



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
“ARAGÓN”**

**“PROYECTO DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA
CLASE 25Kv, TIPO INTEMPERIE NEMA 3R, EN
COMPLEJO DE ALTACE”**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N :
OSCAR ISAI ANDARACA ENRIQUEZ
JAVIER ESTRADA ZUÑIGA

**ASESOR:
ING. ABEL VERDE CRUZ**

ESTADO DE MÉXICO 2008



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.

Agradecimientos

Agradezco primeramente a Dios por ser mi fortaleza, darme todo lo que tengo y no dejarme caer nunca.

A mi madre y mi padre por ser los mejores y estar conmigo incondicionalmente, gracias porque sin ellos y sus enseñanzas no estaría aquí ni sería quien soy ahora... a ellos les dedico esta tesis.

A mi hermano, porque en él encontré a mi mejor amigo.

A mis abuelos, tíos y primos, porque siempre estuvieron en los momentos indicados para dar un consejo o ayuda.

A mis abuelas, tías y primas, porque fueron como una segunda madre en los momentos difíciles.

Al Ing. Abel Verde Cruz por asesorarme a lo largo de este trabajo, por compartir su conocimiento e inspirar en mi mucha admiración.

A mis amigos por permitirme conocerlos y ser parte de su vida. Por ayudarme, apoyarme y estar conmigo antes, durante y después de la carrera.

A todas las personas que directa o indirectamente me han brindado oportunidades para crecer tanto personal como profesionalmente.

Oscar Isai Andaraca Enriquez.

Agradecimientos

A mi hijo Javier, por ser mi fuente de inspiración, y por llenar mi vida de amor infinito y de felicidad inmensa.

A mi esposa Claudia (quien ha sido siempre mi gran fuerza) y toda su familia, por su confianza y constante ánimo y apoyo para seguir adelante.

A mi hermano Christian, por su incondicional amor, amistad y apoyo.

En Especial a alguien, a quien le debo todo lo que soy y ha sido para mí más que un maestro, más que un amigo y más que un ejemplo de vida, A mi Madre, que es mi guía, por todo su amor y su entrega para dar a mi hermano y a mí una maravillosa familia. Dios la llene de bendiciones.

A mis abuelos Angel y Guadalupe, por su total apoyo y su constante motivación en durante toda mi vida

A mi asesor, el Ing. Abel Verde Cruz, por su interés, su ética, sus consejos y todo el tiempo invertido para la culminación de esta tesis, pero sobretodo por su amistad.

A mis profesores en la FES ARAGON, por transmitirme parte de sus conocimientos y experiencias durante sus clases, además, por su especial ayuda y sugerencias en la elaboración de esta tesis.

Javier Estrada Zuñiga

INDICE

INTRODUCCIÓN

	PAGINA
CAPÍTULO 1: SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP).	1
1.1. GENERACIÓN.	1
1.1.1. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.	2
1.1.2. CENTRALES TERMOELÉCTRICAS.	3
1.1.2.1. Descripción del proceso de las centrales termoeléctricas tipo vapor.	3
1.1.2.2. Descripción del proceso de las centrales turbogas.	4
1.1.2.3. Descripción del proceso de las centrales de ciclo combinado.	5
1.1.2.4. Descripción del proceso de las centrales de tipo de combustión interna.	6
1.1.3. CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS.	6
1.1.3.1. Descripción del proceso de las centrales geotérmicas.	7
1.1.4. CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS.	8
1.1.5. CENTRALES EÓLOCAS.	9
1.1.6. FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	10
1.1.6.1. Energía Solar	10
1.1.6.2. Energía de la Biomasa	12
1.2. TRANSMISIÓN.	13
1.3. DISTRIBUCIÓN.	13
1.3.1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	14
1.3.2. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.	14
1.3.2.1. Sistema de distribución industrial.	14
1.3.2.2. Sistema de distribución comercial.	14
1.3.2.3. Sistema de distribución urbana.	14
1.3.2.4. Sistema de distribución rural.	14
1.3.3. DISTRIBUCIÓN NACIONAL.	14
1.3.3.1. Electrificación rural.	15
1.3.3.2. Grado de electrificación.	15
1.3.3.3. Módulos solares.	16
2. CAPÍTULO 2: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.	17
2.1. TIPOS DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	17
2.1.1. SUBESTACIONES ELEVADORAS.	17
2.1.2. SUBESTACIONES RECEPTORAS (REDUCTORAS) PRIMARIAS.	17
2.1.3. SUBESTACIONES RECEPTORAS (REDUCTORAS) SECUNDARIAS.	17
2.1.4. SUBESTACIONES A LA INTEMPERIE.	18
2.1.5. SUBESTACIONES TIPO INTERIOR.	18
2.1.6. SUBESTACIONES BLINDADAS.	18
2.2. COMPONENTES PRINCIPALES.	18
2.2.1. TRANSFORMADOR	19
2.2.1.1. Transformadores con aislamiento en seco.	19
2.2.1.2. Transformadores con aislamiento en aceite.	19
2.2.1.3. Medios de enfriamiento.	19

2.2.2. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.	20
2.2.3. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	21
2.2.4. INTERRUPTORES.	22
2.2.5. CUCHILLAS DESCONECTORAS	24
2.2.5.1.Cuchillas unipolares.	24
2.2.5.2.Cuchillas tripolares.	25
2.2.5.3.Cuchilla unipolar de rotación.	25
2.2.5.4.Cuchilla tripolar giratoria.	25
2.2.5.5.Cuchilla desconectadora de apertura vertical.	25
2.2.5.6.Cuchillas desconectadotas tipo pantógrafo.	25
2.2.6. FUSIBLES.	25
2.2.6.1.Fusible tipo expulsión.	26
2.2.6.2.Fusible de ácido bórico.	26
2.2.7. INSTRUMENTOS ELÉCTRICOS DE MEDICIÓN Y TABLEROS.	26
2.2.7.1.Amperímetros.	26
2.2.7.2.Voltímetros.	27
2.2.7.3.Wattmetros y vármetros.	27
2.2.7.4.Contadores de energía.	28
2.2.7.5.Fasómetro.	28
2.2.7.6.Frecuencímetro.	29
2.2.7.7.Instrumentos registradores.	29
2.2.7.8.Tableros eléctricos.	30
2.2.7.8.1. Tableros de mando directo.	30
2.2.7.8.2. Tableros de mando a distancia.	31
2.2.7.8.3. Alumbrado en los tableros eléctricos.	32
2.2.7.9.Tablillas de conexión.	33
2.2.8. AISLADORES EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.	34

CAPÍTULO 3: CARACTERISTICAS DE LA PLANTA ALTACE.

3.1. COSTO TOTAL DE SUBESTACIÓN.	35
3.2. ESTIMACIÓN DEL CONSUMO ACTUAL	36
3.3. DESCRIPCIÓN CUADRO DE CARGAS	37
3.4. MEMORIA DESCRIPTIVA.	38
3.4.1. INTRODUCCIÓN.	38
3.4.2. CONSIDERACIONES DE DISEÑO.	38
3.4.3. DESCRIPCIÓN DE DISEÑO.	38
3.4.3.1.Localización de la subestación eléctrica y los tableros generales de fuerza e iluminación.	38
3.4.3.2.Revisión del transformador (nuevo)	39
3.5. CÁLCULO DEL SISTEMA DE TIERRAS.	40
3.5.1. MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DEL TERRENO.	40
3.5.2. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DEL TERRENO.	41
3.5.3. CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS.	42
3.5.4. CALCULO DE LA RESISTENCIA DEL CABLE CONDUCTOR EN EL CALIBRE 4/0 AWG.	43
3.5.5. TABLA DE RESULTADOS.	44
3.6. METODO DE LOS MVA.	44

3.7. CÁLCULO DE LOS ALIMENTADORES.	46
3.8. RESUMEN MEMORIA DE CÁLCULO.	54

CAPÍTULO 4: RESULTADO DEL ANALISIS.

4.1. COSTO TOTAL DE LA SUBESTACIÓN.	
4.2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS A INSTALAR.	56
4.2.1. SUBESTACIÓN.	57
4.2.2. SEGURIDAD.	57
4.2.3. CELDA DE MEDICIÓN.	57
4.2.4. CUCHILLA DE MEDICIÓN CON CARGA.	58
4.2.5. SECCIONADOR CON CARGA PARA FUSIBLES.	58
4.2.6. CODOS.	58
4.2.7. FUSIBLES.	58
4.2.8. TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 750/862.	58
4.2.9. TABLERO DE DISTRIBUCIÓN AUTOSOPORTADO.	58
4.2.10. INTERRUPTORES DERIVADOS.	59
4.2.11. TRANSFORMADOR DE CONTROL MONOFÁSICO DE 100 VA	59
4.2.12. BANCO AUTOMÁTICO DE CAPACITORES 150 KVAR	60
4.2.13. TRANSFORMADOR 15KVA	60
4.2.14. TABLERO PARA SERVICIOS PROPIOS.	60
	61

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES.

62

CAPÍTULO 6: ANEXOS.

6.1. PLANOS DE REFERENCIA	
6.1.1. AE-001	63
6.1.2. AE-002	64
6.1.3. DU-001	65
6.1.4. ST-001	66
	67

BIBLIOGRAFIA.

68

Objetivo.

Establecer el procedimiento básico que se debe seguir en el proceso de diseño de los alimentadores de fuerza que se seleccionan para los equipos que se instalaran en una subestación, así como a los tableros derivados.

Introducción

Desde los inicios de la generación de energía eléctrica, la humanidad ha dependido de esta para poder hacer o lograr los avances tecnológicos que conocemos hasta ahora, es por eso que para nosotros es importante el poder explicar como en un complejo como lo es ALTACE, es necesario tener un buen suministro de energía que permitirá a los usuarios poder desempeñar su trabajo sin necesidad de preocupaciones por falta de energía.

En esta tesis se presenta el análisis básico realizado durante el servicio social en PEMEX, en Ex-refinería y ALTACE para la selección de los equipos de una subestación eléctrica.

Antes que nada debemos hacer un breve recorrido en lo que es la generación transmisión y distribución de la energía eléctrica, por lo que en el primer capítulo hablaremos de las diferentes formas de generación de energía eléctrica, los pasos a seguir en cada una de las diferentes plantas que se dedican a esto, el número de estas que se encuentran actualmente generando energía en el país así como su ubicación y cantidades de generación. Hablaremos también de los medios de transmisión que cubren el territorio nacional, así como los organismos encargados de la correcta distribución de la energía que día a día llega tanto a nuestros hogares como a nuestros lugares de trabajo.

En el segundo capítulo hablaremos de cuales son los instrumentos o equipos principales que componen una subestación eléctrica, explicaremos cual es la función de cada uno de los componentes así como las diversas clases para poder hacer una correcta elección según nos convenga. Es importante mencionar que en el mercado existen una gran variedad de marcas y que para cuestiones practicas aquí solo se mencionan las características principales de algún de los equipos ya que no podríamos aclarar el porque de muchas de las marcas varían con respecto a lo que se menciona en este trabajo.

En el tercer capítulo muestra en primera instancia el costo aproximado de la subestación así como el costo del consumo de energía estimado desde datos proporcionados por el departamento de Sistemas Primarios. En su segunda parte tenemos una explicación de los pasos a seguir, así como los cálculos realizados, los métodos y equipos utilizados para encontrar la subestación adecuada para el

complejo de ALTACE. Es importante mencionar que el calculo y los datos adquiridos deben de cumplir o deben de ser llevados a fin de cumplir con la norma vigente a la realización de la tesis. Norma (NOM-SEDE-001-2005).

En nuestro cuarto capitulo tenemos una descripción detallada de los equipos a instalar en el complejo de ALTACE, hincando con la descripción de la subestación, el transformador, los tableros de distribución y demás equipos que componen a la subestación completa.

En nuestro quinto y sexto capitulo podemos encontrar las conclusiones y los planos que se hicieron y utilizaron como referencia para la ubicación de la subestación.

Como punto final podemos decir que para la realización de esta tesis se abarcaron muchos puntos para su mejor explicación, podemos ver ahora que el hecho de adquirir una subestación no solo es comprar la que mejor nos parezca sino que se deben de hacer ciertas pruebas y cálculos para satisfacer las necesidades del lugar al que se le va a proporcionar la energía.

1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), es el conjunto de centrales generadoras, de líneas de transmisión interconectadas entre sí y de sistemas de distribución esenciales para el consumo de energía eléctrica.

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está formado por tres partes principales: generación, transmisión y distribución; siendo:

1.1. GENERACIÓN.

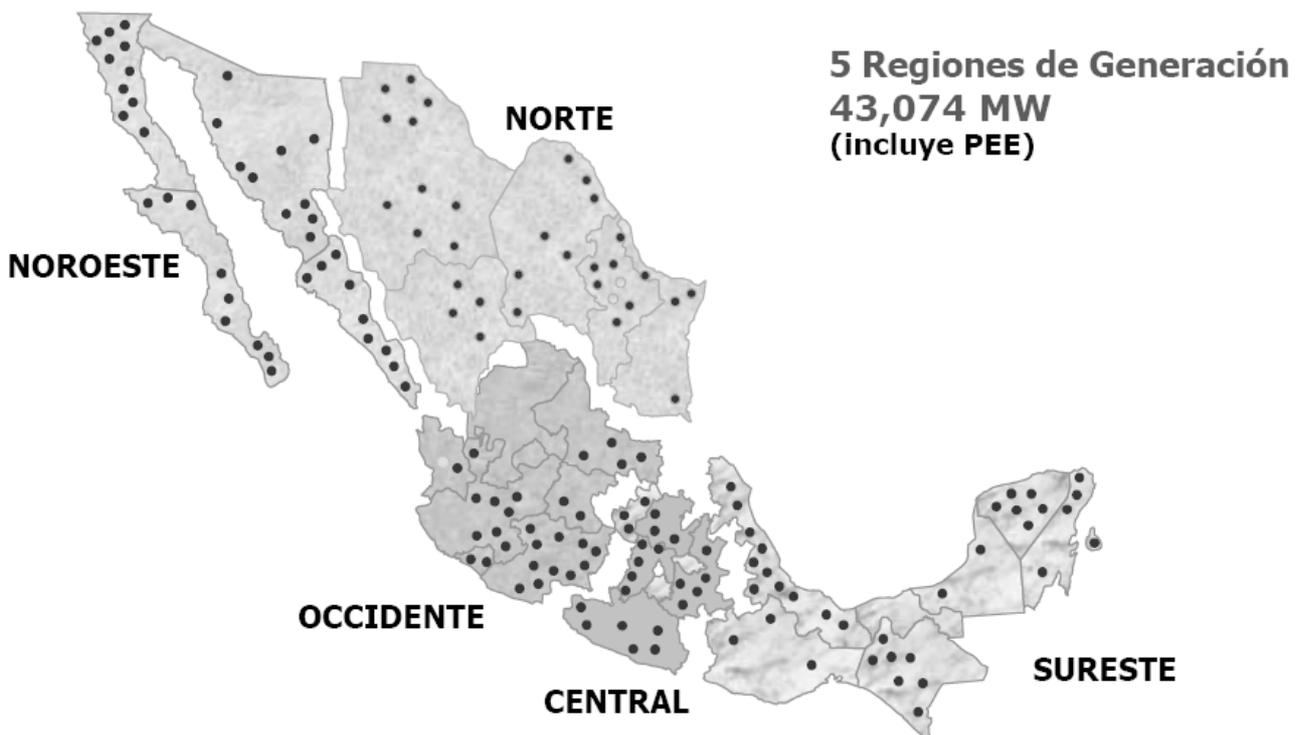
Es donde se produce la energía eléctrica, por medio de las centrales generadoras, las que representan el centro de producción, y dependiendo de la fuente primaria de energía, se pueden clasificar en:

- CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
- CENTRALES TERMOELÉCTRICAS
- CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS
- CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS
- CENTRALES EÓLICAS
- FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las centrales generadoras se construyen de tal forma, que por las características del terreno se adaptan para su mejor funcionamiento, rendimiento y rentabilidad.

En régimen normal, todas las unidades generadoras del sistema se encuentran en "sincronismo", es decir, mantienen ángulos de cargas constantes. En este régimen, la frecuencia debe ser nominal (60 Hz.) o muy cercana a ésta. Los voltajes de generación varían de 2.4 a 24 kV. , dependiendo del tipo de central.

Las características de las centrales eléctricas se relacionan con la subestación y la línea de transmisión en función de la potencia, la distancia a que se transmite y al área por servir.

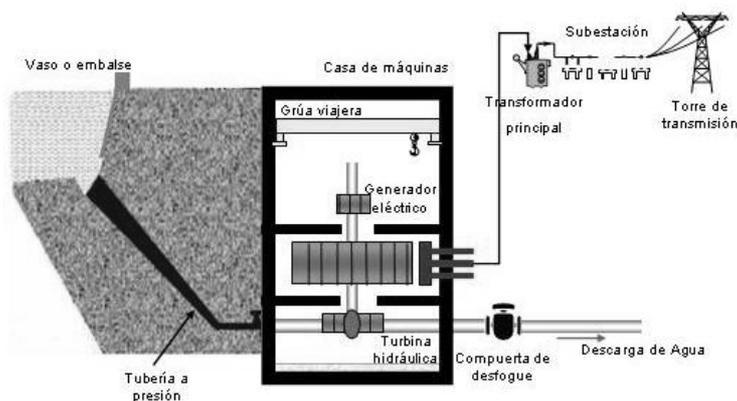


La generación de energía eléctrica en la Comisión Federal de Electricidad se realiza en centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y nuclear.

Al cierre del mes de diciembre de 2006, la CFE contó con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 47,857.29* Megawatts (MW), de los cuales: 10,386.90 MW son de productores independientes (termoeléctricas); 10,284.98 MW son de hidroeléctricas; 22,258.86 MW corresponden a las termoeléctricas de CFE; 2,600.00 MW a carboeléctricas; 959.50 MW a geotermoeléctricas; 1,364.88 MW a la nucleoelectrica, y 2.18 MW a la eoloeléctrica.

1.1.1. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. Estas plantas se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua. De esta forma, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que es utilizada para impulsar el rodete de la turbina y hacerla girar para producir energía mecánica. Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra el generador que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica.



Una característica importante es la imposibilidad de su estandarización, debido a la heterogeneidad de los lugares en donde se dispone de aprovechamiento hidráulico, dando lugar a una gran variedad de diseños, métodos constructivos, tamaños y costos de inversión.

Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son:

- la potencia, que es función del desnivel existente entre el nivel medio del embalse y el nivel medio aguas abajo de la usina, y del caudal máximo turbinable, además de las características de la turbina y del generador
- la energía garantizada, en un lapso de tiempo determinado, generalmente un año, que es función del volumen útil del embalse, y de la potencia instalada.

Desde el punto de vista de su concepción arquitectónica, las centrales pueden ser clasificadas en:

- Centrales al aire libre, al pie de la presa, o relativamente alejadas de esta, y conectadas por medio de una tubería en presión;
- Centrales en caverna, generalmente conectadas al embalse por medio de túneles, tuberías en presión, o por la combinación de ambas.

Desde el punto de vista de cómo utilizan el agua para la generación, se pueden clasificar en:

- Centrales a filo de agua. También denominadas centrales de agua fluyente o de pasada, utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica. Operan en forma continua porque no tienen capacidad para almacenar agua, no disponen de embalse. Turbinan el agua disponible en el momento, limitadamente a la capacidad instalada. En estos casos las turbinas pueden ser de eje vertical, cuando el río tiene una pendiente fuerte u horizontal cuando la pendiente del río es baja.
- Centrales acopladas a uno o más embalses. Es el tipo más frecuente de central hidroeléctrica. Utilizan un embalse para reservar agua e ir graduando el agua que pasa por la turbina. Es posible generar energía durante todo el año si se dispone de reservas suficientes. Requieren una inversión mayor.

1.1.2. CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación, según la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, denominándoseles como sigue:

- **Vapor:** Con vapor de agua se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- **Turbogás:** Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- **Combustión Interna:** Con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.
- **Ciclo Combinado:** Combinación de las tecnologías de turbogás y vapor. Constan de una o más turbogás y una de vapor, cada turbina acoplada a su respectivo generador eléctrico.

Otra clasificación de las centrales termoeléctricas corresponde al combustible primario para la producción de vapor, según:

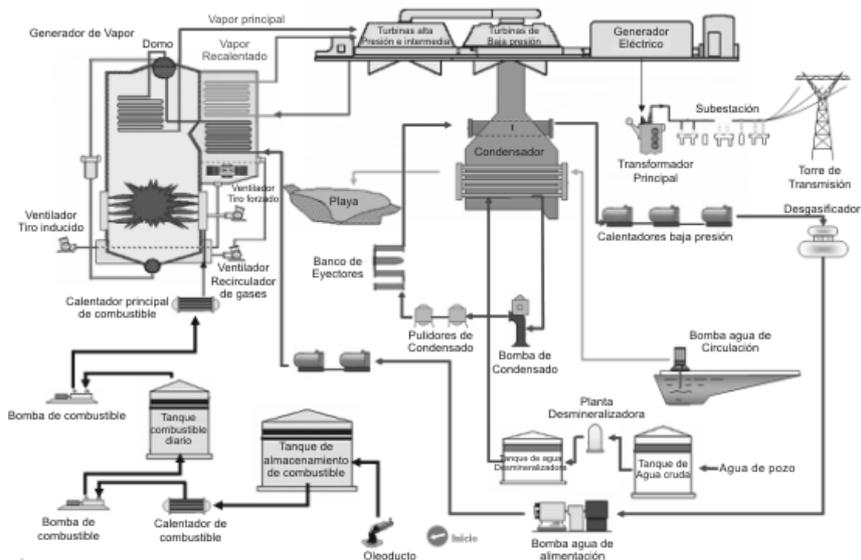
- Vapor (combustóleo, gas natural y diesel)
- Carboeléctrica (carbón)
- Dual (combustóleo y carbón)
- Geotermoeléctrica (vapor extraído del subsuelo)
- Nucleoeléctrica (uranio enriquecido)

1.1.2.1. Descripción del proceso de las centrales termoeléctricas tipo vapor

Una central termoeléctrica de tipo vapor es una instalación industrial en la que la energía química del combustible se transforma en energía calorífica para producir vapor, este se conduce a la turbina donde su energía cinética se convierte en energía mecánica, la que se transmite al generador, para producir energía eléctrica.

