que alimentarán a la S.E. o bien de aquellas que alimentarán las cargas.

1. **Especificaciones y requerimientos del cliente.** Son todos los documentos con los cuales se da inicio al diseño de una S.E. ya que en estos se encuentran de los datos del alcance del proyecto. De forma general se indican los requerimientos mínimos que se deberán cumplir y por lo general el mínimo de especificaciones nacionales e internacionales que se deberán utilizar. En México el cliente más común es la CFE (Comisión Federal de Electricidad) quien por lo general dentro de sus especificaciones tiene perfectamente definido el tipo de arreglo a utilizar, características eléctricas e incluso un ante proyecto. Sin embargo cada vez más empiezan a existir clientes que forman parte de la industria que en ocasiones solo tiene definido el arreglo eléctrico, la ubicación de la sub estación y las dimensiones del predio en donde se realizará la instalación. Por esto mas adelante se hablará de forma más precisa como realizar un arreglo físico a partir de un diagrama eléctrico.
2. **Características del sitio.** Para poder realizar el diseño tanto civil como electromecánico es necesario contar con un mínimo de información con respecto al sitio de instalación como:
 - Altitud de operación: En el diseño eléctrico es importante ya que esta directamente ligado con la coordinación de los aislamientos de la S.E..
 - Temperaturas. Tanto en el diseño civil como en el electromecánico es importante conocer las variaciones de temperatura ya que esto influye en la deformación de cables y por lo tanto en las tensiones que estos ejercen sobre las estructuras y sus respectivas cimentaciones, a las cuales están sujetas y por lo tanto en el diseño de las mismas.
 - Niveles de precipitación. Es importante conocer las intensidades de lluvia de la zona ya que a partir de estas se puede realizar el diseño del sistema de drenaje de la S.E.
 - Velocidad de viento. Todos los elementos instalados en la S.E. están sujetos a las presiones ejercidas por la acción del viento, por lo que en importante realizar las consideraciones necesarias para asegurar que en condiciones extremas no existan daños a la instalación.
 - Coeficiente sísmico. Al igual que en el caso anterior se debe asegurar la integridad de las instalaciones en caso de eventos sísmicos.
 - Localización geográfica. A partir de esta se pueden obtener los datos arriba mencionados en el caso en que no se cuente con ellos. Además en cuestión de logística para efectos de construcción, es muy importante para poder determinar los centros de adquisición de materiales, transporte de equipos, contratación de servicios.
3. **Características Eléctricas.** Para la adquisición de los equipos, materiales, diseño de las instalaciones es muy importante conocer como mínimo las siguientes características eléctricas:
 - Voltajes de operación. Estos deberán estar comprendidos dentro de los niveles de voltaje estándar del sistema eléctrico nacional. Importante para el cálculo de la coordinación de aislamientos, así como para poder determinar la adquisición de materiales especiales en caso de instalaciones de extra alta tensión.

- Corrientes nominales. Dato importante para poder dimensionar conductores eléctricos en el caso que sea requerido.
 - Nivel de aislamiento. Dato imprescindible para poder realizar la coordinación de aislamientos y poder determinar las distancias de seguridad en aire entre partes vivas y entre parte vivas y tierra, entre otras cosas.
 - Nivel de contaminación. Los aislamientos externos están expuestos a la acumulación de polvo, minerales, etc., sobre la superficie. Esto afecta en sus propiedades aislantes reduciendo la tensión máxima que pueden soportar dichos aislamientos antes de la ruptura de la rigidez dieléctrica y por ende del contorno de la superficie de los aisladores. Este dato sirve para poder dimensionar (físicamente) el aislamiento de los diferentes equipos a instalar en la S.E.
 - Corriente de corto circuito. Dato importante para poder diseñar los sistemas de protección de la instalación, hilos de guarda, sistema de tierras, por ejemplo.
4. **Estudios Diversos.** Además de los datos arriba mencionados en necesario realizar estudios más precisos y especializados que nos servirán para poder realizar gran parte de los cálculos para el diseño civil, pero de igual forma para cálculos eléctricos. Dentro de estos estudios podemos mencionar:
- Estudio de mecánica de suelos. Este nos sirve para conocer las características del terreno sobre el cual se construirá la S.E. A partir de este se puede determinar el tipo de cimentación más recomendable de acuerdo a las características del terreno, los eventuales tratamientos que deben realizarse en el caso de que el terreno cuente con características poco aptas para la construcción y los parámetros tales como capacidad de carga, modulo de reacción vertical, etc. que sirve para el dimensionamiento de las cimentaciones, determinación de caminos, por ejemplo.
 - Estudio hidrológico. A partir de este se pueden obtener los valores de los parámetros que nos permitirán realizar el diseño de un buen sistema de drenaje.
 - Levantamiento topográfico. Es importante conocer las características del terreno (niveles y desniveles) para poder dar inicio al diseño de la plataforma sobre a cual se construirá la S.E. Además en el caso de la ampliación de una S.E. con un levantamiento topográfico se obtienen dimensiones precisas de las instalaciones existentes.
 - Resistividad del terreno. Es importante conocer las características eléctricas del terreno sobre el cual se construirá la S.E. (es importante realizar dicho estudio una vez que la plataforma ha sido construida) para poder diseñar el sistema de tierras con el cual se protege tanto al personal que laborará en las instalaciones como el equipo instalado.
5. **Características de equipos.** Las características de los equipos, especialmente las dimensionales son de gran importancia para poder determinar las alturas de sus respectivos soportes y por ende poder realizar el diseño de los mismos con sus cimentaciones. Es importante tener en cuenta datos como la altura, el ancho, el largo, la plantilla de fijación, el peso, sólo por mencionar los más importantes y que suelen causar una serie de problemas en la etapa de instalación de los equipos si no se les presta la atención e importancia requerida.
- Para poder ilustrar lo anteriormente dicho, así como cada una de las etapas de diseño electromecánico tomaremos como ejemplo una S.E. construida en el estado de Zacatecas en el año 2002. Por lo que de acuerdo a lo arriba mencionado tenemos:
- Especificaciones y requerimientos del cliente: La presente obra consta de una S.E. nueva con los niveles de voltaje de 230/115/13.8kV. Dicha S.E. contará con:
 - i. La acometida de dos líneas de transmisión de 230kV que enlazarán a dicha S.E. con las Sub estaciones Calera II y Durango Sur.
 - ii. Cinco alimentadores en 115kV que enlazarán la S.E con las S.E's San Jerónimo, Fresnillo Sur, Fresnillo norte (circuitos 1 y 2), Río Grande.

- iii. Un Banco de transformación formado por tres autotransformadores de potencia con voltajes 230/115/13.8 kV, potencia 45/60/75 MVA, enfriamiento OA-FA-FA y un autotransformador de reserva con características similares a las otras tres unidades.
- iv. Una línea de distribución de 13.2kV para la alimentación de los servicios propios de la S.E.
- v. El arreglo de la S.E será en 230kV interruptor y medio, y en la zona de 115kV será Barra Principal – Barra Auxiliar.
- Características del sitio:
 - i. Ubicación: Noroeste de la Cd. Fresnillo, en el municipio del mismo nombre, a la altura del km 69 de la carretera federal 45 Zacatecas-Durango, en el poblado denominado San Isidro de Cerro Gordo.
 - ii. Altitud de operación: 1360msnm.
 - iii. Temperatura máxima promedio: 22.73 °C.
 - iv. Temperatura mínima promedio: 8.23 °C.
 - v. Máxima precipitación pluvial al mes en 24hrs: 55.5 mm.
 - vi. Días con heladas por año: 20.41 días.
 - vii. Humedad relativa promedio mensual del mes mas alto: 52.17%.
 - viii. Velocidad máxima de viento: 150 km/h.
 - ix. Velocidad con periodo de retorno 200 años: 131km/h.
 - x. Velocidad con periodo de retorno 10 años: 110 km/h.
- Características eléctricas:
 - i. Tensiones de operación: 230 kV, 115kV, 13.8kV.
 - ii. Tensiones máximas: 245kV, 123kV, 15.5kV.
 - iii. Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo: 1050kV, 550kV, 110kV respectivamente.
 - iv. Nivel de contaminación: Alto.
 - v. Corriente nominal: 2000 A
 - vi. Corriente de corto circuito: 25kA

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.3

DIAGRAMA UNIFILAR.

El punto de partida para el diseño de una sub estación eléctrica es el llamado diagrama unifilar; en este se debe mostrar la conexión y arreglo de todos los equipos eléctricos; es decir, barras, puntos de conexión, transformadores de potencia, acoplamientos entre bahías, interruptores, transformadores de instrumento, cuchillas desconectadoras, apartarrayos, etc.

Así mismo en este diagrama se indican los niveles de tensión de operación normal, características de los equipos a instalar, tales como corrientes nominales, corrientes de corto circuito, nivel básico de aislamientos, etc.

Tomando como base lo ilustrado en el capítulo 1 podemos fácilmente "armar" de forma preliminar el diagrama del proyecto de ejemplo. Por lo que podemos ver en las siguientes figuras los diagramas unifilares con la configuración que se nos indica en las características de entrada.

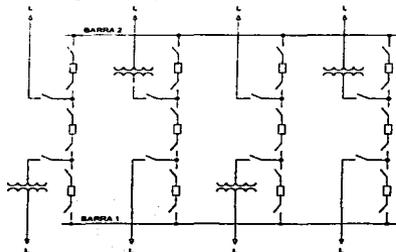


Figura 3.3.1 Arreglo de interruptor y medio

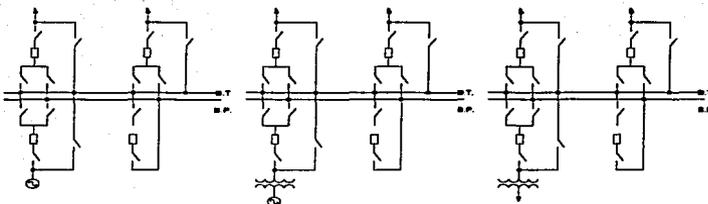


Figura 3.3.2 Arreglo Barra Principal - Barra Auxiliar

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Por lo que tenemos para el proyecto de referencia el diagrama unifilar siguiente.

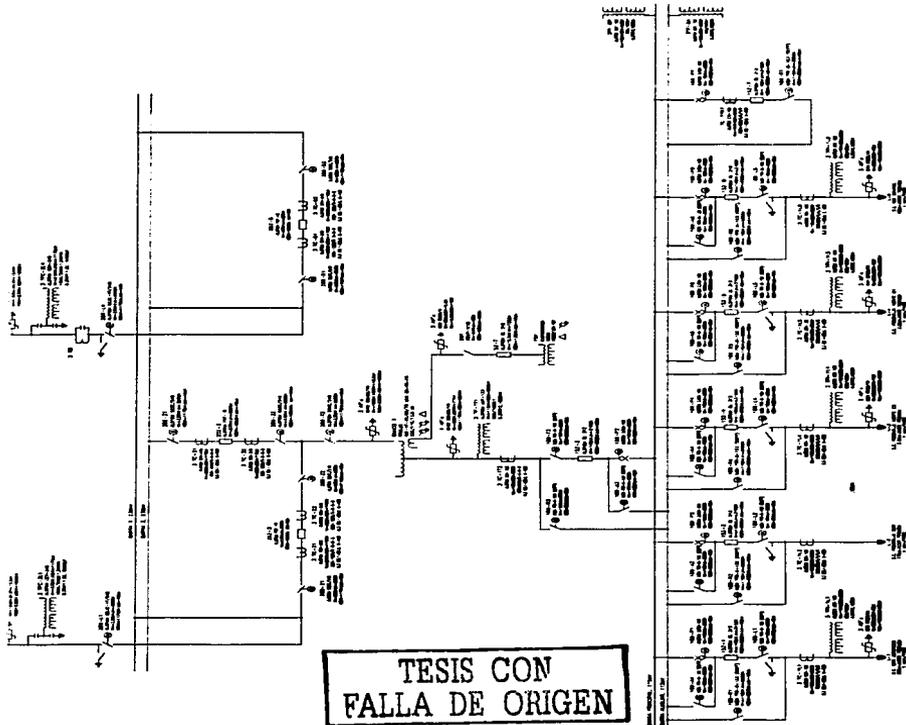


Figura 3.3.3. Diagrama Unifilar simplificado.

Este esquema muestra de forma general y simplificada la configuración del sistema y a partir de este se puede realizar el arreglo físico de las instalaciones (la disposición y conexión de los equipos) Es importante hacer notar que si bien el diagrama unifilar no es una fotografía del arreglo físico (esto sería imposible), lo que es cierto es que siempre debe existir correspondencia entre lo mostrado en este esquema y el arreglo físico, tal como se mostrará en el siguiente inciso.

Por otra parte a partir de este diagrama unifilar se puede realizar el diagrama unifilar de protecciones en el cual se muestra de forma global la manera en la que se protegerán los equipos y la instalación en general con ayuda de relevadores, sistemas electrónicos, equipos de medición, entre otros. Este tema será tratado con mayor detalle más adelante.

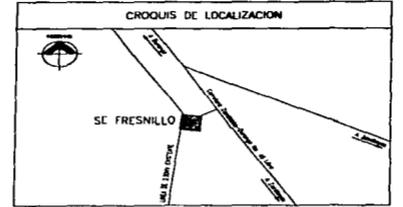
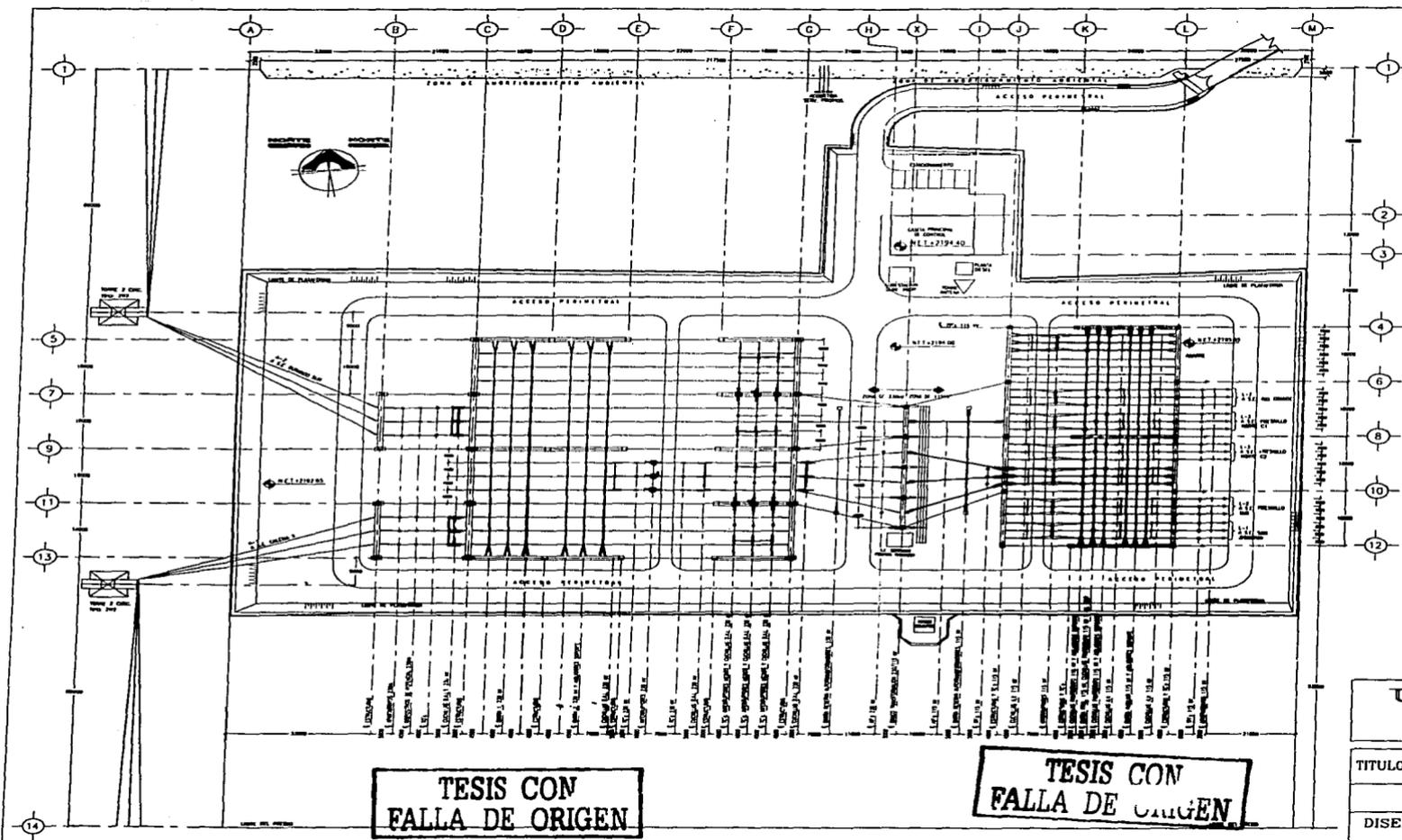
3.4 ARREGLO GENERAL.

Es un plano que sirve como base para el desarrollo tanto de la Ingeniería de detalle civil y electromecánica ya que en este documento podemos encontrar la información siguiente:

- Dimensiones del predio.
- Orientación geográfica de cada uno de los lados, así como el norte astronómico.
- Croquis de localización del sitio.
- Caminos de acceso, distancias a las vías de comunicación más cercanas, oleoductos o gasoductos, limitando áreas internas y accesos.
- Llegadas y salidas de líneas de transmisión.
- El arreglo de la subestación mostrando las estructuras, barras, ejes y centro de línea de equipos con sus acotaciones entre líneas de centro y ubicación de casetas de control, de relevadores, edificios SF₆, planta de emergencia, o bien de vigilancia, etc.

Es un plano muy importante ya que gracias a este pueden detectarse posibles interferencias entre algunos de los trabajos de carácter civil con las instalaciones eléctricas.

La siguiente figura muestra el arreglo general de la S.E. correspondiente al diagrama unifilar de la figura 3.3.3



LOCALIZACION

LA S.E. FRESNILLO POTENCIA SE UBICARA AL NOROESTE DE LA CIUDAD DE FRESNILLO, EN EL MUNICIPIO DEL MESO HOMBRE, APROXIMADAMENTE A LA ALTURA DEL Km. 69 DE LA CARRETERA FEDERAL 45 ZACATECAS - DURANGO EN EL POBLADO DENOMINADO SAN ISIDRO DE CERRO GORDO, 7 Km AL NOROESTE DE LA CIUDAD DE FRESNILLO ZAC.

SIMBOLOGIA

- LIMITE PARA AREA DE PLATAFORMA
- AREA DE PISOS TERMINADOS

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

NOTAS

- ESTA NUEVA SUBESTACION TENDRA LAS SIGUIENTES CARACTERISTICAS:
- 1.- DOS ALIMENTADORES EN 230 kV PARA LAS LINEAS DE TRANSMISION QUE ENLAZARAN A ESTA SUBESTACION CON LAS SUBESTACIONES DURANGO SUR Y CALERA II
 - 2.- UN BANCO DE TRANSFORMACION TRIFASICO INTEGRADO POR CUATRO ALTRANSFORMADORES MONOFASICOS DE 75 MVA CADA UNO CON TENSIONES NOMINALES DE 230/115/13.8 kV.
 - 3.- CINCO ALIMENTADORES EN 115 kV PARA LAS LINEAS DE TRANSMISION QUE ENLAZARAN A LA S.E. FRESNILLO POTENCIA CON LAS SUBESTACIONES FRESNILLO NOROESTE (CIRCUITOS 1 Y 2), FRESNILLO SUR, RIO GRANDE Y SAN JERONIMO.
 - 4.- EN EL NIVEL DE 230 kV SE TENDRA UN ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO EN "U" (OPERANDO INICIALMENTE CON TRES INTERRUPTORES) Y EN EL NIVEL DE 115 kV EL ARREGLO SERA BARRA PRINCIPAL + BARRA AUXILIAR CON INTERRUPTOR DE MANEJO O TRANSFERENCIA.

UNAM
ENEP - ARAGON
I M E

CAPITULO 3
DISEÑO ELECTROMECANICO
DE UNA S.E.

TITULO ARREGLO GENERAL

PLANO 3.4.1

DISEÑO DE SUB-ESTACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSION

3.5 DISPOSICIÓN DE EQUIPOS.

A partir de los dos planos indicados se puede realizar el arreglo físico de los equipos, las conexiones entre estos, la disposición de los buses.

Gracias a este documento y con ayuda de la memoria de cálculo de coordinación de aislamientos, es posible definir las distancias mínimas de separación entre buses (fase a fase o bien fase a tierra), las alturas de las bases de los equipos, las alturas de los mismos buses con respecto a las partes mas altas de los equipos, las dimensiones de las estructuras metálicas mayores, etc.

Gracias al diagrama unifilar se puede determinar la disposición de los equipos. Si bien en varios proyectos existe ya un ante proyecto en el cual está definida de forma preliminar la interconexión de los equipos, existen proyectos para los cuales solo se cuenta con el espacio disponible, y el arreglo eléctrico.

En las siguientes figuras se muestra de forma simplificada la correspondencia entre diferentes arreglos eléctricos y la disposición física de los equipos.

Pueden existir diferentes formas de ubicar los equipos a partir de un mismo diagrama unifilar, sin embargo dentro de la industria existen ya arreglos estándar (sobre todo para clientes como la CFE)

Para la sub estación que hemos tomado como ejemplo tenemos un arreglo de interruptor y medio del siguiente tipo:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

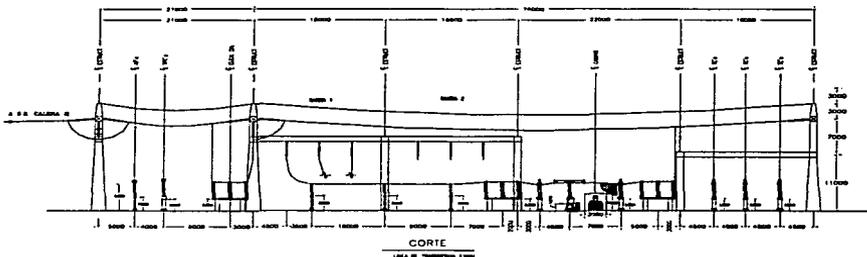
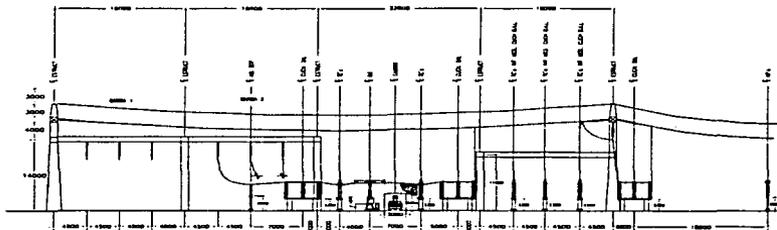
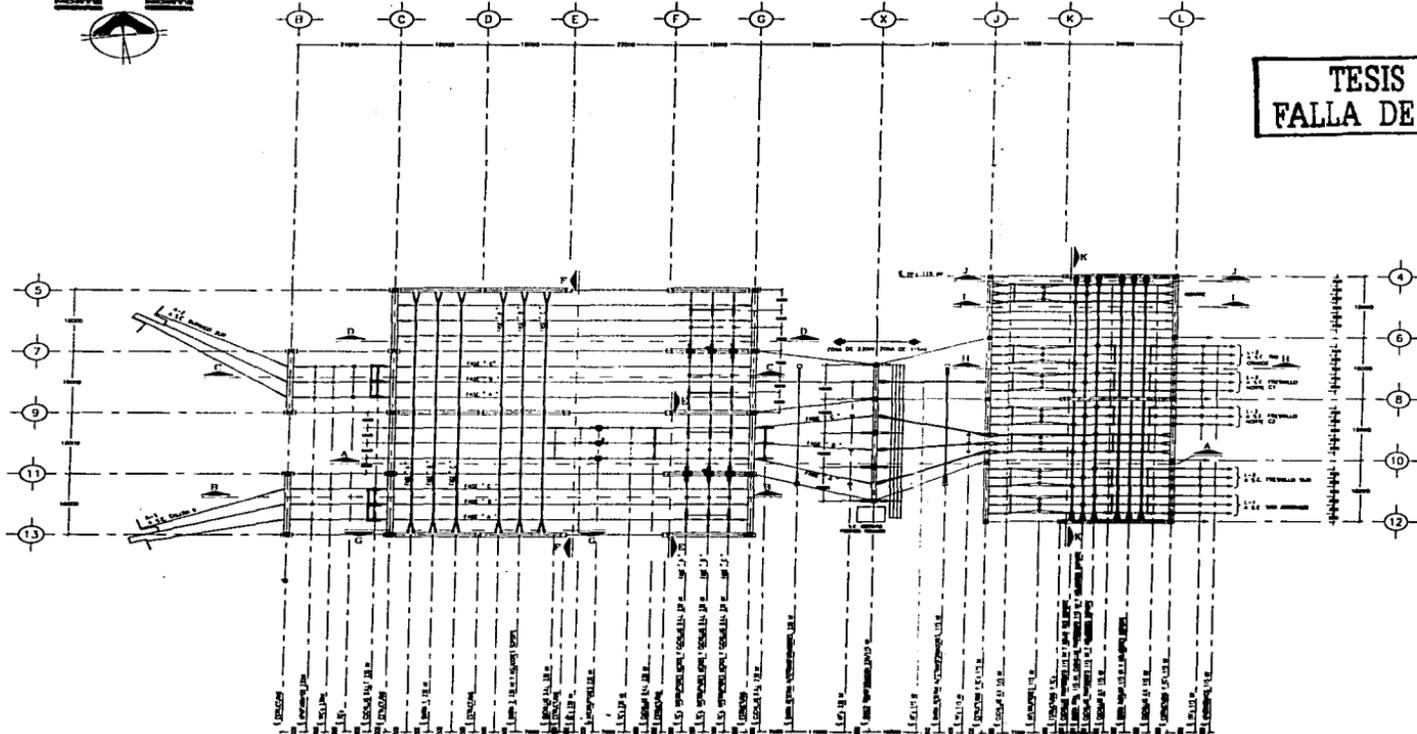


Figura 3.5.2 Arreglo típico de una S.E. Configuración interruptor y medio 230kV (cortes)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Por lo anterior utilizando los dos arreglos normalizados podemos obtener la disposición de equipos de la sub estación en estudio tal como se muestra en los siguientes planos 3.5.5, 3.5.6, 3.5.7, 3.5.8.



TESIS CON FALLA DE ORIGEN



LOCALIZACION

LA S.E. FRESNILLO POTENCIA SE UBICARA AL NOROCCIDENTE DE LA CIUDAD DE FRESNILLO, EN EL MUNICIPIO DEL MISMO NOMBRE, APROXIMADAMENTE A LA ALTURA DE: 4+69 DE LA CARRETERA FEDERAL: 45 ZACATECAS - DURANGO EN EL POBLADO DENOMINADO SAN ISIDRO DE CERRO GORDO, 7 KM AL NOROCCIDENTE DE LA CIUDAD DE FRESNILLO ZAC.