Estas centrales utilizan el poder calorífico de combustibles derivados del petróleo (combustóleo, diesel y gas natural), para calentar agua y producir vapor con temperaturas del orden de los 520°C y presiones entre 120 y 170 kg/cm², para impulsar las turbinas que giran a 3600 r.p.m.

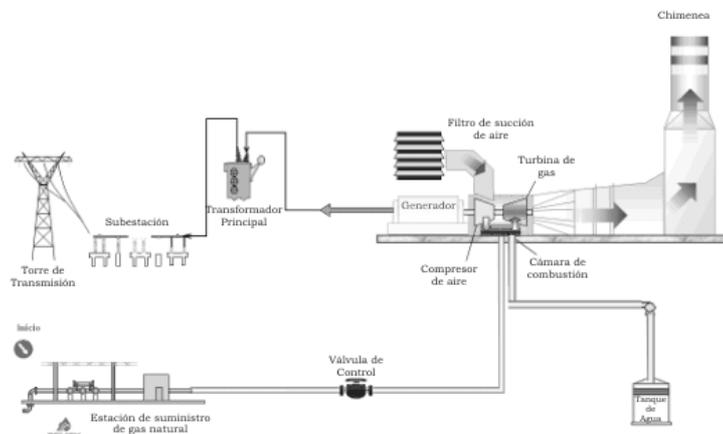
Esquema de una central termoeléctrica tipo vapor



1.1.2.2. Descripción del proceso de las centrales turbogas

La generación de energía eléctrica en las unidades turbogas se logra aprovechando directamente, en los álabes de la turbina, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de combustión, comprimidos. La turbina está acoplada al rotor del generador dando lugar a la producción de energía eléctrica. Los gases de la combustión, después de trabajar en la turbina, se descargan directamente a la atmósfera.

Esquema de una central turbogas



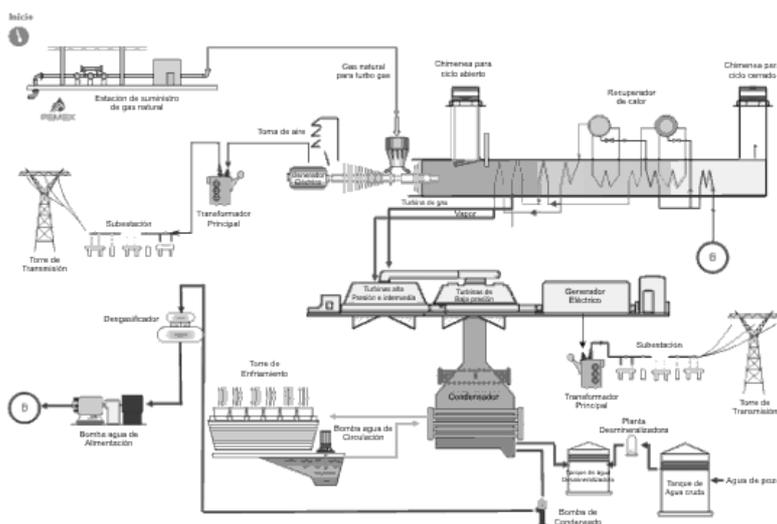
Estas unidades emplean como combustible gas natural o diesel. Desde el punto de vista de la operación, el breve tiempo de arranque y la versatilidad para seguir las variaciones de la demanda, hacen a las turbinas de gas ventajosas para satisfacer cargas de horas pico y proporcionar capacidad de respaldo al sistema eléctrico.

1.1.2.3. Descripción del proceso de las centrales de ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogas y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación de la energía eléctrica en las unidades turbogas, los gases desechados con una alta temperatura, se utilizan para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para generar energía eléctrica adicional.

La combinación de estos dos tipos de generación, permiten el máximo aprovechamiento de los combustibles utilizados, dando la mejor eficiencia térmica de todos los tipos de generación termoeléctrica.

Esquema de una central de ciclo combinado



El paquete o arreglo general de una planta de ciclo combinado se puede esquematizar de acuerdo con diversas posibilidades. El número de unidades turbogas por unidad de vapor varía desde uno a uno hasta cuatro a uno. En cuanto al criterio de diseño de la fase de vapor existen tres variantes:

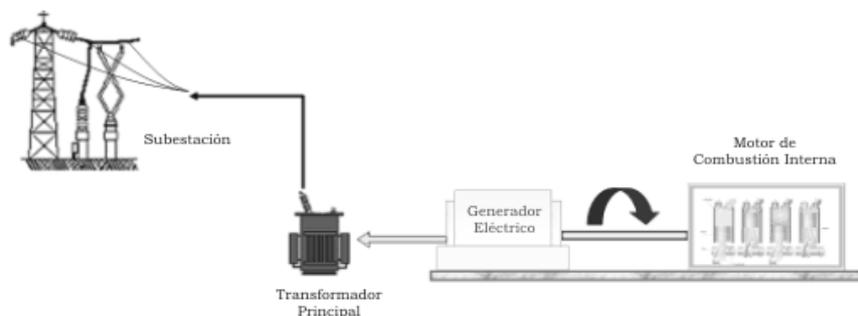
- sin quemado adicional de combustible.
- con quemado adicional de combustible para control de la temperatura.
- con quemado adicional de combustible para aumentar la temperatura y presión del vapor.

Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera, turbogas, puede ser terminada en un plazo breve e inmediatamente iniciar su operación; posteriormente, se puede terminar la construcción de la unidad de vapor, y completarse así el ciclo combinado.

1.1.2.4. Descripción del proceso de las centrales de tipo de combustión interna

Las centrales de tipo combustión interna cuentan con motores de combustión interna donde se aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener la energía mecánica, que es transformada en energía eléctrica en el generador.

Esquema de una central de tipo combustión interna



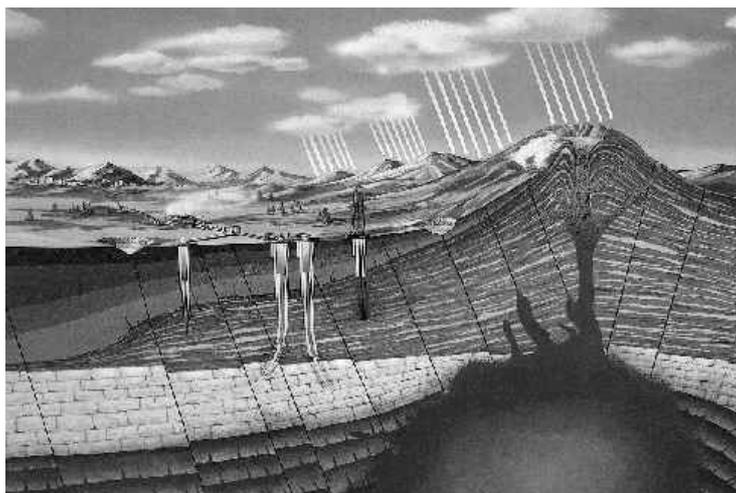
Las centrales de combustión interna, utilizan generalmente diesel como combustible y en el caso de la central General Agustín Olachea A.(San Carlos), sus dos unidades de combustión interna, emplean una mezcla de combustóleo y diesel.

1.1.3. CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS

La geotermia aprovecha el calor y el agua que se han concentrado en ciertos sitios del subsuelo conocidos como yacimientos geotérmicos. La energía geotérmica, como su nombre lo indica, es energía calorífica proveniente del núcleo de la tierra, la cual se desplaza hacia arriba en el magma que fluye a través de las fisuras existentes en las rocas sólidas y semisólidas del interior de la tierra, alcanzando niveles cercanos a la superficie, donde existen condiciones geológicas favorables para su acumulación.

Este tipo de yacimiento está asociado a fenómenos volcánicos y sísmicos, cuyo origen común son los movimientos profundos que ocurren continuamente entre los límites de las placas litosféricas en las que se divide la porción sólida más externa de la Tierra.

Un yacimiento geotérmico típico se compone de una fuente de calor, un acuífero y la llamada capa sello. La fuente de calor es generalmente una cámara magmática en proceso de enfriamiento. El acuífero es cualquier formación litológica con la permeabilidad suficiente para alojar agua meteórica percolada desde la superficie o desde otros acuíferos someros. La capa sello es otra formación, o parte de ella, con una menor permeabilidad, cuya función es impedir que los fluidos geotérmicos se disipen totalmente en la superficie.

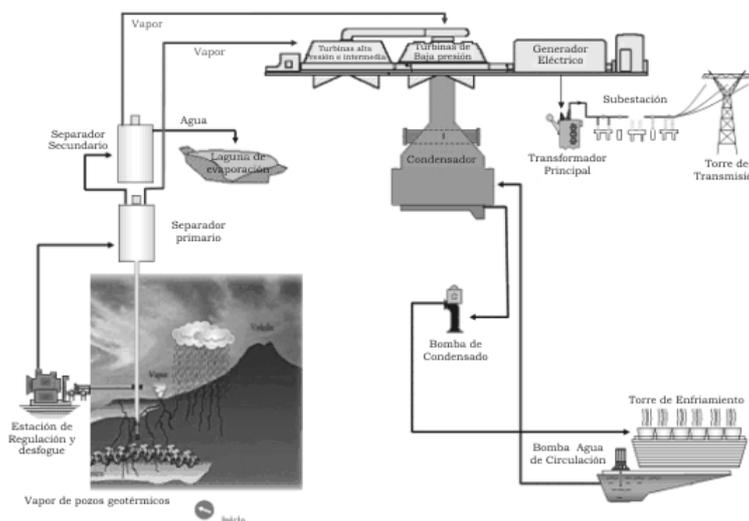


1.1.3.1. Descripción del proceso de las centrales geotérmicas

Por medio de pozos específicamente perforados, las aguas subterráneas, que poseen una gran cantidad de energía térmica almacenada, se extraen a la superficie transformándose en vapor que se utiliza para generación de energía eléctrica.

Este tipo de central opera con principios análogos a los de una termoeléctrica tipo vapor, excepto en la producción de vapor, que en este caso se extrae del subsuelo. La mezcla agua-vapor que se obtiene del pozo se envía a un separador; el vapor ya seco se dirige a la turbina donde se transforma la energía cinética en mecánica y ésta, a su vez, se transforma en electricidad en el generador.

Esquema de una central geotérmica



Existen unidades de 5 MW en las que el vapor, una vez que ha trabajado en la turbina, se libera directamente a la atmósfera. En las unidades de 20, 37.5 y 110 MW el vapor se envía a un sistema de condensación; el agua condensada, junto con la proveniente del separador, se reinyecta al subsuelo o bien se descarga en una laguna de evaporación.

1.1.4. CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS

Una central nuclear es una instalación industrial empleada para la generación de energía eléctrica a partir de energía nuclear, que se caracteriza por el empleo de materiales fisionables que mediante reacciones nucleares proporcionan calor. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

Las centrales nucleares constan de uno o varios reactores, que son contenedores (llamados habitualmente vasijas) en cuyo interior se albergan varillas u otras configuraciones geométricas de minerales con algún elemento fisil (es decir, que puede fisionarse) o fértil (que puede convertirse en fisil por reacciones nucleares), usualmente uranio, y en algunos combustibles también plutonio, generado a partir de la activación del uranio. En el proceso de fisión radiactiva, se establece una reacción que es sostenida y moderada mediante el empleo de elementos auxiliares dependientes del tipo de tecnología empleada.

Las instalaciones nucleares son construcciones muy complejas por la variedad de tecnologías industriales empleadas y por la elevada seguridad con la que se les dota. Las características de la reacción nuclear hacen que pueda resultar peligrosa si se pierde su control y prolifera por encima de una determinada temperatura a la que funden los materiales empleados en el reactor, así como si se producen escapes de radiación nociva por esa u otra causa.

La energía nuclear se caracteriza por producir, además de una gran cantidad de energía eléctrica, residuos nucleares que hay que albergar en depósitos aislados y controlados durante largo tiempo. A cambio, no produce contaminación atmosférica de gases derivados de la combustión que producen el efecto invernadero, ni precisan el empleo de combustibles fósiles para su operación. Sin embargo, las emisiones contaminantes indirectas derivadas de su propia construcción, de la fabricación del combustible y de la gestión posterior de los residuos radiactivos (se denomina gestión a todos los procesos de tratamiento de los residuos, incluido su almacenamiento) no son despreciables.

La única central nucleoelectrica del país (Laguna Verde) se encuentra ubicada sobre la costa del Golfo de México en el Km 42.5 de la carretera federal Cd. Cardel-Nautla, en la localidad denominada Punta Limón en el municipio de Alto Lucero, Estado de Veracruz, y cuenta con un área de 370 Ha. Geográficamente a 60 Km al noreste de la ciudad de Xalapa, 70 Km al Noroeste del Puerto de Veracruz y a 290 Km al Noreste de la Ciudad de México.

La central consta de 2 unidades, cada una con capacidad de 682.44 Mwe, equipadas con reactores del tipo Agua Hirviente (BWR-5), y contenciones tipo MARK II de ciclo directo. El sistema nuclear de suministro de vapor fue adquirido a General Electric y el Turbogenerador a Mitsubishi Heavy Industries.

Desde su Operación Comercial, la Unidad 1 ha generado mas de 76.5 Millones de MWh, con una Disponibilidad propia de 82.30%.

Desde su Operación Comercial, la Unidad 2 ha generado mas de 57.0 Millones de MWh, con una Disponibilidad propia de 83.73%.

Ambas Unidades representan el 2.85% de la capacidad instalada de CFE (incluye productores externos de energía); con una contribución a la generación del 4.90%.(Información al 31 de diciembre de 2006).

1.1.5. CENTRALES EÓLICAS

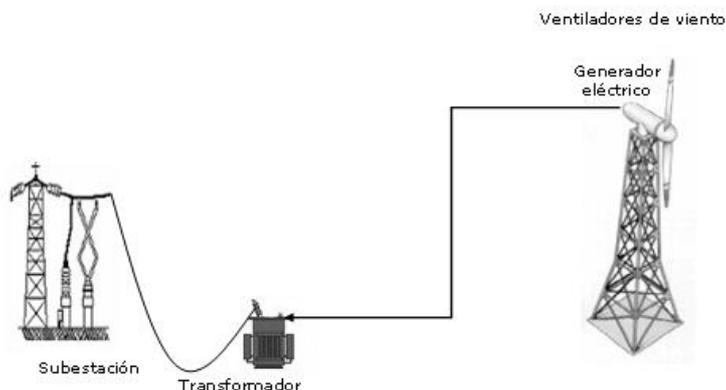
Este tipo de central convierte la energía del viento en energía eléctrica, mediante una aeroturbina que hace girar un generador. La energía eólica está basada en aprovechar un flujo dinámico de duración cambiante y con desplazamiento horizontal. La cantidad de energía obtenida es proporcional al cubo de la velocidad del viento, lo que muestra la importancia de este factor.

Existen varias ventajas competitivas de la energía eólica con respecto a otras opciones, como son:

- Se reduce la dependencia de combustibles fósiles.
- Los niveles de emisiones contaminantes, asociados al consumo de combustibles fósiles se reducen en forma proporcional a la generación con energía eólica.
- Las tecnologías de la energía eólica se encuentran desarrolladas para competir con otras fuentes energéticas.
- El tiempo de construcción es menor con respecto a otras opciones energéticas.
- Al ser plantas modulares, son convenientes cuando se requiere tiempo de respuesta de crecimiento rápido.

La investigación y desarrollo de nuevos diseños y materiales para aplicaciones en aerogeneradores eólicos, hacen de esta tecnología una de las más dinámicas, por lo cual constantemente están saliendo al mercado nuevos productos más eficientes con mayor capacidad y confiabilidad.

Esquema de una central eólica.



Los aerogeneradores aprovechan la velocidad de los vientos comprendidos entre 5 y 20 metros por segundo. Con velocidades inferiores a 5 metros por segundo, el aerogenerador no funciona y por encima del límite superior debe pararse, para evitar daños a los equipos.

Desarrollo de la energía eólica en México

Además de la geotermia, la única fuente de energía alterna susceptible de desarrollarse, en zonas de corrientes de viento, a precios competitivos en gran escala es la energía eólica.

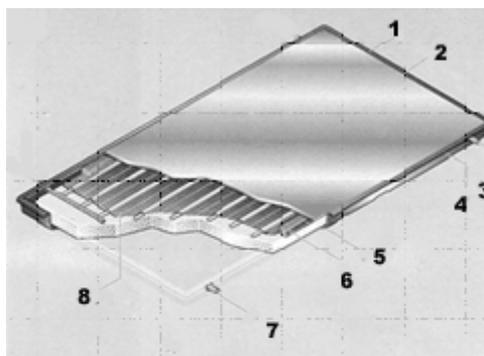
La Central de La Venta se localiza en el sitio del mismo nombre, a unos 30 kilómetros al noroeste de la ciudad de Juchitán, Oaxaca. Fue la primera planta eólica integrada a la red en México y en América Latina, con una capacidad instalada de 1.575 MW.

La Central de Guerrero Negro, se ubica en las afueras de Guerrero Negro, Baja California Sur, dentro de la Zona de Reserva de la Biosfera de El Vizcaíno. Tiene una capacidad de 0.600 MW, y consta de un solo aerogenerador. (Información actualizada diciembre de 2006.)

1.1.6. FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA ELECTRICA.

1.1.6.1. Energía Solar

Existen básicamente dos procedimientos de conversión de la energía solar en energía eléctrica: conversión fototérmica y conversión fotovoltaica. En los primeros, la radiación solar se transforma en calor, que se utiliza a través de un ciclo termodinámico para producir energía mecánica y generar energía eléctrica en un generador convencional. En los sistemas fotovoltaicos, la radiación solar se convierte directamente en electricidad mediante un dispositivo semiconductor denominado celda solar, fotocelda o celda fotovoltaica.



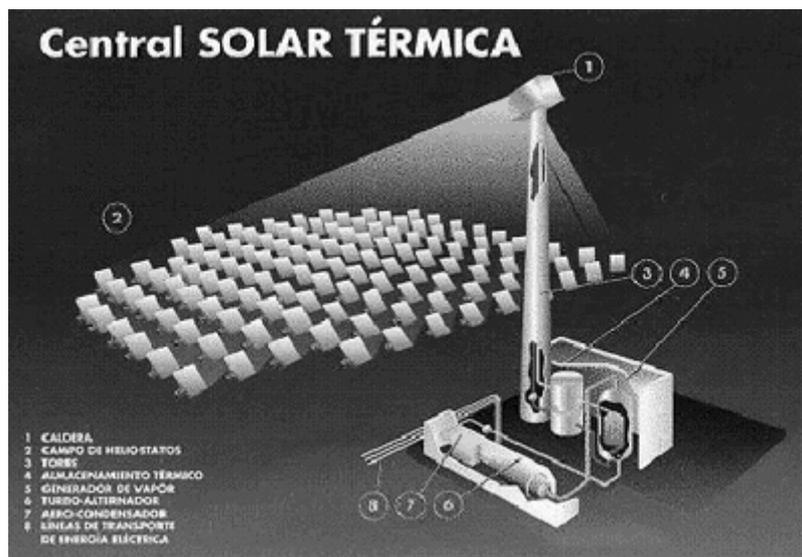
- 1-Marco resistente
- 2-Cristal solar
- 3-Impulsión
- 4-Vaina de inmersión
- 5-Aislante
- 6-Serpentín
- 7-Retorno
- 8-Absorber

Los sistemas fototérmicos más prometedores para la generación de energía eléctrica son aquellos que utilizan algún sistema de concentración de los rayos solares, lo que permite que el fluido de trabajo alcance temperaturas superiores a 200 °C. Para mantener esta concentración durante el día es necesario diseñar colectores móviles que sigan el movimiento de los rayos del sol mediante un sistema de control automático adecuado. Se han desarrollado dos sistemas principales: los concentradores de mediana concentración de sección parabólica, que concentran los rayos del sol linealmente en un tubo absorbedor colocado a lo largo del concentrador coincidiendo con el foco de las parábolas; por el tubo circula el fluido de trabajo, que capta la energía térmica, la que se utiliza para producir vapor que impulsa la turbina que mueve el generador eléctrico. Existen instalaciones de 80 MW de capacidad instalada.

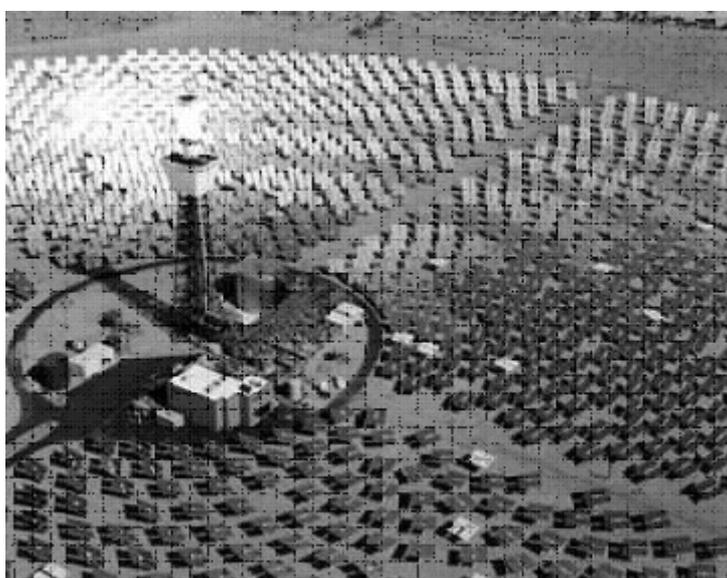
La segunda ruta es la conocida como torres solares, que consisten en un gran número de espejos que se orientan automáticamente para reflejar los rayos solares concentrándolos en un absorbedor, colocado sobre una torre, que los convierte en energía calorífica, la cual se utiliza, como en el caso anterior, para producir vapor y mover un turbogenerador. En este caso, la central más grande del mundo tiene una capacidad de generar 10 MW eléctricos.

En aplicaciones pequeñas: comunicaciones, señalización, energización rural, etc., se emplea la conversión fotovoltaica. Las fotoceldas comerciales son de silicio monocristalino, policristalino y amorfo. La corriente eléctrica es proporcional al área expuesta a la radiación solar y a la intensidad misma. La tensión depende de las características del campo eléctrico interno y del

material mismo. Las celdas solares se agrupan en módulos solares fotovoltaicos, que es un grupo de celdas interconectadas en un mismo montaje.



La energía solar también puede aprovecharse en forma térmica mediante los sistemas fototérmicos, que convierten la radiación solar en calor y lo transfieren a un fluido de trabajo. El calor se usa entonces para calentar edificios, agua, secar granos o destruir desechos peligrosos. Los colectores térmicos solares se dividen en tres categorías: los colectores de baja temperatura proveen calor útil a temperaturas menores de 65 °C mediante absorbentes para aplicaciones tales como calentamiento de piscinas, calentamiento doméstico de agua y, en general, para todas aquellas actividades industriales en las que el calor de proceso no es mayor a 60 °C.



Los colectores de temperatura media son dispositivos que concentran la radiación solar para entregar calor útil a mayor temperatura, usualmente entre 100 y 300 °C. En esta categoría se tienen a los concentradores estacionarios y a los canales parabólicos, todos ellos efectúan la concentración mediante espejos dirigidos hacia un receptor de menor tamaño. Tienen el inconveniente de trabajar solamente con la componente directa de la radiación solar por lo que su utilización queda restringida a zonas de alta insolación. Los sistemas tipo canal para enfocar

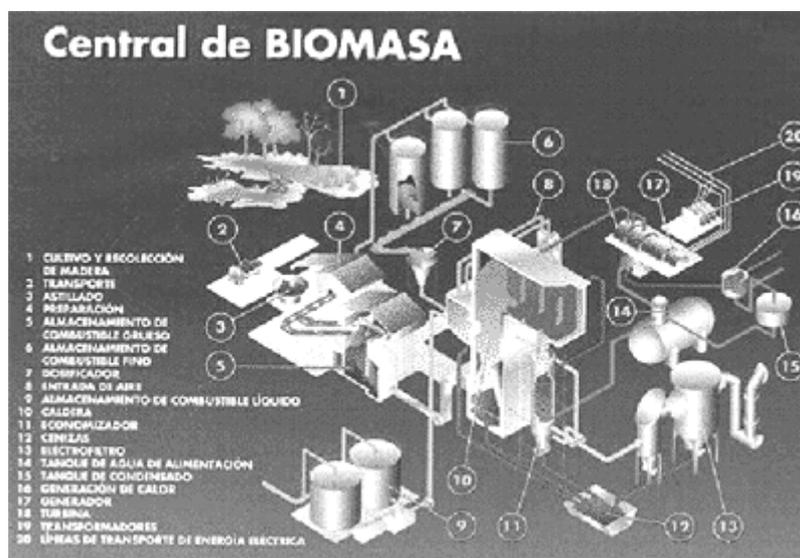
la radiación solar directa sobre el tubo largo que corre a lo largo de su foco y que conduce al fluido de trabajo.

Los colectores de alta temperatura pueden ser los colectores de plato parabólico y los sistemas de torre central. Operan a temperaturas mayores a los 500 °C y se usan para aplicaciones industriales de alta temperatura y para generar electricidad y transmitirla a la red eléctrica; en algunos países estos sistemas son operados por productores independientes y se instalan en regiones donde las posibilidades de días nublados son remotas. Los sistemas de torre central se usan helióstatos (espejos, altamente reflejantes para enfocar la luz solar, con la ayuda de una computadora y un receptor central). Los sistemas parabólicos de plato usan estos reflectores para concentrar la luz del sol en un receptor montado arriba del plato, en su punto focal

1.1.6.2 Energía de la Biomasa

La conversión biológica de la biomasa en la desintegración enzimática, con producción de energía mediante microorganismos en condiciones anaeróbicas. Los principales métodos son la biometanización, que produce un gas combustible compuesto de metano y dióxido de carbono; producción de etanol por fermentación, para obtener un combustible líquido; despolimerización química o enzimática de materiales lignocelulósicos para obtener lignina y azúcares simples.

La biometanización es un proceso común, debido a su amplia aplicación en el tratamiento de aguas cloacales para estabilizar los sólidos sedimentables y reaprovechar los nutrientes. El proceso funciona de manera óptima en el caso de sustancias orgánicas con alto contenido de humedad. Por lo general, la cantidad de metano producida es mayor que la de dióxido de carbono.



La conversión termoquímica de la biomasa emplea tecnologías como la combustión directa para producir calor; la pirólisis para producir gas, líquidos pirolíticos, productos químicos y carbón; la gasificación para producir gas de poder energético intermedio o bajo, y la liquefacción para producir combustóleo pesado o, mejorando el proceso, líquidos de punto de ebullición más bajo utilizados como destilados, combustóleo liviano o gasolina.

La pirólisis es la descomposición térmica de materiales carbónicos en ausencia del oxígeno, como la destilación seca de la madera para producir metanol, carbón vegetal y gas de bajo poder energético.

Gasificación y liquefacción indirecta es la descomposición térmica del material orgánico con ayuda de un gas auxiliar, como el aire, oxígeno o hidrógeno, a fin de obtener únicamente productos finales gaseosos. Durante muchos años se ha producido gas de bajo valor energético que se ha usado en motores de gas, en generación de energía eléctrica y para fines industriales.

1.2. TRANSMISIÓN.

Para conducir la electricidad desde las plantas de generación hasta los consumidores finales, CFE cuenta con las redes de transmisión y de distribución, integradas por las líneas de conducción de alta, media y baja tensión.

La red de transmisión considera los niveles de tensión de 400, 230 y 161 kilovolts (kV). Al finalizar diciembre del año 2006, esta red alcanzó una longitud de 47,485 km.

Longitud de líneas de transmisión (km)

Nivel de tensión (kV)	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
400	11,337	11,908	12,249	12,399	13,165	13,695	14,504	15,998	17,790	18,144	19,265
230	18,878	19,374	20,292	21,224	21,598	22,645	24,060	24,773	25,687	27,148	27,745
161	456	456	456	456	508	508	646	470	475	475	475
150	445	66	66	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	31,116	31,804	33,063	34,079	35,271	36,848	39,210	41,241	43,952	45,767	47,485

Transformación

La transformación es el proceso que permite, utilizando subestaciones eléctricas, cambiar las características de la electricidad (voltaje y corriente) para facilitar su transmisión y distribución. Ésta ha crecido en paralelo al desarrollo de la red de transmisión y distribución, contando a diciembre del año 2006 con 178,029 MVA, de los cuales 76.86% corresponde a subestaciones de transmisión y el restante 23.14% a subestaciones de distribución.

Capacidad en subestaciones (MVA)

Tipo de Subestación	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
Transmisión	91.0	94.5	98.5	104.5	107.8	113.6	119.7	125.1	128.8	134.7	137.0
Distribución	26.2	27.1	28.2	29.9	31.7	33.1	36.2	37.7	38.8	39.7	41.0
Total	117.2	121.6	126.7	134.4	139.5	146.6	155.9	162.8	167.6	174.4	178.0

1.3 DISTRIBUCIÓN.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica comprenden niveles de alta, baja y media tensión.

* Cifras a diciembre de 2006, CFE.

1.3.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares.

1.3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución se clasifican en:

- Industriales
- Comerciales
- Urbana
- Rural

1.3.2.1. Sistemas de distribución industrial.

Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, etc.; que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diesel.

1.3.2.2. Sistema de distribución comercial.

Es un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales, tales como edificios de gran altura, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos, etc. Este tipo de sistemas tiene sus propias características, como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

1.3.2.3. Sistemas de distribución urbana.

Alimenta la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una densidad de cargas pequeña. Son sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección en los equipos y el dimensionamiento.

1.3.2.4 Sistemas de distribución rural.

Estos sistemas de distribución se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el costo del kWh consumido. En muchos casos es justificado, desde el punto de vista económico, la generación local, en una fase inicial, y sólo en una fase posterior, puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red grande.

1.3.3. DISTRIBUCIÓN NACIONAL.

La red de distribución está integrada por las líneas de subtransmisión con niveles de tensión de 138, 115, 85 y 69 kilovolts (kV); así como, las de distribución en niveles de 34.5, 23, 13.8, 6.6,

4.16 y 2.4 kV y baja tensión. A diciembre de 2006, la longitud de estas líneas fue de 46,873 km y 606,318 km, respectivamente.

Longitud de líneas de distribución (miles de km)

Nivel de tensión (kV)	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006*
Subtransmisión											
138	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.3	1.3	1.4	1.4
115	30.3	30.9	32.3	34.1	34.9	36.1	38.0	38.7	40.1	40.8	42.2
85	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
69	3,566	3.4	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.2	3.2	3.2
Subtotal	35,301	35.7	37.1	38.8	39.6	40.7	42.6	43.6	44.9	45.6	46.9
Distribución											
34.5	54.8	55.6	57.1	58.9	60.3	61.7	62.7	63.6	64.7	66.3	67.4
23	20.5	22.0	22.7	23.3	23.7	24.6	25.8	26.3	27.4	27.9	28.6
13.8	211.5	219.2	226.9	233.2	239.7	246.3	251.7	257.4	264.5	269.4	273.2
6.6 ¹	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Baja tensión	196.9	205.9	208.7	211.9	215.3	221.0	222.1	225.1	230.2	233	236.6
Subtotal	484.5	503.5	516.1	528.1	539.7	554.3	563.0	573.2	587.5	597.1	606.3
Total de líneas	519.8	539.3	553.3	566.9	579.3	595.1	605.7	616.8	632.4	642.7	653.2
Total CFE ²	550.9	571.1	586.3	601.0	614.6	632.0	644.9	658.0	676.4	688.4	700.7

1.3.3.1. Electrificación rural

Uno de los propósitos fundamentales que se fijó el gobierno de México al crear la Comisión Federal de Electricidad en 1937, fue extender el servicio eléctrico a las poblaciones del área rural. En un principio, los esfuerzos y recursos económicos se destinaron principalmente a la construcción de plantas generadoras y a la electrificación de comunidades cercanas a éstas.

1.3.3.2. Grado de electrificación *

Actualmente se atiende a más de 128,446 localidades, de las cuales 125,053 son rurales y 3,393 urbanas. Aun cuando el servicio de energía eléctrica llega a 97% de la población, quedan por electrificar 70,945 localidades con un número reducido de habitantes. Clasificados por su nivel de población, son: 2,512 localidades de cien a 2499 habitantes y 68,433 localidades, con una población menor a cien habitantes.

* Cifras a diciembre de 2006, CFE.

¹ Incluye tensiones de 4.16 y 2.4 kV.

² El total incluye líneas de Transmisión.

1.3.3.3. Módulos solares¹

La fuente de energía más recurrente en el territorio nacional es la solar. En los últimos diez años se han instalado 42,000 pequeños módulos solares para el mismo número de viviendas. Esta será la tecnología de mayor aplicación en el futuro para aquellas poblaciones pendientes de electrificar en el medio rural.

¹ Información a diciembre de 2006. (Actualización anual)

2. LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Una subestación eléctrica se puede definir como un conjunto de maquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de permitir el suministro de la misma al sistema y líneas de transmisión existentes.

2.1. TIPOS DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Existen varias clasificaciones para las subestaciones eléctricas, sin embargo es práctica común clasificarlas de acuerdo a la función que van a desempeñar dentro del sistema.

- SUBESTACIONES ELEVADORAS EN LAS CENTRALES ELÉCTRICAS.
- SUBESTACIONES RECEPTORAS (REDUCTORAS) PRIMARIAS.
- SUBESTACIONES RECEPTORAS (REDUCTORAS) SECUNDARIAS.

Una segunda clasificación se puede hacer en base al tipo de instalación.

- SUBESTACIONES A LA INTEMPERIE.
- SUBESTACIONES TIPO INTERIOR.
- SUBESTACIONES BLINDADAS.

Teniendo en cuenta que existen muchos tipos de subestaciones, daremos una pequeña explicación del objetivo de cada una y posteriormente nos dedicaremos a concretar el tipo de subestación que se utilizará en el proyecto.

2.1.1. SUBESTACIONES ELEVADORAS EN LAS CENTRALES ELÉCTRICAS.

Estas subestaciones se encuentran adyacentes a las centrales generadoras y permiten modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores, para permitir la transmisión de la energía eléctrica a través de las líneas de transmisión a tensiones más elevadas que la generación, en la república Mexicana se genera entre 6 y 20 Kv y se transmite a 69 Kv, 115 Kv, 138Kv, 230 Kv y 400 Kv.

2.1.2. SUBESTACIONES RECEPTORAS (REDUCTORAS) PRIMARIAS.

Estas subestaciones se alimentan directamente de las líneas de transmisión y reducen la tensión a valores menores según sea el nivel de la transmisión ya sea para ser usadas en subtransmisión o en distribución según sea el caso, los niveles comunes de tensión de salida de estas subestaciones son 34.5 Kv, 69 Kv, 85 Kv, 115 Kv.

2.1.3. SUBESTACIONES RECEPTORAS (REDUCTORAS) SECUNDARIAS.

Estas subestaciones se encuentran alimentadas normalmente por los niveles de tensión intermedios (69 Kv, 115 Kv y en algunos casos 85 Kv) para alimentar a las llamadas redes de distribución de 6.6 Kv, 13.8 Kv, 23 Kv, y 34.5 Kv.

2.1.4. SUBESTACIONES A LA INTEMPERIE.

Son aquellas construidas para operar a la intemperie y que requieren el uso de máquinas y aparatos adaptados para el funcionamiento en condiciones atmosféricas adversas (lluvia, nieve, viento, contaminación ambiental), generalmente se usan para sistemas de alta tensión, y en forma muy elemental en las redes de distribución aéreas.

2.1.5. SUBESTACIONES TIPO INTERIOR.

Las subestaciones que son instaladas en el interior de edificios, no se encuentran lo tanto sujetas a las condiciones de la intemperie, esta solución en la actualidad sólo encuentra aplicación en ciertos tipos de subestaciones unitarias, que operan con potencias relativamente bajas y se emplean en el interior de industrias o comercios.

2.1.6. SUBESTACIONES BLINDADAS.

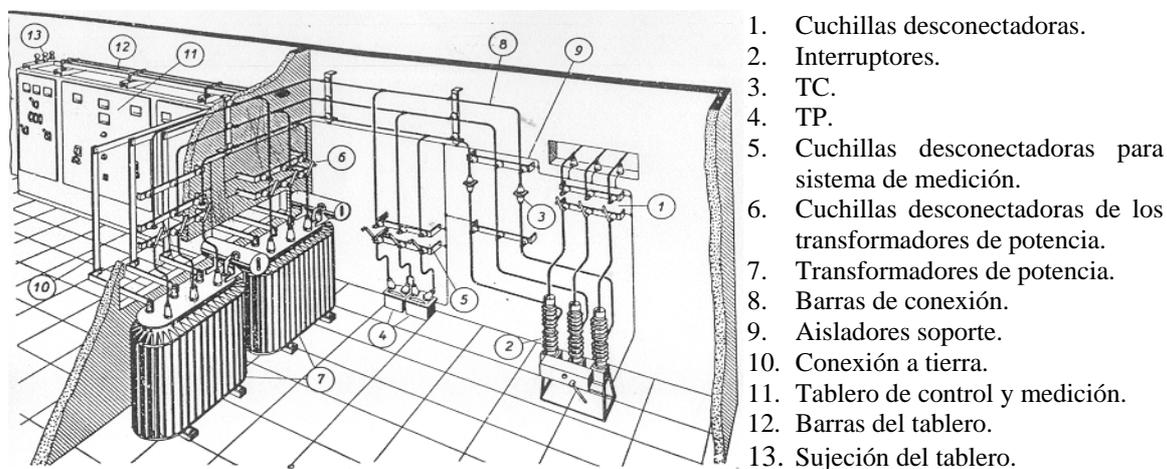
En este tipo de subestaciones los aparatos y las máquinas se encuentran completamente blindados y el espacio que ocupan, a igualdad de potencia y tensiones, es muy reducido en comparación con los otros tipos de subestaciones.

2.2 COMPONENTES PRINCIPALES.

Siempre es conveniente tener una idea de cuales son los principales componentes que constituyen una subestación eléctrica así como la función que desempeñan dentro de los sistemas con el objeto de analizar con mayor propiedad las características más importantes para una aplicación específica.

Se puede mencionar que todos los elementos de una subestación eléctrica tienen una función que desempeñar y cada uno es importante de acuerdo a la ubicación que guardan dentro de la instalación, sin embargo es obvio que es necesario conocer con cierto detalle aquellos elementos que por la función que desempeñan resultan de mayor importancia.

Debido a que son muchos las clases y tipos de subestaciones, nos enfocaremos a decir cuales son los principales componentes del tipo de subestación que nos concierne es decir, los componentes principales de una subestación eléctrica de media potencia y media tensión.



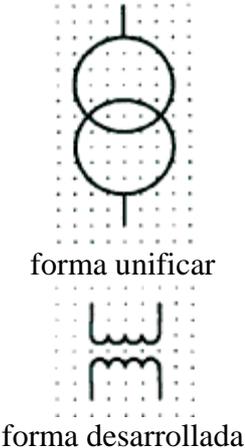
Esquema de elementos principales de una subestación eléctrica de media tensión.

2.2.1. TRANSFORMADOR.

El transformador es la parte más importante de una subestación eléctrica ya sea por la función que representa de transferir la energía eléctrica en un circuito o bien por su costo con relación a las otras partes de la instalación.

Los transformadores desde el punto de vista del medio refrigerante se pueden dividir en dos grupos:

- Transformadores con aislamiento en seco.
- Transformadores con aislamiento en aceite.

 <p>forma unificar</p> <p>forma desarrollada</p>	<p>Transformador de 2 arrollamientos</p>	<p>Las polaridades instantáneas de las tensiones se pueden indicar en la forma 2, por ejemplo:</p>  <p>...corrientes instantáneas entrantes por los extremos marcados con un punto producen flujos aditivos.</p>
--	--	---

2.2.1.1. TRANSFORMADORES CON AISLAMIENTO EN SECO.

Estos transformadores tienen su parte activa en contacto directo con un medio aislante gaseoso (por lo general aire) o bien con algún medio aislante sólido como por ejemplo resinas, materiales plásticos, etc. Estas máquinas por lo general se construyen para potencias hasta de algunos KVA y con tensiones que normalmente no exceden a la clase de 15 Kv por lo que su empleo es reducido casi a los servicios auxiliares de algunas otras instalaciones o como parte integrante de las instalaciones secundarias industriales o comerciales.

2.2.1.2. TRANSFORMADORES CON AISLAMIENTO EN ACEITE.

Estos transformadores tienen su parte activa sumergida en aceite mineral (derivados de petróleo) por lo que en estas máquinas de hecho no se tienen limitaciones ni en la potencia ni en las tensiones ya que es común encontrar transformadores hasta de 400 MVA y con tensiones del orden de 500 Kv y en algunos casos con valores superiores de potencia y tensión como los usados en las redes eléctricas de Estados Unidos, algunos países de Europa y Canadá, solo por mencionar algunos casos.

2.2.1.3 MEDIOS DE ENFRIAMIENTO

El aspecto del medio de enfriamiento es tan importante que existen una clasificación de los transformadores con relación a esto y que están referidas a las recomendaciones por la Comisión Internacional de Electrotecnia como sigue:

Transformadores tipo seco:

- Con enfriamiento por aire natural.
- Con circulación forzada del aire en el exterior por medio de ventiladores.
- Con circulación forzada de aire en el núcleo y los devanados.

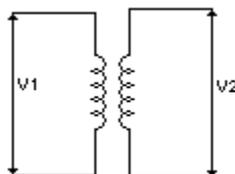
Transformadores en Aceite:

- Circulación natural del aceite y del aire (tipo OA).
- Circulación natural del aceite y aire auxiliado por circulación forzada del aire con ventiladores en los tubos radiadores.
- Circulación forzada del aceite y circulación natural del aire.
- Circulación forzada del aceite y circulación forzada del aire.
- Circulación forzada del aceite y circulación forzada del agua por medios externos.
- Circulación forzada del agua.

2.2.2. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP).

Los llamados transformadores de potencial (TP's), se emplean para medición y/o protección; se debe a que la cantidad principal por variar es la tensión, es decir, que permiten reducir un voltaje de un valor que puede ser muy alto a un valor utilizado por los instrumentos de medición o protección (generalmente 127 v).

Las tensiones primarias pueden tener valores relativamente altos, como 400 Kv por ejemplo.



Si K_n es la relación de transformación:

$$K_n = \frac{V_1}{V_2} \quad \begin{matrix} V_1 = \text{Tensión en el primario} \\ V_2 = \text{Tensión en el secundario} \end{matrix}$$

Desde luego que los transformadores de potencial pueden tener diferentes relaciones de transformación dependiendo del número de secundarios que tengan.

Clases de precisión para transformadores de potencial		
Clase	Error de relación en %	Error de ángulo en minutos (de arco).
0.1	± 0.1	± 5
0.2	± 0.2	± 10
0.5	± 0.5	± 20
1.0	± 1.0	± 40
3.0	± 3.0	- - -

De tal forma que como especificaciones importantes a considerar en un transformador de potencial, se tienen las siguientes:

- 1.- Relación de transformación.
- 2.- Potencia a alimentar en VA.
- 3.- Clase de precisión.
- 4.- Tipo de servicio (interno o intemperie).
- 5.- Número de devanados
 - Uno primario y un secundario, un primario y dos secundarios, etc.
- 6.- Especificaciones eléctricas.
 - 6.1.- Nivel básico de aislamiento al impulso de 1.2/50 microsegundos.
 - 6.2.- Nivel de aislamiento a la tensión de 60 Hz. un minuto.

Las normas nacionales para transformadores de potencial se clasifican según su clase de precisión como 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3, 5 y recomiendan su utilización según la siguiente tabla.