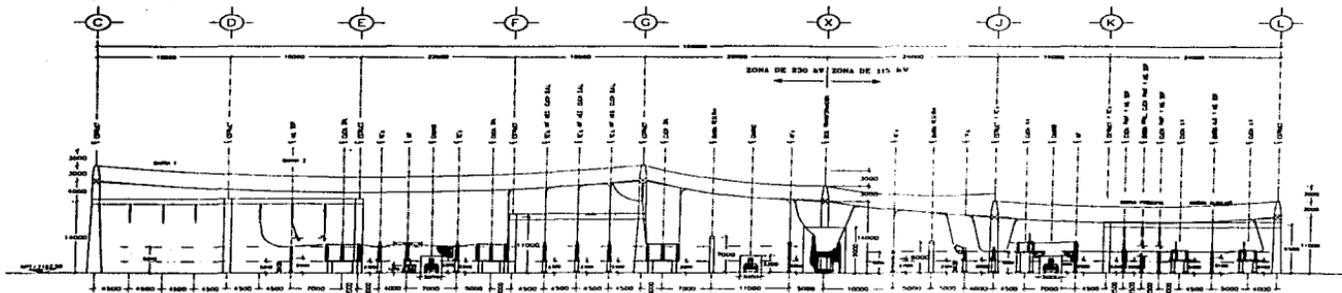
SIMBOLOGIA

- APARTARRAYOS 115 kV
- APARTARRAYOS 230 kV
- ASUADOR ESPORTE 230 kV
- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INDUCTIVO 115 kV
- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INDUCTIVO 230 kV
- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE MONOFASICO 115 kV
- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE MONOFASICO 230 kV
- CUCHILLA PANTOGRAFO 115 kV
- CUCHILLA 115 kV
- CUCHILLA 230 kV
- INTERRUPTOR DE POTENCIA 230 kV
- INTERRUPTOR DE POTENCIA 115 kV

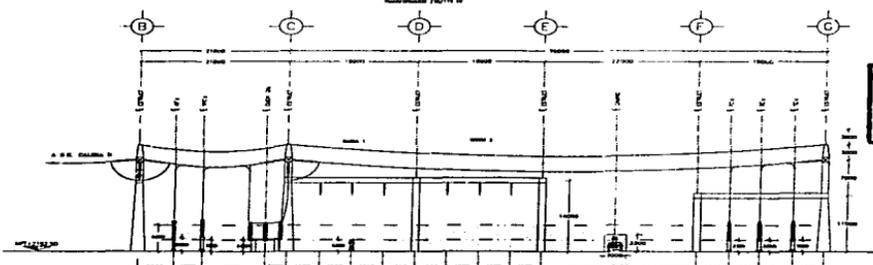
TESIS CON FALLA DE ORIGEN



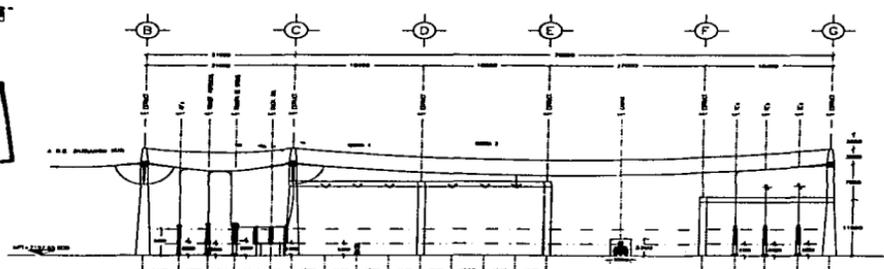
UNAM ENEP - ARAGON I M E	CAPITULO 3 DISEÑO ELECTROMECHANICO DE UNA S.E.
TITULO DISPOSICION DE EQUIPOS PLANTA	
PLANO 3.5.5	
DISEÑO DE SUB-ESTACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSION	
Página 77/169	



CORTE A - A



CORTE B - B



CORTE C - C

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

SIMBOLOGIA

-  TRANSFORMADOR DE CORRIENTE MONOFASICO 230 kV
-  CUCHILLA DAL 230 kV
-  INTERRUPTOR DE POTENCIA 230 kV
-  APARTARRAYOS 230 kV
-  AISLADOR SOPORTE 230 kV
-  TRANSFORMADOR DE POTENCIA 230 kV
-  TRAMPA DE ONDA
-  TRANSFORMADOR DE POTENCIA 230/115 kV
-  CUCHILLA APERTURA VERTICAL 115 kV
-  INTERRUPTOR DE POTENCIA 115 kV
-  AISLADOR SOPORTE 115 kV
-  CUCHILLA PANTOGRAFO 115 kV
-  CADENA DE AISLADORES
-  CONEXION PATA DE GALLO
-  CABLE AUTOS 1113 kcmw
-  NIVEL DE PISO TERMINADO
-  DISTANCIA MINIMA DE FASE A TIERRA

NOTAS

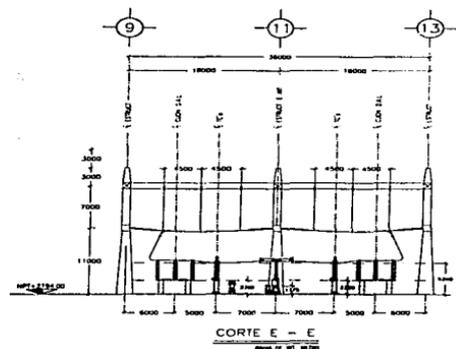
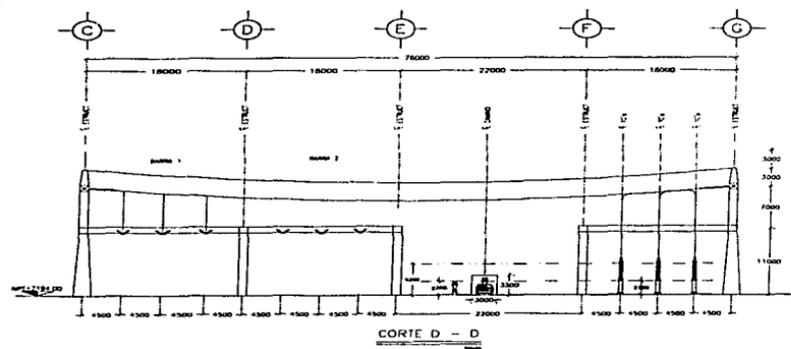
1.- LAS COTAS RIGEN AL D.B.I.J.J.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

UNAM ENEP - ARAGON I M E	CAPITULO 3 DISEÑO ELECTROMECANICO DE UNA S.E.
TITULO DISPOSICION DE EQUIPOS CORTES 230kV (1/2)	
PLANO 3.5.6	
DISEÑO DE SUB-ESTACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSION	
Página 78/169	



SIMBOLOGIA

-  TRANSFORMADOR DE CORRIENTE MONOFASICO 230 kV
-  CUCHILLA DAL 230 kV
-  INTERRUPTOR DE POTENCIA 230 kV
-  CADENA DE AISLADORES
-  CONEXION PATA DE GALLO
-  CABLE ACSR 1113 KCM
-  NIVEL DE PISO TERMINADO
-  DISTANCIA MINIMA DE FASE A TIERRA
PARA 115 kV 1300 mm
PARA 230 kV 2200 mm
(VER COORDINACION DE AISLAMENTOS FRE-ME-210-001)

NOTAS

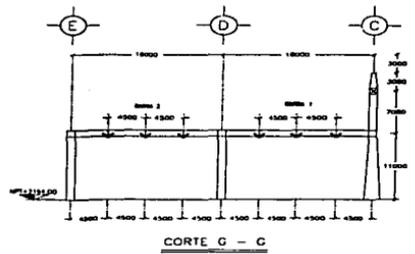
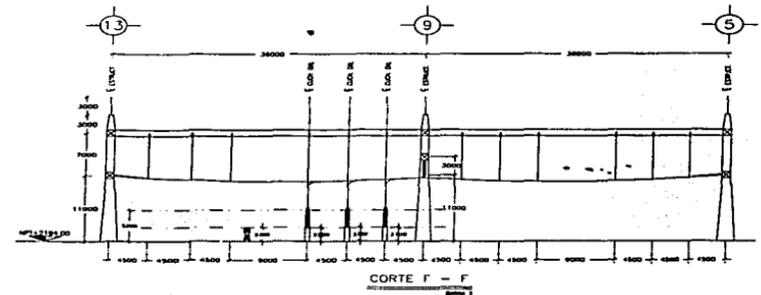
1.- LAS COTAS SON AL DIBUJO

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

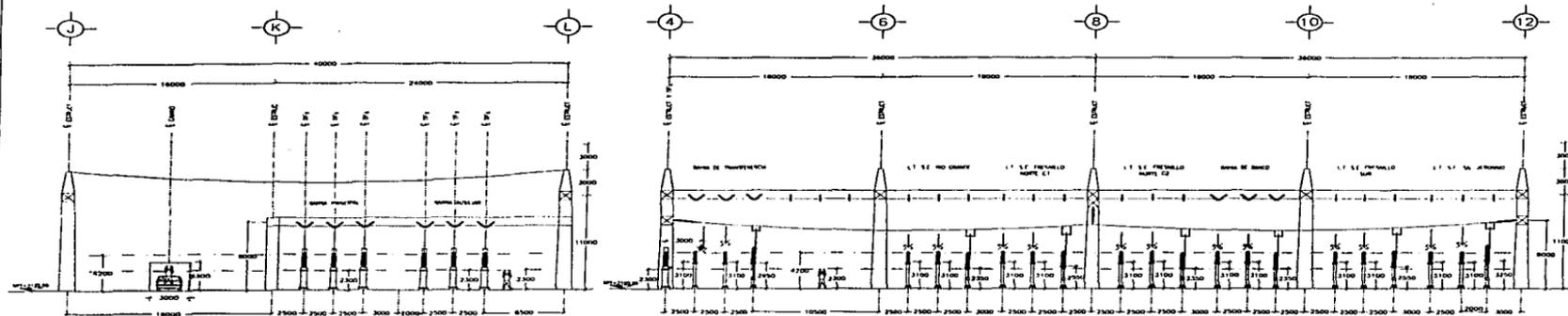
TESIS CON FALLA DE ORIGEN



TESIS CON FALLA DE ORIGEN



UNAM ENEP - ARAGON I M E	CAPITULO 3 DISEÑO ELECTROMECANICO DE UNA S.E.
TITULO DISPOSICION DE EQUIPOS CORTES 230kV (2/2)	
PLANO 3.5.7	
DISEÑO DE SUB-ESTACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSION Página 79/169	



CORTE J - J

CORTE K - K

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

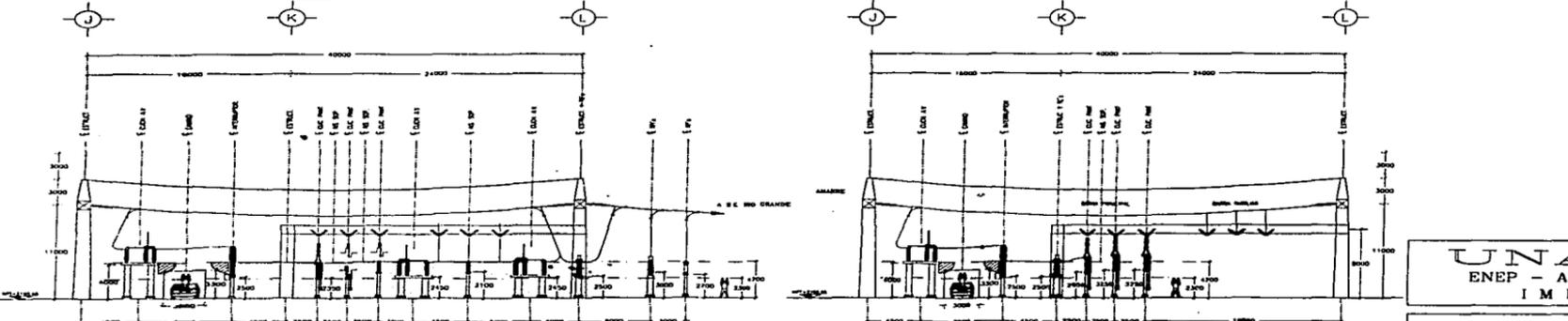


SIMBOLOGIA

- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 115 kV
- TRANSFORMADOR DE CORRIENTE MONOFASICO 115 kV
- CUCHILLA APERTURA VERTICAL 115 kV
- INTERRUPTOR DE POTENCIA 115 kV
- AISLADOR SOPORTE 115 kV
- CUCHILLA PANTOGRAFO 115 kV
- APARHARRAYOS 115 kV
- CADENA DE AISLADORES
- CONEXION PATA DE GALLO
- CABLE ACSR 1113 kcm
- NIVEL DE PISO TERMINADO
- DISTANCIA MINIMA DE FASE A TIERRA
PARA 115 kV 1300 mm
PARA 230 kV 2200 mm
(VER COORDINACION DE AISLAMENTOS
FE-ME-210-001)

NOTAS

1.- LAS COTAS REGEN AL DIBUJO



CORTE H - H

CORTE I - I

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

UNAM ENEP - ARAGON I M E	CAPITULO 3 DISEÑO ELECTROMECANICO DE UNA S.E.
	TITULO DISPOSICION DE EQUIPOS CORTES 115kV
	PLANO 3.5.8
DISEÑO DE SUB-ESTACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSION	
Página 80/169	

3.6 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTOS.

Parte fundamental en el diseño de subestaciones de alta tensión, ya que gracias a este cálculo es posible determinar las distancias mínimas entre fases y fase a tierra y por ende se pueden determinar las distancias de seguridad tanto para las instalaciones como para el personal que labora y da mantenimiento a los equipos e instalaciones.

Para poder comprender un poco mejor daremos a continuación algunas definiciones de conceptos que utilizaremos a lo largo de la explicación de esta etapa tan importante (retomaremos algunas definiciones ya comentadas en incisos anteriores)

3.6.1 DEFINICIONES

- **Coordinación de aislamientos:** Es la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos de una instalación de alta tensión en relación de los voltajes que pueden aparecer en el sistema al cual están conectados, tomando en cuenta las condiciones de servicio, de medio ambiente así como las características de los equipos utilizados para la protección de los posibles sobre voltajes.
- **Voltaje nominal de un sistema:** Es el voltaje utilizado para el diseño de un sistema o equipo eléctrico para su operación continua. Los voltajes estándar utilizados en México se indicaron en el capítulo 1.
- **Voltaje máximo del sistema:** (U_m) Es el nivel máximo de voltaje de operación continua de un sistema en condiciones normales. Este voltaje puede presentarse en cualquier momento, en cualquier punto del sistema sin que esto sea considerado como una anomalía del sistema.
- **Voltaje máximo de los equipos:** (U_{em}) Es el valor rms del máximo voltaje fase a fase para el cual el equipo está diseñado.
- **Sobre voltaje por rayo:** Tal como se indicó con anterioridad cuando un rayo cae directamente sobre conductores de las líneas, estructuras, o cables de guarda se presentan estos sobre voltajes. El nivel de estos depende de la amplitud de la corriente del rayo, de la impedancia de las líneas de transmisión y de varios millones de volts. Sin embargo cuando ocurre una descarga de este tipo a lo largo de los aisladores de línea, el nivel del sobre voltaje se ve limitado por el valor del nivel de flameo del aislador. Estos sobre voltajes viajan a lo largo de las líneas de transmisión hasta las sub estaciones eléctricas, en donde son limitados con ayuda de los apartarrayos instalados. Estas sobre tensiones son conocidas como sobre tensiones de frente rápido debido a la duración de apenas algunos micro segundos.
- **Sobre voltaje por maniobra:** Son sobre voltajes transitorios que son resultado de un fenómeno a la vez transitorio debido a las operaciones a apertura y/o cierre de los interruptores, de las fallas del sistema como lo son las fallas a tierra, las conexiones y/o desconexiones de sistemas inductivos o capacitivos, el rechazo de carga, o ferresonancia. La frecuencia de estos voltajes está comprendida en el rango de los 100Hz a los 10kHz. El frente de onda está comprendido entre los 30 y 3000 μ s, y la amplitud de la misma puede estar comprendida entre 2 y 3 p.u. dependiendo del voltaje del sistema. Es también conocido como sobre voltaje de frente lento o impulso por maniobra.
- **Sobre voltajes Temporales:** Son causados por fallas en el sistema o por operaciones de apertura / cierre de los equipos de desconexión, pero a diferencia del impulso por maniobra la frecuencia de estos voltajes es del orden de la frecuencia del sistema y pueden tener una duración desde algunas décimas de segundo hasta varios segundos. La amplitud del frente de onda depende directamente del tipo de conexión a tierra del neutro del sistema.
- **Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (NBAI o BIL en Inglés):** Se refiere a valores estándar de voltajes de pruebas de impulso por rayo con los cuales se verifica que los aislamientos cumplen con los valores de voltaje soportado estándar.
- **Nivel Básico de Aislamiento a la Maniobra (NBAM):** Se refiere a valores estándar de voltajes de pruebas de impulso por maniobra con los cuales se verifica que los aislamientos cumplen con los valores de voltaje soportado estándar.

3.6.2 EJEMPLO DE CÁLCULO COORDINACIÓN DE AISLAMIENTOS.

A continuación se presenta un ejemplo de cálculo de coordinación de aislamientos, el cual se ha basado en las especificaciones de la CFE así como de especificaciones internacionales tales como las IEC.

a) Condiciones de diseño zona de 230kV

	Valores especificados	Valores de acuerdo a normas
Tensión de operación	230kV	230kV
Tensión de operación	230kV	230kV
Tensión máxima de operación	245kV	245kV
NBAI	1050kV	1050kV
NBAM	850kV	850kV
Altitud de operación	2249msnm	
Distancia de fuga Fase a Tierra	2.5cm/kV	2.5cm/kV

b) Características técnicas de los equipos 230kV

Las características siguientes están indicadas de acuerdo a especificaciones de CFE y a información de fabricantes.

Equipo	V _{NOM} (kV)	V _{MAX} (kV)	NBAI _{ext} (kV)	NBAI _{int} (kV)	NBAM _{av} (kV)	Dis_fuga (cm/kV)
Interruptor de potencia en SF6	230	245	1050	1050	850	2.5
Cuchilla doble apertura lateral	230	245	1050	n.a.	950	2.5
Transformador de corriente	230	245	1050	1050		2.5
Aislador soporte tipo columna	230	245	1050			2.5

Equipo	V _{DESIG.} (kV)	V _{MAX_TST} (kV)	V _{NOM} (kV)	V _{PH} (kV)	V _{PM} (kV)	Dis_fuga (cm/kV)
Apartarrrayos	192	245	153	550	362	2.5

c) Determinación de los sobrevoltajes representativos U_{rp}

U_{rp} Es el voltaje estándar de corta duración a frecuencia de la red con un valor rms igual al valor asumido como máximo de los voltajes temporales dividido por raíz de 2por definición IEC 71-2.

Las sobre tensiones representativas debidas a fallas a tierra varían fuertemente dependiendo básicamente del tipo de conexión a tierra del neutro. Para el caso en estudio se asume que se tiene un sistema sólidamente aterrizado por lo cual se puede considerar

$$U_{rp} = \frac{1.5 \times pU}{\sqrt{2}}$$

El voltaje máximo asumido es igual a $1.5pu$ donde $1.0pu = U_s \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ siendo U_s el voltaje máximo del

sistema (IEC 71-2, 2.3.2.2)

por lo que $1.0pu = 200 \text{ kV}$

por lo que $1.5pu = 300 \text{ kV}$

por lo que $U_{rp} = 212 \text{ kV}$ (sobre voltajes fase a tierra temporales debidos a fallas a tierra)

Las sobre tensiones temporales fase-tierra y fase-fase también se pueden originar por rechazo de carga. Estas sobre tensiones pueden alcanzar valores de 1.4 pu en sistemas extendidos, por lo que tendríamos por rechazo de carga las siguientes sobre tensiones: ...IEC 71-2, 2.3.2.2

por lo que $U_{rp} = 343 \text{ kV}$ fase a fase

por lo que $U_{rp} = 198 \text{ kV}$ fase a tierra

Para efectos de cálculo seleccionaremos los valores mayores obtenidos como el valor de los voltajes representativos.

$U_{rp} = 343 \text{ kV}$ fase a fase

$U_{rp} = 212 \text{ kV}$ fase a tierra

U_{p2} es el sobre voltaje de frente lento fase a tierra, el cual es determinado con ayuda de la figura 1 en CFE L0000-41 (se ha considerado para este análisis una operación de cierre, sin resistencia de pre-inserción, una red inductiva, sin compensación en paralelo

por lo que $U_{p2} = 580 \text{ kV}$ (sobre voltajes de frente lento fase-tierra)

U_{p2} es el sobre voltaje de frente lento fase a fase y el cual es determinado con ayuda de la figura 2 en CFE L0000-41 en la cual podemos observar para el caso de energización la relación siguiente:

$$\frac{U_{p2}}{U_{r2}} = 1.5$$

por lo que $U_{p2} = 870 \text{ kV}$ (sobre voltajes de frente lento fase-fase)

Los sobre voltajes representativos para los equipos de entrada de una línea sin considerar apartarrrayos para protección se obtienen calculando los valores de truncación, por lo que tenemos:

$$U_{r2} = 1.25U_{p2} - 0.25pu \quad \text{IEC 71-2, D.2}$$

$$U_{p1} = 1.25U_{r2} - 0.43pu \quad \text{IEC 71-2, D.8}$$

por lo que $U_{p1} = 675 \text{ kV}$

por lo que $U_{p1} = 1002 \text{ kV}$

Para controlar los sobre voltajes originados por re-energización remota, tenemos instalados apartarrrayos metal-óxido, por lo que el rango de protección de dichos apartarrrayos deberán soportar el peor de los ciclos de sobrevoltaje temporal (se está considerando el caso más crítico que es para los equipos instalados a la entrada de las líneas de transmisión)

De acuerdo a características de fabricante tenemos:

$U_{pa} = 382 \text{ kV}$ Protección al impulso por maniobra

$U_{pi} = 550 \text{ kV}$ Protección por impulso al rayo

Por lo que tenemos entonces los voltajes representativos fase a tierra y fase a fase para los equipos en la entrada de las líneas de transmisión a la Sub-estación son los siguientes:

$U_{tp} = U_{pa} = 362 \text{ kV}$ fase a tierra

$U_{rp} = 2U_{pi} = 724 \text{ kV}$ fase a fase

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Sin embargo los equipos instalados dentro de la Subestación están sometidos a sobre voltajes locales los cuales son menores a los que se obtienen en la entrada de las líneas, por lo que para efectos de cálculo se consideraran los valores mayores, en este caso los arriba obtenidos. (IEC 71-2 H.1.1.1.3 Surge affecting all equipment).

d) Determinación de los voltajes de aguanete de coordinación.

Los voltajes de aguanete de coordinación son determinados aplicando un factor K_c a los sobrevoltajes representativos.

El voltaje de aguanete de coordinación para sobrevoltajes temporales es igual al sobre voltaje representativo, para los cuales se considera un factor $K_{cd}=1$ (por definición IEC 71-2 H.1.1.2.1) por lo que:

$$U_{cwf} = 212 \text{ kV} \text{ fase a tierra}$$

$$U_{cwf} = 343 \text{ kV} \text{ fase a fase}$$

El voltaje de aguanete de coordinación para sobrevoltajes de frente lento es igual al nivel de protección al impulso por maniobra del apartarrayos U_{ps} (por definición para equipos protegidos por apartarrayos) por lo que:

$$U_{ps} = 362 \text{ kV}$$

Sin embargo este valor debe ser ajustado por el factor determinístico de coordinación K_{cd} obtenido con ayuda de la figura 6, tomando en cuenta la relación U_{ps}/U_{e2}

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = 0.62 \text{ por lo que } k_{cd} = 1.1$$

Por lo que el voltaje de aguanete de coordinación para sobre voltajes de frente lento es:

$$U_{cwf} = 398 \text{ kV} \text{ fase a tierra}$$

El voltaje de aguanete de coordinación de frente lento fase-fase se obtiene de la gráfica b, inciso b)

$$\frac{2 \times U_{ps}}{U_{e2}} = 1.25$$

por lo que $k_{cd} = 1$

Por lo que el voltaje de aguanete de coordinación para sobre voltajes de frente lento es:

$$U_{cwf} = 724 \text{ kV} \text{ fase a fase}$$

El voltaje de aguanete de coordinación para sobrevoltajes de frente rápido es igual al nivel de protección al impulso por rayo del apartarrayos U_{pr} (por definición para equipos protegidos por apartarrayos) por lo que:

$$U_{cwf} = 550 \text{ kV}$$

Sin embargo a este valor se le debe agregar un voltaje igual a $AL / [n (L_{sp} + L_a)]$ donde:

A Es obtenido de la tabla F.2 en anexo 5.3 y es **A = 4500kV**

L Es la máxima separación que existe del equipo de protección (apartarrayos) al equipo a proteger en este caso tomaremos como valor máximo **20m** que esta por encima de la separación real.

n Es igual al número de líneas, en nuestro sistema en estudio **n = 2**

L_{sp} Longitud del primer claro de la Línea; consideramos **L_{sp} = 100m**

L_a Es la longitud de línea de tensión con un rango de falla aceptable (se ha considerado un rango de falla aceptable de acuerdo a Guía de aplicación de la coordinación de aislamientos CFEL0000-41), 1 falla en 400 años así como una relación de salidas de la línea en los primeros **150m** **ri = 0.15 / 100km.año.**

Por lo cual $AL / [n (L_{sp} + L_a)] = 25 \text{ kV}$

tenemos entonces:

$$U_{pr} = 550 \text{ kV} \quad \text{Sobre voltaje representativo al frente de onda rápido}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

25 kV Factor de corrección

$U_{cwm} = 575 \text{ kV}$ Voltaje de aguante de coordinación para sobre voltajes de frente rápido

e) Determinación de los voltajes de aguante requeridos U_{rw}

Los voltajes de aguante requeridos son obtenidos aplicando a los voltajes de aguante de coordinación dos factores de corrección, el primero es K_a el factor de corrección por condiciones atmosféricas el cual toma en cuenta la altitud de instalación de la sub estación y K_s que es un factor de seguridad.

Los valores de factor de seguridad recomendados están dados en IEC 71-2, 4.3.4. (CFE L0000-41, 3.3.2.5) Y este factor es aplicado a los sobre voltajes temporales, de frente lento y de frente rápido, fase a fase y fase a tierra:

para aislamientos internos $K_s = 1.15$

para aislamientos externos $K_s = 1.05$

• **Corrección por condiciones atmosféricas:**

La corrección por condiciones atmosféricas esta dada por la relación siguiente, y es aplicable solo al aislamiento externo, dicha expresión depende del frente de onda por medio del parámetro m

$$K_a = e^{m \left(\frac{H}{8150} \right)} \quad (\text{IEC 71-2 4.2.2.}) \quad \text{Donde H es la altitud del sitio.}$$

$m = 0.5$ (IEC 71-2 4.2.2.)

Para sobre tensiones al impulso por maniobra se obtiene el valor de m de acuerdo a la figura 9

fase a tierra $U_{cw} = 395 \text{ kV}$ $m = 0.95$

fase a fase $U_{cw} = 724 \text{ kV}$ $m = 1$

Para sobre tensiones al impulso por rayo

$m = 1$

Por lo que obtenemos los valores siguientes para el factor de corrección por condiciones atmosféricas considerando la altitud de operación de la S.E.

Para sobre tensiones a la frecuencia del sistema tenemos

$K_a = 1.15$

Para sobre tensiones al impulso por maniobra se obtiene

$K_a = 1.30$ fase a tierra

$K_a = 1.32$ fase a fase

Para sobre tensiones al impulso por rayo

$K_a = 1.32$

• **Voltajes de aguante requeridos**

Por lo anteriormente obtenido, y aplicando estos factores a los voltajes de aguante de coordinación de acuerdo a la siguiente formula obtenemos

$$U_{rw} = U_{cw} K_s K_a \quad (\text{IEC 71-1, 3.27 y 4.4})$$

Para sobre voltajes temporales

Aislamiento externo

fase a tierra **255 kV**

fase a fase **413 kV**

Aislamiento interno

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

fase a tierra 244 kV
fase a fase 394 kV
Para sobre voltajes de frente lento
Aislamiento externo
fase a tierra 545 kV
fase a fase 1002 kV
Aislamiento interno
fase a tierra 458 kV
fase a fase 833 kV
Para sobre voltajes de frente rápido
Aislamiento externo
fase a tierra 796 kV
fase a fase 796 kV
Aislamiento interno
fase a tierra 662 kV
fase a fase 662 kV

f) Conversión a voltajes soportados normalizados para voltajes en el rango 1

Utilizando la tabla 3 de CFE L0000-41, tenemos que los voltajes de aguante para sobre tensiones a frecuencia del sistema de corta duración son:

Aislamiento externo

$SDW = Urw \cdot (0.6 + Urw/8500)$, SDW fase a tierra = 362 kV

$SDW = Urw \cdot (0.6 + Urw/12700)$, SDW fase a fase = 680 kV

Aislamiento interno

$SDW = Urw \cdot 0.5$, SDW fase a tierra = 321 kV

$SDW = Urw \cdot 0.5$, SDW fase a fase = 416 kV

De igual forma tenemos que el voltaje de aguante al impulso por rayo es:

Aislamiento externo

$LIW = Urw \cdot 1.3$, LIW fase a tierra = 1035 kV

$LIW = Urw \cdot (1.05 + Urw/9000)$, LIW fase a fase = 1163 kV

Aislamiento interno

$LIW = Urw \cdot 1.1$, LIW fase a tierra = 504 kV

$LIW = Urw \cdot 1.1$, LIW fase a fase = 916 kV

g) Selección de los niveles estándar de aislamiento

Los voltajes de aguante estándar U_w son obtenidos a partir de los voltajes de aguante requeridos, seleccionando el valor superior siguiente de los valores listados en la tabla F1 de la guía de coordinación de aislamientos de la CFE.

U_w para aislamientos internos

Para sobre voltajes temporales

SDW = 321 kV

U_w = 450 kV

Para sobre voltajes frente lento

U_{over} = 458 kV

U_{over} = 550 kV

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Para sobre voltajes frente rápido

$$U_{cwf} = 662 \text{ kV}$$

$$U_{wf} = 850 \text{ kV}$$

Uw para aislamientos externos

Para sobre voltajes temporales

$$SDW = 362 \text{ kV}$$

$$U_w = 450 \text{ kV}$$

Para sobre voltajes frente lento

$$U_{wsl} = 545 \text{ kV}$$

$$U_{wsl} = 650 \text{ kV}$$

Para sobre voltajes frente rápido

$$U_{cwf} = 1035 \text{ kV}$$

$$U_{wf} = 1050 \text{ kV}$$

h) Distancias en aire fase-fase y fase-tierra

De acuerdo a los resultados obtenidos anteriormente se considera que las distancias en aire que se muestran en la tabla siguiente son seguras para la operación de la S.E., así como para el personal técnico de la misma. (se toman los valores para aislamientos externos que son los que resultan afectados por los niveles de contaminación de la zona)

Nivel de Voltaje (kV)	NBAI calculado (kV)	NBAI std. inmediato superior (kV)	NBAI std considerado (kV)	Dist.f-t (m)	Dist. f-f (m)
230	1035	1050	1175	2.2	2.35

Tomando en cuenta los resultados arriba obtenidos y considerando que la altura máxima de una persona con los brazos levantados es de 2.3m podemos observar que la altura mínima del primer nivel de barras con respecto al piso terminado debe ser 4.5m. Si consideramos una distancia de seguridad de 0.7m la distancia mínima que debiera existir entre el nivel de piso terminado y la parte viva más baja sería 5.2m. Tal como se puede ver en la disposición de equipos cortes, la distancia del piso terminado a partes vivas más bajas es de 5.2m por lo que se cumple con lo requerido de acuerdo a las exigencias de seguridad para el personal que laborará en las instalaciones.

i) Cálculo de las cadenas de aisladores

Se utilizarán aisladores de disco normal del tipo IUSA Cat. N-12P, clase 52.5, por lo que tenemos lo siguiente:

- Cálculo considerando distancia mínima de fase a tierra.

De acuerdo al apartado 3.2.3.1.1 Contaminación "... Los aisladores deben aguantar la tensión máxima (Vm) a la frecuencia del sistema en condiciones de contaminación continua, con un riesgo de flameo aceptable. Por lo tanto la tensión de aguate de coordinación de larga duración a la frecuencia del sistema es igual:

$$\frac{V_m}{\sqrt{3}} \quad \text{Para aisladores entre fase y tierra}$$

$$V_m \quad \text{Para aisladores entre fases}$$

Distancia mínima de fase a tierra **2200 mm**

Longitud del aislador **146 mm**

sea la cantidad de aisladores necesarios para respaldar la distancia fase-tierra arriba mencionada:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$N_{\text{aisladores}} = 15.07$, o bien:

$N_{\text{aisladores}} = 16$ aisladores

- Cálculo considerando distancia de fuga mínima.

Distancia mínima de fuga del aislador 292mm

Longitud del aislador 146 mm

Diámetro del disco 273 mm

Tomando en cuenta el voltaje máximo del sistema, la distancia de fuga máxima para el diseño de la subestación y las características de los aisladores arriba mencionados tenemos.

Distancia de fuga Fase a Tierra 2.5 cm/kV

Tensión máxima de operación 245 kV

Sea la distancia de fuga entonces $df = 354$ cm

sea la cantidad de aisladores necesarios para respaldar la distancia de fuga arriba mencionada:

$N_{\text{aisladores}} = 12.11$, o bien:

$N_{\text{aisladores}} = 13$ aisladores

Por lo que considerar cadenas de aisladores compuestas por 16 discos cumple con los requerimientos de seguridad de la S.E., puesto que ya se han considerado factores de seguridad a lo largo del cálculo y en la selección de los NBAJ.

Distancia de fuga total 496 cm > 354 cm; 40.37% margen de seguridad

Distancia de fuga unitaria 3.5 cm/kV > 2.5 cm/kV 40.37%; margen de seguridad

Distancia Fase-tierra 2336 mm > 2200 mm 6.18%; margen de seguridad

3.6.3

VERIFICACIÓN DEL BLINDAJE CON HILO DE GUARDA.

Debido al área relativamente limitada que ocupa una subestación eléctrica tipo exterior, la frecuencia de las descargas atmosféricas directas es baja, sin embargo, los daños que ocasiona una descarga directa a la subestación, pueden causar fallas permanentes y, consecuentemente, muy costosas; por lo tanto, una subestación se debe blindar contra descargas directas.

Las subestaciones tipo exterior están blindadas contra descargas directas por medio de cables de guarda, bayonetas o mástiles. A continuación se muestra como se realiza la verificación del blindaje de una S.E. tanto con hilos de guarda como con bayonetas.

Tomando en cuenta que el sistema de blindaje debe estar diseñado para proporcionar una protección efectiva a las barras colectores de más alto nivel y por consiguiente se proporciona un blindaje efectivo a las barras en los niveles inferiores, el sistema de blindaje se reduce básicamente a una configuración trifásica plana con dos hilos de guarda, colocados en el límite de la bahía como lo muestra la figura siguiente.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

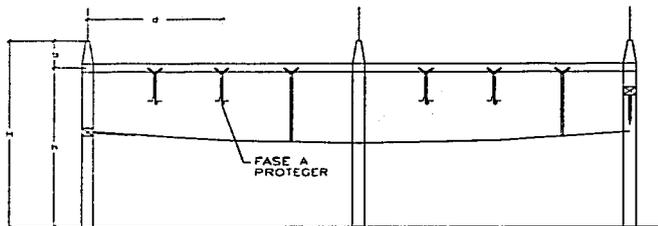


Figura 3.6.3.1 Blindaje, Fase a proteger

donde:

h es la altura de los buses a proteger **18 m**

b es la altura entre los buses a proteger y el hilo de guarda **3 m**

H es la altura total de protección **21 m**

d es la distancia de la fase mas alejada a proteger **9 m**

Por lo anterior podemos ver que la altura del bus a proteger es **$h=21\text{m}$**

Calculando la impedancia característica del conductor central con ayuda de la siguiente fórmula tenemos:

$$Z_c = 60 \times \ln\left(\frac{2h_{av}}{r}\right)$$

donde h_{av} es la altura promedio del conductor a proteger y r es el radio medio geométrico de la fase.

$GMR = 1.2590r = 0.032 \text{ m}$ (radio medio geométrico del conductor obtenido de tablas de fabricante)

$r = 0.0320 \text{ m}$

por lo que **$Z_c = 426.48 \Omega$**

Tomando en cuenta que la corriente crítica de descarga a la parte viva a proteger está dada por la siguiente ecuación:

$$I_c = \frac{V_{AIN}}{Z_c / 2}$$

Sea entonces la corriente crítica de descarga; **$I_c = 5.51 \text{ kA}$**

Por otra parte tenemos que la corriente esperada de descarga respecto a la resistencia a tierra con valor cero es:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$I_{oc} = 1.1 \times I_C = 6.06 \text{ kA}$$

sabiendo que la distancia efectiva de la descarga es:

$$r_{sc} = 8.5 \times I_{oc}^{0.21}$$

y que es igual a la distancia efectiva de la descarga a tierra r_g y a la distancia efectiva de la descarga respecto a los conductores y a los hilos de guarda, tenemos

$$r_{sc} = r_g = 28.26 \text{ m}$$

Calculando la súper-elevación mínima de los hilos de guarda necesaria para lograr un blindaje efectivo tenemos de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\frac{b_{\text{mín}}}{d} = \frac{r_{sc}}{d} - \sqrt{\left(\frac{r_{sc}}{d}\right)^2 - 1}$$

tenemos entonces $b_{\text{mín}} = 1.82 \text{ m}$

Como se muestra en la figura anterior la súper elevación del hilo de guarda es de 4m por lo cual podemos asegurar que el blindaje es efectivo.

En las siguientes dos figuras se describe gráficamente el modelo electro geométrico utilizado para este cálculo.

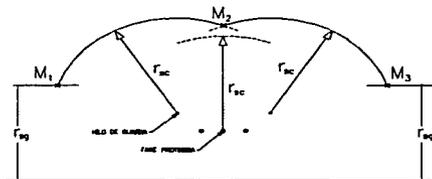


Figura 3.6.3.2 Modelo electrogeométrico

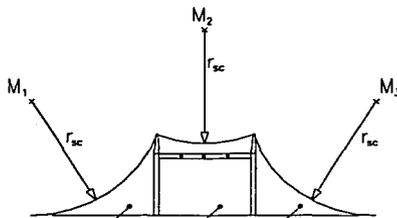


Figura 3.6.3.3 Zona Protegida

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El cálculo del blindaje por medio de bayonetas se realiza de igual forma con el modelo electro geométrico, por lo que tendríamos lo siguiente:

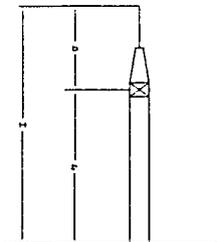


Figura 3.6.3.4 Blindaje con bayoneta

donde:

h es la altura de los buses a proteger **18 m**

b es la altura entre los buses a proteger y la bayoneta **6 m**

H es la altura total de protección **24 m**

Por lo anterior podemos ver que la altura del bus a proteger es $h = 24$ m

$$Z_c = 60 \times \ln\left(\frac{2h_{av}}{r}\right)$$

GMR = 1.2590 ft = 0.032 m

$r = 0.0320$ m

por lo que $Z_c = 435.05 \Omega$

$$I_c = \frac{V_{ADV}}{Z_c / 2}$$

$I_c = 5.40$ kA

$I_{OC} = 1.1 \times I_c = 5.94$ kA

$r_{sc} = r_{es} = 27.88$ m

De acuerdo a los datos obtenidos se ha trazado en el arreglo de la subestación la zona protegida por el hilo de guarda y bayonetas. Como se puede observar en la zona sombreada, todos los equipos están dentro de la zona de protección, por lo que el blindaje de la sub estación con hilo de guarda cumple con las necesidades de protección.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

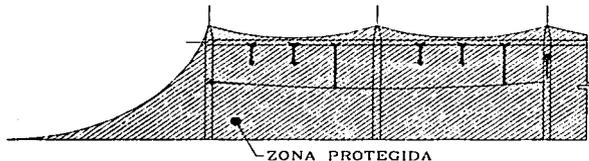


Figura 3.6.3.5 Zona Protegida, corte

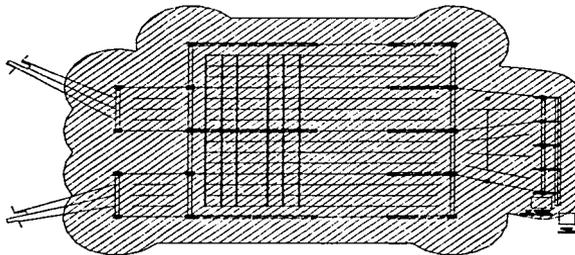


Figura 3.6.3.6 Zona Protegida, planta

3.7 CÁLCULO DE FLECHAS Y TENSIONES.

Una vez que se han definido las distancias en aire mínimas entre fases y fase a tierra y de acuerdo a la configuración física de la S.E. (disposición de equipos), altura de estructuras, derivaciones para la conexión de los equipos a las barras aéreas se procede a realizar el cálculo de Flechas y tensiones de las mismas.

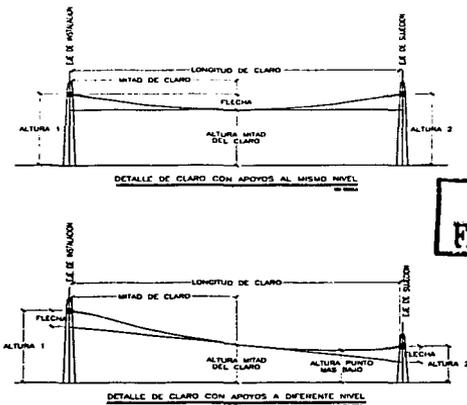
Los resultados obtenidos del presente cálculo afectan directamente al diseño civil como al electromecánico:

- En el primer caso los esfuerzos que causan los buses aéreos son transmitidos directamente a las estructuras metálicas y por lo tanto a sus cimentaciones. Es importante considerar los efectos que tienen las condiciones críticas de operación, por ejemplo el viento máximo, las

temperaturas extremas, así como la posible combinación de una capa de hielo sobre los conductores y los aisladores y viento. Con respecto a estos puntos es importante tomar en cuenta las normas y especificaciones para el diseño de estructuras metálicas ya que en estas se indica el o los procedimientos para determinar la presión ejercida por el viento sobre los conductores, tomando en cuenta la altura de instalación, la longitud de los mismos así como las características topográficas del sitio. Para la S.E. que hemos tomado como ejemplo tenemos que de acuerdo a la Especificación de diseño de subestaciones CPTT-GT-001-95de la CFE se debe realizar el cálculo de flechas y tensiones para diversas temperaturas teniendo como mínima a considerar -10°C ; con carga de hielo y viento con periodo de retorno de 10 años (este es un dato estadístico que representa el máximo valor de la velocidad de viento que puede presentarse en un periodo de 10 años); así mismo debe considerarse una temperatura máxima de 80°C ; el viento máximo que se considera para poder determinar los desplazamientos de los cables, tiene un valor de velocidad de viento con periodo de retorno de 200 años o bien es igual a la velocidad máxima indicada en las especificaciones del proyecto (el que resulte mayor de ambos valores)

- En segundo lugar con este cálculo es posible detectar los posibles acercamientos entre los cables y las estructuras o bien entre cables de fases diferentes o entre buses de diferentes niveles. Así mismo se determina la flecha máxima que puede tener el conductor dependiendo de las condiciones de temperatura a las que esté sometido (no hay que perder de vista que en operación normal los cables pueden tener una sobre elevación de temperatura del orden de 40°C , por lo que si tenemos una temperatura de 30°C ambiente el cable podría tener una temperatura cercana a 70°C , por lo que el conductor sufre una deformación importante debido a los efectos de dilatación)

En la siguiente figura se ilustra los buses aéreos con su flecha asociada.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

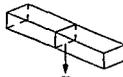
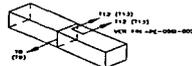
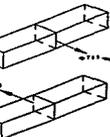
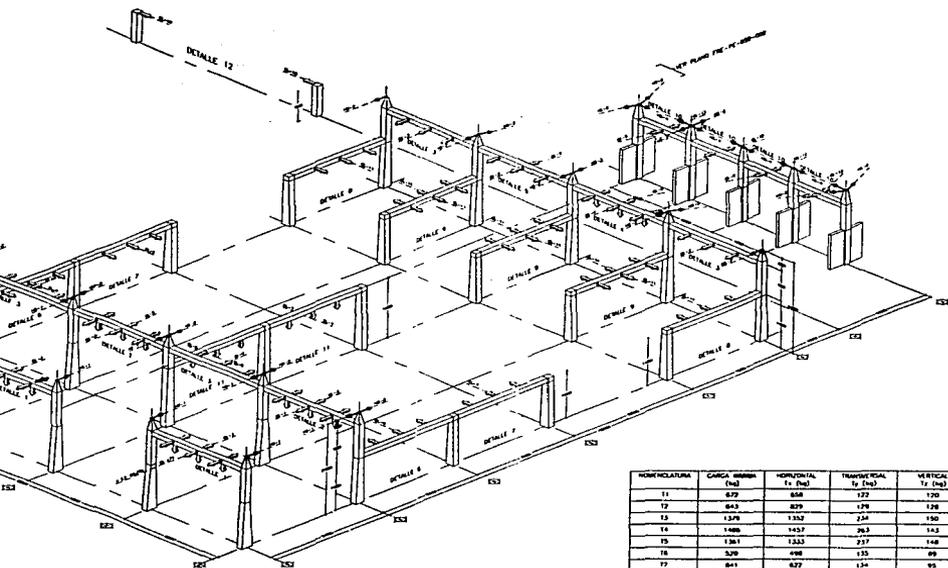
Figura 3.7.1. Detalles para tendido de bus aéreo

En la actualidad se utilizan programas de cómputo para la realización del cálculo de las flechas y tensiones de los buses aéreos ya que dicho cálculo requiere de muchas interacciones para poder ser más preciso.

3.8 ISOMÉTRICO CON CARGAS

Los resultados obtenidos en el cálculo de flechas y tensiones son reflejados en un plano en isométrico en el cual se muestran de forma clara la configuración básica de las estructuras, alturas y dimensiones generales, así como los puntos en los que estas se verán esforzadas por las tensiones en las condiciones más críticas de operación.

Este plano tiene como función servir como plano base para el diseño y cálculo de las estructuras metálicas e ilustrar de forma clara y rápida los puntos de instalación de los buses aéreos tal como se muestra en el plano siguiente.



HORIZONTAL Lx (CM)	CARGA G (KG)	HORIZONTAL Lx (CM)	TRANSVERSAL Bx (CM)	VERTICAL Tx (CM)
11	872	848	172	120
12	843	829	176	128
13	1376	1352	204	150
14	1488	1457	263	183
15	1361	1333	237	168
16	1208	1188	155	98
17	843	827	124	95
18	813	785	88	260
19	787	765	137	243
20	245	246	156	82
21	298	282	121	88
22	80	5	17	78
23	187	-	104	150
24	1717 x 1217	1226	211	227
MG-1	138	137	16	8
MG-2	182	177	26	23
MG-3	201	193	28	26
MG-4	288	172 (E23)	36	32

SIMBOLOGIA



U
ENI

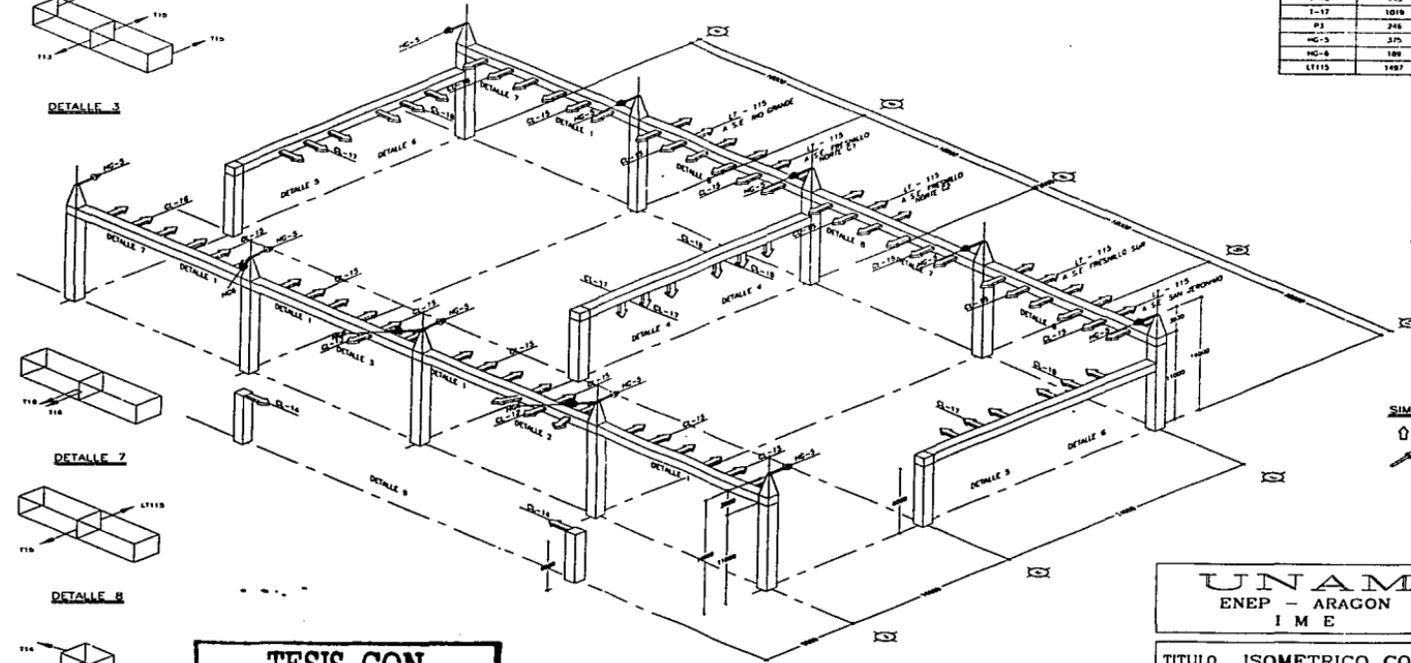
TITULO I

DISEÑO I

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

NOMENCLATURA	CARGA MAXIMA	HORIZONTAL	TRANSVERSAL	VERTICAL
T-12	846	362	241	187
T-13	809	368	97	7
T-14	440	431	81	78
T-15	743	727	118	95
T-18	743	727	146	95
T-17	1019	1004	166	103
P-3	248	160	160	187
HO-3	376	373	53	12
HO-8	189	184	25	31
LT115	1487	1432	284	115

TESIS CON FALLA DE ORIGEN



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

SIMBOLOGIA
 ↑ CARGA TOTAL APLICADA (CABLE ACSES)
 ↘ CARGA TOTAL APLICADA (WILD DE CUANDO)

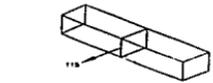
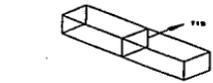
UNAM
 ENEP - ARAGON
 I M E

CAPITULO 3
 DISEÑO ELECTROMECHANICO
 DE UNA S.E.

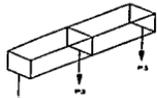
TITULO ISOMETRICO CON CARGAS ZONA 115KV

PLANO 3.8.2

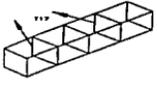
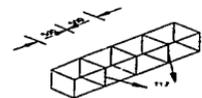
DISEÑO DE SUB-ESTACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSION



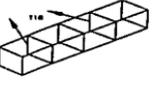
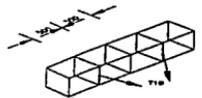
DETALLE 1



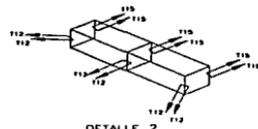
DETALLE 4



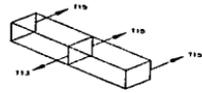
DETALLE 5



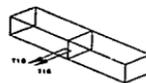
DETALLE 6



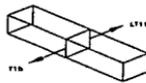
DETALLE 2



DETALLE 3



DETALLE 7



DETALLE 8



DETALLE 9

3.9 CÁLCULO DE BARRAS RIGIDAS

3.9.1 EJEMPLO DE CÁLCULO

a) CONSIDERACION DE DISEÑO.

Las dimensiones físicas de las barras, el número y tipo de soportes estarán determinados por la capacidad eléctrica y mecánica para las condiciones normales de operación; así como para los requerimientos estáticos, dinámicos por corto circuito, sismo y/o viento

Las barras se calcularán utilizando perfil tubular de aluminio y sus características físicas estarán referidas al catalogo M25 de Burndy.

b) Condiciones de Diseño

Tensión de operación	13.8kV
Corriente nominal =	1200 A
Corriente de Corto circuito =	25.0KA.
Temp. Máxima. Barra =	200°C.
dist.entre centros de barras =	700mm = 27.559plg.
Longitud del claro =	10000mm = 32.808ft
Tiempo de liberación de falla t=	20= 0.33s
Coeffic. ,Sismi. , zona =	0.14
Temp. Ambiente. =	22.73°C
Altura sobre el nivel del mar	2249m
Vmax. Del viento =	150km/h.
Conductividad térmica C=	2.917W*s/cm ² *°C
Máximo esfuerzo permitido F _A =	35000 lbs/pulg ²

c) Características físicas del perfil tubular seleccionado

Se ha seleccionado un bus tubular de Aluminio con las siguientes características:

Aleación	6061-T6	Cedula 80
Diámetro nominal =	3.5000	in
Diam., exter., del tubo =	4.0000	in
Diámetro interior =	3.3640	in
(Sección) Área del tubo S=	3.6784	in ²
Peso del tubo =	4.3260	Lbs./ft
Momento de inercia =	6.2810	in ⁴
Modulo de elasticidad =	1.E+07	Lbs./in. ²
Modulo de sección =	3.1400	in ³
Capacidad de Conducción =	2507	Amp. carac. de conducción a la interperie

d) Configuración del bus tubular

La configuración para efectos de cálculo se considera como bus tubular con claros continuos y apoyos fijos en los extremos.