Utilización recomendada para transformadores de potencial		
CLASE		UTILIZACIÓN
0.1		Calibración.
0.2	- 0.3	Mediciones en laboratorios, alimentación de integradores (Wattorímetros) para sistemas de gran potencia.
0.5	- 0.6	Instrumentos de medición e integradores. (Wattorímetros)
1.2	- 3.5	Vóltmetro de tableros. Voltímetros registradores. Wattmetros de tableros. Wattorímetros. Frecuencímetros de tablero. Sincronoscopios. Reguladores de tensión. Reveladores de protección.

2.2.3. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Cuando se desea hacer mediciones cuyos valores son elevados y no pueden ser manejados directamente por los instrumentos de medición o protección, o bien, cuando se trata de hacer mediciones de corriente en circuitos que operan a tensiones elevadas es necesario establecer un aislamiento eléctrico entre el circuito primario conductor y los instrumentos. Este aislamiento se logra por medio de los denominados transformadores de corriente (TC's) cuya función principal es transformar o cambiar un valor de corriente en un circuito a otro que permita la alimentación de instrumentos y que por lo general es de 5 amperes según normas, proporcionando el aislamiento necesario en la tensión.

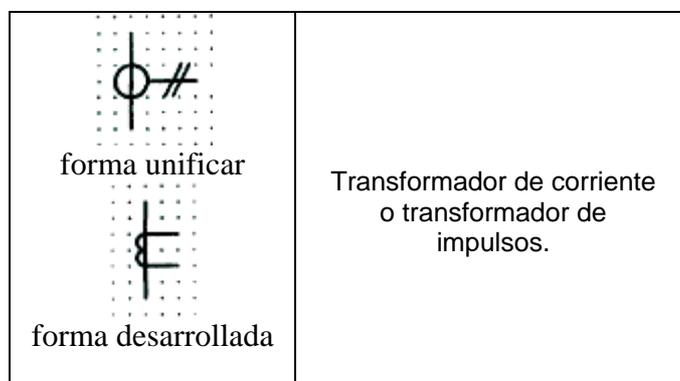
Clases de precisión para transformadores de potencial

CLASE DE PRECISION	Error de relación (en % referido a la corriente nominal)	Error de ángulo (minutos)	Error compuesto (referido a la corriente nominal limite en %)
5 P	± 1	± 60	5
10 P	\pm	----	10

En particular para los TC's no es practica común alimentar mas de un instrumento de protección (relevador) aunque puede alimentar, si es el caso, hasta dos instrumentos de medición.

Las normas ANSI definen la clase de precisión como el error máximo admisible en % que un transformador de instrumento puede introducir en la medición de potencia, expresándose como clases de precisión normales las siguientes.

Clases de precisión recomendadas para TC según su uso	
CLASE	UTILIZACIÓN
0.1	Calibración y medidas de laboratorio.
0.2 - 0.3	Mediciones en laboratorios, alimentación de integradores (Wattorímetros) para sistemas de gran potencia.
0.5 - 0.6	Alimentación de Wattorímetros para facturación, en circuitos de distribución. Wattorímetros industriales.
1.2	Amperímetros indicadores. Amperímetros registradores. Fasómetros indicadores. Fasómetros registradores. Wattorímetros indicadores. Wattorímetros industriales. Wattorímetros registradores. Protecciones diferenciales, relevadores de impedancia y de distancia.
3 - 5	Protecciones en general. (Relevadores de sobrecorriente).



2.2.4. INTERRUPTORES.

Los interruptores son los elementos cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacío o cortocircuito, es decir, con condiciones normales o anormales. Su operación o ciclo de trabajo puede consistir en:

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre con corriente de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Fallas de línea corta (falla kilométrica).
- Oposición de fase durante las salidas del sistema.

- Recierres automáticos rápidos.
- Cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra.

Para la construcción de un interruptor se deben tener en cuenta los parámetros antes mencionados, ya se pueden tener diferentes corrientes tales como la corriente a plena carga y la corriente de corto circuito, el interruptor debe poder soportar los esfuerzos electromagnéticos producidos por estas corrientes. es por eso que a la hora de adquirir un interruptor se deben tener en cuenta las siguientes características.

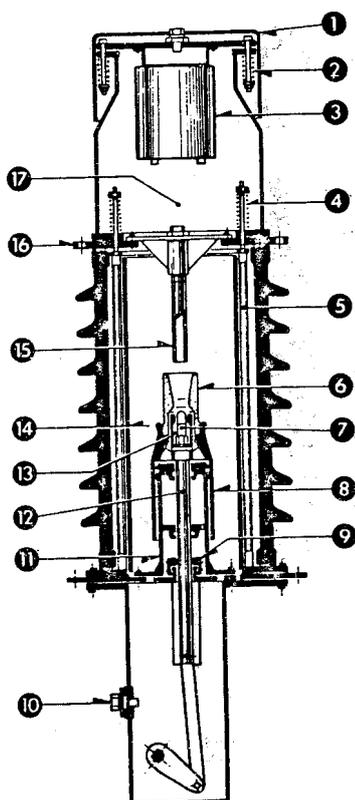
1. Tensión nominal y corriente nominal.
2. Frecuencia nominal.
3. Capacidades de interruptor simétrica y asimétrica.
4. Capacidad de cierre en cortocircuito.
5. Máxima duración de la corriente de cortocircuito o corriente nominal de tiempo corto.
6. Ciclo de operación nominal.

Para el proyecto que se presenta se utiliza una interrupción en hexafloruro de Azufre (SF_6). Desde hace algunos años en el mercado especialmente para tensiones superiores a 70 Kv interruptores en los que el medio de extinción del arco está constituido por SF_6 , este es un gas que presenta ciertas características particulares para la extinción del arco debido a que reúne dos requisitos fundamentales.

- a) Un elevado valor de rigidez eléctrica
- b) Una elevada velocidad de recuperación de la rigidez dieléctrica cuando se pierde durante la interrupción a cause del arco dieléctrico.

La rigidez dieléctrica del SF_6 a la presión atmosférica es 2 o 3 veces mayor de la del aire y su valor a una presión de 3 Kg/cm^2 es comparable con el del aceite mineral tratado.

Elementos de interrupción de un interruptor de SF_6 .



En esta figura se muestran las partes principales de un elemento de interrupción (cámara de interrupción) en la que se pueden distinguir:

- 1) Caja superior.
- 2) Resortes ajuste.
- 3) Recipiente que contiene un deshumificador para garantizar una humedad adecuada del gas aislante.
- 4) Resorte de ensamblaje.
- 5) Varilla de ensamblaje.
- 6) Cámara de interrupción.
- 7) Contacto del arco.
- 8) Cilindro atornillador al contacto móvil.
- 9) Contacto fijo al tulipán.
- 10) Enchufe para llenado del gas y conexión de medición de presión.
- 11) Pistón estacionario.
- 12) Varilla del contacto móvil.
- 13) Contacto móvil.
- 14) Tubo aislante.
- 15) Contacto fijo.
- 16) Terminal de conexión.

17) SF₆.

El elemento de interrupción es prácticamente un recipiente que contiene SF₆ a la presión de 4 Kg/cm².

	Interruptor automático, símbolo general
	Interruptor estático (semiconductor), símbolo general

2.2.5. CUCHILLAS DESCONECTORAS.

Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión pero en general sin corriente ya que poseen una capacidad interruptiva casi nula.

Su empleo es necesario en los sistemas ya que debe existir seguridad en el aislamiento físico de los circuitos antes de realizar cualquier trabajo y para los cuales la presencia de un interruptor no es suficiente para garantizar un aislamiento eléctrico.

Las cuchillas desconectoras en particular deben cumplir los siguientes requisitos:

- Garantizar un aislamiento dieléctrico a tierra y sobre todo en la apertura. Por lo general se requiere entre puntos de apertura de la cuchilla un 15 ó 20 % de exceso en el nivel de aislamiento con relación al nivel de aislamiento a tierra.
- Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista una elevación de temperatura en las diferentes partes de la cuchilla y en particular en los contactos.
- Soportar un tiempo específico (generalmente 1 segundo), los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de corto circuito.
- Las maniobras de cierre y apertura se deben realizar con toda seguridad es decir sin posibilidad de que se presenten falsos contactos o posiciones falsas aún en condiciones atmosféricas desfavorables como puede ser por ejemplo la presencia de hielo.

Las cuchillas desconectoras pueden tener formas y características constructivas que varían en base a la tensión de aislamiento y a la corriente que debe conducir en condiciones normales, las siguientes solo son unos tipos de cuchillas que se pueden encontrar en el mercado actual.

2.2.5.1. CUCHILLAS UNIPOLARES.

En este seccionador en la posición cerrada la navaja se encuentra insertada en un contacto que está a presión aprisionado fuertemente la navaja para garantizar a buen contacto eléctrico. Por lo general se emplean en baja tensión y tensiones medias con corrientes hasta de 1000 o 1500 Amperes.

2.2.5.2. CUCHILLAS TRIPOLARES.

Son básicamente el mismo tipo de cuchillas unipolares pero el mando es tal que se accionan las tres fases simultáneamente.

2.2.5.3. CUCHILLA UNIPOLAR DE ROTACIÓN.

Estas pueden tener un perno control o bien con interrupción doble o pueden existir de interrupción simple con columna central giratoria, son utilizadas por lo general en sistemas de alta tensión con corrientes hasta de 2000 Amperes.

2.2.5.4. CUCHILLA DESCONECTADOTA TRIPOLAR GIRATORIA.

Son prácticamente iguales a las giratorias unipolares, pero emplean mando tripolar para accionamiento simultaneo de los tres polos, por lo general se usan en 69 y 115 KV.

2.2.5.5. CUCHILLA DESCONECTADORA DE APERTURA VERTICAL.

En esta cuchilla se tiene un giro del orden de 110° en la columna central del aislador, la apertura se realiza en dos tiempos por medio de un giro de 60° de la cuchilla (navaja) que gira sobre su propio eje y un movimiento vertical de la otra navaja en forma propia. Los puntos de contacto son antihielo y a prueba de contaminación. Se usan en sistemas de 85 a 230 KV.

2.2.5.6. CUCHILLAS DESCONECTADOTAS TIPO PANTÓGRAFO.

Se construyen en general del tipo monopolar siendo su elemento de conexión del tipo pantógrafo de donde viene su nombre, el cierre del circuito se obtiene levantando el contacto móvil que se encuentra sobre el pantógrafo conectándose al contacto fijo que se monta sobre el cable o sistema de barras de la subestación.

2.2.6. FUSIBLES.

El uso de los fusibles para la protección contra el corto circuito y contra sobrecargas en los sistemas de baja tensión ha sido muy común por la simplicidad y el bajo costo que estos elementos representan, estas características hacen que también sean usados en circuitos de media tensión.

El fusible esta reservado para la interrupción automática del circuito que protege cuando se verifican condiciones anormales de funcionamiento que están normalmente asociados con las sobrecorrientes, esta interrupción se obtiene de la fusión del elemento fusible que en si representa la parte fundamental y que determina sus características.

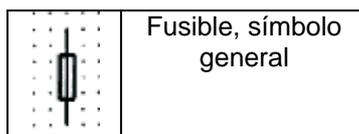
Las características principales que definen a un fusible son:

- **Tensión Nominal.** Es el valor de la tensión para la cual se designa la operación del fusible y que normalmente corresponde a la tensión máxima del diseño del fusible en correspondencia a la tensión máxima de operación del sistema en el que va a operar.
- **Corriente Nominal.** Es el valor de la corriente a la cual el fusible no debe presentar calentamiento excesivo y a la que operará por tiempo indefinido. En general este valor

se asocia también a los valores máximos de no fusión (1.2 In) y al máximo de fusión (1.6 In).

- **Capacidad interruptiva.** Es el máximo valor de la corriente que el fusible está en posibilidad de interrumpir cuando el fusible está a su tensión nominal y en condiciones determinadas de tensión de restablecimiento y factor de potencia (o constante de tiempo). En el caso de los circuitos de corriente alterna se expresa como el valor máximo de la corriente de corto circuito simétrica.

Los fusibles que se emplean en los circuitos de alta y media tensión se construyen por lo general del tipo expulsión y del tipo ácido bórico.



2.2.6.1. FUSIBLE TIPO EXPULSIÓN.

En el fusible tipo expulsión, un tubo de material orgánico capaz de producir una cantidad notable de gas y soportar una alta temperatura, une a las dos terminales del fusible, este tubo cuenta con un dispositivo de contacto de manera que cuando el fusible se funde los contactos se separan cayendo el tubo. El funcionamiento del fusible produce mucho gas y ruido; estos fusibles se pueden emplear en tensiones hasta 115 Kv y con corrientes de corto circuito simétricas hasta de 20 KA.

2.2.6.2. FUSIBLE DE ÁCIDO BÓRICO.

En los fusibles de ácido bórico la función del tubo de material orgánico se sustituye por un cuadro de este material, de manera que el elemento fusible se coloca en el extremo abierto del tubo aislante y cuando interviene en el punto de contacto se alarga el arco hacia el espacio en donde se pone el ácido bórico, éste bajo la acción del calor se descompone desarrollando vapor de agua cuyo efecto de ionizante es más eficaz que la del gas en los fusibles de expulsión. Los fusibles de expulsión y de ácido bórico se aplican en el mismo rango de tensiones y corrientes.

2.2.7. INSTRUMENTOS ELÉCTRICOS DE MEDICIÓN Y TABLEROS.

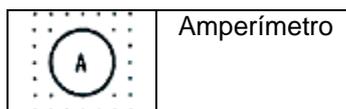
Los instrumentos eléctricos se pueden clasificar de acuerdo al siguiente criterio fundamental:

- Principio de funcionamiento (electromagnético, magnetoeléctrico, electrodinámico, de inducción y digital).
- Naturaleza de la corriente con la que opera (continua o alterna).
- Por su grado de precisión (de tablero, de control o de laboratorio).
- Por sus características constructivas (indicador, registrador y forma externa, etc.).

2.2.7.1. AMPERÍMETROS.

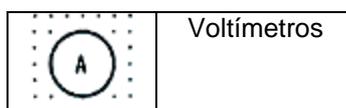
Los amperímetros se deben conectar en serie con el circuito al que se le desea medir la corriente, la conexión puede ser directa en los circuitos de baja tensión y para corrientes no superiores a algunos amperes, mientras que para circuitos a tensiones elevadas o para altos valores de corriente se requiere de métodos de medición indirecta, en corriente continua se usan derivadotes (Shunts) y en corriente alterna transformadores de corriente siendo la corriente normal para los amperímetros alimentados por elementos reductores de corriente de 5 Amperes.

El tipo de amperímetro mas conocido es el electromagnético de hierro móvil dada su simplicidad de construcción y su bajo costo pudiéndose adoptar también fácilmente para tableros.



2.2.7.2. VOLTÍMETROS.

Son por lo general electromagnéticos para corriente alterna y magnetoeléctricos para corriente continua. Son elementos que se conectan en paralelo con el circuito por medir, si la tensión es baja se conecta directamente al circuito y para altas tensiones se emplea como elemento de alimentación al voltímetro un transformador de potencial que se conecta en su lado primario al circuito y en el secundario al instrumento.



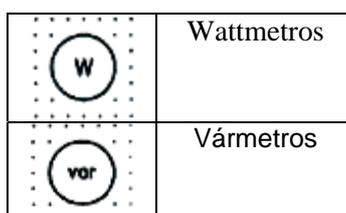
2.2.7.3. WATTMETROS Y VÁRMETROS.

El wattmetro es un instrumento que sirve para la medición de la potencia activa que circula por un circuito eléctrico, para el empleo de tableros se requiere casi siempre los del tipo electrodinámico, son aparatos un poco robustos en su construcción y tienen la ventaja de que se ven muy poco afectados por el campo eléctrico externo.

Básicamente están constituidos por un circuito de corriente y un circuito de voltaje pudiendo medir cualquiera de estas dos cantidades o ambas en forma directa o indirecta, para valores elevados de corriente o voltaje, del orden de los indicados con los amperímetros o los voltímetros se emplean los métodos indirectos alimentando al elemento de corriente en la misma forma que a un amperímetro o al de voltaje como si se tratara de un voltímetro. Se puede conectar en forma monofásica o trifásica o bien dos wattmetros monofásicos para medición de potencia trifásica.

Para la medición de la potencia reactiva se puede hacer uso del vármetro que desde el punto de vista de construcción es igual que el wattmetro, pero se diferencia solo por un artificio por medio del cual la bobina de voltaje se encuentra en cuadratura con la tensión por lo que la indicación del instrumento resulta proporcional a $VI \text{ sen } \varphi$.

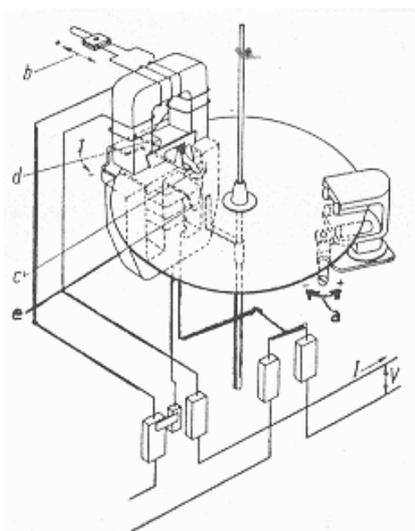
El empleo de estos elementos esta limitado a los circuitos monofásicos ya que en los circuitos trifásicos la medición de potencia reactiva se puede hacer utilizando wattmetros de construcción normal convenientemente insertados.



2.2.7.4. CONTADORES DE ENERGÍA.

Los contadores de energía del tipo inducción para los circuitos de corriente alterna se derivan directamente de los wattmetros de inducción de los cuales conservan algunas características como son su robustez, simplicidad de construcción y seguridad de funcionamiento, solo que en estos falta el eje puntero que permite el wattmetro guiar libremente, ya que en este caso se conecta mecánicamente a un sistema integrador pudiendo dar la indicación en watt-hora o kilowatt-hora.

Por lo general los contadores de energía se diseñan para inserción directa al circuito por medir, con corrientes hasta de 50 A y tensiones de hasta 500 V, mientras que para valores mayores se recurre a la inserción de transformadores de instrumento. La medición de energía en circuitos trifásicos se efectúa en forma análoga al método de medición de potencia trifásica.



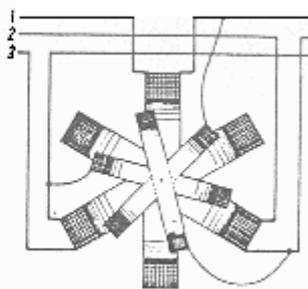
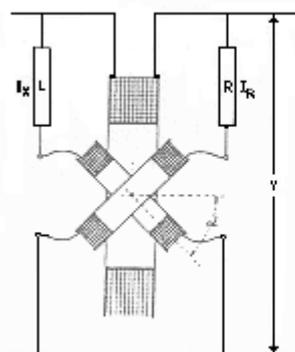
Partes principales de un contador de energía.

- a) Elemento de regulación de velocidad a plena carga.
- b) Elemento de regulación de fase.
- c) Elemento de regulación de velocidad con cargas pequeñas.
- d) Regulación de velocidad al límite de sobrecarga.
- e) Control de la velocidad.

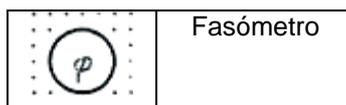
2.2.7.5. FASÓMETRO.

La medición directa del factor de potencia de un circuito monofásico con corriente alterna se puede efectuar con instrumentos de bobinas concéntricas denominados *fasómetros*. La bobina fija se encuentra en serie, mientras la bobina móvil se excita en derivación con relación al circuito por medir. La posición del elemento móvil depende del ángulo de fase entre la corriente y la tensión.

Para instrumentos trifásicos se sigue el mismo procedimiento y principio de medición. Normalmente los valores del factor de potencia se refieren a un factor de potencia unitario de manera que pueda indicar si está adelantado o atrasado. Como el factor de potencia está afectado por la frecuencia, las mediciones e instrumentos solo están referidos a un valor de frecuencia.



Esquema de principio de un fasómetro monofásico y un fasómetro trifásico.

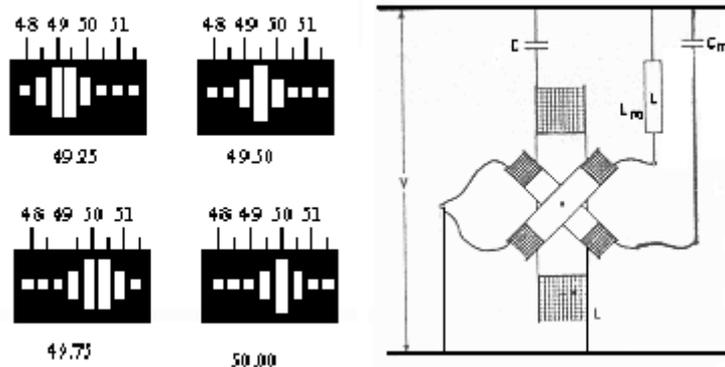


2.2.7.6. FRECUENCÍMETRO.

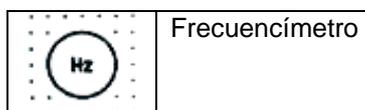
Para controlar la frecuencia de la potencia eléctrica en una instalación se emplea un instrumento de medición denominado frecuencímetro que que aplicaciones industriales se recurre esencialmente a los tipos de resonancia mecánica y resonancia eléctrica.

El mas empleado es el denominado de resonancia mecánica que está constituido de una serie de laminillas de igual longitud pero con frecuencia propia de vibración diferente. Sobre esta laminillas se tiene un puntero con electroimán que se alimenta un paralelo a la tensión de la instalación sobre la cual se desea efectuar la medición. La laminilla que tenga una frecuencia mas cercana a la que tiene el sistema de alimentación vibrara en una forma mucho mas notable que las otras, permitiendo así identificar y medir la frecuencia de la red. Normalmente la frecuencia de resonancia entre 2 laminillas contiguas varía de 1/2 a 1/4 de periodo.

El frecuencímetro de resonancia eléctrica está basado sobre el mismo principio del fasómetro monofásico, se tiene una bobina fija pero conectada en paralelo con el circuito y se calcula para resonar con el condensador que se conecta en serie con esta, a una determinada frecuencia.



Frecuencímetro de laminilla y eléctrico.