Se considera que los apoyos en los extremos del bus tubular son deslizables, y el centro es fijo ya que el único grado de libertad sería a lo largo del eje del bus tubular, no permitiendo así ningún desplazamiento transversal, ni vertical.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN



Figura 3.9.1.d Claro Máximo

Del arreglo de barras, se tiene

- L =** 10000 mm. (separación entre apoyos)
32.808 pies
- d =** 700 mm. (separación entre fases)
27.559 pulg.

e) Ampacidad

De acuerdo a las especificaciones del proyecto se hacen las siguientes consideraciones

La capacidad de conducción de corriente máxima es: **1,200 A.**

Tubo estándar de 3 ¼ pulgadas de diámetro nominal IPS, tiene una capacidad de conducción a la intemperie de **2507 A.** con una temperatura en el conductor de **40°C**, sobre una temperatura máxima ambiente de **40° C.**

$$2,507 > 1,200 \text{ Amp.}$$

Por capacidad de conducción de corriente el tubo es aceptable

La verificación de las condiciones mecánicas requeridas por el diseño, se determinarán en base a características físicas del perfil anterior.

f) Estabilidad térmica del perfil tubular seleccionado

Se considera de acuerdo a las especificaciones de la Subestación se tiene que la corriente de corto circuito es **icc = 25.0kA**

La sección del conductor necesario para conducir la corriente de corto circuito se determina de acuerdo a la siguiente fórmula

$$S = \frac{I_E \times \sqrt{t}}{k}$$

donde k es una constante que toma en cuenta los efectos térmicos sobre la barra de aluminio y que es determinado por:

$$k = \sqrt{\frac{C \times (T_1 - T_0)}{\rho}}$$

de donde tenemos $k = 98.8$ o bien consideramos $k = 100$

Por otra parte tenemos, tomando en cuenta el caso más crítico, que la corriente de esfuerzos dinámicos es:

$$I_E = 2.54 \times I_{CC}$$

$$I_E = 63.5 \text{ kA}$$

por lo que la sección necesaria para conducir la corriente de esfuerzos dinámicos es:

$$S = 366.62 \text{ mm}^2 = 0.57 \text{ in}^2$$

Se obtiene un valor de $S = 0.57 \text{ in}^2$ Sección transversal del tubo que satisface las condiciones del arreglo y valores de corto circuito (área del tubo)

Para el perfil seleccionado $S = 3.68 \text{ in}^2$ Sección transversal de acuerdo a características del fabricante $3.68 > 0.57 \text{ in}^2$.

El perfil tubular de $3 \frac{1}{2}$ " de diámetro nominal, es adecuado para la condición térmica por cortocircuito.

g) Cálculo de las vibraciones del conductor

Frecuencia natural del bus tubular

Tomando en cuenta que la frecuencia natural del conductor depende de la configuración de la conexión en los extremos así como la longitud del claro, peso. Tenemos que la frecuencia natural del conductor está dada por:

$$f_b = \frac{\pi \times K^2}{24 \times L^2} \times \left(\frac{E \times J}{m} \right)^{\frac{1}{2}}$$

donde	f_b =	frecuencia natural del conductor en determinado claro, Hz
	L=	longitud del claro, Pies
	E=	módulo de elasticidad, lb/in ²
	J=	momento de inercia de la sección transversal
	m=	masa por unidad de longitud
	K=	1.51 para extremos empotrados

Se ha considerado el mayor de los claros que se tienen físicamente por lo que:

$$f_b = 1.0566 \text{ Hz}$$

Frecuencia inducida por el flujo de corriente

Se puede observar que el resultado obtenido anteriormente es menor a la frecuencia del sistema por lo que no existe ningún problema por vibración debida a la frecuencia inducida por el flujo de corriente.

$$f_b = 1.0566 \text{ Hz} \ll 60 \text{ Hz}$$

Frecuencia inducida por flujo de viento.

Tomando en cuenta que la máxima velocidad de viento que puede provocar flujo laminar es 15mi/h tenemos:

$$f_a = \frac{3.26 \times V}{d}$$

$$f_a = 12.225 \text{ Hz}$$

Podemos observar que se cumple la condición $2xf_a < f_b$

Por lo anterior no es necesario instalar cable de aluminio dentro del bus tubular para amortiguar las vibraciones debidas a los efectos del flujo laminar del viento.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

h) Interacción de fuerzas sobre las barras

Diagrama de cuerpo libre

Donde:

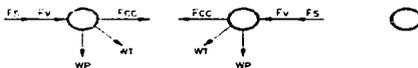
Wp = peso de la barra

Fv = empuje del viento

Fs = Empuje por sismo

Fcc = Efecto electromagnético por
corto circuito

WT = carga total simultanea.



CORTE X-X'

Figura 3.9.1.h Diagrama de cuerpo libre

i) Cálculo de los esfuerzos por viento y sismos.

ESFUERZOS PROVOCADOS POR VIENTO: Según las condiciones meteorológicas del sitio, se deberá de tomar la velocidad máxima del viento, de esta forma obtendremos el empuje del viento que será:

$$F_{\text{viento}} = C_a \times A_z \times q_z$$

$$A_z = \pi \times \frac{r}{2} \times l$$

$$q_z = 0.0048 \times \frac{8+h}{8+2h} \times V^2$$

Donde:

Fv = Fuerza por viento en kg

Ca = Coeficiente de arrastre para secciones de forma cilíndrica (adimensional) 1

Az = Área afectada por la acción del viento m²

R = radio exterior de la barra en m.

V = velocidad del viento km/h.

l = longitud del claro m.

qz = presión dinámica kg/m²

h = altura sobre el nivel del mar en Km.

Si la velocidad del viento está dada en m/seg. Tenemos entonces V=150Km/h = 41.67m/s

$$A_z = 0.798 \text{ m}^2$$

$$q_z = 88.57 \text{ kg/m}^2$$

La fuerza por viento será:

$$F_v = 42.40 \text{ Kg}$$

y el esfuerzo es:

$$F'v = 4.240 \text{ Kg/m} = 2.849 \text{ lbs/pie}$$

La fuerza por viento sobre el aislador será:

$$F_{\text{viento}} = C_a \times A_z \times q_z$$

$$F_{va} = 40.067 \text{ Kg}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ESFUERZOS PROVOCADOS POR SISMO: Según datos del manual de diseño de estructuras por sismo.

$$F_s = \frac{C_s}{Q} \times (W) \cdot (F_r) \text{ [kg]}$$

Donde:

- C_s = coeficiente sísmico de la zona = 0.36
 Q = Factor de comportamiento sísmico = 2
 W = Peso del tubo (claro entre soportes) = 4.326lbs/ft, tenemos $W = 64.38 \text{ kg}$
 F_c = factor de carga (est. gpo "A") = 1.5
 F_s = fuerza sísmica.

$$F_s = 17.382 \text{ kg} = 1.58 \text{ lbs/pie}$$

Comparando F_v Y F_s tenemos:

$$\begin{array}{r} FV \\ 42.40 \text{ kg} \end{array} > \begin{array}{r} FS \\ 17.38 \text{ kg} \end{array}$$

Predomina la fuerza acción del viento por la cual es la que será considerada en los cálculos

j) Cálculo de los esfuerzos electromecánicos por cortocircuito.

La fuerza sobre los conductores debida a esfuerzos electrodinámicos está dada por la siguiente fórmula:

$$F_{cc} = k_f \times C \times \Gamma \times \left(\frac{(D_f \times \sqrt{2} \times I_{cc})^2}{D} \right)$$

Donde:

F_{cc} = máxima fuerza (valor de pico) en los conductores en lbs/pie.

C = 5.40E-07

k_f = factor de flexibilidad de la estructura sobre la que está montado el bus tubular $k_f=0.86$

Γ = Constante basada en el tipo de corto circuito y en la ubicación del conductor de acuerdo a IEEE 605 tenemos $\Gamma=1$

I_{cc} = corriente de cortocircuito en amperes.

D = distancia entre centros de conductores en pulgadas.

D_f = factor de decremento de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \times \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}} \right)}$$

donde T_a está dada por la fórmula

$$T_a = \frac{X}{R} \times \frac{1}{2 \times \pi \times f}$$

Donde $X/R = 22.4$, $T_a = 0.1$.

Por lo tanto $D_f = 1.0$

Por lo que los esfuerzos debidos al corto circuito son:

$F_{cc} = 21.174 \text{ lbs/pie}$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

k) Cálculo de la deflexión vertical máxima permitida considerando carga de hielo y conectores.

Tomando en cuenta la fuerza gravitacional ejercida sobre el bus tubular y la suma de pesos aplicados al conductor tal como hielo (según aplique) y conectores tenemos lo siguiente:

$$W_T = F_C + F_H + F_{CON}$$

Donde

W_T	Es el esfuerzo vertical total en el bus	
F_C	Es el peso del conductor	$F_C = 4.3260 \text{ Lbs./ft}$
F_H	Es el peso debido a carga de hielo (capa de 5mm de espesor)	N.A.
F_{CON}	Es el peso de los conectores (aplicado a la mitad del claro)	$F_{CON} = 1 \text{ Lbs./ft}$

por lo que $W_T = 5.326 \text{ Lbs./ft}$

La deflexión máxima que sufrirá el tubo debido al esfuerzo vertical máximo al que está sometido esta dada por:

$$D_e = \frac{W_T \times L^3}{384 \times E \times I}$$

Donde:

D_e = Deflexión de la barra en pulg.

L = longitud del claro en pulg

I = momento de inercia pulg⁴

E = módulo de elasticidad

Por lo que la deflexión es:

$$D_e = 0.442 \text{ pulgadas}$$

La tolerancia o flecha máxima permitida en condiciones normales está dada como:

$$D = \frac{1}{200} L$$

sea $D = 1.97 \text{ pulgadas}$

Se puede observar claramente que $1.969 > 0.442 \text{ pulgadas}$.

Por consiguiente el diámetro de barra seleccionada es adecuado tomando en cuenta la deflexión máxima con carga por peso del o de los conectores aplicada al centro del claro.

l) Cálculo del claro máximo permitido.

Para este cálculo se considerará que el bus tubular está empotrado en ambos extremos del claro considerado para los cuatro casos, ya que en realidad no se tiene en ninguno de los casos el bus tubular libremente apoyado. Siendo la carga de viento mayor que cualquiera de las otras condiciones a las que podría estar sometido el bus tubular consideramos como cargas simultáneas las del viento, de corto circuito y el peso del bus tubular y conectores.

La distancia máxima entre apoyos para un claro está dada por:

$$L_s = C \times \sqrt{\frac{12 \times F_A \times S}{F_T}}$$

donde:

$$F_T = \sqrt{W^2 + (F_V + F_{cc})^2}$$

$$\Sigma F_x = F'_{cc} + F'_V = 24.02 \text{ Lbs./ft}$$

$$\Sigma F_y = F_C = 5.33 \text{ Lbs./ft}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$F_T = 24.607 \text{ Lbs./ft}$

Por lo que tenemos que el claro máximo permitido entre apoyos es:

$L_S = 801 \text{ pulgadas} = 20 \text{ m}$

Por lo que si los apoyos de nuestro bus tubular están previstos a cada 10m podemos decir que el valor se encuentra dentro del rango permitido.

m) CARGA SOBRE LOS AISLADORES SOPORTE.

Del arreglo de barras, tenemos las siguientes condiciones de trabajo para los aisladores soporte, considerando la barra como segmentos de un elemento continuo libremente apoyado.

ESFUERZOS A LA COMPRESIÓN PARA AISLADORES DE LOS EXTREMOS.

$$A = 0.4 (W_p.L)$$

ESFUERZOS A LA COMPRESIÓN PARA AISLADORES INTERMEDIOS.

$$B = 1.0 (W_p.L)$$

Sustituyendo valores para cada condición tenemos:

$$A = 57 \text{ lbs.}$$

$$B = 142 \text{ lbs.}$$

La resistencia a la compresión de los aisladores seleccionados, considerando un factor de seguridad de 0.5 es:

$$R_c = (R'c) \times (0.5) \text{ lbs}$$

$$R_c = 45000 \text{ lbs}$$

Si $R_c > B > A$, el aislador seleccionado es el adecuado

$$45,000 > 142 > 57$$

Como podemos observar el aislador seleccionado es adecuado

ESFUERZO AL MOMENTO O "CANTILEVER".

El valor de la carga a soportar será la correspondiente al empuje que produce el efecto del viento (aisladores y bus tubular) y el efecto electromagnético por corto circuito.

$$F_x = (F'cc) + (F'v) + (F'va) \quad [\text{lbs.}]$$

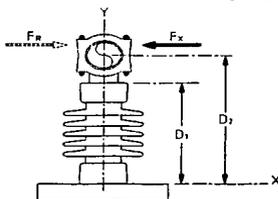


Figura 3.9.1.m Esfuerzos sobre el aislador soporte

$$F_x = 928 \text{ Lbs} = 422 \text{ kg}$$

De esta manera y considerando que el bus tubular se comporta como una viga a la cual se le aplica un esfuerzo concentrado en el punto medio del claro tenemos que la reacción (esfuerzo en los puntos de apoyo, es decir en los aisladores) es la siguiente:

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

El bus tubular tiene más de dos claros y se pueden considerar los apoyos como fijos ya que no existe libertad de rotación, por lo que los esfuerzos máximos a los que estarán sometidos los aisladores en los extremos son:

$$R_x = (F_x)(0.375)$$

$$R_x = 348\text{Lbs} = 158\text{kg} \quad \text{Fuerza resistente al cantiliver}$$

Los aisladores intermedios estarán sometidos al esfuerzo máximo de dos claros por lo que:

$$R_x = (F_x)(1.25)$$

$$R_x = 1161\text{Lbs} = 528\text{kg} \quad \text{Fuerza resistente al cantiliver}$$

Por lo cual se instalará un aislador que soporta un esfuerzo en cantiliver de 1250 Lbs.

Las cargas dinámicas debidas a los esfuerzos térmicos y de torsión serán absorbidas por los accesorios soporte del tipo deslizante y de expansión, evitando transmitir dichos esfuerzos a los aisladores soporte y los equipos.

3.10 TRAYECTORIA DE DUCTOS Y TRINCHERAS.

Para la canalización de los cables de control, fuerza, medición y protección desde la caseta de tableros hasta los equipos en patio, es necesario realizar un sistema de trincheras, ductos y registros eléctricos.

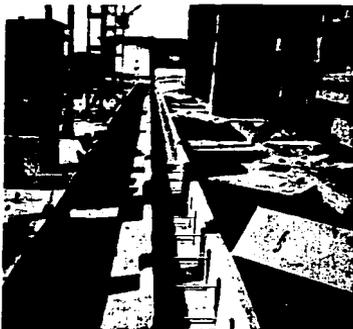


Figura 3.10.1 Trinchera para cables de control y fuerza

De acuerdo a especificaciones nacionales se deben separar los cables de control de los cables de fuerza para evitar la inducción de tensiones y corrientes que se traduzcan en un mal funcionamiento de los sistemas de control y protección.

Existen configuraciones estándar de los tipos de canalización que se utilizan de forma común por empresas como la CFE. En las siguientes figuras se muestran estos diferentes tipos y su respectiva nomenclatura:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.11 DISEÑO DE LA RED DE TIERRAS.

Cuando existen sobretensiones en las subestaciones eléctricas uno de los principales elementos que ayudan a proteger tanto al personal como a los equipos es la red de tierras. Todas las partes metálicas, neutros de equipos, carcasas de motores, transformadores, tanques metálicos, cables de guarda, etc., se conectan a la malla de tierras ya que esto ayuda a mantenerlos al mismo potencial, o por lo menos limita la diferencia de potencial que puede existir entre estos y el potencial de tierra.

Las funciones que cumple una red de tierras son las siguientes:

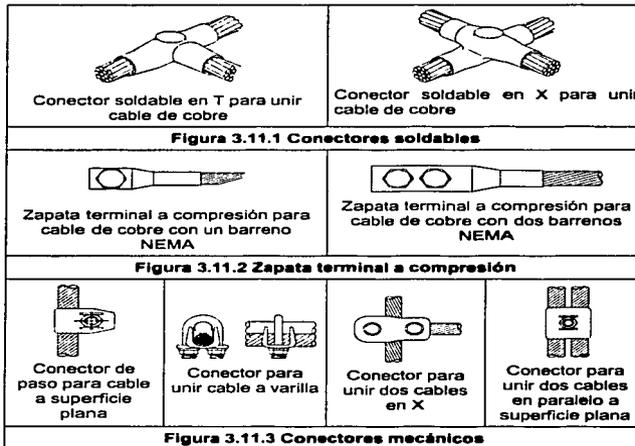
- a. Proporciona un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea que se deban a una falla de corto circuito o a la operación de un pararrayos.
- b. Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra puedan producirse diferencias de potencia entre distintos puntos de la subestación significando esto un serio peligro para el personal.
- c. Facilitar la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos con ayuda de relevadores.
- d. Dar una mayor confiabilidad y aumentar la continuidad de servicio eléctrico de la instalación.

3.11.1 ELEMENTOS DE LA RED DE TIERRA.

Los elementos que forman parte de una red de tierras son:

- a. **Conductores.** Los conductores utilizados en los sistemas de tierras de forma general cable de cobre electrolítico de calibre no menor a 4/0AWG, desnudos y que van directamente enterrados. Sin embargo en lugares altamente corrosivos se utiliza cable desnudo de aleación de aluminio. El hecho de tener un calibre mínimo es debido a la resistencia a los esfuerzos mecánicos a los que dichos cables son sometidos en el caso de alguna falla a tierra ya que si tomamos en cuenta las características eléctricas de los cables, podremos darnos cuenta de que el uso de un cable de calibre 2/0AWG podría satisfacer los requerimientos del sistema.
- b. **Electrodos.** Se trata de varillas generalmente de hierro a la cual se le adhiere una lámina de cobre que son enterradas en terrenos más o menos blandos y que sirven entre otras razones para conducir las corrientes hacia zonas más húmedas (y por lo tanto con mucho menor resistencia) que puedan encontrarse a mayor profundidad y de esta manera ayudar a disipar las corrientes de falla con mayor facilidad.
- c. **Electrodos para apartarrayos o Bayonetas.** Tal como se mostró en el inciso 3.6.3, las bayonetas sirven para proteger a las instalaciones de las descargas atmosféricas. En el caso en el cual una descarga o rayo alcanza alguna bayoneta o algún hilo de guarda, la corriente producida debe ser drenada lo antes posible a la malla de tierras para de esta manera disiparla y brindar el grado de protección necesario para el personal y para las instalaciones.
- d. **Conectores y accesorios.** Son todos los elementos que sirven para unir la red de tierras con los electrodos, las estructuras de los equipos, las carcasas de motores o transformadores, los neutros de bancos de capacitores, transformadores o inductancias, etc. Se pueden instalar conectores de diferentes tipos como lo son:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



3.11.2

EJEMPLO DE CÁLCULO.

OBJETIVO Y CONSIDERACIONES DE DISEÑO.

A) El objetivo del estudio es determinar los niveles de voltajes de paso y toque debidos a sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas, fenómenos transitorios en los circuitos de potencia, a contactos accidentales con las líneas de transmisión, así como de fallas a tierra.

B) El objetivo del presente cálculo es determinar la configuración de la malla de tierras que sea capas de drenar las corrientes debidas a las sobretensiones arriba mencionadas.

C) El método desarrollado para el cálculo de la red de tierras de la subestación está basado en la publicación de la IEEE No 80.

D) Se considerarán las capacidades interruptivas indicadas en las especificaciones particulares de la S.E. F) Los datos de resistividad del terreno son los obtenidos en el estudio de resistividad del terreno.

Condiciones de Diseño

Valores especificados

Tensión de operación 1	230kV
Tensión máxima de operación 1	245kV
Tensión de operación 2	115kV
Tensión máxima de operación 2	123kV

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Corriente de corto circuito monofásico	25kA
Corriente de corto circuito trifásico	25kA
Temperatura ambiente máxima	31°C
Temperatura máxima permisible soldables.	450°C temperatura máx. para los conectores

Resultados del estudio de la resistividad del terreno

De acuerdo al reporte de mediciones de resistividad del terreno encontramos las siguientes lecturas

Medición	Distancia electrodos	Resistencia medida Ω	Resistividad $\Omega \cdot m$
1	4	6.925	174.045
2	4	8.16	154.82
3	4	7.215	181.335
4	4	6.345	159.47
5	4	5.64	141.75
6	4	5.44	136.72
7	4	6.025	151.425
8	4	5.89	148.03
9	4	6.44	161.855
10	4	6.885	173.04

Tabla 3.11.2.1 Resultados de medición de resistividad

El valor promedio de la resistividad del terreno es: 160 $\Omega \cdot m$

CALCULOS

Determinación del área del conductor en cmills

En un primer lugar se determinará el área en C mills del conductor de tierra mínimo necesario para drenar la corriente máxima de corto circuito.

De acuerdo a la norma 80 de la IEEE el área es determinada con ayuda de la siguiente fórmula:

$$Area(cmills) = 1973.52 \times I \times \sqrt{\frac{I_c \times \alpha_r \times \rho_r \times 10^4}{TCAP \ln \left[1 + \left(\frac{t_m - t_a}{k_0 + t_a} \right) \right]}}$$

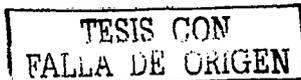
En donde:

- I = Corriente de corto circuito en kA
- I_c = Tiempo de de falla en segundos
- α_r = Coeficiente térmico de resistividad
- ρ_r = Resistividad relativa del cobre
- t_m = Temperatura máxima de los conectores
- k_0 = Inverso del coeficiente térmico de resistividad a 0°C

Por lo que el área del conductor capaz de drenar la corriente de corto circuito es:

A=159,422cmills

Un conductor de cobre electrolítico desnudo calibre 4/0 tiene un área equivalente a 211,600 cmills por lo que cumple con los requerimientos mínimos.



Se utilizará para la malla principal de tierras un conductor calibre 4/0 AWG el cual tiene un área equivalente a 211,600 cmils. Para la conexión de los equipos a tierra se utilizará un conductor calibre 4/0 AWG.

Obtención de la resistencia de la malla

Tratándose de una malla de tierras con electrodos adicionales, determinaremos los valores de las resistencias de la malla, de los electrodos de tierra y la resistencia mutua, para de esta manera poder determinar el valor de la resistencia general de la malla con ayuda de la siguiente ecuación, denominada "fórmula de Schwarz"

$$R_x = \frac{R_1 \times R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}}$$

En primer lugar obtendremos la resistencia de la malla general la cual nombraremos R1, y es obtenida con ayuda de la siguiente fórmula:

$$R_1 = \left(\frac{\rho_1}{\pi \times l_1} \right) \times \left[\ln \left(\frac{2 \times l_1}{h'} \right) + k_1 \times \left(\frac{l_1}{\sqrt{A}} \right) - k_2 \right]$$

Después con ayuda de la siguiente fórmula determinaremos la resistencia de todas las varillas de tierras con las que contará la malla de tierras:

$$R_2 = \left(\frac{\rho_2}{2 \times \pi \times l_2} \right) \times \left[\ln \left(\frac{8 \times l_2}{d_2} \right) - 1 + 2 \times k_1 \times \left(\frac{l_2}{\sqrt{A}} \right) \times (\sqrt{n} - 1)^2 \right]$$

Y con los resultados obtenidos con anterioridad y con ayuda de la siguiente fórmula calcularemos la resistencia mutua entre la malla de tierras y el grupo de varillas

$$R_{12} = \left(\frac{\rho_2}{\pi \times l_1} \right) \times \left[\ln \left(\frac{2 \times l_1}{l_2} \right) + k_1 \times \left(\frac{l_1}{\sqrt{A}} \right) - k_2 + 1 \right]$$

donde:

ρ_1 = Resistividad del terreno a la profundidad de enterramiento de la malla ($\Omega \cdot m$)

ρ_a = Resistividad aparente "vista" por las varillas de tierra ($\Omega \cdot m$)

Tomando en cuenta la siguiente relación:

$$\rho_a = \frac{l_2 \rho_1 \rho_2}{\rho_2 (H - h) + \rho_1 (l_2 + h - H)}$$

ρ_1 = 160

ρ_a = 160

H = 0.1 espesor de la capa superior del terreno, en m

ρ_2 = 160.00 resistividad de la capa más profunda del terreno, en $\Omega \cdot m$

para terreno de una sola capa $\rho_2 = \rho$

l_1 = 6705 longitud total de los conductores de la malla, en m

l_2 = 3.05 longitud promedio de las varillas m

h = 0.65 profundidad a la que se entierra la malla en m

h' = 0.09 para conductores enterrados a una profundidad $h \sqrt{d_1 h}$

A = 18420 Área cubierta por la malla en m^2

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$n = 14$ número de varillas colocadas en el área A
 $d_1 = 0.013$ diámetro de los conductores de la red en m
 $d_2 = 0.016$ diámetro de las varillas en m
 $a = 90$ longitud del lado más corto de la red en m
 $b = 188$ longitud del lado más largo de la red en m
 k_1 y k_2 son constantes dependientes de la geometría de la malla y que de acuerdo a la siguiente expresión tendrán los siguientes valores

$$k_1 = \frac{0.04 \times b}{a} + 1.41$$

$$k_2 = \frac{0.15 \times b}{a} + 5.5$$

por lo que

$$k_1 = 1.33$$

$$k_2 = 5.81$$

Por todo lo anterior tenemos los siguientes resultados:

$$R_1 = 0.53 \text{ ohms}$$

$$R_2 = 4.05 \text{ ohms}$$

$$R_{12} = 0.52 \text{ ohms}$$

Tenemos entonces la resistencia de malla igual a:

$$R_0 = 0.53 \text{ ohms}$$

Podemos observar claramente que el valor de la resistencia de malla obtenida es por mucho inferior a la máxima permitida en las normas NOM 2403.1 en la que:

$$0.53 < 5 \text{ ohms}$$

Determinación de los voltajes de paso y contacto.

El voltaje entre pies sobre el piso exterior inmediato a la red (de acuerdo a la norma 80 de la IEEE) se calcula con ayuda de la siguiente fórmula:

$$E_p = \frac{K_1 \times K_i \times \rho \times I}{l_i}$$

De igual forma el voltaje de contacto con alguna carcaza o estructura metálica; que en condiciones normales no se encuentra con tensión; a la que estaría sometida una persona (de acuerdo a la norma 80 de la IEEE) se calcula con ayuda de la siguiente fórmula:

$$E_c = \frac{K_m \times K_i \times \rho \times I}{l_i}$$

donde :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \times \ln\left(\frac{D^2}{16hd}\right) + \frac{1}{\pi} \times \ln\left(\frac{3}{4} \times \frac{5}{6} \times \frac{7}{8} \times \frac{9}{10} \times \dots\right)$$

$$K_i = \sqrt{1+h}$$

$$K_l = 0.172 \times n + 0.656$$

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

$$K_1 = \frac{1}{\pi} \times \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots \right)$$

$$\eta = \sqrt{\eta_a \times \eta_b}$$

donde:

- D = 12.5 m es el espaciamiento de conductores.
d = 0.01 m es el diámetro de los conductores
n = 12 es el número de varillas colocadas
 $\eta_a = 10$ número de hilos verticales de la malla
 $\eta_b = 20$ número de hilos horizontales de la malla

Por lo que obtenemos los siguientes resultados:

- $\eta = 14.14$
 $K_1 = 3.09$
 $K_h = 1.28$
 $K_m = 0.79$
 $K_a = 0.31$

Por lo tanto los voltajes que se presentarán sobre el terreno natural:

- $E_p = 572$ V
 $E_c = 1437$ V

Determinación de los voltajes tolerables en la superficie del terreno:

Calculando los voltajes tolerables en la superficie del terreno, considerando grava triturada la cual tiene una resistividad de 3000 ohms.metro y de acuerdo a las siguientes fórmulas tenemos:

$$E_{\text{pasivo } 70K\Omega} = (1000 + 6 \times C_s(h_s, k) \times \rho_s) \times \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{\text{conactivo } 70K\Omega} = (1000 + 1.5 \times C_s(h_s, k) \times \rho_s) \times \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

donde:

- $C_s = 0.6$
 $k = -0.9$
 $\rho_s = 3000$ ohms.m
 $t_s = 0.1$ s
 $E_p = 5858$ Volts
 $E_c = 1837$ Volts

Comparando los resultados obtenidos podemos observar que:

$$\begin{array}{l} 5858 > 572 \text{ Volts} \\ 1837 > 1437 \text{ Volts} \end{array}$$

CONCLUSIONES

Tomando en cuenta los valores obtenidos podemos observar que la malla de tierras cumple con los parámetros de seguridad necesarios para la protección del personal y de las instalaciones. Es necesario puntualizar que todas las derivaciones para la puesta a tierra de los equipos forman parte

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

integral de la red de tierras principal, por lo que las longitudes de cobre indicadas en el cálculo son menores a las reales que quedarán instaladas de forma definitiva, por otra parte al tener las estructuras metálicas, gabinetes y partes conductoras de corriente directamente conectadas a la malla principal de tierra lo cual implica que la red de tierras es más confiable que lo que anteriormente se ha mostrado por medio del cálculo.