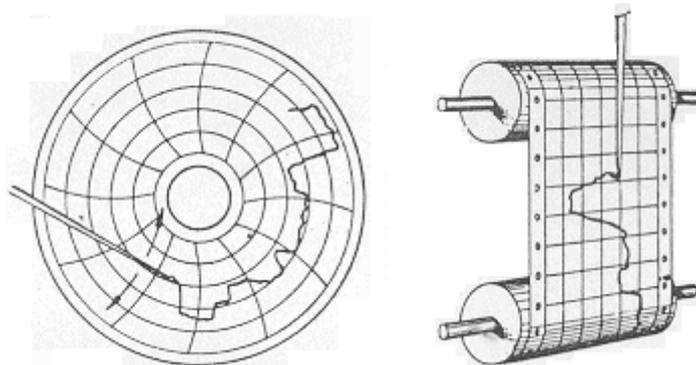


2.2.7.7. INSTRUMENTOS REGISTRADORES.

Los instrumentos indicadores se pueden construir como registradores agregando el índice de un dispositivo que escribe que traza la indicación sobre un papel especial que opera bajo un sistema de relojería.

El sistema de registro puede ser directo o indirecto en este segundo caso el instrumento tiene solo la función de controlar el movimiento del elemento que escribe y que está a su vez movido por un servomotor.

En los registradores que usan diagrama circular, las coordenadas polares están constituidas por un disco que gira alrededor de su propio eje con velocidad uniforme, no son muy comunes en su uso y por lo general se emplean en aquellos casos en donde se requiere mucha precisión.



Registro en papel cartesiano y papel circular.

	<p>Aparato registrador, símbolo general</p>	<p>El asterisco se sustituye por el símbolo de la magnitud</p>
--	---	--

2.2.7.8. TABLEROS ELÉCTRICOS.

En el complejo de una subestación eléctrica donde intervienen los instrumentos de maniobra, de medición, de control y algunos otros, la conexión eléctrica entre estos que constituyen la instalación se divide genéricamente en dos categorías: los tableros y los circuitos eléctricos principales de la subestación.

En las instalaciones de pequeña potencia y baja tensión es común que el equipo principal de los aparatos de maniobra y control se monte junto a los aparatos que deben accionar o sea en los propios tableros de distribución.

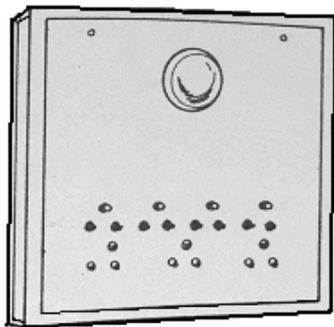
En instalaciones grandes los aparatos de control, maniobra y medición normalmente se pueden instalar juntos en los mismos tableros por lo que todo lo que corresponde a los aparatos de corte se instalan por separado y es frecuente tener un puesto de mando central lo que hace necesario efectuar un alambrado de interconexión controlado por diagramas de interconexión que faciliten la acción a los operadores.

Por otra parte los relevadores de protección que accionan interruptores o dispositivos de protección que se encuentran a la intemperie es normal que se localicen en tableros denominados de protección y localizados a una cierta distancia de los objetos que accionan dentro del área de la subestación en un cuarto denominado cuarto de control ó caseta de mando.

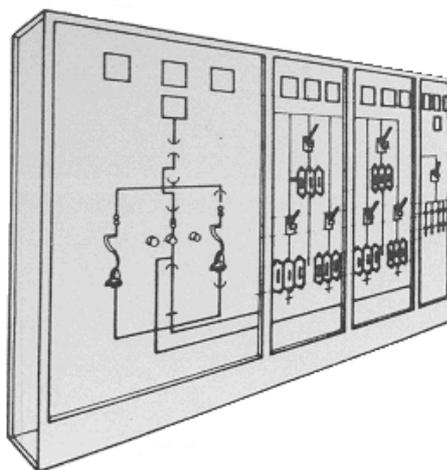
2.2.7.8.1. TABLEROS DE MANDO DIRECTO.

Instalados por lo general en sistema eléctrico de poca importancia en donde es importante el bajo costo y se requieren pocos paneles. Puede ser de tres tipos:

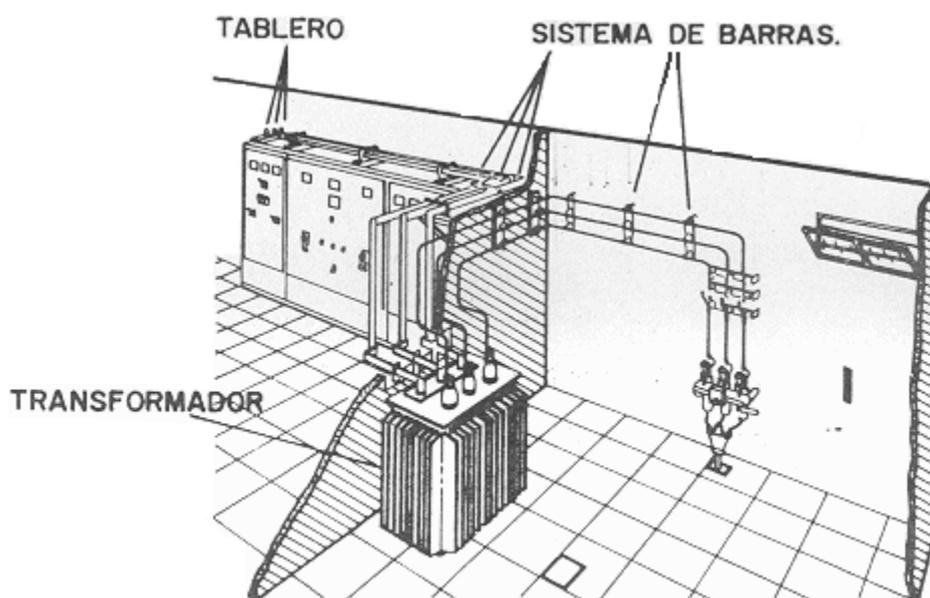
- a) Tablero con el frente de baja tensión.
- b) Tableros con el frente muerto (sin tensión)
- c) Tableros modeladores.



Tablero típico de baja tensión.



Tablero de frente muerto para alta tensión



Tableros en subestaciones de baja potencia.

2.2.7.8.2. TABLEROS DE MANDO A DISTANCIA.

Por control remoto con medios eléctricos. Estos tableros se emplean por lo general en las grandes instalaciones en donde las disposiciones de los puestos de mando y vigilancia debe permitir en todo momento una visibilidad amplia del estado de servicio de toda la instalación y facilitar la maniobra rápida de los elementos de corte y de regulación si existen. En sistemas de distribución con alta tensión resulta peligroso el uso de tableros con mando directo por lo que resulta adecuado el uso de estos tableros. Es común en estos tableros señalar a los elementos que intervienen dentro del control y protección mediante representaciones basadas en los diagramas unifcareaes del sistema denominado bus mimico. Es común también que los cuadros se señalicen por medio de cuadros luminosos.

Existen también tableros con mando a distancia por medio de elementos mecánicos que sustituyen a los tableros de mando directo en aquellos casos en que resulte peligroso el uso de estos ya sea por las tensiones elevadas que se usen o por el riesgo que implique para el personal el uso de elementos de desconexión grandes o robustos.

2.2.7.8.3. ALUMBRADO EN LOS TABLEROS ELÉCTRICOS.

Los conductores constitutivos de los tableros constituyen de hecho como partes secundarias de una instalación y son los encargados de interconectar a los distintos elementos que constituyen al tablero por lo que no es recomendable que se instalen paralelos a los cables de potencia ya que cualquier perturbación en estos podría alterar las mediciones o afectar la operación de los dispositivos de protección, tampoco es recomendable instalarlos en los mismos ductos que contienen a los conductores de mando y señalización para evitar falsear en lo posible medidas o indicaciones.

En el interior de los tableros los conductores se instalan perfectamente alineados y usando colores convencionales en los aislamientos a fin de identificar con facilidad las trayectorias y función de cada alumbrado el tendido de los conductores se puede hacer individual o agrupado en canales, ductos o simplemente a través de las canalizaciones propias del tablero.

Tipo de instalación o servicio.	Sección en conductor de cobre	Sección en conductor de aluminio.
Circuitos de Mando.	1.5 mm ²	2.5 mm ²
Circuitos de Señalización.	1.5 mm ²	2.5 mm ²
Secundarios de transformadores de potencial.	1.5 mm ²	2.5 mm ²
Secundarios de transformadores de corriente.	2.5 mm ²	4.0 mm ²

Secciones mínimas recomendadas para los conductores de medida, mando y señalización.

Para los transformadores de corriente localizados a distancias considerables de los tableros en donde se encuentran los instrumentos que alimentan, o bien los conductores que alimentan los circuitos de control de interruptores, reguladores de excitación y en general elementos que representen cargas considerables y en donde las secciones de los conductores deben ser mayores que las indicaciones en la tabla anterior, se deben seguir las siguientes recomendaciones.

- Para cargas consideradas como continuas como es el caso de los reguladores de voltaje se considerara como el cálculo normal de un conductor por corriente usándose para tal fin los métodos de cálculo de las instalaciones eléctricas residenciales e industriales basadas en la capacidad de conducción de corriente de conductores en tubo conduit.
- Para cargas momentáneas como el caso de los circuitos de accionamiento de interruptores es recomendable calcular los conductores por caída de tensión de manera que su sección se calcula de acuerdo con la expresión:

$$S = \frac{2l I \cos \varphi}{\theta x e} \text{ (mm}^2\text{)}$$

Donde:

l = Longitud del conductor (de ida) en metros.

I = Corriente de la carga en amperes.

$\cos \varphi$ = Factor de potencia de la carga.

θ = Coeficiente de conductibilidad (56 para el cobre, 35 para el aluminio).

e = Máxima caída de tensión permisible en volts.

Se recomienda un valor máximo de caída de tensión de 10%

- Para transformadores de corriente los conductores del lado secundario que alimentan a las cargas tienen un cierto consumo de potencia, por lo que la potencia del transformador deberá ser la suma de la potencia de los aparatos que alimenta y la que consumen los propios conductores. Para tal efecto la longitud real de los conductores se deberá calcular como:

- a) Cuando se alimenta de 1 transformador con un conductor de ida y un conductor de retorno con longitud l . la longitud real es:

$$l_r = 2l .$$

- b) Cuando se alimenta de dos transformadores con dos conductores de ida y 1 conductor común de retorno la longitud real es:

$$l_r = 1.9l$$

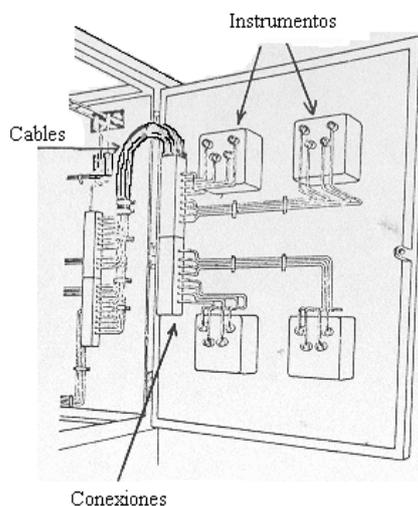
- c) Para alimentar con 3 transformadores con 3 conductores de ida y uno de retorno común.

$$l_r = 1.1l$$

2.2.7.9. TABLILLAS DE CONEXIÓN.

Las tablillas de conexión se emplean en los tableros eléctricos como medio de referencia en el alambrado y están constituidas básicamente por medio de bornes intercambiables a base de baquelita, pasta o algún otro material aislante sólido con propiedades mecánicas para la sujeción de longitud variable y ajustable con forma de regletas.

Están basadas fundamentalmente en un borne de apriete a base de tornillo y otro aislante, tienen de ventaja de rapidez en la identificación de las terminales para rápidas comprobaciones en los circuitos individuales.



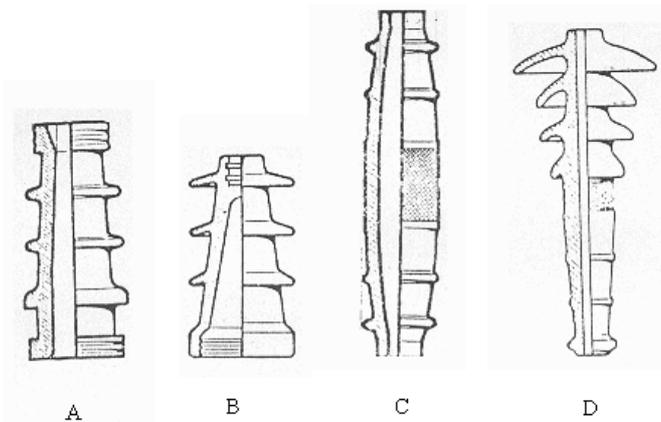
Detalles de alambrado de un tablero sencillo.

2.2.8. AISLADORES EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

Los aisladores en las subestaciones eléctricas se emplean como elementos de montaje y sujeción de barras y conductores, existen básicamente dos tipos, el de soporte a base de montaje en alfiler de acero con rosca recubierta de plomo o simple sujeción a base de tornillo según sea la tensión de operación y el tipo suspensión semejante a los usados en las líneas de transmisión con las mismas dimensiones y montaje.

El empleo de cada uno de estos tipos está sujeto al elemento conductor usado en el sistema de barras de la instalación, así por ejemplo si se emplea barra sólida el aislador de soporte, pero si se emplea cable entonces es común el empleo de aisladores tipo suspensión formado cadenas montadas generalmente en posición horizontal.

Se fabrican para uso interior e intemperie, por lo general de vidrio y porcelana aunque para instalaciones interiores también se pueden hacer de resinas fundidas.



Algunos tipos de aisladores: A y C (Interior), B y D (Intemperie).

3.1 COSTO TOTAL DE SUBESTACION



CATALOGO DE CONCEPTOS

Artículo I. COSTO
APROXIMADO: \$ 2,012,130.04

CONCURSO: _____ ORDEN: _____ FECHA: FEBRERO 2006
PETROLEOS MEXICANOS OBRA: **SUMINISTRO, INSTALACION, INTERCONEXION, PRUEBAS Y PUESTA EN**
 SUBGERENCIA DE SISTEMAS PRIMARIOS **SERVICIO DE UNA SUBESTACION ELECTRICA COMPACTA CLASE 25 KV. ,**
 Y CONTRAINCENDIO **ENCAPSULADA EN SF6, TIPO INTEMPERIE NEMA 3R, INCLUYE CONCEPTOS DE OBRA**
 AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS **CIVIL.**
 COORDINACIÓN EX - REFINERIA Y ALTACE UBICACIÓN DEL ÁREA: ALTACE
 DEPTO. AFECTADO: 70631 PARTIDA PRESUPUESTAL: _____
 TIEMPO DE EJECUCIÓN: 90 DIAS No. DE SOLICITUD: _____

PDA	DESCRIPCIÓN DEL CONCEPTO	UNIDAD	CANT	PRECIO UNITARIO		IMPORTE	
				CON LETRA	(i) CON NUM \$		
	SUMINISTRO, INSTALACION, INTERCONEXION, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE UNA SUBESTACION ELECTRICA COMPACTA CLASE 25 KV, TIPO INTEMPERIE NEMA 3R. EQUIPO ELECTRICO: - TABLERO MODULAR EXTENSIBLE TOTALMENTE ENCAPSULADO EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF6). - TRANSFORMADOR DE 750 KVA. TIPO SECO ENCAPSULADO EN RESINA EPOXICA, TENSION DE OPERACIÓN 23,000-440/220 VOLTS. - TABLERO DE DISTRIBUCION GENERAL (TDG) A 440/220 VOLTS. - SUBESTACION SECUNDARIA CON TRANSFORMADOR DE 150 KVA, TENSION DE OPERACIÓN 440-220/127 VOLTS. - TABLERO DE DISTRIBUCION PARA SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO (TDA-A), A 440/220 VOLTS. - TABLERO DE DISTRIBUCION PARA SISTEMA DE ALUMBRADO Y CONTACTOS (TDA-C), A 220/127 VOLTS. - TABLERO DE DISTRIBUCION PARA SISTEMA CONTRA-INCENDIO (TDC-I), A 440/220 VOLTS. - TABLERO DE DISTRIBUCION PARA SISTEMA HIDRAULICO (TDH-S), A 440/220 VOLTS. - DISTRIBUCION ELECTRICA (CABLEADO ELECTRICO). - SISTEMAS DE TIERRAS FISICAS DE SUBESTACIONES PRIMARIA Y SECUNDARIA. INCLUYE CONCEPTOS DE OBRA CIVIL COMO: EXCAVACION DE CEPAS, FABRICACION DE REGISTROS ELECTRICOS, DUCTOS ELECTRICOS SUBTERRANEOS, ENCOFRADO DE TUBERIA PVC SERVICIO PESADO, POSTES PARA CANALIZACION ELECTRICA AEREA, TUBERIA Y DUCTERIA ELECTRICA, BASES DE CONCRETO ARMADO PARA SOPORTE DE EQUIPOS Y ACABADOS. - TODO DE ACUERDO A LOS PLANOS: TRAYECTORIA DE DUCTOS ELECTRICOS "TDE-001". OBRA CIVIL "OC-001 Y OC-002". PERFIL DE CEPAS Y REGISTROS. SISTEMA DE TIERRAS. ARREGLO DE EQUIPOS "AE-001 Y AE-002". DIAGRAMA UNIFILAR ALTACE. DISTRIBUCION ELECTRICA AEREA DETALLE CONSTRUCTIVO "DC-001".			TOTAL OBRA CIVIL \$ 335,794.54			
					TOTAL EQUIPO ELECTRICO \$ 1,676,335.50		
					TOTAL \$ 2,012,130.04		

ING. JOSÉ LUIS ARIAS ORTIZ
COORDINADOR EX -REFINERIA Y ALTACE

ING. MANUEL T. CISNEROS TIZIANO
JEFE DE AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS

3.2 ESTIMACION DE CONSUMO ACTUAL



PEMEX

SUSPYC

COORDINACION DE EX-REFINERIA Y ALTACE

ESTIMACION DEL CONSUMO DE ENERGIA DE ALTACE.

SERVICIO	LECTURAS (kW)	CONSUMO DIARIO KW-H (11 HORAS)	CONSUMO DIARIO TOTAL kW-H	COSTO POR TARIFA 3 \$/kW-h (LyFC)	COSTO TOTAL DIARIO \$	PERIODO DE OCUPACION (DIAS) JUL-DIC 2003	PERIODO DE OCUPACION (DIAS) ENE-JUL 2004	COSTO TOTAL DE LOS DOS PERIODOS \$
ALUMBRADO	23	253	583	0.937	546.27	130	130	142 500.00
CONTACTOS	30	330						

3.3 DESCRIPCION DE CUADRO DE CARGAS

PETROLEOS MEXICANOS
 SUBGERENCIA DE SISTEMAS PRIMARIOS Y CONTRAINCENDIOS
 AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS
 COORDINACIÓN EXREFINERIA Y ALTACE

CUADRO DE CARGAS DE ALTACE**AIRE ACONDICIONADO:**

2 UNIDADES GENERADORAS DE AGUA HELADA DE 130 T.R. 440V	280 KW
2 UNIDADES MANEJADORAS DE AIRE DE 25 T.R. CON MOTOR DE 7.5 H.P. 440 V	11.19 KW
2 BOMBAS CENTRIFUGA DE 7.5 H.P.440 V	11.19 W
17 UNIDADES FAN & COIL DE 1 T.R. 127/1/60	23 KW
10 UNIDADES FAN & COIL DE 2 T.R. 127/1/60	27 KW
10 UNIDADES FAN & COIL DE 3 T.R. 127/1/60	40 KW
TOTAL	392.38 KW

BOMBAS:

2 MOTORES ELECTRICOS DE 2HP A 440V	2.98 KW
1 SISTEMA DE CONTRAINCENDIO DE 100 HP A 440V	74.6 KW
TOTAL	77.58 KW

TRANSFORMADOR:**- Alumbrado:**

139 LUMINARIAS DE 2 X 75 W	20.85 KW
53 LUMINARIAS DE 2 X 35 W	3.71 KW
5 FOCOS SPOT DE 100 W	0.5 KW
17 FOCOS SPOT DE 75 W	1.275 KW
12 FOCOS SPOT DE 50 W	0.6 KW
TOTAL	26.935 KW

- Contactos normales:

223 CONTACTOS DOBLES POLARIZADOS	40.14 KW
TOTAL	40.14 KW

- Contactos regulados:

223 CONTACTOS DOBLES POLARIZADOS	40.14 KW
TOTAL	40.14 KW

- Vigilancia:

POTENCIA	5.4 KW
TOTAL	5.4 KW

3.4. MEMORIA DESCRIPTIVA

3.4.1 INTRODUCCIÓN

La presente memoria describe la forma, mediante la cual se realizó el proyecto eléctrico de la zona que tendrá. **La rehabilitación y ampliación futura de Altace para oficinas administrativas.**

Las bases para el diseño para el sistema eléctrico, se establecieron con el criterio de su localización y medio ambiente, ya que el parámetro de la temperatura repercute principalmente en los factores de cálculo de conductores y el medio ambiente en la operación del equipo eléctrico y durabilidad de los materiales, por lo que dentro del diseño se plantearon soluciones al respecto.

3.4.2 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

LOCALIZACION: Mexico, Distrito Federal

CONDICIONES AMBIENTALES:

Temperaturas de Diseño:

Bulbo seco: 33 °C.

Bulbo húmedo: 21 °C

Altura de Operación: 2300 msnm.

CONDICIONES ELECTRICAS:

Voltaje en Alta tensión: 23 kV

Voltaje de Fuerza en Baja Tensión: 440/220 Volts.

Voltaje de Iluminación: 220 y 127 Volts.

Voltaje de Control: 120 Volts.

SOPORTE NORMATIVO Y EMPIRICO:

El diseño se apoyó en Normas establecidas en la **NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEDE-2005** y criterios empíricos que se ajustan al mismo marco normativo. Así mismo se privilegió el balance costo / beneficio de las instalaciones, satisfaciendo las necesidades de operación, control y protección del personal y de los equipos. Además, teniendo en cuenta las facilidades necesarias para el mantenimiento y conservación de los equipos y las instalaciones.

3.4.3. DESCRIPCION DE DISEÑO.

3.4.3.1.- LOCALIZACION DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA Y LOS TABLEROS GENERALES DE FUERZA E ILUMINACIÓN.

Desde el punto de vista de Arreglo Arquitectónico, se localizara en la zona más cercana a la trayectoria de la ruta aérea de la línea de distribución de la compañía suministradora.

La Subestación Eléctrica es nueva y se localizara en el interior de las instalaciones, será para servicio exterior del tipo NEMA 3R, con un transformador del tipo Seco encapsulado con capacidad de 750 KVA, 23kv-440-220 V.

La acometida en baja tensión hacia el Tablero de Distribución General es mediante cable, ya que este se ubica a un costado de la subestación, además que su ubicación se considera estratégica por lo siguiente:

- Cercanía con la línea de distribución de la compañía suministradora..
- Zona de resguardo por personal autorizado.

La Subestación se encuentra ubicada en un lugar ex profeso para facilidad de la Acometida de Media Tensión y proxima al Tablero de Distribución General, quedando a buen resguardo y vigilancia, garantizando la operación y mantenimiento solo para “Personal Autorizado”. La acometida es aéreo-subterránea desde un poste que se localiza en la parte exterior del predio.

Desde el Tablero Distribución General nuevo denominado TDG que contiene el interruptor general de potencia de 3P-1000 Amps., se deriva y protege el circuito de alimentación a los nuevos Tablero de Distribución de Fuerza denominados: TDA-A, TDC-I, TDH-S, TDA-C.

A continuación listado de los nuevos tableros que se alimentarán:

TDG TABLERO DE DISTRIBUCION GENERAL
TABLERO DE DISTRIBUCIÓN DE FUERZA

TDA-A TABLERO DE DISTRIBUCIÓN
TABLERO ELÉCTRICO DE FUERZA PARA EQUIPOS DE AIRE
ACONDICIONADO DEL AREA REHABILITADA

TDC-I TABLERO DE DISTRIBUCIÓN
TABLERO ELÉCTRICO DE FUERZA PARA EQUIPOS DE SISTEMA
CONTRA INCENDIO

TDH-S TABLERO DE DISTRIBUCIÓN
TABLERO ELÉCTRICO DE FUERZA PARA EQUIPOS DE SISTEMA
HIDRO-SANITARIO

TDA-C TABLERO DE DISTRIBUCIÓN
TABLERO ELÉCTRICO DE FUERZA PARA ILUMINACION Y CONTACTOS

TDV-P TABLERO DE DISTRIBUCIÓN
TABLERO ELÉCTRICO DE FUERZA PARA ILUMINACION Y
CONTACTOS VIGILANCIA Y AREAS EXTERIORES

Para mayor referencia consultar el plano unifilar DU-001 anexo a esta memoria.

3.4.3.2.- REVISIÓN DEL TRANSFORMADOR (Nuevo)

Para determinar si el Transformador de 750 KVA cuenta con capacidad disponible para alimentar la carga que se adiciona por las nuevas areas, se revisó la demanda máxima que se tiene actualmente. El dato consistente obtenido de los recibos de energía de Luz y Fuerza del Centro es que se tiene una demanda máxima de 215 KW.

La carga a instalar en la presente ampliación será de 450 KW, considerando un factor de demanda de F.D. de 0.9 (este factor esta establecido en base a mediciones empíricas que se han realizado en ALTACE), entonces el aumento de carga efectiva sería aproximadamente de 405 KW por lo que se tendría la suma de la carga actual más la ampliación de 620 KW, por lo tanto el transformador quedará a un porcentaje de ocupación del 91% de su capacidad.

No se considera para la ampliación el Generador para servicio de Emergencia, ya que su capacidad es de 50 KVA, y se utilizara para la alimentación futura de un UPS de 30 KVA.

Cada uno de los Tableros Generales de distribución (**TDG, TDA-A, TDC-I, TDH-S, TDA-C**) contienen los datos de carga en watts, y sistema alimentado.

El cuadro de cargas contiene los siguientes datos:

- a) La capacidad del Interruptor Principal de cada tablero.
- b) La carga en watts que contiene cada fase de los tableros.

3.5 CALCULO DEL SISTEMA DE TIERRAS

3.5.1 MEDICION DE LA RESISTENCIA DEL TERRENO

Método utilizado: Wenner (4 puntos)

Medición no.1 0.35 Ω medición no.2 0.34 Ω medición no.3 0.35 Ω

Medición promedio: 0.35 Ω

Posibilidades de aterrizamiento: buena

El método a utilizar para obtener la medición que determina la resistividad promedio en grandes volúmenes de tierra no homogénea, en un edificio o terreno es el método de cuatro puntas que consiste en cuatro electrodos de pequeña longitud enterrados en la tierra a una profundidad "a" (50cm) y espaciados en una línea recta entre si en intervalos de separación iguales, dos electrodos de potencial y 2 electrodos de corriente, por donde se hace circular una corriente de prueba y una diferencia de potencial. Se mide con un potenciómetro o voltmetro de alta impedancia. Por lo que V/I proporciona la resistencia de R ohms.

El método de prueba de los 4 puntos es utilizado para determinar la resistividad en $\text{ohm}\cdot\text{m}$. la resistividad de la tierra puede calcularse partiendo de las mediciones de resistencia a tierra efectuadas con el medidor de tierras, como se muestra en el esquema siguiente.

De los resultados de la medición, se procede a calcular la resistencia del terreno, ya que con este dato se diseña el arreglo del sistema de tierras, y deberá de ser lo suficientemente seguro (menor a 3 ohms totales), contra descargas atmosféricas de potenciales grandes.

3.5.3 CALCULO DE LA RED DE TIERRAS

Para el dimensionamiento de puesta a tierra del edificio se parte de los valores obtenidos de la resistividad del terreno, para que mediante un arreglo de electrodos, por lo que a continuación tenemos los siguientes datos.

Resistencia requerida para la puesta a tierra: menor a 3.0 ohms

Equipo de medición empleado: megger de tierras de cuatro electrodos

Se considera como el sistema de puesta a tierra electrodos químicos de marca LEC.

De acuerdo con la medición realizada en el sitio la resistividad del terreno es de

$$\rho = 54.454 \text{ } \Omega/\text{m}$$

En estudios de laboratorio, la resistencia de un electrodo de compuestos químicos es menor a la de las varillas COOPERWELD, por lo que el estudio se hará con varillas aceradas con recubrimiento de cobre de espesor mínimo 0.254 mm y dimensiones 5/8" x 3.00 mts.

La resistencia de una varilla de tierra esta dada por

$$R = \frac{\rho}{2\pi * L} \left[Ln \frac{4L}{r} - 1 \right]$$

Donde:

R resistencia de la varilla de puesta a tierra en ohms

l longitud de la varilla a instalar en mts

r radio de la varilla a instalar en mts

ρ resistividad del terreno [Ω / m]

$$R = 18.261 \text{ } \Omega$$

* Radio de la varilla, se obtiene de la siguiente forma: diámetro de la varilla es de 5/8" = 0.625 pulg.

Radio de la varilla = diámetro x 2.54/2 = 0.793 cm = 0.0079375 mts para bajar la resistencia, aplicar los factores de la tabla

varilla	factor a aplicar
2	1.16
3	1.29
4	1.36
6	1.55
8	1.68
12	1.8
16	1.92
20	2
24	2.16

$$N = 6 \quad F = 1.55$$

Aplicando la siguiente expresión:

$$R1 = \frac{R}{N} (F) \text{ } \Omega$$

Por lo tanto tenemos $R1 = 6.209 \text{ } \Omega$

Donde:

- R1 = Resistencia de varillas de puesta a tierra
- R = Resistencia de la varilla de puesta a tierra
- N = Número de varillas
- F = Factor de corrección cuando se usan mas de una varilla

La resistencia de los electrodos es 20 veces menor a la de las varillas COPPERWELD, por lo que la resistencia del número de varillas será:

$$R_{ELECTRODO} = \frac{R1}{20}$$

$$R_{(electrodo)} = 0.3104 \Omega$$

Se plantea el uso de electrodos debido al tipo de terreno ya que es relleno y fondo con rocas, por lo que no es favorable encajar la varilla COPPERWELD.

3.5.4 CALCULO DE LA RESISTENCIA DEL CABLE CONDUCTOR EN EL CALIBRE 4/0 AWG

Para calcular la resistencia del cable conductor (malla), con una longitud de 14.00 mts. en forma de cuadrado con long. de 2 mts por electrodo enterrado a una profundidad de 0.60 cm, esto cumpliendo con las normas del cliente se aplican las siguientes formulas:

$$R_{MALLA} = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20(A)}} \left(1 + \frac{1}{1 + H \left(\sqrt{\frac{20}{A}} \right)} \right) \right] \Omega$$

Donde:

Rmalla resistencia del cable enterrado (malla) en Ω	
A = area de la malla de tierras en metros cuadrados	8.00 m ²
L = longitud del cable en metros	14.00 m
H = profundidad del cable enterrado	0.60 m
p = resistividad del terreno	54.45 $\Omega \cdot m$

Sustituyendo los valores en la formula tenemos:

$$R_{malla} = 15.49 \Omega$$

La resistencia total equivalente de las mallas de las varillas y cables enterrados (malla), se aplica la siguiente formula:

$$R_{TOTAL} = \frac{R1 \times R_{CABLE}}{R1 + R_{CABLE}}$$

$$r_{total} = 0.304 \Omega$$

3.5.5 TABLA DE RESULTADOS

MEDICION Resistividad del terreno r/m	RESISTIVIDAD VARILLA Ω	NUMERO DE VARILLAS	FACTOR DE # VARILLAS	LONG. CABLE MALLA Mts.	RESIST. CABLE MALLA (ELECTRODO) R1 Ω	RESIST. CABLE MALLA RCABLE Ω	RESIST. TOTAL EQUIV. RTOTAL Ω
54.454	18.261	4	1.36	8	0.3104	16.539	0.305

El valor de resistencia de puesta a tierra, es menor al criterio del cliente (3 ohms), por lo que se cumple con los requisitos de seguridad que marca la Norma Oficial Mexicana.

3.6 METODO DE LOS MVA

Para el estudio del corto circuito emplearemos el método de los MVA.

Este método calcula los MVA de contribución de los elementos activos y los MVA decrementables de los elementos pasivos a partir de las siguientes ecuaciones:

$$Z = 100\% / Z\%$$

$$MVAcctrans = MVAtr * Z$$



PETROLEOS MEXICANOS
SUBGERENCIA DE SISTEMAS PRIMARIOS Y CONTRAINCENDIOS
AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS
COORDINACIÓN EXREFINERIA Y ALTACE

MÉTODO ABREVIADO BUS-INFINITO (ESTIMADO VALORES CORTO-CIRCUITO)

CAP. TRANSFORMADOR	=	750	kVA
IMPEDANCIA	=	5.75	%
TENSIÓN DE OPERACIÓN B.T.	=	0.44	kV
FACTOR DE ASIMETRÍA (F.A.)	=	1.25	

$$I_{\text{TRANSF.}} = \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} * \text{kV}} =$$

$$I_{\text{TRANSF.}} = \frac{750}{\sqrt{3} * 0.44} =$$

$$I_{\text{TRANSF.}} = 984.12 \text{ Amps.}$$

Corriente de corto-circuito simétrica:

$$I_{\text{CCSIM.}} = \frac{100\% * I_{\text{TRANSF.}}}{Z\%} =$$

$$I_{\text{CCSIM.}} = \frac{100\% * 984.12}{5.75} =$$

$$I_{\text{CCSIM.}} = 17115.13 \text{ Amps.}$$

Corriente de corto-circuito asimétrica:

$$I_{\text{CCASIM.}} = I_{\text{CCSIM.}} * F.A. :=$$

$$I_{\text{CCASIM.}} = 17115.13 * 1.25 =$$

$$I_{\text{CCASIM.}} = 21393.91 \text{ Amps.}$$

3.7 CALCULO DE LOS ALIMENTADORES

PETROLEOS MEXICANOS
 SUBGERENCIA DE SISTEMAS PRIMARIOS Y CONTRAINCENDIOS
 AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS
 COORDINACIÓN EXREFINERIA Y ALTACE

CALCULO DE LAS PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR

DATOS DEL CIRCUITO:	750	KVA
3 Fases, 4 Hilos, 440-220/127 Vca, 60 Hz.		
Capacidad de Carga (KW)	675,000	W
Factor de Demanda (fd)	1.0	
Factor de Potencia (fp)	0.9	
Tensión Entre Fases (Ef)	440	Vca.
Tensión a Neutro (En)	220	Vca.
Longitud (L)	6	mts.
Caída de Tensión Maxima (e%)	2.00	%
Canalización		

En el lado primario del transformador

$$I = \frac{(750000)(0.9)}{(23000)(\sqrt{3})} = 16.94 \text{ Amp.}$$

$$(18.83)(1.6) = 27.11 \text{ Amp.}$$

POR LO TANTO SE SELECCIONAN FUSIBLES DE 30 AMP. TIPO DR23/30S

En el lado secundario del transformador

$$I = \frac{(750000)(1)}{(440)(\sqrt{3})} = 885.71 \text{ Amp.}$$

$$(885.71)(1.25) = 1107.13 \text{ Amp.}$$

POR LO TANTO SE INSTALARA UN INT. 3P-1200 AMP.



PETROLEOS MEXICANOS
 SUBGERENCIA DE SISTEMAS PRIMARIOS Y CONTRAINCENDIOS
 AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS
 COORDINACIÓN EXREFINERIA Y ALTACE

ALIMENTADOR PRINCIPAL, PARA INTERCONECTAR (TDG INT. 3P-600 A.) A (TDA-A INT. 3P-600)

DATOS DEL CIRCUITO:

3 Fases, 4 Hilos, 440-220/127 Vca, 60 Hz.

Carga total Nominal	350000	W
Factor de demanda (fd)	1	
Factor de potencia (fp)	0.9	
Tensión nominal (Ef)	440	Vca.
Tensión al neutro (En)	220	Vca.
Longitud (L)	120	mts.
Caída Máxima de tensión (e%)	2	%
Canalización	Tubería	

El valor de la corriente para fines de cálculo de la sección del conductor (calibre), es la siguiente

$$I = \frac{(440000)(1)}{(480)(\sqrt{3})(0.9)} = 459.26 \text{ Amp.} \quad 459.26 * 1.25 = 574.07 \text{ Amp.}$$

Por lo tanto se instalara un interruptor de 3Px600 Amp.

Con este valor de corriente, 459.26 se calcula la sección transversal del conductor a instalar

$$S = \frac{(459.26)(120)(2)}{(220)(2)} = 501.01 \text{ mm}^2$$

Considerando 2 conductores por fase $S = \frac{(501.01)}{(2)} = 250.5 \text{ mm}^2$

El calibre que corresponde a la sección transversal de resultado, en conductor de cobre con aislamiento tipo THHW-LS, es el del No. 500 MCM que de acuerdo a su capacidad de conducción al aire, que es de 380 Amp y considerando 2 conductores por fase, tenemos que la capacidad de conducción del circuito es de: $380 * 2 = 760 \text{ Amp}$.

así mismo aplicando

Fa	0.80	Factor de agrupamiento de	3 a 6	cables
Ft	0.96	Factor de temperatura de	31 a 35	°C Temperatura Ambiente
Se tiene que		$I_c 760 * 0.80 * 0.96 = 583.6$		Amp

Que se considera como la corriente máxima permisible para este circuito 2 X fase, la cual cumple con el requerimiento.

El calibre del conductor para puesta a tierra, corresponde, de acuerdo a la capacidad de ajuste de la protección a 1 conductor de calibre No. 1/0 AWG

Para conductor de cal. 500MCM $S = 253 \text{ mm}^2$ N = Cantidad de conductores

$$\text{Caída de tensión } e = \frac{2 * (120)(583.6)}{(220)(253)(2)} = 0.99\%$$

Por lo tanto el circuito queda integrado por:

2 Conductores del calibre No.	500 MCM	por fase
2 Conductores del calibre No.	500 MCM	por neutro
1 Conductor del calibre No.	1/0 AWG	para tierra física

PETROLEOS MEXICANOS
 SUBGERENCIA DE SISTEMAS PRIMARIOS Y CONTRAINCENDIOS
 AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS
 COORDINACIÓN EXREFINERIA Y ALTACE

ALIMENTADOR PRINCIPAL, PARA INTERCONECTAR (TDG INT. 3P-150 A.) A (TDC-I INT. 3P-150)

DATOS DEL CIRCUITO:

3 Fases, 4 Hilos, 440-220/127 Vca, 60 Hz.

Carga total Nominal	80000 W	
Factor de demanda (fd)	1	
Factor de potencia (fp)	0.9	
Tensión nominal (Ef)	440	Vca.
Tensión al neutro (En)	220	Vca.
Longitud (L)	35	mts.
Caída Máxima de tensión (e%)	1	%
Canalización	Tubería	

El valor de la corriente para fines de cálculo de la sección del conductor (calibre), es la siguiente

$$I = \frac{(80000)(1)}{(440)(\sqrt{3})(0.9)} = 116.64 \text{ Amp.} \quad 106.32 * 1.25 = 145.80 \text{ Amp.}$$

Por lo tanto se instalara un interruptor de 3Px150 Amp.

Con este valor de corriente, 116.64 se calcula la sección transversal del conductor a instalar

$$S = \frac{(116.64)(35)(2)}{(220)(1)} = 37.11 \text{ mm}^2$$

Considerando 1 conductores por fase $S = \frac{(37.11)}{(1)} = 37.11 \text{ mm}^2$

El calibre que corresponde a la sección transversal de resultado, en conductor de cobre con aislamiento tipo THHW-LS, es el del No. 1/0 AWG que de acuerdo a su capacidad de conducción al aire, que es de 150 Amp y considerando 1 conductores por fase, tenemos que la capacidad de conducción del circuito es de: $150 * 1 = 150$ Amp.

así mismo aplicando

Fa	1	Factor de agrupamiento de	a	cables
Ft	0.96	Factor de temperatura de	31 a 35	°C Temperatura Ambiente
Se tiene que		$I_c = 150 * 1 * 0.96 = 144$	Amp	

Que se considera como la corriente máxima permisible para este circuito 1 X fase, la cual cumple con el requerimiento.

El calibre del conductor para el neutro será el mismo que el calculado para las fases y el calibre del conductor para puesta a tierra, corresponde, de acuerdo a la capacidad de ajuste de la protección a 1 conductor de calibre No. 6 AWG

Para conductor de cal. $S = 53.5 \text{ mm}^2$ N = Cantidad de conductores

Caída de tensión $e = \frac{2 * (35)(116.64)}{(220)(53.5)(1)} = 0.69\%$

Por lo tanto el circuito queda integrado por:

1 Conductores del calibre No.	1/0 AWG	por fase
1 Conductores del calibre No.	1/0 AWG	por neutro
1 Conductor del calibre No.	6 AWG	para tierra física



PETROLEOS MEXICANOS
SUBGERENCIA DE SISTEMAS PRIMARIOS Y CONTRAINCENDIOS
AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS
COORDINACIÓN EXREFINERÍA Y ALTACE

ALIMENTADOR PARA INTERCONECTAR (TDG INT. 3X100 A.) A (TDH-S INT. 3X100 A.)

DATOS DEL CIRCUITO:

3 Fases, 4 Hilos, 440-220/127 Vca, 60 Hz.

Carga total Nominal	50 000	W
Factor de demanda (fd)	1	
Factor de potencia (fp)	0.9	
Tensión nominal (Ef)	440	Vca.
Tensión al neutro (En)	220	Vca.
Longitud (L)	35	mts.
Caída Máxima de tensión (e%)	1	%
Canalización	Tubería	

El valor de la corriente para fines de cálculo de la sección del conductor (calibre), es la siguiente

$$I = \frac{(50000)(1)}{(440)(\sqrt{3})(0.9)} = 72.9 \text{ Amp.} \quad 72.9 * 1.25 = 91.12 \text{ Amp.}$$

Por lo tanto se instalara un interruptor de 3Px100 Amp.

Con este valor de corriente, 72.9 se calcula la sección transversal del conductor a instalar

$$S = \frac{(72.9)(35)(2)}{(220)(1)} = 23.19 \text{ mm}^2$$

Considerando 1 conductores por fase $S = \frac{(23.19)}{(1)} = 23.19 \text{ mm}^2$

El calibre que corresponde a la sección transversal de resultado, en conductor de cobre con aislamiento tipo THHW-LS, es el del No. 2 AWG que de acuerdo a su capacidad de conducción al aire, que es de 115 Amp y considerando 1 conductores por fase, tenemos que la capacidad de conducción del circuito es de: $115 * 1 = 115$ Amp.

así mismo aplicando

Fa	1	Factor de agrupamiento de	a	cables
Ft	0.96	Factor de temperatura de	31 a 35	°C Temperatura Ambiente
Se tiene que		$I_c = 115 * 1 * 0.96 = 110.4$	Amp	

Que se considera como la corriente máxima permisible para este circuito 1 X fase, la cual cumple con el requerimiento.

El calibre del conductor para el neutro será el mismo que el calculado para las fases y el calibre del conductor para puesta a tierra, corresponde, de acuerdo a la capacidad de ajuste de la protección a 1 conductor de calibre No. 8 AWG

Para conductor de cal. $S = 33.52 \text{ mm}^2$ N = Cantidad de conductores

$$e = \frac{2 * (35)(72.9)}{(220)(33.52)(1)} = 0.69\%$$

Por lo tanto el circuito queda integrado por:

1 Conductores del calibre No.	2 AWG	por fase
1 Conductores del calibre No.	2 AWG	por neutro
1 Conductor del calibre No.	8 AWG	para tierra física



PETROLEOS MEXICANOS
 SUBGERENCIA DE SISTEMAS PRIMARIOS Y CONTRAINCENDIOS
 AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS
 COORDINACIÓN EXREFINERIA Y ALTACE

ALIMENTADOR PARA INTERCONECTAR TRANSFORMADOR 150 KVA A (TDG INT. 225 AMP)

DATOS DEL CIRCUITO: 150 KVA
 3 Fases, 4 Hilos, 440-220/127 Vca, 60 Hz.