3.12 SERVICIOS PROPIOS

Prácticamente todas las subestaciones en los sistemas de potencia incluyen los llamados servicios auxiliares. Por ejemplo, la alimentación en corriente alterna se requiere para los servicios de alumbrado, ventilación, mecanismos de operación de cuchillas, etcétera, pero también los servicios en corriente directa (CD.) se usan para alimentar los llamados servicios esenciales, tales como las bobinas de disparo de los interruptores y los relevadores asociados, el control supervisorio, los sistemas de adquisición de datos (SCADA) y los equipos de comunicación. Aquí detallaremos cómo se obtienen estos suministros auxiliares y se explicará cómo especificar tal equipo.

3.12.1 SISTEMAS AUXILIARES DE CORRIENTE

La alimentación para los servicios auxiliares de corriente alterna (C.A.) se puede obtener de fuentes dedicadas, o bien, de circuitos adicionales de las redes de distribución que forman parte de otras subestaciones y que salen de los sistemas de distribución.

Las fuentes de alimentación de servicios propios se pueden clasificar, de acuerdo con sus características, en la forma siguiente:

- Fuentes de alimentación primaria.
- Fuentes de alimentación de respaldo.
- Fuentes de alimentación de emergencia.

Lista de cargas para los servicios auxiliares de corriente alterna en subestaciones eléctricas

Para el dimensionamiento de los equipos de servicios auxiliares, como es el caso del transformador de servicios auxiliares, es necesario que se prepare el listado de cargas, antes de que el proyecto de ejecución se termine y de que se conozcan en una forma precisa las cargas que se deben alimentar bajo distintas condiciones de operación de las instalaciones. Por lo que, si se dispone de un banco de información de cargas de proyectos similares, se puede tener una gran ayuda para el desarrollo del nuevo proyecto, pero en cualquier caso, se debe disponer de una relación de cargas en función de los equipos primarios por alimentar. Dependiendo del proyecto de que se trate, cambia la relación de cargas.

Una parte importante de los servicios auxiliares para una subestación eléctrica están asociados con el tamaño (superficie) de la subestación y el número de interruptores asociados a los alimentadores y al arreglo de barras. Una lista general a considerar es la siguiente:

a. Cargas no esenciales:

- Aire acondicionado a caseta de control.
- Contactos monofásicos interiores y exteriores.
- Contactos trifásicos.
- Alumbrado (interior y exterior)
- Calefactores de interruptores.
- Calefactores de cuchillas.
- Bomba de agua.

b. Cargas esenciales:

- Cambiador de derivaciones del transformador principal.
- Cargador de baterías.
- Enfriamiento de transformadores (bombas)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Y Alumbrado exterior.
- Y Contactos trifásicos externos.
- Y Motores del cambiador de derivaciones.
- Y Extractor de la sala de baterías.
- Y Contactos monofásicos.

c. La lista de cargas a considerar debe incluir la siguiente información como mínimo:

Y Tensión	V
Y Potencia	KW
Y Corriente	A
Y Factor de potencia	%
Y Eficiencia	%
Y Corriente de arranque (Inrush)	A
Y Potencia mecánica absorbida	KW
Y Rendimiento	%
Y Factor de simultaneidad	%
Y Factor de potencia	%

3.12.2 REQUERIMIENTOS DE DISEÑO

Para el diseño de los sistemas auxiliares de C.A. en las subestaciones eléctricas, se debe determinar lo siguiente:

- a. **Demanda de la carga:** Los KVA conectados de todas las cargas en C.A. de la subestación, se debe tabular y aplicar un factor de demanda a cada uno.
La demanda en KVA, se usa para dimensionar (determinar su potencia en KVA) los transformadores auxiliares. En este caso, no es necesario considerar los factores de diversidad de la carga y el factor de carga.
En la determinación del tamaño de los transformadores auxiliares, se debe examinar también el crecimiento a la posible ampliación de la subestación. Cuando se planea una ampliación en el futuro cercano, se debe considerar la carga que se incrementará, en el tamaño del transformador, si la ampliación planeada es para un futuro distante, entonces, puede haber ventajas económicas planear la adición de un transformador en el tiempo que se requerirá.
- b. **Número de alimentadores primarios.** En subestaciones pequeñas tipo distribución el uso de alimentadores dobles con un esquema de transferencia resulta usualmente innecesario. En la medida que la subestación aumenta de tamaño, la carga se incrementa en forma crítica, entonces, se debe considerar la posibilidad de dar redundancia los servicios auxiliares de la subestación de acuerdo con conceptos económicos y de los requerimientos de la subestación.

3.12.3 SELECCIÓN DE FUENTES DE ALIMENTACIÓN A SERVICIOS PROPIOS O AUXILIARES

Las fuentes de energía eléctrica que se utilizan para la alimentación de los sistemas de servicios propios de una subestación, pueden ser las siguientes dependiendo del tamaño e importancia:

- > Líneas de distribución.
- > Planta generadora diesel.
- > Terciarios de bancos de transformación.
- > Bancos de baterías.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Se debe disponer como mínimo de dos fuentes de alimentación en una subestación para que en caso de interrupción o falla de la alimentación principal se cuente, por lo menos, con otra alimentación disponible en forma alternativa, por razones de confiabilidad.

El número y tipo de alimentaciones de servicios propios, dependen principalmente de la disponibilidad de las mismas, así como de la importancia y localización de la subestación que se está proyectando; sin embargo, es recomendable utilizar como máximo, cuatro fuentes de alimentación, por razones económicas. Asimismo, las fuentes de alimentación de servicios propios o auxiliares, se clasifican de acuerdo a sus características como sigue:

- Fuentes de alimentación primaria.
- Fuentes de alimentación de respaldo.
- Fuentes de alimentación de emergencia.

Fuentes de alimentación y de respaldo

Las fuentes de alimentación primaria son aquellas que alimentarán permanentemente los servicios propios de una subestación y las de respaldo son las fuentes que entrarán en operación en caso de falla en la alimentación primaria.

a. Líneas de distribución

En todos los casos se deberá considerar como primera opción (alimentación primaria) una línea de distribución, ya que ofrece mayor seguridad; sin embargo, se debe analizar la confiabilidad, cercanía y factibilidad de construcción hasta el punto donde se localice la subestación. Se debe procurar que las subestaciones cuenten con dos líneas de distribución de sistemas distintos como alimentación a servicios propios (la más confiable deberá utilizarse como alimentación principal y la segunda como respaldo) Cuando esto no sea posible, se debe proveer por lo menos una línea de distribución como alimentación primaria de los servicios propios.

Los valores de tensión más comunes en líneas de distribución utilizadas para alimentación de servicios propios en México son: 13.8 KV, 23 KV y 34.5 KV, pero cuando existan líneas de distribución cercanas de otros valores de tensión, pueden ser utilizadas siempre y cuando sean lo suficientemente confiables.

b. Terciario del banco de transformación

El uso de devanados terciarios como alimentación de los sistemas de servicios propios de subestaciones, es una más de las posibles alternativas de alimentación; sin embargo, su utilización está restringida, debido a que en caso de presentarse fallas en estos últimos, se puede producir la salida de las líneas de alta tensión que llegan o salen de ellas cuando la operación de las protecciones no sea correcta.

Por lo anterior, se podrá tomar como alternativa de último respaldo de alimentación de servicios propios en aquellos casos en que no sea posible el uso de líneas de distribución para la alimentación de servicios propios o en caso de falla de ellas. Sólo se debe utilizar el terciario de uno de los bancos de transformación existentes y por ningún motivo se deben conectar devanados terciarios de dos bancos diferentes en paralelo.

El uso de devanados terciarios como alimentación, será único y exclusivamente para sistemas de servicios propios, por lo que, en ningún caso, se deberá utilizar como alimentación de redes externas de distribución o cargas ajenas a los mismos.

c. Transformador de servicios propios o de sistemas auxiliares

Estos transformadores, se usan para reducir la tensión de una línea de distribución o terciario del banco de transformación al nivel requerido por los diferentes equipos y circuitos que forman el sistema de servicios propios. Los procedimientos y criterios para la determinación de las características, selección y especificación de transformadores de servicios auxiliares, son esencialmente los mismos que se usan para cualquier transformador de potencia de media potencia y media tensión.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

d. Cargador de baterías.

Los cargadores de baterías tienen la función de convertir la energía eléctrica proveniente de las alimentaciones de corriente alterna de la subestación en corriente directa, para alimentar todas aquellas cargas de corriente directa.

e. Fuentes de alimentación de emergencia

➤ **Planta generadora diesel.**

Toda subestación de gran potencia, deberá contar con una planta diesel con capacidad suficiente para alimentar a aquellos equipos y circuitos de corriente alterna que, debido a la importancia que tienen dentro del funcionamiento de la subestación, no pueden quedar desenergizados cuando se produzcan interrupciones simultáneas en las alimentaciones principales y de respaldo.

➤ **Bancos de baterías**

Al igual que la planta generadora diesel, los bancos de baterías se utilizan como alimentación de emergencia de las cargas y circuitos de servicios propios cuando existen fallas o se da mantenimiento a los cargadores de baterías o en las alimentaciones de corriente alterna de las subestaciones, con la única diferencia que éstos se destinan para alimentar las cargas de corriente directa. A partir de las consideraciones descritas anteriormente y de acuerdo a la disponibilidad de dichas fuentes de alimentación, en la *tabla 1* se presenta el orden preferencial de selección de las alternativas para alimentar los servicios propios de subestaciones.

3.12.4

CARGAS CRÍTICAS O ESSENCIALES

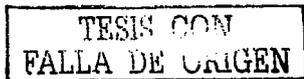
Existen algunas cargas dentro de la subestación que se deben mantener en operación, éstas son las siguientes:

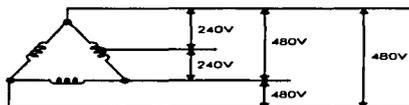
- El cargador de baterías, el cual a través de las baterías alimenta los circuitos de comunicación y el circuito de disparo de los interruptores.
- Enfriamiento de los transformadores.
- Circuitos de C.A. para alimentar el circuito de fuerza de los interruptores de potencia.
- Contactos para lámparas de emergencia en el área externa de la subestación.
- Alumbrado de seguridad.
- Circuitos de control de los interruptores.
- Circuitos de alarma contra incendio.
- Calefacción eléctrica (en su caso)

Las cargas críticas para cada subestación, se deben determinar en su caso y se deben alimentar de un tablero de la fuente normal y que representen la carga mínima por transferir a la alimentación alternativa.

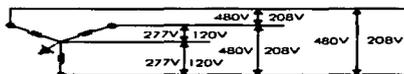
Nivel de voltaje secundario.

Para los sistemas auxiliares de C.A. existen varios voltajes secundarios o niveles de utilización, para los propósitos de normalización sobre un sistema de potencia dado, lo mejor es que se seleccione sólo un nivel. Esto no se debe considerar como una regla limitativa, algunos niveles de voltaje a usar y las conexiones de la alimentación, se muestran en la figura siguiente:

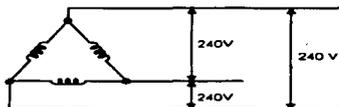




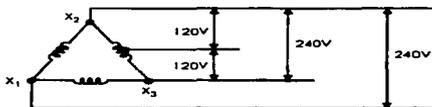
a. 480/240 volt 3 ϕ DELTA



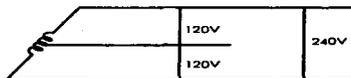
b. 480 / 277 VOLT, 3 ϕ ∇
c. 208 / 120 VOLT, 3 ϕ ∇



cd. 240 VOLT, 3 ϕ DELTA



e. 240 / 120 VOLT, 3 ϕ DELTA
240 / 120 VOLT, 3 ϕ DELTA ABIERTA
(DNIT X₁ - X₂)



f. 240 / 120 VOLT, UNA FASE
3 HILOS

Figura 3.12.4.1

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Ejemplo de consumos momentáneos

Tabla 3.12.4.1

Consumo	Corriente (a)	Duración (s)
Cierre interruptores (4)	40	0-1
Apertura interruptores (10)	50	0-1
Control y señalización	10	0-60
Inrush de motor	180	30-31
Motor plena carga	40	31-60

3.12.5

EL ESQUEMA DE TRANSFERENCIA.

Transferencia entre líneas de distribución.

Cuando se tenga la posibilidad de instalar dos líneas de distribución (una como alimentación primaria y otra como respaldo), deberá preverse la instalación de una unidad de transferencia automática en el tablero de servicios propios.

Dicha unidad deberá funcionar de tal manera que cuando por algún motivo se pierda la energía suministrada por la alimentación primaria, se conecten los servicios propios a la alimentación de respaldo y al restablecerse el servicio en la primera, se realice la misma operación en forma inversa.

Transferencia a planta generadora diesel y/o a terciario de banco de transformación.

Cuando se interrumpa el servicio simultáneamente en la alimentación primaria y de respaldo, deberá efectuarse en forma automática la transferencia a la planta generadora diesel de la siguiente manera:

La planta diesel deberá operar cuando la tensión en la línea de distribución baje la tensión nominal. Asimismo, deberá efectuarse la apertura de los interruptores de la transferencia automática No. 1 que se alimenta de la línea (o líneas) de distribución, posteriormente, deberá cerrarse el interruptor de la transferencia automática No. 2 que proviene de la planta diesel, dicha transferencia debe efectuarse en un tiempo no menor a 30 segundos.

Cuando la tensión de alimentación normal se restablezca al valor nominal, deberá efectuarse la apertura y cierre de interruptores en forma inversa a la indicada anteriormente, a fin de que se transfiera la carga del suministro de emergencia (planta diesel) a la alimentación normal, como se muestra en la figura 3.12.5.1 y 3.12.5.2.

Cuando se prevea alimentación a servicios propios por medio del terciario del banco de transformadores, la transferencia a esta alimentación, deberá hacerse en todos los casos en forma manual, ya que se requiere de una revisión previa de los equipos de servicios propios para asegurar que no existan fallas que tengan como consecuencia la salida del banco.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

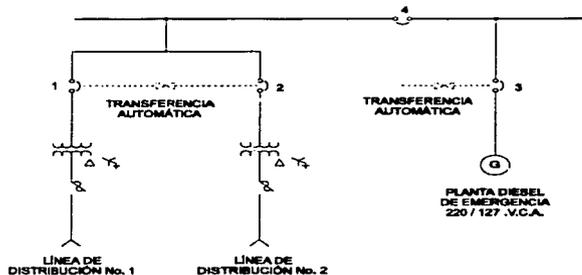


Figura 3.12.5.1

ARREGLO DE SUBESTACIONES DE SERVICIOS PROPIOS PARA
SUBESTACIONES DONDE SE DISPONGA DE DOS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

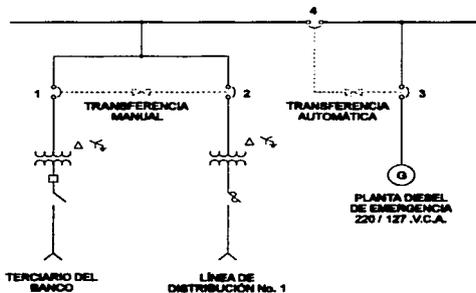


Figura 3.12.5.2

ARREGLO DE SUBESTACIONES DE SERVICIOS PROPIOS PARA
SUBESTACIONES DONDE SE DISPONGA SOLO DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

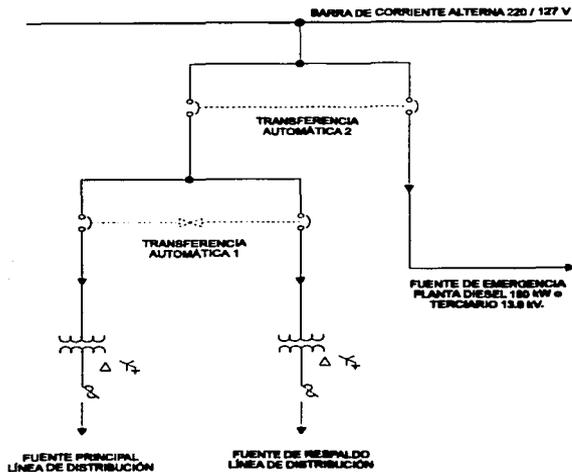


Figura 3.12.5.3

ARREGLO DE SUBESTACIONES DE SERVICIOS PROPIOS PARA
SUBESTACIONES DONDE SE DISPONGA DE DOS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN
Y SE CONSIDERE TODA LA CARGA DE CORRIENTE ALTERNA

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.12.6 CORRIENTES DE FALLA EN LOS SISTEMAS AUXILIARES.

La determinación de las corrientes de falla en un sistema auxiliar trifásico de C.A. es tan básica, como el cálculo de la corriente de carga para el dimensionamiento de interruptores o fusibles. El dispositivo de protección debe operar o abrir durante las fallas, así como cuando conducen la corriente normal de carga.

La corriente de falla para un cortocircuito trifásico, se puede calcular de acuerdo con la expresión:

$$I_f = \frac{KV \text{ línea a línea}}{\sqrt{3} \times (\Omega)}$$

Donde:

$X(\Omega)$ = Reactancia equivalente, vista desde el punto de la falla hasta la fuente.

3.12.7

EQUIPOS

a. Transformadores.

El principal elemento de los equipos en un sistema auxiliar de C.A., es el transformador de potencia, su potencia, dependiendo del tamaño de la subestación principal, puede estar desde 75-500 KVA o aún mayor, por lo general son trifásicos y es opcional, dependiendo del tamaño de la subestación también y de los espacios despuentables, si se hace de montaje tipo subterráneo o en forma convencional. Los niveles de voltaje secundario deben corresponder como se ha mencionado antes, a valores normalizados.

Si las fuentes de alimentación normal y alterna son normales, el transformador puede ser montado en poste (si su tamaño por la potencia lo permite)

b. Tableros eléctricos.

Los tableros eléctricos usados para alumbrado y para los circuitos de fuerza, se encuentran normalmente en la caseta de control y corresponden a tableros de tipo estándar, es decir, de diseños normalizados, en cuya especificación se deben indicar las características particulares que deban cumplir y por supuesto preparar la obra civil necesaria para alojar en forma conveniente estos tableros.

Para el servicio de los circuitos de alumbrado, se pueden usar tableros de alumbrado con interruptores localizados por circuito y para el alumbrado del área exterior de la subestación, se debe considerar la necesidad de instalar interruptores localizados por circuito y para el alumbrado del área exterior de la subestación, se debe considerar la necesidad de instalar interruptores a prueba de agua tipo intemperie.

c. Equipo de alumbrado y calefacción.

El alumbrado exterior de la subestación sirve para dos propósitos básicos: La seguridad de la propia subestación y la seguridad en el concepto más general. Dependiendo del área, se puede usar cierto tipo de luminarias durante las horas de oscuridad para seguridad de la subestación, estas luminarias son controladas con foto-ceidas y, por ejemplo, si en el área de la subestación se tiene una torre de microondas, entonces éstas deben llevar alumbrado de señalización que se debe prender también por medio de foto-ceidas.

Las lámparas para las áreas exteriores son esencialmente incandescentes, de mercurio o sodio, excepto para condiciones poco usuales las lámparas usadas en un sistema dado, deben continuar en uso para simplificar inventarios.

El alumbrado de tipo interior, se debe diseñar de manera que resulte conveniente para los operadores, pero en particular, se debe tener cuidado que iluminen convenientemente los tableros de protección, medición y control en su parte frontal.

Cuando se requiera aire acondicionado en las casetas o cuartos de control, éste se deberá proveer preferentemente del tipo paquete montado en ventana o muros.

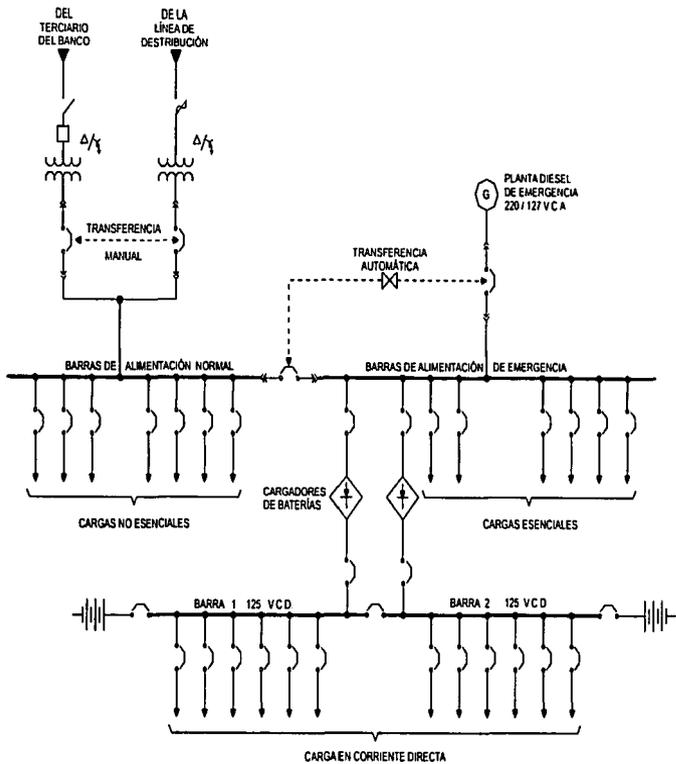


Figura 3.12.7.1

DIAGRAMA UNIFILAR DE SERVICIOS PROPIOS DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

TESÓN CON
FALLA DE ORIGEN

3.12.8 SISTEMAS AUXILIARES EN CORRIENTE DIRECTA

Cargas típicas alimentadas

Los sistemas auxiliares de CA. en las subestaciones eléctricas, se usan por lo general para alimentar cargas consistentes de:

Relevadores, control supervisorio, alarmas y equipo de control.

Alumbrado de emergencia en la caseta de control.

Circuitos de control de los interruptores.

Requerimientos de diseño

Un sistema de C.D. en una subestación, consiste de una batería de voltaje apropiado (número de celdas) y tamaño apropiado también (capacidad en amperes-hora) conectada en paralelo con el bus de control, junto con un voltaje regulado seleccionado en forma apropiada, para la carga del equipo.

En las localidades sencillas en donde se requieren de dos voltajes distintos de C.D. es decir, posiblemente 48 Volts para equipo de microondas y 120 Volts para operación de la subestación, se deben especificar dos baterías por separado y también en la misma forma, se deben especificar dos cargadores.

Por lo general no es recomendable obtener un tap o derivación de la unidad más grande para obtener el voltaje menor.

El equipo de carga consiste por lo general de un rectificador de onda completa con una salida de voltaje regulada, normalmente el cargador opera en forma continua para suministrar corriente directa al bus de control para las cargas estables, tales como lámparas de señalización, bobinas de respaldo, relevadores y pequeñas corrientes para mantener la batería a plena carga.

Las cargas intermitentes de corta duración tales como los circuitos de disparo y cierre de los interruptores o bien la operación automática de otros equipos son manejados por el cargador dentro de los límites de su capacidad, cualquier exceso de carga lo maneja la batería, que es automáticamente recargada cuando cesan las cargas de tipo intermitente.

Cuando falla la entrada de C.A. al cargador, entonces la batería toma la carga total. El bus de control puede ser un bus de C.D. en un conjunto de interruptores o bien en el caso de subestaciones grandes un tablero o un grupo de tableros en C.D.

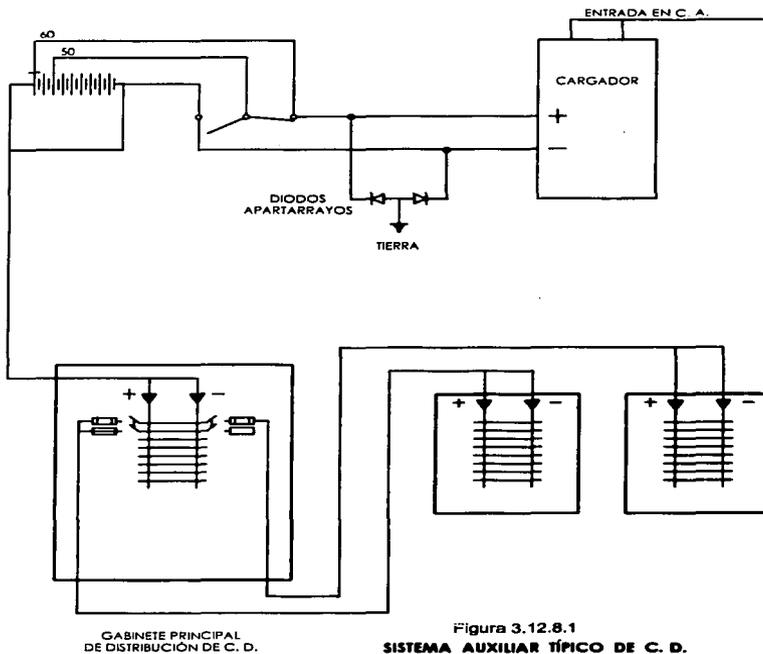
Los requerimientos de C.D. para los relevadores de estado sólido, microprocesadores, registradores de eventos y otros dispositivos de este tipo, están generalmente debajo de los niveles de voltaje que para las bobinas de disparo de los interruptores.

Los requerimientos reales varían con los distintos fabricantes, algunos equipos están provistos de rectificadores individuales, montados en racks, cambiando de 120 Volts 60 Hz en C.A. a 12, 24, ó 48 Volts en C.D. en el caso de que la alimentación en C.A. falle, por medio de switch tipo estático, se cambia la fuente a las baterías principales en C.D. y requeridas por el convertidor de C.D. Generalmente se proporciona una indicación de alarma que permite indicar el estado en que se encuentra.

Dos de las componentes más importantes del sistema de C.D. de una subestación son la batería principal y el cargador, estas componentes se deben dimensionar correctamente, si quedan subdimensionadas, podría posiblemente conducir a una falla en el cierre de un interruptor y elevar a una interrupción de servicio, sobredimensionar, aun cuando no conduce a un daño, puede resultar costoso, sin embargo, el costo del suministro es sólo una fracción del costo total de la subestación y la economía se debe balancear con la confiabilidad. Como mínimo, la batería principal debe ser dimensionada para permitir la operación normal de la subestación por un cierto número de horas.