Carga total Nominal	150000 W	
Factor de demanda (fd)	1	
Factor de potencia (fp)	0.9	
Tensión nominal (Ef)	440	Vca.
Tensión al neutro (En)	220	Vca.
Longitud (L)	120	mts.
Caída Máxima de tensión (e%)	2	%
Canalización	Tubería	

El valor de la corriente para fines de cálculo de la sección del conductor (calibre), es la siguiente

$$I = \frac{(150000)(1)}{(440)(\sqrt{3})(0.9)} = 218.69 \text{ Amp.} \quad 218.69 * 1.25 = 273.37 \text{ Amp.}$$

Por lo tanto se instalara un interruptor de 3Px250 Amp.

Con este valor de corriente, se calcula la sección transversal del conductor a instalar

$$S = \frac{(218.69)(120)(2)}{(220)(2)} = 119.29 \text{ mm}^2$$

Considerando 1 conductores por fase $S = \frac{(119.29)}{(1)} = 119.29 \text{ mm}^2$

El calibre que corresponde a la sección transversal de resultado, en conductor de cobre con aislamiento tipo THHW-LS, es el del No. 350 MCM que de acuerdo a su capacidad de conducción al aire, que es de 310 Amp y considerando 1 conductores por fase, tenemos que la capacidad de conducción del circuito es de: $310 * 1 = 310 \text{ Amp}$.

así mismo aplicando

Fa	1	Factor de agrupamiento de	a	cables
Ft	0.96	Factor de temperatura de	31 a 35	°C Temperatura Ambiente
Se tiene que		$I_c = 310 * 1 * 0.96 = 297.6$		Amp

Que se considera como la corriente máxima permisible para este circuito 3 X fase, la cual cumple con el requerimiento.

El calibre del conductor para el neutro será el mismo que el calculado para las fases y el calibre del conductor para puesta a tierra, corresponde, de acuerdo a la capacidad de ajuste de la protección a 1 conductor de calibre No. 4 AWG

Para conductor de cal. $S = 177.34 \text{ mm}^2$ N = Cantidad de conductores

$$\text{Caída de tensión } e = \frac{2 * (6)(218.69)}{(220)(177.34)(1)} = 1.35 \%$$

Por lo tanto el circuito queda integrado por:

1 Conductores del calibre No.	350 MCM	por fase
1 Conductores del calibre No.	350 MCM	por neutro
1 Conductor del calibre No.	4 AWG	para tierra física

ALIMENTADOR PRINCIPAL, PARA INTERCONECTAR TRANSFORMADOR DE 150 KVA A (TDA-C INT. 500 AMP.)

DATOS DEL CIRCUITO:

3 Fases, 4 Hilos, 220/127 Vca, 60 Hz.

Carga total Nominal	150000 W	
Factor de demanda (fd)	1	
Factor de potencia (fp)	0.9	
Tensión nominal (Ef)	220	Vca.
Tensión al neutro (En)	127	Vca.
Longitud (L)	6	mts.
Caída Máxima de tensión (e%)	0.5	%
Canalización	Tubería	

El valor de la corriente para fines de cálculo de la sección del conductor (calibre), es la siguiente

$$I = \frac{(150000)(1)}{(220)(\sqrt{3})(0.9)} = 393.65 \text{ Amp.} \quad 393.65 * 1.25 = 492.06 \text{ Amp.}$$

Por lo tanto se instalara un interruptor de 3Px500 Amp.

Con este valor de corriente, se calcula la sección transversal del conductor a instalar

$$S = \frac{(393.65)(6)(2)}{(127)(0.5)} = 74.39 \text{ mm}^2$$

Considerando 2 conductores por fase $S = \frac{(74.39)}{(2)} = 37.20 \text{ mm}^2$

El calibre que corresponde a la sección transversal de resultado, en conductor de cobre con aislamiento tipo THHW-LS, es el del No. 350 MCM que de acuerdo a su capacidad de conducción al aire, que es de 310 Amp y considerando 2 conductores por fase, tenemos que la capacidad de conducción del circuito es de: $310 * 1 = 620$ Amp.

así mismo aplicando

Fa	1	Factor de agrupamiento de	a	cables
Ft	0.96	Factor de temperatura de	31 a 35	°C Temperatura Ambiente
Se tiene que		$I_c = 620 * 0.8 * 0.96 = 476.16$	Amp	

Que se considera como la corriente máxima permisible para este circuito 2 X fase, la cual cumple con el requerimiento.

El calibre del conductor para el neutro será el mismo que el calculado para las fases y el calibre del conductor para puesta a tierra, corresponde, de acuerdo a la capacidad de ajuste de la protección a 1 conductor de calibre No. 1/0 AWG

Para conductor de cal. $S = 177 \text{ mm}^2$ N = Cantidad de conductores

Caída de tensión $e = \frac{2 * (120)(393.65)}{(127)(177)(2)} = 0.10 \%$

Por lo tanto el circuito queda integrado por:

2 Conductores del calibre No.	350 MCM	por fase
2 Conductores del calibre No.	350 MCM	por neutro
1 Conductor del calibre No.	1/0 AWG	para tierra física.

ALIMENTADOR PARA INTERCONECTAR TRANSFORMADOR DE 15 KVA A (TDG INT. 30 AMP.)

DATOS DEL CIRCUITO:

3 Fases, 4 Hilos, 440- 220/127 Vca, 60 Hz.

Carga total Nominal	15000	W
Factor de demanda (fd)	1	
Factor de potencia (fp)	0.9	
Tensión nominal (Ef)	440	Vca.
Tensión al neutro (En)	220	Vca.
Longitud (L)	10	mts.
Caída Máxima de tensión (e%)	2	%
Canalización	Tubería	

El valor de la corriente para fines de cálculo de la sección del conductor (calibre), es la siguiente

$$I = \frac{(15000)(1)}{(440)(\sqrt{3})(0.9)} = 21.87 \text{ Amp.} \quad 21.87 * 1.25 = 27.34 \text{ Amp.}$$

Por lo tanto se instalara un interruptor de 3Px30 Amp.

Con este valor de corriente, se calcula la sección transversal del conductor a instalar

$$S = \frac{(21.87)(10)(2)}{(220)(1)} = 2.39 \text{ mm}^2$$

Considerando 1 conductores por fase $S = \frac{(2.39)}{(1)} = 2.39 \text{ mm}^2$

El calibre que corresponde a la sección transversal de resultado, en conductor de cobre con aislamiento tipo THHW-LS, es el del No. 8 AWG que de acuerdo a su capacidad de conducción al aire, que es de 50 Amp y considerando 1 conductores por fase, tenemos que la capacidad de conducción del circuito es de: $50 * 1 = 50$ Amp.

así mismo aplicando

Fa	1	Factor de agrupamiento de	a	cables
Ft	0.96	Factor de temperatura de	31 a 35	°C Temperatura Ambiente
Se tiene que		$I_c = 50 * 1 * 0.96 = 48$	Amp	

Que se considera como la corriente máxima permisible para este circuito 1 X fase, la cual cumple con el requerimiento.

El calibre del conductor para el neutro será el mismo que el calculado para las fases y el calibre del conductor para puesta a tierra, corresponde, de acuerdo a la capacidad de ajuste de la protección a 1 conductor de calibre No. 8 AWG

Para conductor de cal. $S = 8.37 \text{ mm}^2$ N = Cantidad de conductores

Caída de tensión $e = \frac{2 * (10)(21.87)}{(220)(8.37)(1)} = 0.14 \%$

Por lo tanto el circuito queda integrado por:

1 Conductores del calibre No.	8 AWG	por fase
1 Conductores del calibre No.	8 AWG	por neutro
1 Conductor del calibre No.	10 AWG	para tierra física

ALIMENTADOR PARA INTERCONECTAR TRANSFORMADOR DE 15 KVA A TABLERO DE DISTRIBUCION SERV. PROPIOS INT. 70 AMP.

DATOS DEL CIRCUITO:

3 Fases, 4 Hilos, 440 Vca, 60 Hz.

Carga total Nominal	15000	W
Factor de demanda (fd)	1	
Factor de potencia (fp)	0.9	
Tensión nominal (Ef)	220	Vca.
Tensión al neutro (En)	127	Vca.
Longitud (L)	15	mts.
Caída Máxima de tensión (e%)	2	%
Canalización	Tubería	

El valor de la corriente para fines de cálculo de la sección del conductor (calibre), es la siguiente

$$I = \frac{(13500)(1)}{(220)(\sqrt{3})(0.9)} = 43.74 \text{ Amp.} \quad 43.74 * 1.25 = 54.67 \text{ Amp.}$$

Por lo tanto se instalara un interruptor de 3Px70 Amp.

Con este valor de corriente, 43.74 se calcula la sección transversal del conductor a instalar

$$S = \frac{(43.74)(15)(2)}{(127)(1)} = 20.66 \text{ mm}^2$$

Considerando 1 conductores por fase $S = \frac{(20.66)}{(1)} = 20.66 \text{ mm}^2$

El calibre que corresponde a la sección transversal de resultado, en conductor de cobre con aislamiento tipo THHW-LS, es el del No. 4 AWG que de acuerdo a su capacidad de conducción al aire, que es de 85 Amp y considerando 1 conductores por fase, tenemos que la capacidad de conducción del circuito es de: $85 * 1 = 85$ Amp.

así mismo aplicando

Fa	1	Factor de agrupamiento de	a	cables
Ft	0.96	Factor de temperatura de	31 a 35	°C Temperatura Ambiente
Se tiene que		$I_c = 85 * 1 * 0.96 = 81.6$	Amp	

Que se considera como la corriente máxima permisible para este circuito 1 X fase, la cual cumple con el requerimiento.

El calibre del conductor para el neutro será el mismo que el calculado para las fases y el calibre del conductor para puesta a tierra, corresponde, de acuerdo a la capacidad de ajuste de la protección a 1 conductor de calibre No. 8 AWG

Para conductor de cal. $S = 21.15 \text{ mm}^2$ N = Cantidad de conductores

Caída de tensión $e = \frac{2 * (10)(43.74)}{(220)(21.15)(1)} = 0.49\%$

Por lo tanto el circuito queda integrado por:

1 Conductores del calibre No.	4 AWG	por fase
1 Conductores del calibre No.	4 AWG	por neutro
1 Conductor del calibre No.	8 AWG	para tierra física

3.8 RESUMEN MEMORIA DE CÁLCULO



PETROLEOS MEXICANOS
 SUBGERENCIA DE SISTEMAS PRIMARIOS Y CONTRAINCENDIOS
 AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS
 COORDINACIÓN EXREFINERIA Y ALTACE

MEMORIA DE CALCULO PARA COMPLEJO DE ALTACE										
T A B L E R O	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO PPAL POLOS X AMP	LONGITUD (MTS.)	CARGAS		CORRIENTE (AMP)	AREA DE LA SECCION TRANSVERSAL NOMINAL (mm ²)	CALIBRE (AWG o MCM)	CONDUCTOR DE TIERRA FISICA	CAIDA DE TENSION (e %)	TUBO DIAMETRO (PLG.)
			INSTALADA (KW)							
AIRE ACOND.	3X800	120	435.98		639.38	253.35 53.5	500	1/0	2.10	4"
BOMBAS CONTRAINC.	3X175	35	86.2		125.82	53.5 8.37	2/0	6	0.52	2"
SIST. HIDRAULICO	3X100	35	50		16.04	8.37 3.31	2	8	0.56	1 1/2"
TRANSFORMADOR 150 KVA	3X300	120	150		207.48	53.5	1/0	4	1.91	2 1/2"
TRANSFORMADOR 15 KVA	3X30	6	15		18.04	13.3 5.26	10	10	0.15	1 1/4"
BANCO DE CAPACITORES	3X225	0	0		0	53.5 21.2	1/0	4		0
F	0	0	0		0	0			0	0
F	0	0	0		0	0			0	0

ING. JOSÉ LUIS ARIAS ORTIZ
COORDINADOR EX –REFINERIA Y ALTACE

ING. ELIGIO FERNANDEZ HERNANDEZ
E. D. AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS
FEBRERO 2006

ING. FLORENCIO SALGADO LUVIANO
SUBGTE. SIST. PRIM. Y C. I.

PETROLEOS MEXICANOS
 SUBGERENCIA DE SISTEMAS PRIMARIOS Y CONTRAINCENDIOS
 AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS
 COORDINACIÓN EXREFINERIA Y ALTACE

MEMORIA DE CALCULO PARA ELECCION DE TUBERIA

	CALIBRE DE CONDUCTOR	HILOS	DIAMETRO TUBERIA [PLG]	DIAMETRO CONDUCTOR [mm]	AREA TUBO [mm ²]	AREA DEL CONDUCTOR (mm ²)	AREA TOTAL DE CONDUCTORES [mm ²]	40% AREA DE TUBERIA [mm ²]
AIRE ACOND.	500	8	4	25.5	6207.17	4603.16	2042.82	3242.93
	1/0	1		13.5		143.14	2185.96	
BOMBAS CONTRAINC.	1/0	4	2	13.5	2026.83	572.56	600.83	810.73
	8	1		6		28.27		
SIST. HIDRAULICO	8	4	1 1/2	6	1140.09	113.10	125.04	316.69
	12	1		3.9		11.95		
TRANSFORMADOR 150 KVA	1/0	4	2 1/2	13.5	3166.92	572.56	634.77	1266.77
	6	1		8.9		62.21		
TRANSFORMADOR 15 KVA	6	4	1 1/4	7.7	791.73	186.27	202.17	316.69
	10	1		4.5		15.90		
BANCO DE CAPACITORES	1/0	4		13.5		572.56	634.77	
	4	1		8.9		62.21		
F	0	0	0	0		0	0	0
F	0	0	0	0		0	0	0
F	0	0	0	0		0	0	0
F	0	0	0	0		0	0	0

ING. JOSÉ LUIS ARIAS ORTIZ
COORDINADOR EX –REFINERIA Y ALTACE

ING. ELIGIO FERNANDEZ HERNANDEZ
E. D. AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS
FEBRERO 2006

ING. FLORENCIO SALGADO LUVIANO
SUBGTE. SIST. PRIM. Y C. I.

4.1 COSTO TOTAL DE SUBESTACION



CATALOGO DE CONCEPTOS

COSTO APROXIMADO: \$ 2,012,130.04

PETROLEOS MEXICANOS
 SUBGERENCIA DE SISTEMAS PRIMARIOS
 Y CONTRAINCENDIO
 AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS
 COORDINACIÓN EX - REFINERIA Y ALTACE

CONCURSO: _____ ORDEN: _____ FECHA: **FEBRERO 2006**
 OBRA: **SUMINISTRO, INSTALACION, INTERCONEXION, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE UNA SUBESTACION ELECTRICA COMPACTA CLASE 25 KV. , ENCAPSULADA EN SF6, TIPO INTEMPERIE NEMA 3R, INCLUYE CONCEPTOS DE OBRA CIVIL.**
 UBICACIÓN DEL ÁREA: _____ **ALTACE**
 DEPTO. AFECTADO: **70631** PARTIDA PRESUPUESTAL: _____
 TIEMPO DE EJECUCIÓN: **90 DIAS** No. DE SOLICITUD: _____

PDA	DESCRIPCIÓN DEL CONCEPTO	UNIDAD	CANT	PRECIO UNITARIO		IMPORTE \$
				CON LETRA	CON NUM \$	
	SUMINISTRO, INSTALACION, INTERCONEXION, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE UNA SUBESTACION ELECTRICA COMPACTA CLASE 25 KV, TIPO INTEMPERIE NEMA 3R. EQUIPO ELECTRICO: - TABLERO MODULAR EXTENSIBLE TOTALMENTE ENCAPSULADO EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF6). - TRANSFORMADOR DE 750 KVA. TIPO SECO ENCAPSULADO EN RESINA EPOXICA, TENSION DE OPERACIÓN 23,000-440/220 VOLTS. - TABLERO DE DISTRIBUCION GENERAL (TDG) A 440/220 VOLTS. - SUBESTACION SECUNDARIA CON TRANSFORMADOR DE 150 KVA, TENSION DE OPERACIÓN 440-220/127 VOLTS. - TABLERO DE DISTRIBUCION PARA SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO (TDA-A), A 440/220 VOLTS. - TABLERO DE DISTRIBUCION PARA SISTEMA DE ALUMBRADO Y CONTACTOS (TDA-C), A 220/127 VOLTS. - TABLERO DE DISTRIBUCION PARA SISTEMA CONTRA-INCENDIO (TDC-I), A 440/220 VOLTS. - TABLERO DE DISTRIBUCION PARA SISTEMA HIDRAULICO (TDH-S), A 440/220 VOLTS. - DISTRIBUCION ELECTRICA (CABLEADO ELECTRICO). - SISTEMAS DE TIERRAS FISICAS DE SUBESTACIONES PRIMARIA Y SECUNDARIA. INCLUYE CONCEPTOS DE OBRA CIVIL COMO: EXCAVACION DE CEPAS, FABRICACION DE REGISTROS ELECTRICOS, DUCTOS ELECTRICOS SUBTERRANEOS, ENCOFRADO DE TUBERIA PVC SERVICIO PESADO, POSTES PARA CANALIZACION ELECTRICA AEREA, TUBERIA Y DUCTERIA ELECTRICA, BASES DE CONCRETO ARMADO PARA SOPORTE DE EQUIPOS Y ACABADOS. - TODO DE ACUERDO A LOS PLANOS: TRAYECTORIA DE DUCTOS ELECTRICOS "TDE-001". OBRA CIVIL "OC-001 Y OC-002". PERFIL DE CEPAS Y REGISTROS. SISTEMA DE TIERRAS. ARREGLO DE EQUIPOS "AE-001 Y AE-002". DIAGRAMA UNIFILAR ALTACE. DISTRIBUCION ELECTRICA AEREA DETALLE CONSTRUCTIVO "DC-001".			TOTAL OBRA CIVIL \$ 335,794.54 TOTAL EQUIPO ELECTRICO \$ 1,676,335.50 TOTAL \$ 2,012,130.04		

ING. JOSÉ LUIS ARIAS ORTIZ
 COORDINADOR EX -REFINERIA Y ALTACE

ING. MANUEL T. CISNEROS TIZIANO
 JEFE DE AREA DE SISTEMAS PRIMARIOS

4.2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS A INSTALAR

4.2.1. SUBESTACIÓN

Suministro, instalación, interconexión pruebas y puesta en servicio de una subestación eléctrica clase 25 kv, tensión de operación 23 kv, tipo intemperie NEMA 3R, capacidad de corto circuito de 1000 MVA, capacidad de barras 630 A, 3 fases, elementos activos totalmente encapsulados en SF6.

Estructura:

Subestación unitaria para uso exterior nema 3r, estará contenida en gabinetes de acero al carbón apoyadas en todo su perímetro por canal estructural de 6" de peralte, de manera que soporte todo el peso de cada uno de los componentes, funcionara como base para su instalación, la estructura estará fabricada en lamina de acero al carbón calibre no. 12 para la estructura y calibre no. 14 AWG para las tapas.

La lamina de toda la estructura y gabinetes será fosfatizada por inmersión y terminada con pintura en polvo de poliéster de aplicación electrostática color verde tierno tipo PEMEX y será horneada posteriormente. Todos los perfiles estarán diseñados de tal manera que brinden la rigidez requerida a la estructura de tal manera que todas las tapas (paredes) sean encharoladas y fácilmente desmontables. el arreglo dispondrá de un pasillo interior de 900 mm. de ancho a todo lo largo de la subestación.

La subestación debe tener un frente de 6,400 mm. fondo de 2,300 mm. y altura de 2,250 mm., el piso del pasillo será de triplay de ¾" tratado con retardante al fuego para madera aplicado manualmente que cumple con las características de retardancia a la flama de acuerdo a la nfpa225 y ul723, el piso será pintado de color gris, las características de este piso evitara el uso de tarimas aislantes dieléctricas. las puertas de acceso al pasillo de la subestación serán enbizagradas de tal manera que puedan abrirse 90°, estará provista de tomas de aire y será equipada con cerradura.

Ver planos arreglo de equipo AE-001.

Sistema eléctrico auxiliar:

El pasillo de la subestación debe de contar con 3 luminarias de sobreponer de 2 x 32 watts con tubos fluorescentes t-8 y balastra electrónica a 127 volts.

Las luminarias estarán controladas internamente por un solo circuito de alambrado con 2 interruptores del tipo escalera colocados en los accesos al pasillo de la subestación, se debe incluir un circuito eléctrico para instalar 2 contactos dobles polarizados a 127 volts alambrados y montados en el perímetro interior de la subestación (pasillo) que serán útiles para realizar los trabajos de mantenimiento.

4.2.2. SEGURIDAD

La subestación llevara un kit de seguridad montado en la parte interna del pasillo que incluye: una pértiga con mordaza para extracción de fusibles, un casco, unas gafas de policarbonato, un extintor de 9.1 kg. para fuego abc y un juego de guantes dieléctricos clase 23 KV.

Tablero en media tensión. Modular extensible por medio de conectores estándar, con barras principales y elementos activos totalmente encapsulados en SF6, para operar a una tensión de 23 kv, 3 fases, 20 ka, de corta duración, con barras principales de 630 A, NBAI de 125 KV prueba de arco interno a 16 ka, uso interior. Con indicadores de presencia de tensión en cada celda, de acuerdo al siguiente arreglo.

4.2.3. CELDA DE MEDICIÓN

Celda para alojar equipo de medición de la compañía suministradora, preparada con accesorios necesarios para la conexión de cables de la compañía suministradora, dimensiones 1,400 mm. de frente x 1,250 mm. de fondo x 1,950 mm. de altura. peso aproximado de 550 kgs, apartarrayos de 24 kv, de mcov. Modelo 400 PB-5SA-24L marca EUROMOLD.

4.2.4. CUCHILLA DE OPERACIÓN CON CARGA

Cuchilla de operación con carga incluye: barras principales en SF6 para 630 a. seccionador operación con carga, corte en SF6, 24 kv, 630 a, 3 fases, 60hz, 20 KA. mando manual, indicadores de presencia de tensión. extensible hacia ambos lados, dimensiones: 420 mm frente, 850 mm fondo, 1800 mm altura. peso aproximado 125 kgs.