En la siguiente figura, se muestra un sistema de C.D. típico para los servicios auxiliares de subestaciones.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

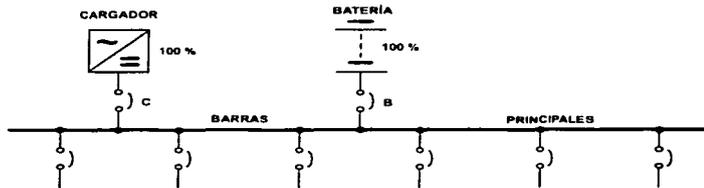


Figura 3.12.8.2

ESQUEMAS CON BATERÍA Y UN CARGADOR

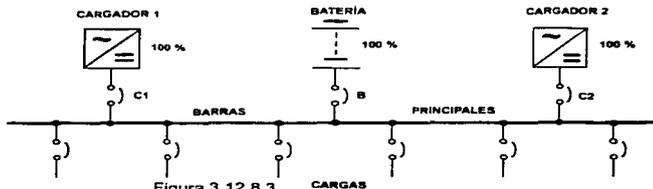


Figura 3.12.8.3

ESQUEMAS CON BATERÍA Y DOS CARGADORES

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

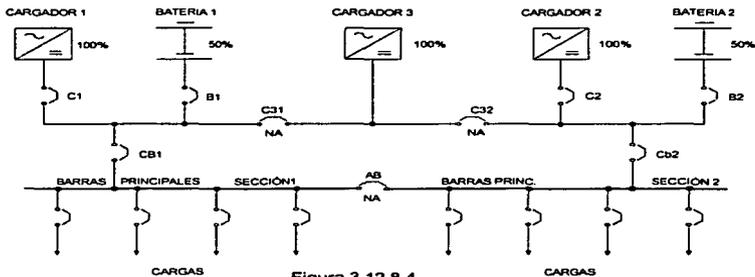


Figura 3.12.8.4

ESQUEMAS CON DOS BATERIAS Y TRES CARGADORES

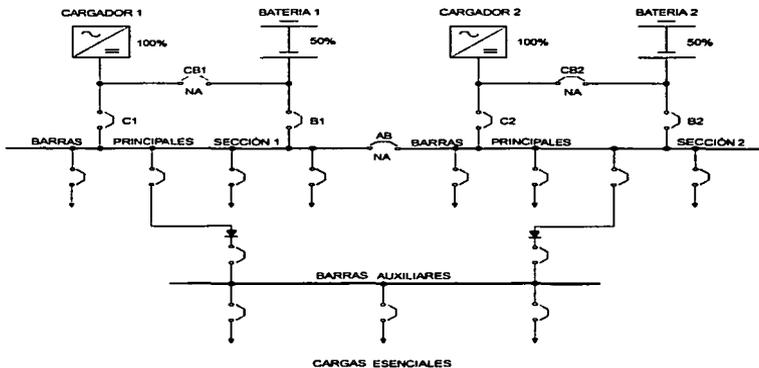


Figura 3.12.8.5

ESQUEMA CON DOBLE ALIMENTACIÓN A LAS CARGAS ESENCIALES

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Equipo

a. Selección de la batería.

Para ilustrar el procedimiento de selección de la batería, se considera un ejemplo con baterías de plomo que tienen su capacidad expresada en amperes-hora a un índice de ocho horas a 1.75 Volts promedio a 25°C (77°F).

El modelo de ciclo de trabajo para el ejemplo de selección, podría ser el siguiente:

10 - 40 watt - lámparas a 120 V 3 hrs.	3.5 A
Relevadores y lámparas indicadoras de	
Tableros - 8 hrs.	5.0 A
Equipo de comunicaciones 3 hrs.	5.0 A
3 operaciones simultáneas de los	
Interruptores 1 min.	100.0 A

De los datos del catálogo de celdas, una celda con 7 placas puede aumentar en forma aproximada 200 amperes durante 1 minuto a un valor de 1.75 volts finales.

La capacidad en amperes-hora de la unidad seleccionada a 8, 5, 3 y 1 hora de capacidad es alrededor de 145, 130, 115 y 80 respectivamente.

Este modelo de ciclo de trabajo es sólo para que sirva para la selección de la batería. Para el sistema de 120 volts, se pueden conectar en serie 60 celdas plomo-calco.

b. Selección del cargador.

La vida satisfactoria de una batería y el servicio son más dependientes del diseño y especificación del equipo de carga, que de cualquier otro factor externo. El cargador más costoso y complicado no es necesariamente la mejor selección. Para el servicio de las subestaciones los puentes rectificadores se usan por lo general.

La capacidad en amperes del cargador, se puede determinar a partir de:

$$A = L + \frac{1.1C}{H}$$

Donde:

A = Capacidad de carga (amperes).

L = Carga continua (amperes).

C = Descarga (amperes-hora).

H = Tiempo de recarga (horas).

Usando el mismo modelo que para la selección de la batería, se tiene:

Lámparas en C.D.	35 Amperes -3 horas	10.5 AH
Equipo de comunicaciones	5.0 Amperes -3 horas	15.0 AH
Operaciones de interruptores	100.0 Amperes -1 min.	1.7 AH
Carga del tablero	5.0 Amperes -8 horas	40.0 AH
		62.2 AH

Sustituyendo en la ecuación anterior, con una recarga de 8 horas:

$$A = S + \frac{1.1 (67.2)}{8} = 14.24 \text{ amperes}$$

Se debe seleccionar el cargador de tamaño inmediato superior.

Cuando se planea una ampliación de la subestación, se debe considerar en la selección inicial del cargador.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En una subestación tipo distribución, se tienen 17 interruptores de 13.8 kV que se van a renovar con una nueva configuración de cargador de baterías, que considera el 100% de baterías de 100 V de NiCad y una unidad del cargador al 100% con autonomía de 3 horas con el siguiente ciclo de trabajo.

Cargas momentáneas.

Cierre del interruptor, interruptores de 13.8 kV 15 kW de consumo cada uno, con una corriente de cierre de:

$$I = \frac{15 \text{ KW}}{110 \text{ V}} = \frac{15000}{110} = 136 \text{ A}$$

Con 20 interruptores termomagnéticos de 480 V.

Disparo de los interruptores:

17 interruptores de 13.8 KV, 150 W cada uno, simultáneos ó 20 interruptores de 480 V, 100W cada uno simultáneos.

Solución

Se toma la máxima corriente de disparo de los interruptores ya sea de los interruptores de 13.8 kV o de los interruptores termomagnéticos de 480 V

$$17 \text{ interruptores} \times \frac{150 \text{ W}}{110 \text{ V}} = 23 \text{ A}$$

Cargas continuas / tiempo limitado.

Cuanto de control y área de equipos.

Alumbrado de emergencia: 15 luminarias de 40 W
= 15 x 40 = 600 watts - 3 horas

Lámparas Indicadoras: 37 lámpara de 15 W
= 37 x 15 = 555 watts - 3 horas

Disparo de los circuitos: 4 unidades de 15 W
= 4 x 15 = 60 watts - 3 horas

Transductores del tablero de control
= 230 watts - 3 horas

Tablero de relevadores
= 270 watts - 3 horas

Carga continua / tiempo total limitado
= 1715 watts

Capacidad de la carga continua / tiempo limitado

$$= \frac{\text{watts} \times \text{periodo de autonomía} \cdot (\text{horas})}{\text{voltaje}}$$

$$= \frac{1715 \times 3}{110} = 47 \text{ A h aproximadamente}$$

Carga continua promedio = 16 A

Margen para ampliaciones futuras = 25%

Carga máxima momentánea = 136 A

(En este caso ocurre para el cierre de interruptores, ya que el disparo de interruptores sólo representa una carga pequeña con comparación y por lo tanto se puede despreciar).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Previsión para expansión futura = 5%

De los datos de fabricantes, se puede seleccionar una batería apropiada con una adición sobre la capacidad calculada y una corriente máxima o carga continua.

Tabla 3.8.1 Tensiones características de acumuladores en volts por celda

Tensión	Plomo-Ácido	Níquel-Cadmio
Nominal	2.0	1.2
Final	1.75	1.14
Flotación	2.15	1.40
Igualación	2.33	1.55

Tabla 3.12.8.2 Valores correspondientes para un sistema de 125 y 48 volts

Valores	Plomo - ácido		Níquel - Cadmio	
	125 v	48 v	125 v	48 v
Número de celdas	60	24	92	40
Nominal	120	48	110	48
Final	105	42	105	45.6
Flotación	129	51.6	129	56
Igualación	140	56	143	62

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Determinación de la capacidad del banco y cargadores de baterías

Para determinar la capacidad de un banco de baterías es necesario tomar en cuenta lo siguiente:

- a. **Vida potencial.**
- b. **Necesidad de servicio.**
- c. **Tensión.**
- d. **Corriente.**
- e. **Localización física.**
- f. **Tiempo de descarga.**
- g. **Tiempo de recarga.**
- h. **Ciclo de descarga.**

a. **Vida potencial.**

En las subestaciones normalmente se tienen cargas que permanecen constantes durante muchos años, en este caso es conveniente seleccionar baterías de máxima duración, la cual varía entre 20 y 30 años dependiendo del fabricante. Cuando la subestación se diseña para períodos cortos definidos, se pueden seleccionar bancos de baterías con una duración aproximada al período calculado. Sin embargo, es conveniente seleccionar bancos de larga duración ya que el costo de mantenimiento es más bajo y se tiene mayor seguridad, además de que se debe tratar de normalizar el tipo de baterías en subestaciones. La batería Plomo-Ácido tiene una vida estimada de 23 años y la Niquel-Cadmio de 30 años.

b. **Necesidades de servicio.**

Es necesario determinar con exactitud las características eléctricas de los aparatos o dispositivos que serán alimentados por el banco de baterías, así como el ciclo de operación de ellos.

Las principales cargas que estarán conectadas a las barras de corriente directa son:

- > Bobinas de cierre.
- > Bobinas de disparo.
- > Luces piloto de señalización.
- > Relevadores de protección.
- > Relevadores auxiliares.
- > Cuadros de alarma.

c. **Tensión.**

Se puede usar 125 volts como valor nominal de tensión para los equipos de servicios propios en corriente directa para todas las subestaciones, independientemente del nivel de tensión al cual estén diseñadas (69, 115, 230 ó 400 kV).

Los límites de tensión en los cuales pueden operar satisfactoriamente los elementos de interruptores son:

Tabla 3.12.8.3

Límites de tensión V.C.D.	
Cierre	Disparo
90 - 110	70 - 140

Para los demás equipos enlistados, el rango promedio es de $\pm 20\%$ del valor nominal de tensión.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

d. Corriente.

La corriente de descarga dependerá básicamente del número de dispositivos eléctricos que se alimente, así como del ciclo de operación de éstos.

e. Localización física.

En el caso de bancos de baterías usados en subestaciones, las NOM-001-SEDE establece recomendaciones y características que debe tener el local donde se instalen.

En especial se debe considerar lo siguiente:

La localización del banco dentro del cuarto de baterías se deben hacer evitando el acercamiento de éste a cualquier fuente de calor, tales como tubos de vapor, radiadores, rayos solares directos con el fin de evitar que la diferencia de temperatura del electrolito entre celda y celda sea mayor a 3 °C, lo que ocasionaría un aumento en las pérdidas internas de las celdas más calientes.

El cuarto donde se localice el banco de baterías debe estar ventilado y diseñado de tal forma que proteja al banco contra agua, aceite y polvo.

La temperatura normal de operación de las baterías es de 25 °C (77 °F) y sobre esta base se estima la vida y se determina su capacidad. Por lo tanto se recomienda mantener la temperatura por debajo de los 25 °C.

Cada celda debe estar accesible para el agregado de electrolito y para tomar lecturas con el hidrómetro.

Se recomienda que el banco de baterías se encuentre lo más cerca posible de la carga, para evitar caídas de tensión considerables.

Debido a que al aumentar la temperatura, sobre 25°C se incrementan las pérdidas, es una práctica conservadora aplicar los factores de corrección por temperatura para determinar la capacidad en amperes-hora del banco de baterías, dichos factores deberán solicitarse al fabricante de la batería seleccionada.

f. Tiempo de descarga.

La tendencia actual es utilizar bancos de baterías cuyo régimen de descarga sea de 8 hrs.

g. Tiempo de recarga.

Se recomienda que el tiempo de recarga sea también de 8 hrs., aunque puede ser menor siempre y cuando se tenga precaución, principalmente en baterías de plomo-ácido, a fin de evitar gasificación o ebullición del electrolito, o que la temperatura del mismo alcance valores de 43 °C.

h. Ciclo de descarga.

Para el cálculo de bancos de baterías para subestaciones, se debe considerar el ciclo de descarga más crítico. Para esto, se supone que la demanda más crítica en corriente directa se presenta cuando se produce el disparo simultáneo de todos los interruptores en el nivel de tensión (400, 230, 115, 69, 34.5 ó 13.8 kV) en que exista un mayor número de ellos. Para fines prácticos, se puede considerar una duración de un minuto para esta maniobra. Después de esto, se debe considerar una demanda constante durante 8 horas, debida al funcionamiento de lámparas piloto, cuadros de alarma, relevadores auxiliares, etc.

Finalmente, el banco de baterías debe contar aún con capacidad para suministrar la suficiente energía para abastecer una demanda igual a la primera durante un minuto para cerrar los interruptores. La representación gráfica del ciclo de descarga de un banco de baterías en una subestación con las condiciones establecidas anteriormente, es la siguiente:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

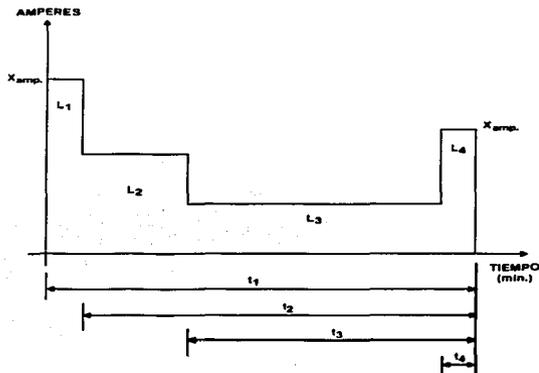


Figura 13.12.8.6 Gráfica de consumo de CD

Donde:

$X_{ano} = \Sigma$ cargas en funcionamiento.

$t_1, t_2, t_3 =$ Tiempo de operación de las cargas.

$L_1, L_2, L_3 =$ Capacidad de suministro del banco baterías.

Cálculo del número de celdas.

El número de celdas depende directamente de la tensión de operación del equipo al cual se alimentará:

El número de celdas es:

$$n = \frac{\text{voltaje mínimo (de operación)}}{\text{voltaje final (por celda)}}$$

Los voltajes característicos para los dos posibles tipos de baterías a utilizar son 105 volts y los voltajes finales: para plomo-ácido = 1.75 volts para Ni-Cad = 1.14 volts, por lo que:

$$\text{Para plomo-ácido: } n = \frac{105}{1.75} = 60 \text{ celdas}$$

$$\text{Para níquel-cadmio: } n = \frac{105}{1.14} = 92 \text{ celdas}$$

Cálculo de la capacidad.

En la publicación IEEE - 485 se recomienda la siguiente expresión matemática para el cálculo de la capacidad de bancos de baterías del tipo plomo-ácido:

$$P_x = \frac{L_1}{r_1} + \frac{L_2 - L_1}{r_2} + \frac{L_3 - L_2}{r_3} + \dots + \frac{L_n - L_{n-1}}{r_n}$$

Donde:

P_x = Número de placas positivas del tipo "X"

L_1, \dots, n = Intensidad de descarga, en amperes para el lapso "n".

R_1, \dots, n = Capacidad de descarga, en amperes por placa positiva del tipo "X" para que la tensión mínima permitida sea alcanzada pero no rebasada.

Estos valores se obtienen de gráficas de descarga que proporcionan los propios fabricantes. Los valores mostrados se obtienen experimentalmente en función de:

- > Tiempo de descarga.
- > Voltaje mínimo aceptado previamente.

En el caso de baterías níquel-cadmio, no se tienen gráficas de capacidad de descarga en amperes por placa positiva, por lo que se debe utilizar la siguiente expresión matemática:

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3$$

$$C_1 = I_1 \times T_1$$

$$C_2 = I_2 \times T_2$$

$$C_3 = I_3 \times T_3$$

Donde:

C_T = Capacidad mínima requerida.

I = Corrientes de consumo.

T = Tiempo de descarga.

En ambos casos, es recomendable incrementar la capacidad calculada en un 15% para absorber algunas condiciones anormales, tales como mantenimiento inadecuado o variaciones bruscas de temperatura.

En general, es conveniente notar que las baterías alcalinas (níquel-cadmio) presentan limitaciones de capacidad, por lo que para alimentar cargas mayores a 330 Amperes-hora en régimen de descarga de 8 horas, se requieren de dos o más bancos, dependiendo del ciclo de descarga que se determine.

Por otra parte, el costo de las baterías alcalinas (níquel-cadmio) es de aproximadamente siete veces el costo de las del tipo plomo-ácido por lo que el uso de las primeras se reduce a condiciones y necesidades muy especiales de cada proyecto específico.

Calculo de la capacidad de cargadores de baterías

La capacidad de un cargador de baterías se determina de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I = \left[\frac{A-H}{T} \times 1.1 + L \right] \times \frac{1}{K_1} \times \frac{1}{K_2}$$

Donde:

I = Capacidad en amperes del cargador pero no menos de 20% del régimen de descarga de la batería en 8 hrs.

A-H = Amperes - Hora descargados de la batería.

1.1 = Factor mínimo de eficiencia de carga para plomo-ácido

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

(Úsese 1.4 para níquel-cadmio).

T = Tiempo de recarga.

L = Demanda continua en amperes del sistema.

K_1 = Factor de temperatura (de acuerdo a la tabla siguiente).

K_2 = Factor de altitud (de acuerdo a la tabla siguiente).

Tabla 3.12.8.4 Factores de corrección de temperatura y altitud para cargadores de baterías

Altura (m.s.n.m.)		Temperatura	
Rango en metros	K_2	C	K_1
Hasta 1000	1.00	40	1.00
1001 - 1500	0.94	50	0.83
1501 - 3000	0.82	60	0.64

Se debe seleccionar un cargador con capacidad nominal inmediata superior a la calculada.

3.12.9 DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS EN LAS INSTALACIONES DE SERVICIOS AUXILIARES (SERVICIOS PROPIOS) DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Para proceder al dimensionamiento o cálculo de las características principales de los equipos en las instalaciones de servicios auxiliares en las subestaciones eléctricas, como es el caso de los transformadores de potencia para servicios auxiliares y la planta o grupo de emergencia, es necesario establecer primero una clasificación de las cargas y circuitos que se van a alimentar, tanto en corriente alterna como en corriente directa, ya que esto es parte fundamental del proyecto de los servicios auxiliares para una subestación, y que por supuesto tiene un grado de detalle mayor que el que se indica en esta parte, pero que representa la metodología que se debe aplicar.

Clasificación de cargas y circuitos

Dada la diversidad de equipos y dispositivos con que está formado un sistema de servicios propios en las subestaciones eléctricas, es necesario realizar una clasificación de los mismos desde el punto de vista del diseño, tanto por el tipo de alimentación para el cual están diseñados, como por el tipo de servicio que proporcionan y la importancia que representa su funcionamiento en la operación correcta de la subestación.

Se clasifican de acuerdo al tipo de alimentación de dos grandes grupos, que son:

- > Cargas y circuitos de corriente alterna.
- > Cargas y circuitos de corriente directa.

Para el caso en que las cargas de corriente alterna (incluyendo los cargadores de baterías) no rebasen la capacidad del generador diesel, se deberá considerar un sólo bus. En el caso de que las cargas rebasen la capacidad del generador diesel, las cargas de corriente alterna, deberán subdividirse de acuerdo a su importancia en:

- > Cargas no esenciales.
- > Cargas esenciales.

Para esto, será necesario seleccionar las barras colectoras de corriente alterna del tablero de servicios propios en barras de alimentación normal y barras de alimentación de emergencia, las cuales estarán enlazadas por medio de unidades de transferencia automática o interruptores convencionales, según el tipo de transferencia que requiera.

Las cargas y circuitos de corriente directa deben conectarse a barras colectoras de C.D., las cuales se alimentan por medio de cargadores de baterías, que a su vez se conectan a la sección de alimentación de emergencia de las barras de corriente alterna. Además, deberán preverse bancos de

baterías como alimentación de emergencia cuando se interrumpa el servicio a través de los cargadores de baterías.

a. Cargas y circuitos no esenciales de corriente alterna

En este grupo, se consideran todos los equipos y circuitos que pueden permanecer desenergizados durante el lapso de interrupción de las alimentaciones principal y de respaldo sin alterar el funcionamiento de la subestación, y por lo tanto, se conectarán de las barras de alimentación normal del tablero de servicios propios.

b. Cargas y circuitos esenciales de corriente alterna

Son todos aquellos equipos y circuitos de corriente alterna que, debido a su importancia, pueden afectar el buen funcionamiento de la subestación, o se requieren para realizar labores de inspección o reparaciones durante una interrupción en corriente alterna. Por ello, estos equipos se deben conectar a las barras de alimentación de emergencia del tablero de servicios propios.

c. Cargas y circuitos en corriente directa

Todas aquellas cargas y circuitos de servicios propios que por sus características de construcción e importancia deben alimentarse con corriente directa.

La clasificación de las cargas y circuitos más comúnmente utilizadas en servicios propios de subestaciones, de acuerdo con el tipo de alimentación que debe suministrarse a cada una de ellas, se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 3.12.9.1 Clasificación de cargas y circuitos de servicios propios por tipo de alimentación

Tipo de ALIMENTACIÓN		
Corriente alterna		Corriente directa
Normal	Emergencia	
<u>Cargas no esenciales</u>	<u>Cargas esenciales</u>	
Bombas de agua.	Cargadores de baterías	Protecciones de líneas de transmisión.
Barras de alimentación normal del tablero de alumbrado exterior.	Alimentación de equipos auxiliares de transformadores de potencia.	Protecciones de bancos de transformación.
	Ventiladores. Cambiadores de derivaciones.	Circuitos de control y señalización de cuchillas.
Unidades de aire acondicionado de oficinas.	Barras de emergencia del tablero de alumbrado y contactos.	Circuitos de cierre y disparo de interruptores.
	Accionamientos y calefactores de interruptores de alta tensión	Cuadros de alarma.
		Comunicaciones.

TEMA CON
FALLA DE ORIGEN

Accionamientos y calefactores de cuchillas de alta tensión	Unidades de aire acondicionado de sala de tableros	Control supervisorio.
--	--	-----------------------

Cálculo del número de circuitos derivados

Para determinar el número de circuitos que deben tener los sistemas de servicios auxiliares, se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

a. Circuitos de alumbrado y contactos.

El número de luminarias y circuitos de alumbrado y contactos requeridos para cumplir con las necesidades de iluminación de la subestación, así como la distribución de cargas para cada circuito, se deben calcular de acuerdo a los lineamientos establecidos en los procedimientos de cálculo de instalaciones eléctricas de la NOM-001-SEDE.

b. Circuitos de áreas exteriores.

Con el fin de dar flexibilidad al sistema de servicios auxiliares de las subestaciones, es recomendable considerar un circuito por bahía de la subestación para las siguientes cargas:

- > Calefactores de interruptores y cuchillas.
- > Calefactores y accionamiento de cuchillas.

En caso de que los accionamientos de cuchillas sean bifásicos (220 volts), se deben considerar como monofásicos conectados entre fases, por lo que se requerirán alimentadores bipolares.

Para el caso de los accionamientos de interruptores, éstos se operan en todos los casos con un motor trifásico, para lo cual se debe prever un alimentador independiente para cada uno de ellos.

Los bancos de transformación grandes que usan enfriamiento OA/FA, o bien OA/FA/FA, para su funcionamiento, requieren de ventiladores para el sistema de enfriamiento, los cuales pueden ser trifásicos o monofásicos a 220 volts para conexión entre fases; además, se tiene un cambiador de derivaciones para conexión trifásica, por lo que se debe considerar un alimentador trifásico de cuatro hilos para cada banco de transformación que vaya a ser instalado en la subestación.

c. Circuitos de corriente directa.

Los circuitos de corriente directa se deben considerar en forma independiente para cada línea de transmisión y bancos de transformación con que esté formada la subestación, tal como se encuentren distribuidos los equipos en las diferentes secciones del tablero de protecciones, lo cual se indica a continuación:

- > Un circuito para cada protección primaria.
- > Un circuito para protecciones de respaldo.
- > Un circuito para control de cierre y disparo de cada interruptor.
- > Un circuito para segunda unidad de disparo del interruptor (en 230 y 400 kV).
- > Un circuito para cuadro de alarmas.
- > Bancos de transformación.
- > Un circuito para protección diferencial.
- > Un circuito para las protecciones del banco en el devanado primario.
- > Un circuito para las protecciones del banco en el devanado secundario.
- > Un circuito para las protecciones del banco que alimente los servicios propios en el devanado terciario.

- Un circuito para control de cierre y disparo del interruptor del transformador en el primario.
- Un circuito para control de cierre y disparo del interruptor del transformador en el secundario.
- Un circuito para control de cuchillas, señalización y auxiliares.

El cálculo de la demanda

La siguiente etapa, es determinar la demanda total de los equipos sobre la base de la carga total instalada. Esto es necesario para dimensionar las fuentes de alimentación, barras colectoras de tableros, alimentadores generales, etcétera, ya que hay que considerar que en ningún momento funcionan todos los equipos instalados en forma simultánea.

Para hacer esto, se suman las cargas en KW de todos los equipos del sistema de servicios auxiliares que se vayan a instalar en la subestación.

Con el fin de unificar las unidades de las capacidades de los equipos, se recomienda usar las conversiones que se indican a continuación:

$$P_E = \frac{P_M}{\eta}$$

$$KVA = \frac{P_E}{f.p.}$$

$$KVA = \frac{0.746 \times H.P.}{\eta \times f.p.}$$

Para fines prácticos, se puede considerar que:

$$KVA = H.P.$$

Donde:

- KVA = Potencia del equipo en kilovoltamperes.
- P_M = Potencia mecánica de motores en kilowatts.
- P_E = Potencia eléctrica del equipo en kilowatts.
- H.P. = Potencia de motores en caballos de fuerza.
- f.p. = Factor de potencia.
- η = Eficiencia mecánica.

Para casos generales, en el tablero de alimentación normal, podrá considerarse un factor de demanda de 0.6, el cual deberá multiplicarse por la carga total instalada para determinar la carga total máxima demandada por los equipos de servicios propios. Para cargas de emergencia se considerará un factor de demanda de 0.9.

Determinación de las características principales de los transformadores de servicios propios

a. Número de transformadores de servicios propios.

Deberá preverse un transformador por cada fuente de alimentación en corriente alterna disponibles en la subestación (línea de distribución o terciario del banco).

b. Tensiones nominales.

- **Tensión primaria.**- Misma tensión nominal entre fases que la fuente de alimentación a la cual vaya a ser conectado (34.5 kV ó 13.8 kV).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

➤ **Tensión secundaria.**- Las tensiones nominales que se pueden utilizar para alimentar los servicios propios son 220 – 127 volts

c. Determinación de la capacidad.

Los transformadores de servicios propios deberán seleccionarse con capacidad suficiente para alimentar la carga total demandada de los equipos de servicios propios que serán instalados en la subestación, es decir, la carga que resulte de la suma de la carga demandada determinada en la tabla 3.12.9.1, más la carga demandada.

Carga total = Cargas de equipos + Carga de equipos
demanda = no esenciales esenciales

Con el objeto de considerar ampliaciones futuras o la instalación de equipos no previstos en el diseño original se multiplica la carga total demanda por un factor de 1.2, que corresponde al 20% de carga adicional.

La capacidad nominal del transformador deberá ser del valor comercial igual o inmediato superior a la carga total demandada que haya sido determinada.

d. Impedancia nominal.

Los transformadores de servicios propios que sean conectados a líneas de distribución se especifican para una impedancia nominal de 2 a 3 %.

Para los transformadores de servicios auxiliares que se alimenten del terciario del banco de transformadores o autotransformadores principales, éstos pueden tener una impedancia nominal preferentemente del 4 al 6 % con el objeto de limitar la corriente de cortocircuito, en caso de producirse fallas en los sistemas de servicios propios de la subestación.

e. Otras características complementarias y recomendaciones para especificación.

Los transformadores que se emplean para la alimentación de los servicios propios de las subestaciones con niveles de tensión a 400, 230, 115, 69, 34.5 ó 13.8 kV, ya sea que se alimenten por medio de líneas de distribución o por medio del terciario de bancos de transformadores de potencia, deben cumplir con los siguientes requisitos:

Deben ser trifásicos del tipo subestación, enfriamiento tipo AA, para servicio intemperie, con capacidad suficiente para alimentar la totalidad de los servicios propios de la subestación donde vayan a ser instalados, incluyendo las cargas previstas a futuro.