4.2.5. SECCIONADOR CON CARGA PARA FUSIBLES

-Seccionador con carga para fusibles incluye: barras principales en SF6 para 630 a. seccionador de 3 posiciones, (conectado, desconectado y puesto a tierra antes y después de los fusibles), operación con carga, corte en SF6, 24 KA, 200 A, 3 fases, 60 hz, 20 KA, disparo tripolar por fusibles fundido (con indicación), portafusibles T-4, mando manual y automático con retención y pulsador de disparo. Motor para cierre y carga de resortes de apertura, bobina de disparo, relevador de protección autoalimentado con protecciones 50/51 y 50n/51n y disparo interno, TC'S para protección y alimentación. Indicadores de presencia de tensión. salida frontal a pasatapas enchufables de 200 a. extensible hacia ambos lados. dimensiones: 480 mm. de frente x 850 mm. de fondo x 1,800 mm. de altura, peso aproximado de 200 kgs.

4.2.6. CODOS

-Codos 15/25 kv, 630 A terminales enchufables de conexión reforzada (atornillable), para cables de cobre con sección de 25 hasta 300 mm². tipo k-400 lb EUROMOLD para celdas ORMAZABAL.
-Codos 15/25 kv, 250 A. terminales enchufables de conexión sencilla (enchufables. para cables de cobre con sección de 25 hasta 95 mm² tipo k-158 lr. EUROMOLD, para celdas ORMAZABAL.

4.2.7. FUSIBLES

Fusible limitador de corriente 17-23 KV, 63 A, 1,000 MVA, uso interior con percutor. codigo DRS20/063-A4, marca DRIESCHER.

4.2.8. TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 750/862

Suministro, instalación, pruebas y puesta en servicio de un transformador trifásico de 750/862 KVA, encapsulado en resina epoxica en las bobinas de alta y baja tensión, tipo de enfriamiento AA/FA, tensión en el primario 23,000 volts, 3 fases, conexión delta. la tensión en el secundario es de 440/220 volts, 3 fases, 4 hilos, con una conexión estrella con neutro accesible fuera del tanque, un valor de impedancia de 5.75 %, altura de operación 2,300 m.s.n.m., frecuencia de operación 60 hz, 4 derivaciones de 2.5 % cada una, 2 arriba y 2 debajo de la tensión primaria nominal, devanados aluminio-aluminio, con una sobre elevación de temperatura de 115 °c sobre la promedio ambiente, considerando máximo 40 °C para una capacidad adicional de 15 %, con aislamiento clase f, el

transformador tendrá un frente de 1,900 mm, 1,085 mm de fondo y 2,000 mm altura y un peso de 1,400 kgs aproximado.

Suministrar con sistema de medición y control de temperatura en estado sólido, con 3 sensores térmicos de alta precisión, instalados directamente en los ductos de aire de cada bobina del transformador, el primero actuara para el arranque de los ventiladores de enfriamiento, el segundo para alarma y el tercero para disparo de emergencia e indicacion remota en el sistema de control, un extractor monofásico de 28 watts, 120 volts modelo HAE11-25B2 BIRTMAN.

El transformador deberá contar con las siguientes pruebas de fábrica:

- Polaridad y relación de fase.
- Relación de transformación en la conexión de tensión nominal y en todas las derivaciones (taps).
- Corriente de excitación.
- Porcentaje de impedancia.
- Resistencia de aislamiento.
- Perdidas en vacío.
- Tensión aplicada.
- Tensión inducida.
- Factor de potencia en el aislamiento.
- Corto circuito (prototipo).

Notas:

- Se entregara reporte con los resultados de las pruebas descritas en el párrafo anterior, junto con planos estructurales, diagramas de control y manual de mantenimiento en español
 - .-Los datos de placa estarán al frente del transformador y estarán en español.
 - toda la tortillería que se utilice en las conexiones eléctricas debe de ser cadminizadas.
- Ver plano AE-001.

4.2.9. TABLERO DE DISTRIBUCIÓN AUTOSOPORTADO

Suministro, instalación, pruebas y puesta en servicio de un tablero de distribución autosoportado en baja tensión de un solo frente, tensión de operación 440/220 volts, 60 hz deberá soportar esfuerzos de corto circuito mínimo de 25 KA, simétricos, sistema a 3 fases, 4 hilos, las barras principales deberán ser de cobre electrolítico de alta conductividad y deberán tener las dimensiones necesarias para conducir una corriente en forma continua de 1,600 AMP, 800 AMPs/pulg² la barra de neutro debe tener una capacidad de 100% con respecto a las barras principales.

El soporte de las barras deberá ser de un material aislante de poliéster con fibra de vidrio.

La barra de puesta a tierra deberá estar colocada a todo lo largo de los tableros o gabinetes y debe de tener una capacidad de conducción continua de 600 AMP.

Con interruptor electromagnético principal de 3 x 1,200 AMPs. con marco de 1,600 AMP y ajuste de disparo a 1,000 AMPs., de operación eléctrica y manual, montaje de tipo removible, con unidad de disparo de tiempo largo, corto e instantáneo, con medición de potencia multifunción de display de medición digital y puertos para comunicación.

4.2.10. INTERRUPTORES DERIVADOS

Los interruptores derivados serán del tipo termomagnético con capacidad interruptiva de 25 ka mínimos de las siguientes capacidades.

3 x 600 A, 3 x 300 A, 3 x 225 A, 3 x 150 A, 3 x 125 A, 3 x 100 A y 3 x 30 A

- Con 2 espacios futuros para termomagnéticos con marco de 15 a 125 AMPs.
- 2 espacios futuros para termomagnéticos con marco de 150 a 250 AMPs.

4.2.11. TRANSFORMADOR DE CONTROL MONOFASICO DE 100 VA

-Transformador de control monofasico de 100 VA, 440/240-110 volts marca EEI. debera acoplarse por su lado izquierdo (vista frontal), con el costado derecho del transformador de 750/862 KVA como se muestra en el plano “Arreglo de equipo” AE-001

4.2.12. BANCO AUTOMÁTICO DE CAPACITORES 150 KVAR

-Banco automático de capacitores 150 KVAR, 5 pasos de 30 KVAR. cada uno. los capacitores a instalar serán del tipo automático, trifásicos, a 60 hz, 440 volts, formados por:

1.1 celdas trifásicas secas encapsuladas en resina de poliuretano, libres de PCBS, de polipropileno metalizado autoregenerable y de bajas perdidas, cada celda deberá contar con un sistema antiexplosión por sobrepresión que desconecte el capacitor en caso de falla.

1.2 Contactores diseñados especialmente para cargas capacitivas de fusibles tipo NH para todas las fases de cada capacitor.

1.3 Interruptor termomagnético general de capacidad adecuada a cada banco y de por lo menos de 25 ka de capacidad interruptiva a cada 440 volts.

1.4 regulador de potencia reactiva tipo PR3D de 6 escalones, alimentación a 240 volts, 60 hz, para transformador de corriente de x/5, ajuste automático del valor c/k con tiempo de inserción de capacitores de 10 a 30 seg. programas: 1:1:1, 1:2:2, 1:2:4, 1:1:2, 1:1:2:2:4. indicaciones en pantalla lcd de: coseno de PHI, tendencia, estado de capacitores, tensión (I1, I2, I3), corriente (secundario), frecuencia, energía (activa, reactiva y aparente), programa de conexión.

4.2.13. TRANSFORMADOR 15 KVA

-Transformador tipo seco en baja tensión para servicios propios de la subestación principal; potencia 15 KVA. tensión en el primario 440 volts, 3 fases, conexión delta con 4 derivaciones 2 arriba y 2 debajo de 2.5% de la tensión primaria nominal, tensión en el secundario de 220/127 volts, 4 hilos conexión estrella con neutro accesible fuera del tanque, valor de impedancia estándar, altura de operación 2,300 m.s.n.m., frecuencia de operación 60 hz, devanados cobre-aluminio, con una sobre elevación de temperatura de 150°C sobre una media de 30°C y máxima 40°C tipo de enfriamiento AA con bobinas impregnadas y horneadas, en gabinete de acero al carbón nema 1 para uso interior, color verde tierno tipo PEMEX.

El transformador deberá contar con las siguientes pruebas de fábrica:

- Relación de transformación.
- Resistencia de aislamiento.
- Potencial aplicado.
- Potencial inducido.
- Corto circuito (prototipo).
- Polaridad y relación de fase.
- Porcentaje de impedancia.
- Perdidas en vacío.
- Corriente de excitación.
- Factor de potencia en el aislamiento.

Notas:

Se entregara reporte con los resultados de las pruebas descritas, junto con los planos estructurales con su número de parte correspondiente, manual de partes y mantenimiento en español.

-datos de placa al frente del transformador en español.

-toda la tornillería que se utilice en las conexiones eléctricas deben ser cadminizadas.

Ver plano AE-001.

4.2.14. TABLERO PARA SERVICIOS PROPIOS

Tablero de alumbrado y distribución para servicios propios de subestación principal. Tensión de operación 220/127 volts, capacidad de corriente nominal 100 AMPs. Con interruptor termomagnético principal de 3 x 50 AMPs. para 12 circuitos derivados del tipo atornillable con capacidades de 15 a 100 AMPs. de 1, 2 y 3 polos, sistema 3 fases 4 hilos, capacidad de corto circuito 10 KA.

Incluye los siguientes interruptores termomagnéticos instalados en el tablero.

3 x 15 A, 2 x 20 A, 2 x 15 A y 1 x 15 A.

CONCLUSIONES.

Durante el transcurso de esta tesis pudimos ampliar y conocer más a fondo los diversos tipos de generación de energía, así como la identificación de las partes en que se compone un sistema de potencia y los medios que se necesitan para que se pueda utilizar la energía eléctrica.

Consideramos la utilización de los manuales de los proveedores de subestaciones y sus componentes principales para poder seleccionar la que fuera mas adecuada, considerando las características de ubicación de la planta y sus posibles trayectorias de alimentación, además de el estudio de cargas para seleccionar la potencia adecuada del transformador y sus protecciones.

Implementamos el seguimiento de las normas para que la selección de la subestación, sus componentes y los alimentadores cumpla con estos requisitos.

Sabemos por lo tanto, que para que una planta como ALTACE tenga la energía necesaria para su buen funcionamiento, se requiere un equipo que cumpla con las características suficientes para distribuir y regular la energía que viene de las plantas generadoras.

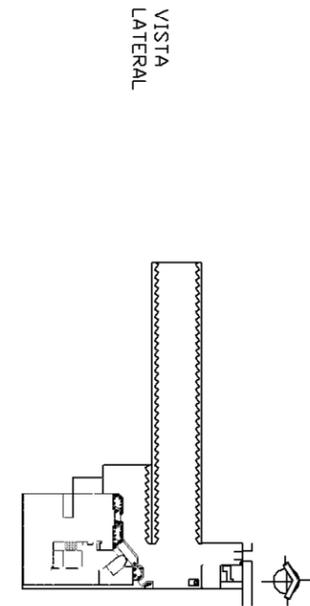
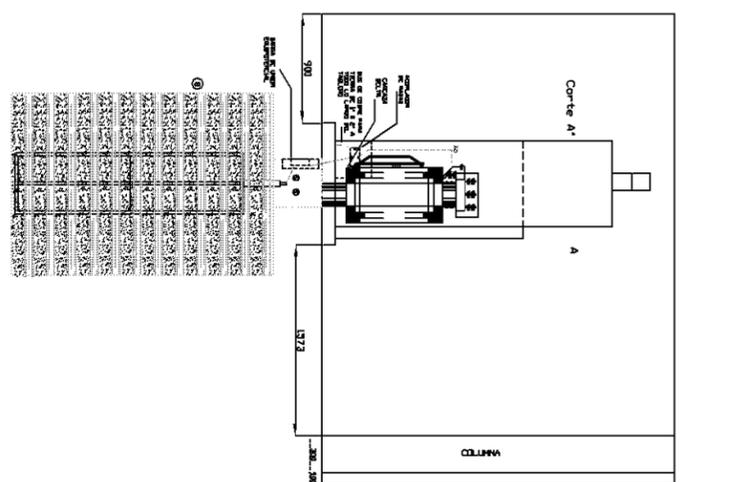
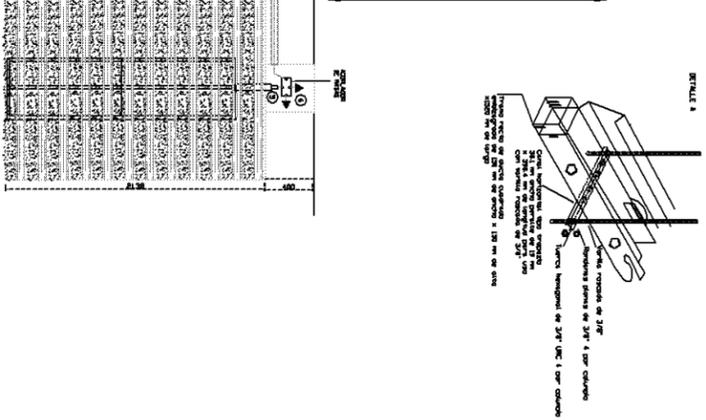
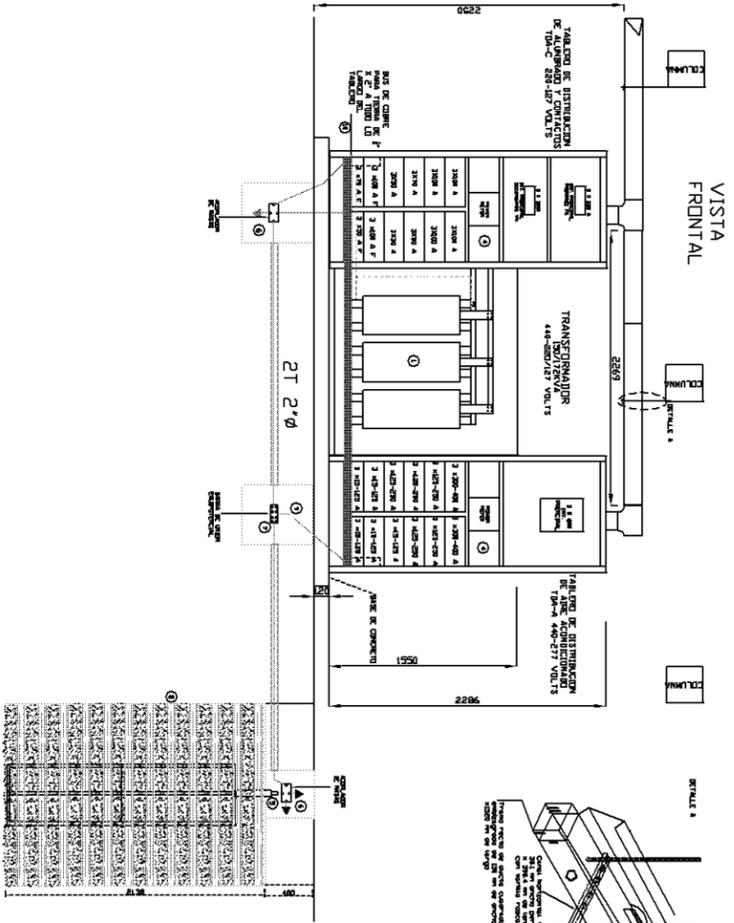
Todos los componentes de una subestación son esenciales para el buen funcionamiento de esta, por lo tanto se debe de tener un control de mantenimiento preventivo.

Una buena planeación y desarrollo de proyecto hace que una subestación como la que se instalara en la planta de ALTACE funcione correctamente.

Las características que se incluyen en este proyecto son para esta planta, pero pueden servir de guía para algunas otras, adecuando los parámetros de diseño, ya que no todos los proyectos requieren o tienen las mismas necesidades.

La metodología de diseño puede variar, siempre y cuando los criterios de diseño cumplan con las normas.

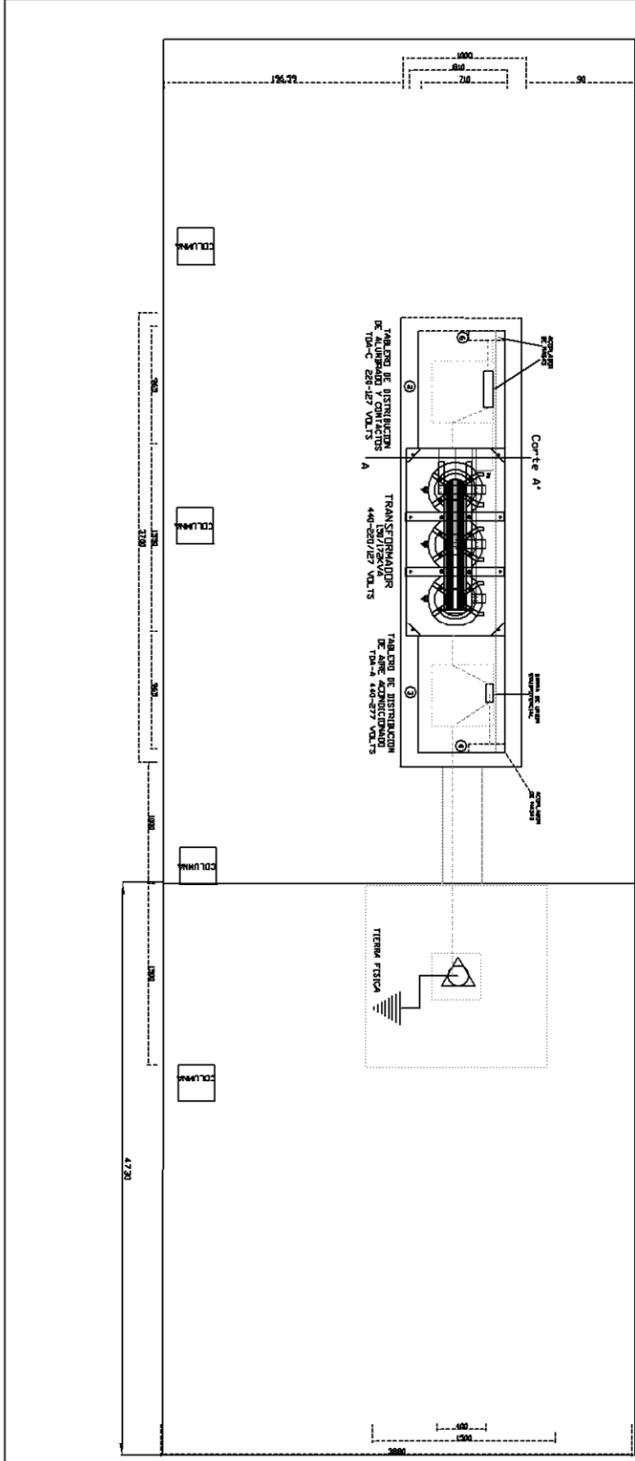
6.1. PLANOS



VISTA SUPERIOR

VISTA LATERAL

No.	CANT	DESCRIPCION
1	1	TRANSFORMADOR DE 150 - 172 KVA TIPO SECO ENCAPSULADO EN RESINA EPOXICA MARCA SF 60 Hz 440-220 - 127 VOLTS OPERANDO EN LA ESERVA. TAMBIEN DE DISTRIBUCION AUTOTRANSFORMADOR CIBACI-NEMA 301 1 MONOPHASE 600 A 3" 44, 60 Hz, CON BUIS SECCIONADO, DE DOBLE COLUMNA PARA INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS ENCHUFABLES DE 12 CIRCUITOS
2	1	TABLERO DE DISTRIBUCION AUTOTRANSFORMADOR CIBACI-NEMA 301 1 MONOPHASE 600 A 3" 44, 60 Hz, CON INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS ENCHUFABLES DE 12 CIRCUITOS
3	1	TABLERO DE DISTRIBUCION AUTOTRANSFORMADOR CIBACI-NEMA 301 1 MONOPHASE 600 A 3" 44, 60 Hz, CON INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS ENCHUFABLES DE 12 CIRCUITOS
4	2	EQUIPO DE MEDICION DE POTENCIA Y ENERGIA CON TENDIDO DE CABLES Y CABLES DE COMUNICACION
5	3	SISTEMA DE TIERRAS
6	4	ELECTRICO IMPACTO ACTIVO CON BARRA CON DE 1000 AMP
7	1	APARATO DE INDIC E IMPRESIONES DE CON - 1000 AMP
8	1	BARRA DE UNION CONDUCTORIAL, CONEXION 1000 AMP
9	30	CONDUCTOR CALIBRE #14 AWG CON CONECTORES DE OVALA
10	3	CABLE DE COBRE RESERVA CALIBRE #12



DIRECCION CORPORATIVA DE ADMINISTRACION
SISTEMAS, SERVICIOS GENERALES,
ASIS, CONTABILIDAD, FINANCAS Y
COORDINACION EXPERIENCIA Y ALMAZ

PROYECTO: TERCER PLAN DE INVERSION
INSTRUMENTAL
INSTRUMENTAL

AREGLO DE EQUIPO
A.E.402

BIBLIOGRAFÍA.

1. Enríquez Harper, Gilberto, “Elementos de centrales eléctricas: Generadores, excitatrices, gobernadores y subestaciones”, Limusa, México, 1983.
2. Enríquez Harper, Gilberto, “Elementos de diseño de subestaciones eléctricas”, Limusa, México, 1980.
3. Raul Martín, Jose, “Diseño de subestaciones eléctricas”, McGraw-Hill, Mexico, 1987.
4. Comisión Federal de Electricidad, “Generación de electricidad” (México), Diciembre 2006 [Última actualización septiembre 2007]. Disponible en Internet en la dirección:
<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/>
5. Comisión Federal de Electricidad, “Transmisión y Distribución” (México), Diciembre 2006 [Última actualización septiembre 2007]. Disponible en Internet en la dirección:
<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/transmisionydistribucion/>
6. AMBAR Electroingeniería, “Subestaciones compactas” (México), Disponible en Internet en la dirección: <http://www.ambarelectro.com.mx/FrmProductos.htm>
7. AMBAR Electroingeniería, “Tableros” (México), Disponible en Internet en la dirección: <http://www.ambarelectro.com.mx/FrmProductos.htm>
8. NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEDE-2005