La frecuencia nominal en México deberá ser 60 Hz.

Las boquillas de alta y baja tensión deberán estar montadas en los costados en gargantas con tapa removible y con preparación para acceso de cables por medio de tubería conduit.

Deben estar diseñados para trabajar a la altura sobre el nivel del mar a que se encuentre la subestación donde vaya a ser instalado.

El nivel básico de aislamiento a que esté diseñado el transformador y los valores de prueba a que sea sometido no debe ser menor a los valores indicados en la Norma.

Para transformadores trifásicos en conexión delta/estrella, el desplazamiento angular entre el primario y el secundario deberá ser de 30°.

La designación de terminales y la rotación de fases deberá ser A, B, C, correspondiente a las terminales H1, H2 y H3; y X1, X2 y X3 en el sentido contrario a las manecillas del reloj.

Plantas de emergencia

El diagrama unifilar para un sistema en el cual un grupo de emergencia actúa como fuente de energía alterna a un sistema de alimentación externo a la carga por parte de una compañía suministradora. Cuando la fuente de alimentación principal (compañía suministradora) sale de los límites de voltaje y/o frecuencia, se arranca la planta de

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

emergencia y, tan pronto como el generador alcanza su voltaje y frecuencia nominal, actúa el switch de transferencia para transferir la carga (o parte de ella) al generador, cuando la fuente de alimentación normal regresa con su voltaje y frecuencia nominales, actúa el switch de transferencia en forma manual o automática para retomar la carga a la compañía suministradora.

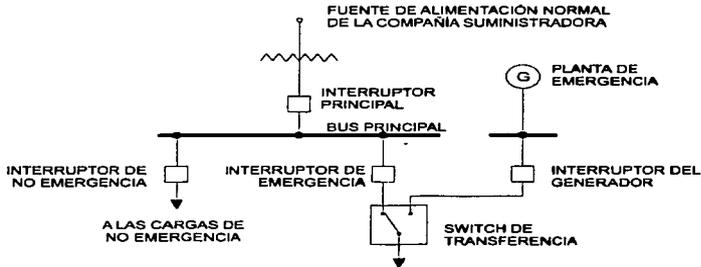


Figura 3.12.9.1 Diagrama Unifilar de Servicios propios con planta de emergencia

El tiempo para que un motor arranque, hasta que la carga sea transferida al generador, es alrededor de 10 seg., durante este tiempo de arranque, las cargas de emergencia están sin potencia.

Las cargas pueden ser reaplicadas al generador en forma secuencial para prevenir el arranque o corrientes de inserción causadas por caídas de voltaje externas rápidas.

a. Método general para la determinación de las características

Parte de la información que se debe proporcionar para la selección de las características de las plantas de emergencia, es la relacionada con los datos de placa del generador, que es básica cuando se diseña, instala y mantiene, ya sea para aplicaciones comerciales o industriales los datos básicos a proporcionar son:

- Nombre del fabricante.
- La frecuencia de operación.
- Número de fases.
- El factor de potencia.
- La capacidad en kVA ó kW con los correspondientes volts y amperes.
- La velocidad nominal en revoluciones por minuto (RPM).
- El tipo de aislamiento y la temperatura ambiente.

La capacidad del generador y el primo-motor se determina de acuerdo a los siguientes ejemplos:

Un grupo motor-generador empleado como planta de emergencia, se usa para suministrar una carga máxima de 1000 kVA con un margen del 10%, en la carga se incluye un motor de 600 HP, 0.85 de factor de potencia y eficiencia de 0.90 a plena carga.

El motor diesel con el generador no pueden arrancar al motor de inducción más del 50% de la capacidad del grupo sin causar una depresión de voltaje excesiva.

Calcular el tamaño de la planta de emergencia a seleccionar de capacidades de 1000, 1250 y 1500 kVA.

El tamaño de la planta de emergencia, basado en la carga máxima, es:

$$\text{Capacidad} = 1000 \text{ KVA} \times 1.1 = 1100 \text{ kVA}$$

El tamaño de la planta de emergencia basado en el arranque del motor de inducción de 600 HP.

$$\text{Capacidad} = \frac{HP \times KW / HP}{\cos \varphi \times \text{eficiencia}}$$

$$\text{Capacidad} = \frac{600 \text{ HP} \times 0.746 \text{ KW} / \text{HP}}{0.85 \times 0.90} = 1170 \text{ KVA}$$

La capacidad mínima para satisfacer el requerimiento de arranque del motor es: 1250 kVA.

Determinar la capacidad del generador de una planta de emergencia para alimentar las cargas que se indican a continuación.

Las cargas por alimentar son las siguientes:

- > Motor trifásico de 100 HP, 3 fases, 480 V
- > Motor trifásico de 75 HP, 3 fases, 480 V
- > Motor trifásico de 60 HP, 3 fases, 480 V
- > Carga de alumbrado = 62 A
- > Carga de contactos = 25 A
- > Otras cargas = 122 A

Primero se calculan las corrientes a plena carga para las cargas:

- > Motor de 100 HP, 3 fases a 480 volts = 124 A
- > Motor de 75 HP, 3 fases a 480 volts = 96 A
- > Motor de 60 HP, 3 fases a 480 volts = 77 A
- > Alumbrado = 62 A
- > Cargas en contactos = 25 A
- > Otras cargas = 122 A

Cálculo de las cargas en operación:

Carga de motor	=	124 A	
=	96 A		
=	77 A		
Carga de alumbrado	=	62 A	
Carga de contacto	=		25 A
Otras cargas	=	122 A	
Carga de operación	=	506 A	

Cálculo del arranque (aplicando un factor del 125%)

- > **Carga de motores:**
- 124 x 125% = 155 A
- 96 x 125% = 120 A
- 77 x 125% = 96.25 A

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

> **Carga de alumbrado:**

$$62 \times 100\% = 62 \text{ A}$$

> **Carga de contactos:**

$$25 \times 100\% = 25 \text{ A}$$

> **Otras cargas:**

$$122 \times 100\% = 122 \text{ A}$$

Carga de arranque 80.25 A

> **Selección de los kW del generador:**

KW de operación

$$KW = (506 \text{ A} \times 480 \text{ V} \times \sqrt{3}) / 1000$$

$$KW = 421$$

KW de arranque

$$KW = (580.25 \times 480 \times \sqrt{3}) / 1000$$

$$KW = 482$$

El tamaño del generador debe tener una capacidad de arranque de 482 kw y una capacidad de operación de 421 kW.

b. Determinación de la capacidad.

La capacidad de la planta generadora se determina de acuerdo al procedimiento general a partir de la capacidad demandada de los equipos de servicios propios que requieren alimentación de emergencia.

Con el fin de prever la instalación de cargas futuras no consideradas en el diseño original de la subestación, es conveniente considerar un 10% adicional de carga.

Además, por recomendaciones de los fabricantes, normalmente se debe considerar otro 10% más de carga disponible, ya que no es conveniente trabajar el motor diesel al 100% de su capacidad, debido a que esto provoca una considerable reducción en la vida de éste, es decir:

$$\text{Capacidad de la planta} = \text{carga de emergencia} \times 1.2$$

De este forma se obtiene el valor mínimo de capacidad que debe tener el generador para abastecer las cargas de los equipos de servicios propios cuando se presenten condiciones de emergencia.

La capacidad nominal del generador se debe seleccionar a partir del valor comercial igual o inmediato superior disponible para servicio de emergencia.

c. Tensión nominal.

La tensión del generador deberá ser el mismo seleccionado para el secundario de los transformadores de servicios propios, es decir 220/127 V.

Es conveniente mencionar que la mayoría de las plantas generadoras diesel con capacidades nominales entre 100 y 500 kW existentes en el mercado Mexicano, están diseñadas para suministrar cualquiera de los dos voltajes indiferentemente.

d. Sobre el cálculo de cargas.

Las cargas de los equipos que se alimentarán desde el tablero de servicios propios para los equipos a continuación mencionados, así como sus capacidades (las cuales fueron proporcionados por fabricantes de equipos) se enlistan en las siguientes tablas:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tabla 3.12.9.2 Cargas y equipos no esenciales de servicios propios

Cargas no esenciales		
Equipo		Carga instalada kW
Aire acondicionado caseta de control.		6.000
Contactos 1 Fase caseta de control (17 contactos 180W/c/u).		3.060
Contactos 1 Fase exterior (120 contactos de 180 W c/u).		21.600
Contactos trifásicos exterior.		19.8
Alumbrado	Exterior	20.800
	Int. (caseta de control)	6.5
Calefactores de interruptores.		2.5
Calefactores de cuchillas.		3.0
Bomba de agua (1 HP).		0.746
Carga total instalada		84.006
Por factor de demanda x 0.6		
Carga total demandada		50.4036

Tabla 3.12.9.3 Cargas y equipos esenciales de servicios propios

Cargas esenciales		
Equipo		Carga instalada kW
Cambiador de derivaciones transformador	Control	0.500
	Calefacción	0.120
Cargador de baterías		17.340
Enfriamiento de autotransformadores		25.0
Alumbrado	Exterior	20.800
	Int. (caseta de control)	0.900
	Interior (tablero dúplex)	0.800
Contactos trifásicos exteriores		9.50
Contactos 1 Fase caseta de control		1.800

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Contactos 1 Fase ext. y caseta	15.00
Motores del cambiador de derivaciones	9.000
Extractor sala de baterías	0.373
Carga total instalada	100.933
Por factor de demanda x 0.9	
Carga total demandada	90.8397

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.1.2.10

METODOLOGÍA DE ALGUNOS CALCULOS

a. Cálculo de la capacidad del transformador de servicios propios

Suma de cargas de las tablas anteriores:

$$\begin{aligned} 50.4036 + 90.397 &= 140.8006 \text{ KW} &= & 140.8006 \text{ kW} \\ \text{Reserva por ampliación futura} + 20\% &= &= & \frac{28.16 \text{ kW}}{168.96072 \text{ kW}} \end{aligned}$$

Para los transformadores, la capacidad comercial inmediata superior es de 225 KVA, pero con el objeto de normalizar los equipos de servicios propios, se puede seleccionar un transformador de 300 KVA para la alimentación de los mismos en la subestación considerada en este ejemplo.

Para la alimentación del terciario de un banco, se puede utilizar un transformador de 150 KVA; ya que la carga total de servicios propios excede este valor, entonces se considera la posibilidad de utilizar un transformador de 300 KVA, si es que las características del terciario a que se conecte así lo permite; en caso de no ser así, se deberán alimentar únicamente las cargas esenciales cuando se utilice la alimentación a servicios propios del terciario del banco.

b. Cálculo de la capacidad de la planta generadora diesel.

La capacidad de la planta diesel se calculará en base a la carga demandada de los equipos de servicios propios de la subestación, la cual se determinó previamente, la cual es de 50.436 KW.

Considerando un 20% adicional para cargas futuras e imprevistas, se tiene que la capacidad mínima que se requiere para la planta generadora diesel es de:

$$P = 1.2 \times 50.436 = 60.5232 \text{ KW}$$

La capacidad comercial inmediata superior existente en el mercado es de 100 kW, sin embargo, al igual que para los transformadores de servicios propios, por razones de normalización se toma de 150 kW.

c. Cálculo del banco de baterías.

Para el cálculo de la batería del sistema de servicios propios de la subestación, el procedimiento consiste en considerar la falla más crítica que pueda ocurrir en la subestación, para este caso, la falla más crítica está en el bus de 115 kV.

Cuando ocurre esta falla, abren todos los interruptores de 115 kV, de los cuales se demanda la siguiente carga:

Para 13 interruptores de 115 kV y de acuerdo a las características del equipo se tiene:

$$\text{Bobinas de disparo:} \quad 13 \times 600 \text{ W} = 7800 \text{ Watts}$$

$$\text{La corriente:} \quad I = \frac{P}{V} = \frac{7800}{125} = 62.4 \text{ Amp.}$$

De acuerdo a las características del equipo, se considera un tiempo de duración de señal de 0.05 segundos.

Motores de los compresores de los interruptores.

$$I_{\text{arranque}} = 13 \times 27.5 = 357.5 \text{ Amp.}$$

Considerando el funcionamiento de los 13 motores al mismo tiempo, lo cual no es probable.

$$I_{\text{nomin al}} = 13 \times 9 = 117 \text{ Amp.}$$

El tiempo de arranque es de 0.2 y 30 seg. es el tiempo de operación de los accionamientos de acuerdo a información del fabricante.

La carga constante es la de protección y señalización, para este caso se considera como máximo 10 Amp.

Motores de las cuchillas desconectoras.

Para cada cuchilla desconectora de 115 kV y de acuerdo a las características del equipo, se tiene la siguiente carga:

$$I_{\text{motor bloqueado}} = 22 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{normal}} = 4.5 \text{ Amp.}$$

Para la bobina de control:

$$I = \frac{5.93}{127} = 0.047 \text{ Amp.}$$

Si se considera un período de emergencia de 8 horas, se tiene el siguiente ciclo de trabajo:

Tabla 3.12.9.4 Ciclo de trabajo

		Demanda	Tiempo
A.	Disparo de los interruptores de 115 kV.	64.4 Amp.	0.05 seg.
B.	Arranque de los compresores de interruptores de 115 kV.	357.5 Amp.	0.2 seg.
C.	Trabajo de los compresores de interruptores de 115 kV.	117.0 Amp.	30 seg.
D.	Protección y señalización.	10.0 Amp.	8.0 hrs.
E.	Operación de cuchillas e interruptores de 115 kV.	9.0 Amp.	33 min.

Al interrumpir la falla, entran en operación todas las líneas (suponiendo que se dispararon todos los interruptores de 115 kV), para el cual se cierran todos los interruptores y cuchillas de 115 kV durante un minuto para c/u, de los cuales se tiene la carga indicada en el punto E anterior durante 33 minutos.

El cálculo se hace considerando una batería EOP de EXIDE, y de acuerdo a las curvas del fabricante, se determina la capacidad en amperes por placa positiva para los respectivos tiempos.

$$A_1 = 72.4 \text{ Amp.}$$

$$\text{para } T_1 = 8 \text{ Hrs.}$$

$$R_1 = 5.0 \text{ A p.p.p.}$$

$$A_2 = 367.5 \text{ Amp.}$$

$$\text{para } T_2 = 8 \text{ Hrs.}$$

$$R_2 = 5.0 \text{ A p.p.p.}$$

$$A_3 = 127.0 \text{ Amp.}$$

$$\text{para } T_3 = 8 \text{ Hrs.}$$

$$R_3 = 5.0 \text{ A p.p.p.}$$

$$A_4 = 10.0 \text{ Amp.}$$

$$\text{para } T_4 = 8 \text{ Hrs.}$$

$$R_4 = 5.1 \text{ A p.p.p.}$$

$$A_5 = 19.0 \text{ Amp.}$$

$$\text{para } T_5 = 33 \text{ min.}$$

$$R_5 = 27 \text{ A p.p.p.}$$

Aplicando la fórmula y realizando operaciones tenemos:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$P = \frac{A_1}{R_1} + \frac{A_2 - A_1}{R_2} + \frac{A_3 - A_2}{R_3} + \dots + \frac{A_n - A_{n-1}}{R_n}$$

$$P = \frac{72.4}{5.0} + \frac{367.5 - 72.4}{5.0} + \frac{127 - 367.5}{5.0} + \frac{10 - 127}{5.1} + \frac{19 - 10}{27}$$

$$P = 2.792 \text{ p.p.}$$

Con este valor, se aproxima a tres p.p. y por medio de la información del fabricante se determina la capacidad de la batería, la cual es EOP 15 de la siguiente capacidad: 280 A.H. en 8 hrs.

Cálculo del cargador de baterías.

En base al tipo de banco de baterías seleccionado, se tiene que el cargador de baterías que se requiere tiene las siguientes características:

A.H. del banco de baterías = 280

Tiempo de recarga = 12 hrs.

L = 10 amps. de demanda continua

Altura sobre el nivel del mar = 2000 m.

Temperatura ambiente = 35 °C

Aplicando la corrección por temperatura y por altitud se tiene que:

$$A = \left[\frac{280 \times 1.1}{12} + 10 \right] \times \frac{1}{1} \times \frac{1}{0.82}$$

$$A = 43.50 \text{ Amps.}$$

Con este valor y de acuerdo con los catálogos de fabricantes, el cargador de baterías adecuado para el sistema de servicios propios de la subestación, tiene las siguientes características:

- Tensión nominal de entrada = 220 V.C.A.
- Corriente nominal de entrada = 26.8 A.C.A.
- Tensión nominal de salida = 125 V.C.D.
- Corriente nominal de salida = 50 A.C.D.

Seleccionar un módulo sencillo para una UPS para alimentar las siguientes cargas en un cuarto de computadora. Se debe prevenir un 50% de las cargas actuales para considerar el crecimiento adicional.

A 220 V conexión estrella trifásica/120 V.

CPU 2 unidades, 22 A c/u.

CPU 1 unidad, 17 A.

DRIVE DISCO 4 unidades, 9.5 A c/u.

A 120 V monofásica.

Impresoras 4 unidades, 11 A c/u.

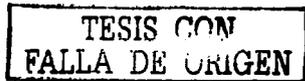
Impresoras 2 unidades, 3 A c/u.

Graficador (plotter). 6 unidades, 4 A c/u.

Terminales 12 unidades, 4 A c/u.

La potencia total requerida se calcula como sigue:

A 220 V, $\gamma/120$ V (tres fases).



CPU	$1.73 \times 220 \times 22 \times 2 =$	16.76 kVA
CPU	$1.73 \times 220 \times 17 =$	6.47 kVA
Drive de disco	$1.73 \times 220 \times 9.5 \times 4 =$	14.46 kVA
	Carga total trifásica	= 37.69 kVA

A 120 V. monofásica.

Impresora	$120 \times 11 \times 4 =$	5.3 kVA
Impresora	$120 \times 3 \times 2 =$	0.7 kVA
Plotter	$120 \times 12 \times 6 =$	8.6 kVA
Terminales	$120 \times 4 \times 12 =$	5.8 kVA
	Carga total monofásica	= 20.4 kVA

Suponiendo que la carga monofásica está balanceada entre las tres fases de la UPS, los requerimientos totales son:

Carga total trifásico 37.69 kVA

Carga total monofásica 20.40 kVA

Crecimiento de la carga $50\% = 0.5 (37.69+20.40) = 29.045$

Total = 87.135 kVA

Se puede seleccionar una UPS de 100 KVA, 220y/120 V, salida a 60 Hz.

Seleccionar la batería para el módulo de la UPS del ejemplo anterior, suponiendo que la carga opera a factor de potencia 0.8 atrasado, la carga se debe suministrar en 5 minutos, la eficiencia del inversor es 0.95, el voltaje en la batería es 300 V y el voltaje en la celda al final de la descarga es 1.75 V/celda.

La potencia que debe ser entregada a la batería es:

$$\text{Potencia de la batería} = 87.135 \times 0.8 \times 1 / 0.95 = 73.377 \text{ kW}$$

Los requerimientos en ampere-hora para un índice de descarga de 5 minutos son:

$$\text{Ampere-hora} = 73.377 \text{ kW} \times 1000 \times 5 \text{ min} / 60 \times 1 / 300 = 20.38 \text{ Ah}$$

El número de celdas:

$$\text{No. celdas} = \frac{300 \text{ V}}{1.75 \text{ V}} = 171.4 \text{ (172 celdas)}$$

La corriente en la batería al final de la descarga es:

$$\text{Corriente en la batería} = 73.377 \times 1000 \times 1 / 300 \text{ V} = 244.59 \text{ A}$$

Cada módulo de una UPS redundante de dos módulos está dimensionado para una corriente de línea máxima de 120%, de los cuales 100% están disponibles para alimentar la carga y 20% están disponibles para cargar las baterías. Comparar la corriente de línea a la entrada para cargas, desde el 100% (la capacidad de un módulo) bajando hasta 25% para (1) usando toda la capacidad en exceso del módulo para cargar las baterías y (2) limitando la carga de las baterías al 20% de la capacidad de cada módulo. ¿Qué método resulta mejor?

Las dos opciones que se deben considerar se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 3.12.9.5

Carga de salida	Uso total del módulo		Corriente limitada en la batería	
	Corriente en la batería %	Corriente de línea %	Corriente en la batería %	Corriente de línea %

100	140	240	40	140
75	165	240	40	115
50	190	240	40	90
25	215	240	40	65

La opción de la corriente limitada en la batería es preferible por las siguientes razones:

Bajo la opción del uso total del módulo, la batería se recargará rápidamente al 140% de corriente, pero también alcanza su voltaje de flotación rápidamente y la corriente en la batería se tiende a reducir.

El tiempo global de recarga no se reducirá mucho.

Bajo la opción de corriente limitada en la batería, la corriente de línea reducida puede producir una demanda de carga menor.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.13 EDIFICIOS Y CASETAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Son estructuras que tienen como finalidad proteger de agentes ambientales a los equipos electromecánicos, como serían los tableros de control protección y medición así como también los diferentes equipos de comunicación, tableros de servicios propios cargadores y bancos de baterías que requiere una subestación eléctrica, así como garantizar la estabilidad e integridad estructural ante sollicitaciones mecánicas.



Figura 3.13.1 Equipos dentro de caseta de control, sistema de canalización de cables, instalaciones eléctricas, etc.

3.13.1 CLASIFICACIÓN

Los edificios y casetas para subestaciones se clasifican en los tipos que se dan a continuación

Por su uso pueden ser:

- Para Hexafluoruro de Azufre (SF_6)
- De control
- Para tableros

Por el material empleado en la construcción

- Concreto,
- Metálico,
- Mixto.

Por el proceso de operación:

- Generación
- Transmisión
- Distribución

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.13.2 CARACTERÍSTICAS

Las principales sollicitaciones que se deben considerar en el diseño de los edificios y casetas son:

- Masa de la estructura.
- Masa de los equipos electromecánicos.
- Acción de sismo sobre la estructura y equipos.
- Acción del viento sobre la estructura.
- Carga viva.

- 3.13.3 DIMENSIONES Y REQUISITOS GENERALES DE EDIFICIOS Y CASETAS
La forma y configuración de las estructuras pueden ser de acuerdo al siguiente esquema

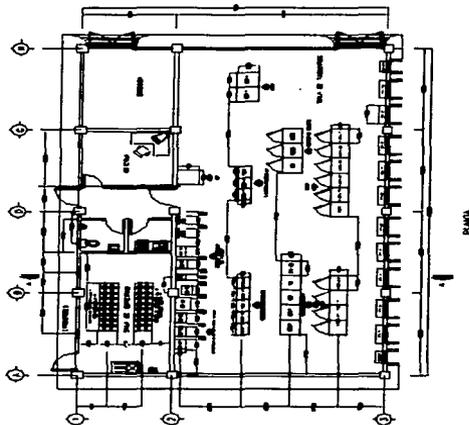


Figura 3.13.3.1 Arreglo caseta de control (planta)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

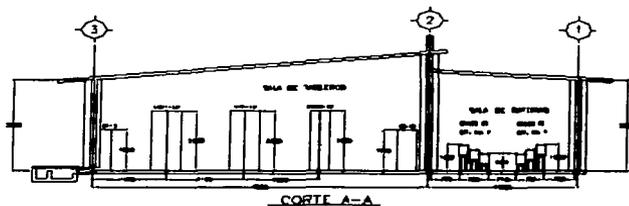


Figura 3.13.3.2 Arreglo caseta de control (corte)

Esta configuración de arreglo y dimensiones es la más utilizada en CFE, pero no quiere decir que sea una regla, de hecho las dimensiones de los edificios y casetas eléctricas están condicionados al espacio destinado a estos mismos, por lo que en la realidad existen un sin fin de arreglos y dimensiones de Edificios y casetas eléctricas.

Características para el diseño (Desde el punto de vista Civil)

Aunque no se pretende dar en este trabajo, una especificación de diseño de Edificios y casetas eléctricas, a continuación se enlistará algunos puntos relevantes, que se deben tomar en cuenta en el diseño civil de estos edificios:

a. Presiones debidas al viento

A las velocidades regionales, corresponden las presiones debidas al viento

b. Fuerzas debidas al sismo

Con las fuerzas que se calculan conforme al grado de sismicidad de la región donde se localizará el Edificio o caseta eléctricos.

c. Identificación de condiciones de carga

Las condiciones de carga empleadas por el contratista para el análisis de los edificios y casetas se identifican con las siguientes letras:

D Carga muerta debida a la masa de cables, charolas, accesorios y equipos; así como todos los elementos que componen la edificación.

E Carga debida al sismo.

L Carga viva. Para techos con pendiente menor o igual a 5% se considera 0,98 kPa, en pendientes mayores de 5%, debe considerarse 0,39 kPa.

w Carga debida al viento.

d. Combinaciones y factores de carga

Combinación es la superposición de condiciones de carga que tiene alta probabilidad de ocurrir simultáneamente.

Las combinaciones y factores de carga correspondientes para el diseño de las estructuras de acero así como las de concreto se calculan conforme a normas expofreas, como por ejemplo el Manual AISC o el Manual ACI (Normas para diseño Civil)

e. Análisis estructural

Debe realizarse mediante un programa de computadora considerando todos los elementos de la estructura en tres dimensiones.

f. Cálculo de la resistencia mecánica de los elementos estructurales

El diseño estructural debe hacerse por el método de resistencia última.

Para el diseño de todos los elementos estructurales metálicos que conforman los edificios y casetas para subestaciones, se aplican los lineamientos de las normas de diseño específicas para tal fin. (Manual AISC o ACI)

g. Escalera

Los edificios y casetas que lo requieran conforme al proyecto arquitectónico, deben proveerse de escalera metálica con peldaños de rejilla y en los descansos este tipo de rejilla debe ser desmontable para efectuar maniobras de equipo.

h. Cimentaciones

Las cimentaciones comunes para el tipo de estructuras, son del tipo superficial que pueden ser zapatas aisladas, corridas y/o losa de cimentación de concreto reforzado. Las cimentaciones especiales pueden ser parcial o totalmente compensadas, profundas a base de pilas o pilotes o una combinación y se diseñan cuando el estudio de mecánica de suelos así lo recomiende.

i. Cimentaciones superficiales

El Ingeniero civil debe diseñar cimentaciones para todos los tipos de estructuras de acuerdo a las siguientes necesidades:

- Cimentaciones para suelos con capacidad de carga neta admisible de 49, 98 y 196 kPa. Esta capacidad de carga se aumenta en un 30% para las condiciones de carga accidental por viento0 sismo.
- Asentamientos. Las cimentaciones diseñadas deben ajustarse a los asentamientos, diferenciales tolerables en las estructuras.

j. Revisión de estabilidad

Se deben emplear para la revisión de estabilidad, cargas factorizadas para la condición de trabajo más desfavorable.

k. Diseño estructural

Se hace por el método de resistencia última.

l. Losa

Las losas de entrepiso y techo deben ser de concreto reforzado

m. Acabados

Todos los materiales utilizados deben ser no combustibles.

n. Acabados de Casetas de Concreto y Mixtas

Los acabados que llevan los edificios y casetas para subestaciones dependen del lugar donde se construyan y de la disponibilidad de materiales de la zona.

3.13.4

INSTALACIONES

a. Hidráulica y Sanitaria

Las instalaciones hidráulica y sanitaria, deben satisfacer las necesidades de cada edificio y caseta.

b. Eléctrica

La instalación eléctrica de cada edificio y caseta debe cumplir con las especificaciones donde se indica la de equipos electromecánicos mostrándose en su dibujo correspondiente.

Para el sistema de tierras, colocar una malla en toda el área de la caseta o edificio, a base de cable de cobre desnudo, de 107,2 mm² de sección transversal (calibre 4/0 WAG). Se deben aterrizar a dicha malla los equipos electromecánicos y la estructura que proporcione una resistencia a tierra menor de 5 Ω

c. Canalizaciones Eléctricas

Para la instalación de cables dentro de la caseta de control de la subestación, deben ser usadas charolas de aluminio y conduits, las charolas se deben fijar a la techumbre de la caseta, que facilita la instalación y mantenimiento de los cables.

Se deben utilizar trincheras hasta la llegada a la caseta para la protección mecánica y eléctrica de los cables, cumpliendo con los requisitos de drenado y soportería. Los problemas inherentes que presentan las trincheras como son: acumulación de tierra, basura y animales deberán evitarse al máximo mediante su mantenimiento.

3.13.5

AIRE ACONDICIONADO

El edificio y caseta que por condiciones de temperatura requieran protección en sus equipos electromecánicos, deben contar con instalaciones de aire acondicionado. Se debe tener aire acondicionado en las siguientes áreas de la caseta o edificio:

- a. sala de tableros de control,**
- b. área de servicios propios.**

3.13.6 VENTILACIÓN

Se debe tener ventilación por extracción en:

- a. Sala de baterías,
- b. Área de Servicios.

La capacidad de extracción en estas áreas debe ser como mínimo de 15 cambios de volumen por hora.

En la sala de baterías se debe contar con 3 aparatos que extraigan el 50% del volumen total cada uno, quedando uno de reserva. Deben contar con motores a prueba de explosión, acoplados directamente y montados en los muros de sotavento, disponiéndose, en los muros opuestos, de rejillas de ventilación, para la reposición de aire, a una altura de 1 m sobre el nivel del piso como mínimo.

Se debe tener ventilación por extracción y circulación de aire forzado en:

sala de tableros

La capacidad de extracción y ventilación de ésta área debe ser diseñada de acuerdo al espacio a ventilar y a los cambios de aire necesarios por hora.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.14 HERRAJES, CONECTORES AISLADORES Y CONDUCTORES

Son todos aquellos elementos que nos sirven para unir elementos conductores, fijarlos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos de los diferentes tipos que existen en instalaciones de barras conductoras.



Figura 3.14.1 Barras tubulares en el primer nivel de barras y barras flexibles en el segundo nivel de barras

Los accesorios más usados en la instalación de barras son:

a. Conectores.

Sirven para conectar los diferentes tramos de tubos que forman una barra, entre el juego de barras y las derivaciones a los aparatos. Los conectores pueden ser de diversos tipos (rectos, "T", codos, etc.) y además pueden ser soldados, atornillados o de compresión.

Cuando se usan conexiones soldadas se tienen las siguientes ventajas:

- Son más económicas que las atornilladas a medida que crecen las subestaciones en tamaño.
- Las soldaduras son más confiables
- No hay que perder tiempo por tramites de compras
- La resistencia eléctrica del conector debe ser igual o menor que una longitud equivalente de los conductores que conecta.

b. Juntas de expansión.

Son las formadas por conductores flexibles que sirven para absorber las expansiones térmicas de las barras. Se deben instalar a la llegada de las barras al equipo pesado, para evitar esfuerzos en las boquillas de entrada a dicho equipo. El tipo de junta que se escoja dependerá del equipo y de la disposición de la instalación adoptada.

c. HERRAJES.

Sirven para la fijación o soporte de las barras sobre los aisladores. Los herrajes usados en barras colectoras de tubo o solera son de los siguientes tipos:

- Soportes de anclaje (clemas fijas)
- Soportes deslizantes sobre los que resbala el conductor la dilatare.

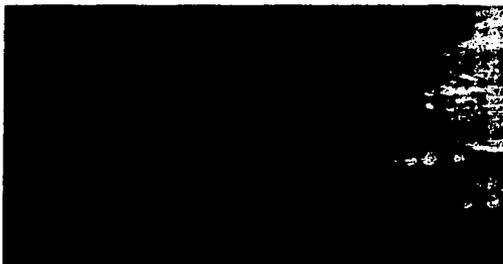


Figura 3.14.c.1 Herrajes para acometidas de líneas de transmisión

d. Conductores

Los requisitos que debe reunir un buen conductor eléctrico son, en general, los siguientes:

- Buena resistencia mecánica para soportar los esfuerzos causados por cortos circuitos, viento y expansión térmica, sin producir deformación visible.
- Alta conductividad eléctrica que disminuya las pérdidas de conducción
- Baja elevación de temperatura, aún con sobrecarga; es decir, la elevación de temperatura del conector será menor que la elevación de temperaturas de los conductores que conecta.

Baja resistencia de contacto, lo que se logra aumentando el número de puntos de contacto; lo cual se obtiene al aumentar la presión de contacto sobre materiales relativamente maleables.

Para conectores de presión atornillados, además de los requisitos anteriores, se necesita que:

- Los pernos estén lo más próximos posible a los conductores.
- Los pernos estén en pares opuestos para obtener un apriete máximo
- El diámetro y número de pernos necesarios sean diseñado para producir el apriete deseado.



Figura 3.14.d.1 Bus tubular y cable tipo ACSR para conexión del bus terciario de banco de autotransformadores

e. Materiales

Las características de un buen material para conectores deben ser las siguientes:

- > Alta conductividad
- > Superficie maleable
- > Ductilidad, que permita un contacto envolvente alrededor del conductor

Los materiales más utilizados son el cobre y el aluminio en diferentes aleaciones cuyas características principales son las siguientes:

- > Aleaciones con alto contenido de cobre. Se usan para muy altas corrientes y pueden llevar hasta el doble de la corriente normal del conductor que une.
- > Aleación de alta resistencia mecánica pero de baja conductividad eléctrica. Se utilizan para sujetar el conductor al aislador.

Ambas aleaciones tienen coeficientes de expansión térmica casi iguales al del cobre puro, lo cual permite que los conectores no se aflojen al variar los ciclos de temperatura, de acuerdo con la variación de carga en las barras.

En los pernos de unión se usa bronce al silicio que tiene igual coeficiente de expansión térmica que el cobre, teniendo como características principales alta resistencia mecánica y alta resistencia a la corrosión.

Los cambios de temperatura en las conexiones, debidos a la temperatura ambiente o a la corriente eléctrica, ocasionan movimientos relativos muy pequeños del metal de las zonas de alta presión a las zonas de baja presión, haciendo que el conductor se afloje. Este fenómeno se llama cedencia del material y aumenta cuando los metales sean diferentes. Al aflojarse el conector, se reduce la presión de contacto, que hace aumentar la temperatura y con el tiempo se producen esfuerzos tales que hacen fallar al conector. Esto es más frecuente cuando el cable es de aluminio.

Tipos de conectores soldados.

Dichos conectores se fabrican con elementos soldados de aluminio a partir de tubería y placa de diferentes diámetros y espesores. Parte de ellos se produce en el taller y parte en la obra. Los tubos de aluminio tienen la pared de grueso normal y sólo el de 102 mm (4 pulgadas) es de cédula 80.

Este tipo de herrajes puede usarse para reportar tensiones y corrientes inferiores a 115 kV y 1000 Amperes.

Los herrajes que soportan tensiones de 230 kV o mayores tienen una apariencia semejante a los soldados, excepto que las aristas están redondeadas y los tornillos están cubiertos con una especie de concha, una de cada lado de la zapata. El objetivo de dichas conchas es cubrir las aristas de éstos para evitar la concentración de campo eléctrico y, por ende, la aparición del efecto corona. Estos conectores se adquieren con un proveedor especializado.

Tabla 3.14.1. Tipos de conectores

TIPO	USO
CONECTOR "I"	Derivación en I de un tubo a otro tubo, o de un tubo a cable, o de cable a cable
CONECTOR "T"	Derivación en T de un tubo a dos tubos formando un ángulo, de un tubo a dos cables, de un cable a otros dos o de tubo a solera
COPLES	Unión recta de tubos, extremo con extremo, de tubo con cable, o de dos cables de tubo con solera o de dos soleras

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

REDUCCION		Unión recta de tubos, extremo con extremo, que absorbe cualquier movimiento longitudinal de los tubos o de las soleras.
CONECTOR "T" EN EXPANSION		Derivación en T de un tubo a otro tubo que absorbe cualquier desplazamiento de los tubos en el sentido longitudinal y angular.
CONECTORES A BIRLO DE EXPANSION		Unión recta o en ángulo de tubo o de solera a birlo roscado, que absorbe cualquier movimiento de tubo o del birlo.
TERMINAL EXPANSION	DE	Unión de tubo a placa que absorbe cualquier movimiento longitudinal del tubo.
CLEMAS		Soportan los tubos y van montados sobre los aisladores, pueden ser fijas o deslizantes. También se usan para fijar cables o soleras, ya sean estas últimas horizontales o verticales.
CONECTORES A BIRLO RIGIDO		Unión recta e en ángulo de tubo o soleras a birlo roscado.

Aisladores para las barras colectoras

Son los elementos que fijan las barras conductoras a la estructura y proporcionan además el nivel aislamiento necesario.

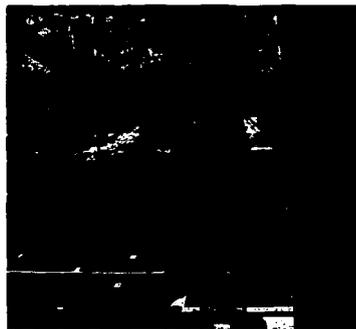


Figura 3.14.2 Aislador soporte suspendido a trabe metálica para soportar bus tubular

Tipos de aisladores.

La selección adecuada de determinado tipo de aislador depende de varios factores, como son: el tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento que se determine para el juego de barras, los esfuerzos a que este sujeto, condiciones ambientales, etc.

Se usan tres tipos de aisladores: los aisladores rígidos, las cadenas de aisladores y los aisladores de tipo especial

a. Aisladores rígidos

Este tipo de aisladores se usa para soportar barras rígidas, como son los tubos y las soleras. Existen dos tipos de aisladores rígidos: los aisladores tipo alfiler y los aisladores tipo columna.

b. Aisladores tipo alfiler.

Cada elemento de este tipo de aislador está formado por una serie de aisladores concéntricos formando un conjunto que refuerza la distancia de flameo.

Su principal ventaja es que evita, que entre sus pliegues, penetre la contaminación.

Su desventaja es lo difícil de su limpieza.

Este tipo de aislador se usa solo, o en columna, sobreponiendo uno sobre otro hasta alcanzar el nivel de aislamientos deseado.

c. Aisladores tipo columna

Este tipo de aislador esta formado por una sola pieza de mayor longitud que el tipo anterior. Actúa como una columna mecánica..

Sus principales ventajas son:

- Alta resistencia mecánica
- Lata rigidez
- Mayor estabilidad
- Ofrecer una superficie mayor a la atmósfera contaminante
- Aunque se contamina mas, es más fácil de limpiar ya sea por lluvia o por algún medio artificial.
- También se usan solos o ensambladas uno sobre otro.

Cadenas de aisladores

Se usan para soportar barras de cable. La selección del aislador adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos a que se van a sujetar.



Figura 3.14.3 Cadenas de aisladores para 115kV con grapa de tensión a compresión y tipo pistola

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Figura 3.14.4 Cadena de tensión para 400kV, dos conductores por fase y conexión redundante.

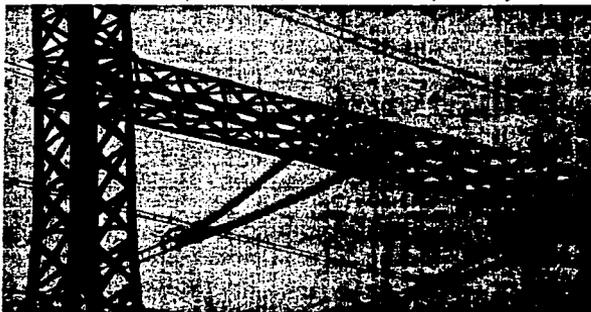


Figura 3.14.5 Cadena de tensión en V para sistema de 400kV, 2 conductores por fase

Se enlazan un aislador con otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado.

a. Aislador especiales

Son todos los aisladores que tienen un diseño especial debido a las condiciones donde se van a instalar.

Algunos de ellos son del tipo de aislamiento reforzado que se usan en los casos en que las subestaciones están ubicadas en zonas con alto nivel de contaminación (polvo, humos químicos, humedad, etc.)

b. Materiales

Los materiales aislantes más usados son la porcelana y el vidrio templado.

Las principales características de los materiales aislantes usados son:

- Alta resistencias eléctricas.
- Alta resistencia mecánica
- Estructura muy densa
- Cero absorción de humedad.
- Las carcachas y alfileres de los aisladores están hechos de fundición de hierro maleable.
- La ventaja de hierro maleable es que elimina la oxidación y, por lo tanto, no es necesaria su galvanización.
- La unión de los materiales aislantes y los metales se hace por medio de tratamientos especiales que aumentan la adherencia entre las superficies.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO 4

4 CONCLUSIONES. CONSIDERACIONES DE DISEÑO.

A lo largo del capítulo anterior se ha mostrado un procedimiento para el diseño electromecánico de una S.E. de alta tensión.

Sin embargo las consideraciones que se hagan antes y durante el desarrollo del diseño de una sub estación eléctrica son las que ayudan a limitar las interferencias y los errores cometidos por falta de una visión completa y en tercera dimensión de la instalación final. Así como los múltiples problemas que pueden presentarse en obra debido a las consideraciones teóricas y las ejecuciones prácticas.

El éxito de un proyecto reside en la experiencia de la gente que está a cargo de las diferentes áreas que se ven involucradas directamente:

- Ofertas
- Ingeniería
- Compras
- Coordinación de proyectos
- Construcción.

En las diferentes empresas existen diferentes organigramas y asignación de responsabilidades pero de forma global podemos separar la ejecución de un proyecto en las cinco áreas arriba mencionadas.

A continuación se explicará de forma resumida como interviene cada una de estas áreas en el buen funcionamiento de un proyecto y que consideraciones de cada una de ellas son las que los diseñadores tanto electromecánicos como civiles deben de tomar en cuenta para realizar una ingeniería ejecutable en obra.

4.1 CONSIDERACIONES DE LAS DIFERENTES ÁREAS QUE INTERVIENEN EN UN PROYECTO.

Tal como se indicó anteriormente se puede dividir en cinco las áreas que intervienen en un proyecto de diseño, construcción y puesta en servicio de una S.E.

- El área de ofertas.** Es un área muy importante en todas las empresas ya que es la base de partida para el desarrollo de nuevos proyectos. Esta área está encargada de preparar los anteproyectos, volúmetrías de trabajos civiles y electromecánicos, y de presentar las ofertas para asignar nuevos proyectos a su organización. Es muy importante el contacto directo de esta área con el área encargada del desarrollo de la ingeniería ya que la retroalimentación mutua ayuda a tener pleno conocimiento de las eventuales diferencias entre lo que se ha ofertado en proyectos anteriores y los volúmenes determinados con la ingeniería (que no siempre son los volúmenes reales tal como se explicará más adelante).
- El área de ingeniería:** Es una de las áreas ejecutoras muy importantes en una organización ya que la optimización de los diseños, sin perder de vista los estándares de seguridad y confiabilidad que las sub-estaciones deben tener, es uno de tantos objetivos más preciados por alcanzar. Por otra parte tal como se indicaba anteriormente la constante comunicación con las otras áreas involucradas aminora los problemas de carácter práctico. El grupo de ingeniería tiene como tareas generales la realización de los cálculos, planos, diagramas, listas de materiales, detalles constructivos, revisión y análisis de la información de los fabricantes, en fin trabajos que en cierto momento pueden considerarse como teóricos. Sin embargo un buen grupo de ingeniería es aquel que sabe combinar la teoría y la práctica. ¿Cómo puede lograrse esto? Los ingenieros de diseño realizan toda la documentación necesaria para poder ejecutar los trabajos en obra, sin embargo siempre existen detalles e

información que estos dan por obvio (al final del camino al ser ellos quienes realizan el trabajo les resulta evidente y saben perfectamente lo que significa cada uno de sus dibujos) lo que para otros no es tan evidente de deducir. Por lo que la comunicación y el contacto directo con las actividades de construcción pueden dar una visión más amplia de los requerimientos de información que se tienen en campo. Un ingeniero de diseño con experiencia en los trabajos de campo puede prever desde la etapa de la preparación del proyecto limitaciones como son las características de los materiales a utilizar, la fácil adquisición de cierto tipo de materiales (comúnmente llamados materiales comerciales) para reemplazar materiales teóricos propuestos por el diseñador. Interferencias entre diferentes sistemas las cuales son generalmente solucionadas en sitio y en muchas ocasiones los diseñadores desconocen. En fin, son muchos y muy diferentes los problemas a los que se puede uno enfrentar en cada una de las obras.

- c. **El área de compras.** Tarea fundamental es la adquisición de todos los materiales, servicios, equipos, etc. Necesarios para la ejecución de la obra. Gran parte de la responsabilidad de esta área es la correcta coordinación con tanto con el grupo de ingeniería, el grupo de construcción y el coordinador del proyecto para que los materiales cumplan con los requisitos técnicos necesarios, sean comercialmente hablando estándares en el mercado y en lo posible evitar la fabricación especial, los precios sean competitivos, por citar algunos ejemplos.
- d. **La coordinación del proyecto:** Es aquella área encargada de la gestión del proyecto de forma global. Y es el principal vínculo con el cliente. Esta área es responsable de establecer el correcto flujo de información entre las diferentes áreas que participan en el proceso de construcción de una S.E.
- e. **El área de construcción.** Es el grupo encargado de llevar a cabo de forma práctica lo que el grupo de ingeniería ha plasmado en planos, diagramas, esquemas, etc. Este grupo requiere que la información que el grupo de ingeniería plasma en los documentos constructivos esté lo más completa posible, así como contar con los materiales, equipos, maquinaria necesaria a tiempo para poder ejecutar los trabajos ya que por lo general las subestaciones de alta tensión se construyen lejos de los centros urbanos.

4.2 EJEMPLO PRÁCTICOS DE LAS CONSECUENCIAS DE LAS CONSIDERACIONES NO REALIZADAS.

A continuación se ilustra con un hecho real los problemas que se pueden tener en la construcción de una S.E. de alta tensión cuando no se toman en cuenta todas las consideraciones necesarias.

La imagen siguiente muestra la disposición de equipos de una S.E. de 115KV

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

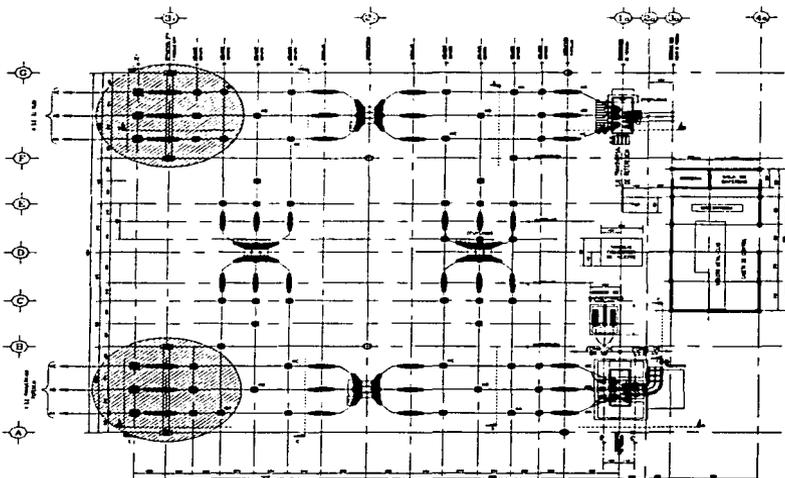


Figura 4.2.1 Arreglo en planta de S.E. en anillo 115kV

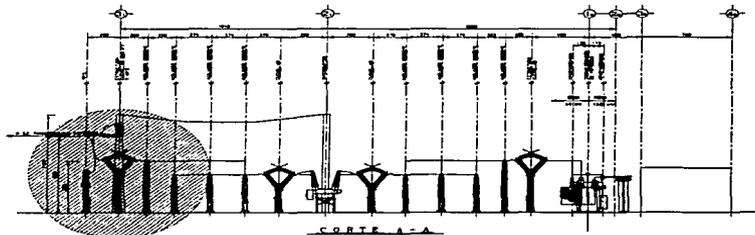


Figura 4.2.2 Arreglo en corte de S.E. en anillo 115kV

Antecedentes:

1. El diseño se realizó de acuerdo a los requerimientos del cliente (se trata de un diseño estandarizado para la CFE, en 115, S.E. de bajo perfil, configuración en anillo).
2. Tomando en cuenta los dibujos tal como se muestran no existe problema alguno, con la disposición de los equipos y de las estructuras.
3. El diseño fue revisado por el grupo de ingeniería, por el cliente e incluso por la gente de construcción.
4. En el dibujo se puede ver la representación de los equipos de acuerdo a las características que los fabricantes indican en sus planos (se trata de dibujos a escala)
5. Los equipos con acciones mecánicas como las cuchillas están representadas en estado cerrado.

Consideraciones no realizadas y consecuencias respectivas:

1. El diseño de las bases de los equipos fue realizado con información preliminar de los proveedores (no con los planos finales). La consecuencia puede observarse en el corte A-A, la distancia entre la trabe en el eje 31 y la parte superior de la cuchilla en V esta justo dentro de los límites tolerables.
2. Como se indicó en el inciso 5 no se ilustró la posición de las cuchillas en V al estar abiertas. La consecuencia puede verse en la siguiente figura.

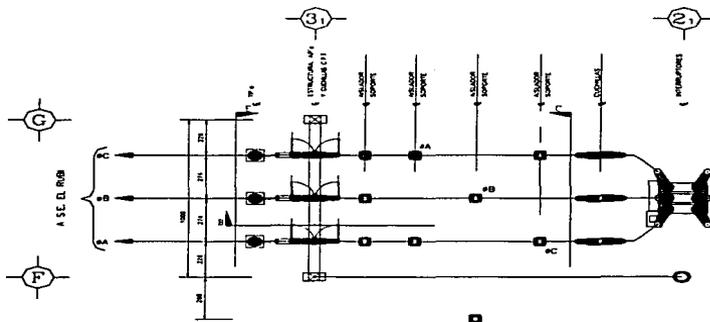


Figura 4.2.3 Configuración de cuchillas en V (planta)

Como se puede observar el acercamiento entre las cuchillas abiertas y las estructura metálica es importante y está fuera de los límites tolerables.

El mayor problema es haber detectado este acercamiento una vez que todas las cimentaciones, estaban construidas, las estructuras metálicas y los equipos estaban instalados, es que el margen de acción o de posibles soluciones alternativas se ve limitado ya que esto implica desplazar y por ende desmontar equipos, demoler cimentaciones, y

probablemente volver a instalar los cableados e incluso construir nuevos registros y sistemas de ductos para cables.



Figura 4.2.4 Instalación de cuchillas en V sin haber tomado en cuenta acercamientos por apertura de las navajas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Figura 4.2.5 Solución en obra. Extensión de cadena de aisladores por medio de estabones para asegurar distancias entre fase y tierra.



Figura 4.2.6 Error en diseño de trabe metálica ya que impide futura ampliación de la subestación eléctrica. Consecuencias rediseño, desmantelamiento de estructura metálica.

Todo lo anteriormente dicho representa dinero para la organización encargada de la construcción de la S.E. y tiempo que en la mayor parte de los proyectos es limitado y que implica penalizaciones en caso de incumplimiento. Este problema pudo haberse detectado en el escritorio, al momento de estar realizando el diseño, sin embargo dejaron de

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

hacerse todas las consideraciones necesarias ya sea por omisión, descuido, por desconocimiento o bien por inexperiencia.

No importa cual de las razones anteriores pudo originar el problema, lo que es cierto es que la continua retroalimentación de lo que se dibuja en el papel y lo que se construye en la vida real ayuda a tener un panorama amplio del objetivo común, que en este caso en particular es "Construir una S.E. de Alta Tensión".

BIBLIOGRAFÍA

TEMINOLOGIA DE COMISION FEDERAL DE ELCTRICIDAD

CFE-L0000-30

Mar/02

TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN TIPO POSTE

CFE-K0000-01

Mar/01

TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 10 MVA Y MAYORES

CFE-K0000-06

Ago/95

INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 123 A 550 KV

CFE-V5000-01

Sep/00

INTERRUPTORES DE POTENCIA PARA DISTRIBUCION 15.5 A 123 KV

CFE-V5000-15

Jun/96

CUCHILLAS DESCONECTORAS EN AIRE DE 123 A 420 KV, 60 Hz

CFE-V4200-12

Jun/97

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 123 A 420 KV

CFE-VE000-13

Nov/95

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INDUCTIVOS DE 123 A 420 KV

CFE-VE000-14

Nov/95

BANCOS DE CAPACITORES PARA SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN HASTA 34.5 KV

CFE-V8000-52

Nov/95

APARTARRAYOS TIPO ESTACION E INT. DE OXIDOS MET. PARA SISTENAS 13.8 A 400 KV
CFE-VA400-17
Nov/97

PLANTA GENERADORA HASTA 2000 KW CON MOTOR COMBUSTIÓN INTERNA
CFE-WA700-10
May/98

BATERIAS PARA SERVICIO ESTACIONARIO
CFE-V7100-19
Jul/00

CARGADOR DE BATERIAS
CFE-V7200-48
Jul/00

GUIA DE APLICACIÓN DE LAS ESPECIFICACIONES DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO
CFE-L000041
Feb/95

CABLES DE ALUMINIO CON CABLEADO CONCÉNTRICO Y ALMA DE ACERO (ACSR)
CFE-E000012
May/86

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO
CFE-L0000-06
Jul/91

DIAGRAMAS UNIFILARES DE ARREGLOS PARA SUBESTACIONES
CFE-00200-02
Mar/95

CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO ELECTRICO PARA LOS SERVICIOS PROPIOS DE
SUBESTACIONES DE POTENCIA
CFE-VY500-16
Mar/82

RECOMENDACIONES PARA EL CALCULO PRELIMINAR DE REDES DE TIERRAS EN PLANTAS Y
SUBESTACIONES ELECTRICAS
CFE-00J00-01
Dic/80

EDIFICIOS Y CASETAS PARA SUBESTACIONES ELECTRICAS
CFE-C0000-13
JuN/96

GUIDE FOR SAFETY IN SUBSTATION GROUNDING
IEEE-STD-80
1986

IEEE GUIDE FOR THE APPLICATIONS OF METAL OXIDE SURGE ARRESTERS FOR
ALTERNANTING CURRENT SYSTEMS
IEEE-STD-C62.22
1991

IEEE GUIDE TO THE INSTALLATION OF EVERHEAD TRANSMISSION LINE CONDUCTORS
IEEE-STD-524
1992

INSULATION CO-ORDINATION PART 1: DEFFINITIONS PRINCIPLES AN RULES
IEC-71
1993

INSULATION CO-ORDINATION PART 2: APLICACION GUIDE
IEC-71-2
1996

INSULATION CO-ORDINATION PART 3: PHASE TO PHASE INSULATION CO-ORDINATION
PRINCIPLES, RULES AND APLICACION GUIDE
IEC-71-3
1996

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEDE-1999, INSTALACIONES ELECTRICAS
1999

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS
ING. JOSE RAULL MARTIN
Facultad de Ingenieria (UNAM)
Oct/00

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTEC