



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN

**“IMPLEMENTACION DE SUBESTACION  
ELECTRICA EN UN COMPLEJO DE  
CICLO COMBINADO”**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

**P R E S E N T A :**  
**ALEJANDRO SOSA MORALES**

ASESOR: ING. JOSE JUAN RAMON MEJIA ROLDAN



MÉXICO

2009



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.

# FES ARAGÓN

## IMPLEMENTACIÓN DE SUBESTACIÓN ELECTRICA EN UN COMPLEJO DE CICLO COMBINADO

---

ALEJANDRO SOSA MORALES

# IMPLEMENTACIÓN DE SUBESTACIÓN ELECTRICA EN UN COMPLEJO DE CICLO COMBINADO

## **AGRADECIMIENTOS**

**A la Universidad Nacional Autónoma de México.**

**A la Facultad de Estudios Superiores Aragón.**

Por brindarme la oportunidad de pertenecer a esta honorable institución, que es cuna de grandes profesionistas y de fomentar en mi el espíritu Universitario, dejándome la gran responsabilidad de representarla en el ámbito profesional, sabedor de que el trabajo, será el reflejo de mi formación y con orgullo engrandecer su nombre.

**A los Profesores.**

Por haberme compartido sus bastos conocimientos, experiencias y consejos para el logro de mis objetivos y metas.

**A mi asesor: José Juan Ramón Mejía Roldán**

**A mis sinodales:**

**Abel Verde Cruz**

**Procoro Pablo Luna Escorza**

**José Luís Estrada García**

**Juan Antonio Villanueva Ortega**

Por orientarme y animarme para dar por concluido el trabajo de tesis.

**A mis padres: Carlos y Vicenta.**

Que me dieron la dicha de existir y gracias al buen ejemplo y principios que me inculcaron, fomentaron en mí, los deseos de superación, sabiendo el gran esfuerzo que hicieron para darme la oportunidad de llegar a ésta meta, que tan bien es suya, agradeciéndoles infinitamente.

**A mi esposa: Olivia.**

Por el apoyo que me has dado durante éste tiempo que hemos permanecido juntos.

**A mis hijos, Francisco Javier y Ariel Alejandro.**

Por ser hoy la razón de mi vida y fuente de inspiración para seguir adelante.

**A mis hermanos, Rosa, Angel, Adriana, Esther, Isabel, Carmen y Paty.**

Por el cariño y apoyo moral, físico e intelectual que siempre me han brindado que con su ejemplo de superación me han forzado a seguir su camino.

**A mis familiares y amigos.**

Gracias a todos aquellos que a lo largo de este camino, de alguna manera forman parte de este logro, sin ustedes hubiera resultado más difícil.

### **A DIOS.**

Por darme los más grandes regalos,  
la vida, mis padres, mis hermanos,  
mi esposa y en especial mis hijos  
y por estar siempre a mi lado,  
brindándome su fiel compañía  
e infinito amor.

**Índice.**

Introducción .....	7
--------------------	---

**Capítulo I. Antecedentes y Principios Operativos.**

1.1 Antecedentes.....	10
1.2 Objetivo .....	11
1.3 Elementos primarios para el diseño de la subestación eléctrica.....	11
1.3.1 Definición.....	11
1.3.2 Clasificación.....	11
1.3.3 Localización.....	11
1.3.4. Capacidad .....	12
1.4 Breve Descripción del Equipo primario de la Subestación. ....	12
1.4.1. Transformadores de Potencia.....	12
1.4.1.1 Parte Activa.....	13
1.4.1.2. Parte Pasiva.....	13
1.5. Transformadores de Potencial.....	15
1.6. Apartarrayos de óxidos metálicos.....	16
1.7. Interruptor.....	17
1.7.1. Parte Activa.....	18
1.7.2. Parte Pasiva.....	19
1.7.3. Accesorios.....	19
1.7.4. Parámetros de los interruptores.....	19
1.8. Cuchillas.....	20
1.9 Principios de operación.....	22
1.9.1 Central de ciclo combinado.....	22

1.9.2 Subestación eléctrica.....23

**Capitulo II. Técnica Operativa**

2.1 Hipótesis y datos generales para las subestaciones.....27

2.2 Hipótesis y Datos Eléctricos.....27

2.3 Tensiones normalizadas.....28

2.4 Corrientes nominales.....28

2.5 Corrientes de corto circuito.....29

2.6 Filosofía operativa.....30

2.7 Características particulares de la Ingeniería electromecánica.....30

2.7.1 Arreglo general.....30

2.7.2 Coordinación de aislamiento.....30

2.7.3 Trayectoria de ductos.....31

2.7.4 Red de tierras.....31

2.7.5 Alumbrado exterior.....31

2.7.6 Conductores, Herrajes y conectores.....32

2.8 Impacto ambiental.....32

2.9 Evaluación del estudio de impacto ambiental .....33

2.9.1 Normatividad ambiental vigente.....34

**Capitulo III. Memorias de cálculo**

3.1 Coordinación de aislamiento.....36

3.2 Red de tierras.....44

3.3 Alumbrado Exterior.....51

3.4 Protección contra descargas atmosféricas.....57

3.5 Calculo de barras y buses de potencia.....62

**Capitulo IV. Planos de Proyecto.**

01	Diagrama Unifilar Simplificado. Plano.....	69
02	Disposición de Equipos Planta. Plano.....	70
03	Disposición de Equipos Elevación. Plano.....	71
04	Disposición de Equipos 2. Plano.....	72
05	Disposición de Equipos 3. Plano. ....	73
06	Herrajes y Conectores. Planta. Plano.....	74
07	Conductores, Aisladores, Herrajes y Conectores. Elevación.....	75
08	Conductores, Aisladores, Herrajes y Conectores. Elevación 1.....	76
09	Conductores, Aisladores, Herrajes y Conectores. Isométrico.....	77
10	Conductores, Aisladores, Herrajes y Conectores.Detalles.....	78
11	Conductores, Aisladores, Herrajes y Conectores. Detalles.....	79
12	Canalizaciones.....	80
13	Trayectoria de Ductos y Trincheras. Detalles.....	81
14	Trayectoria de Ductos y Trincheras. Detalles 1.....	82
15	Red de Tierras. Planta.....	83
16	Red de Tierras. Montaje y Aterrizado de Equipo en Bahía.....	84
17	Red de Tierras. Montaje y Aterrizado de Equipo en Bahía 1.....	85
18	Alumbrado Exterior. Planta.....	86
19	Alumbrado Exterior. Detalles.....	87

Bibliografía

## Introducción

El crecimiento de las ciudades y la industria ha generado el incremento de la demanda de suministro eléctrico. México al igual que muchos países se ha visto en la necesidad de implementar políticas para el uso eficiente de estos recursos.

De esta manera las dos empresas estatales encargadas de sostener el servicio público de electricidad y así cumplir con la obligación legal contenida en la constitución, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz de Fuerza del Centro (LF y C), Tienen ante sí un problema de generación, que se ha ido solventado casi en su totalidad, sin embargo a partir de 1992, CFE para poder cumplir con la demanda a recurrido a otras alternativas, para la generación de electricidad, como son los productores externos de energía PEE. Estos productores son permisionarios que existen desde la reforma a la ley del Servicio Público de Energía Eléctrica promulgada en el año 1992, en el sexenio de Salinas de Gortari.

Esto aparentemente va en contra a lo señalado en la constitución, que menciona que solamente el estado tiene acceso al manejo de los energéticos, sin embargo México se ha visto en esta necesidad de recurrir a la inversión extranjera para cubrir la demanda del consumo de energía eléctrica.

Ejemplo de esto es lo que refleja la capacidad efectiva instalada de generación, el 21.7 % corresponde a Productores Externos de Energía, la cual incluye en la actualidad 20 centrales en operación comercial.

Para cumplir con el objetivo de CFE, de cubrir las necesidades de energía del País, la generación de electricidad ha ido en aumento, como se aprecia en la siguiente tabla:

Productor	Año/Capacidad MW						
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
CFE	34,901	36,236	36,855	36,971	38,422	37,325	37,470
PEE	484	1,455	3,495	6,756	7,265	8,251	10,387
TOTAL	35,385	37,691	40,350	43,727	45,687	45,576	47,857

\* Información proporcionada por CFE a 31 diciembre de 2007. Actualización anual.

Este esquema de producción de electricidad se trabaja bajo la modalidad de obra pública financiada, cuya característica es que el contratista ganador de la licitación tiene la responsabilidad de financiar el proyecto durante la etapa de construcción. Una vez que la obra ya está terminada y lista para iniciar su operación, es entregada a la CFE, que adquiere la obligación de pagarle al contratista el monto que ofertó y con el cual se adjudicó la licitación.

México ante esta perspectiva de producir energía eléctrica por una productora, ha tratado de cumplir con las exigencias del mercado interno y con ello Un incremento sustancial en la cobertura y calidad de esta infraestructura no se logrará si sólo se consideran los recursos públicos.

- Es indispensable impulsar un mayor financiamiento de la inversión en esta infraestructura con recursos provenientes del sector privado, con base en el marco jurídico establecido, las reformas a promover y la selección de las mejores alternativas para la realización de cada proyecto.
- Solamente así México podrá superar el rezago en la competitividad de su infraestructura eléctrica con relación a otras economías emergentes.

# CAPITULO I

Antecedentes y Principios Operativos.

## 1.1 Antecedentes:

Temiendo una futura crisis energética, los fabricantes mexicanos de numerosos productos, como vidrio, sustancias petroquímicas, cemento, etc., han decidido asegurar el suministro de electricidad mediante una combinación de medidas de conservación y la construcción de plantas propias con socios extranjeros

El auge de la generación privada de electricidad se produce en momentos en que el consumo de energía en México ha aumentado a un ritmo promedio anual del 5.1% en los últimos 10 años, pero la capacidad generadora de las dos empresas eléctricas estatales, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC) solo ha crecido el 4.5% anual. México podría sufrir apagones en los próximos años si no se invierten unos US\$6,000 millones al año en plantas eléctricas, según varios analistas<sup>1</sup>.

Aunque la Constitución de México establece el control estatal de la electricidad, desde hace años el gobierno interpreta la ley de una forma que permite a las compañías cogeneración que combinan la generación de energía, con la producción de calor a vapor para fines industriales. Y desde 1999. El sector eléctrico estatal permite a las compañías, a tener contratos de autoabastecimiento, convertirse en suministradores industriales del gobierno, así como de otras empresas privadas.

En años anteriores se ha tratado infructuosamente de privatizar parcialmente la industria eléctrica, que el gobierno nacionalizara en 1960. Ahora se espera un nuevo intento federal de reformar las leyes del sector eléctrico. Uno de los mayores obstáculos a la generación eléctrica independiente es que la energía excedente debe venderse a las empresas eléctricas estatales, y además, no existe un acuerdo sobre el precio en contratos a largo plazo.

La demanda de electricidad es mayor en el norte de México, donde está establecido el grueso de la actividad industrial del país. Recientemente, los apagones ocurridos en California debido a la falta de generación suficiente, crearon imposibilidad de vender electricidad en ese estado norteamericano a lo cual ya hay dos grandes obras en marcha en el noroeste, y dos más se iniciaran pronto. El gobierno espera que estas obras, junto con otras, como el plan de Royal Dutch/Shell Group y El Paso Corp. de construir una planta de US \$300 millones en Altamira, aumenten la producción eléctrica en el norte.

Las compañías han optado por las plantas privadas, pero éstas todavía solo producen el 3% de la electricidad en México, por lo cual es necesario adquirir formas alternas de suministrar energía eléctrica. "Una pequeña interrupción del servicio eléctrico es un problema grave", dice Enrique Ponzio, directivo del departamento de energía de Vitro. Esto representa una alternativa para el suministro de energía eléctrica y enfrentar los nuevos retos, para el desarrollo del país.

<sup>1</sup> Cheryl Smith "Corriente Directa: Los mayores manufacturers de México generan su propia electricidad -Electricidad". Latín Trade. March 2002. Articles

## **1.2 Objetivo:**

Establecer las condiciones de seguridad y operación necesarias, para garantizar el adecuado funcionamiento de la subestación eléctrica, de la central de ciclo combinado y con ello lograr un eficiente suministro de energía eléctrica.

## **1.3 Elementos primarios para el diseño de la subestación eléctrica.**

### **1.3.1 Definición.**

Las subestaciones son elementos del sistema eléctrico de potencia que nos permiten dos tareas principales: una es la maniobra o interconexión con otras partes del sistema (seccionamiento); y otra es la transformación y con la finalidad de reducir el voltaje para la utilización en la distribución primaria o para interconexión de subestaciones a un nivel más bajo de tensión.

### **1.3.2 Clasificación**

Las subestaciones se pueden clasificar en tres grupos, de acuerdo con el tipo de función o trabajo que desarrollan.

- a) Subestaciones variadores de tensión.
- b) Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito
- c) Subestaciones mixtas, que combina ambos tipos.

Y de acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones estas se pueden agrupar en cuatro grupos.

- a) Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 Kv.
- b) Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 Kv.
- c) Subestaciones de distribución primaria Entre 115 y 23 Kv
- d) Subestaciones de distribución primaria Abajo de 23 Kv

### **1.3.3 Localización**

El punto de partida para la localización de una subestación, se deriva de una planeación,

A partir de la carga estimada de la región que se necesite alimentar. Cuidando que no se tengan inconvenientes en la llegada de los circuitos de alimentación a la subestación

Siempre es necesario conocer los siguientes datos climatológicos de la región.

- a) Temperatura máxima y mínima.
- b) Velocidad máxima de viento
- c) Altura sobre el nivel de mar,
- d) Nivel isoceraunico
- e) Nivel sísmico
- f) Nivel pluviométrico
- g) Grado de contaminación

#### **1.3.4. Capacidad**

La capacidad de una subestación se fija, considerando la demanda actual de la zona o sistema que se desea alimentar, esto se da en KV. Mas el incremento por el crecimiento estimado. Durante los siguientes años. Esto con la finalidad de dejar el suficiente espacio para el crecimiento futuro.

Dentro de la gama existente de tensiones normalizadas, la tensión de la subestación se puede fijar en función de los factores siguientes.

- a) Si la subestación es alimentada en forma radial, la tensión se puede fijar en función de la potencia de la misma.
- b) Si la alimentación proviene de un anillo, la tensión queda obligada por la tensión del anillo.
- c) Si la alimentación se toma de una línea de transmisión cercana, la tensión de la subestación queda obligada por la tensión de la línea citada.

#### **1.4 Breve Descripción del Equipo primario de la Subestación.**

En este inciso se intenta describir, a grandes rasgos, las características mas importantes del equipo principal que se instala en una subestación.

Dicho equipo se va a reunir en dos grupos, el primero describe en orden de mayor a menor importancia, primeramente se mencionan a los aparatos del grupo de tensión y en segundo lugar se mencionan a los aparatos de los del grupo de corriente.

##### **1.4.1. Transformadores de Potencia.**

El transformador es una máquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas.

Está formado por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos.

#### **1.4.1.1 Parte Activa.**

- Núcleo. Este constituye el circuito magnético, que está fabricado en lámina de acero de silicio, con un espesor en promedio de 0.28 mm.
- Bobinas. Estas constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que pueden tener diferentes características, de acuerdo al tipo de servicio de la bobina.

Las bobinas según la capacidad y tensión del transformador pueden ser del tipo rectangular, cilíndrica, devanado continuo tipo disco, devanado tipo galleta, esta última se utiliza en transformadores de tipo acorazado, para altas potencias y tensiones.

- Cambiador de derivaciones. Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de energía que fluye de un transformador, puede ser de operación automática o manual, puede instalarse en el lado de alta o baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque la conveniencia es el de instalarlos en el lado de alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.
- Bastidor. Está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean al núcleo y a las bobinas y cuya función es la soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

#### **1.4.1.2. Parte Pasiva**

Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa, que generalmente va sumergido en aceite, el tanque debe ser hermético, soportado en vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador y soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

La base del tanque debe de ser lo suficiente reforzado para soportar las maniobras durante la carga o la descarga del mismo.

El tanque y los radiadores de un transformador deben de tener un área suficiente para disipar las pérdidas disipadas dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura pase de 55 grados Celsius, dependiendo de la clase de aislamiento especificado.

A medida que la potencia de diseño de un transformador se hace crecer, el tanque y los radiadores, por sí solos, no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que en unidades de alta potencia se hace necesario adicionar enfriadores, a través de los cuales se hace circular aceite forzado por medio de bombas y se sopla aire sobre los ventiladores, a este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento forzado.

Los principales tipos de enfriamientos de los transformadores se clasifican en los principales grupos.

- Clase OA, enfriamiento por aire, circulación natural.
- Clase OW, enfriamiento por agua a través de un serpentín, circulación natural.
- Clase FOA, enfriamiento por aceite y aire forzado.

#### **1.4.1.3. Accesorios.**

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento.

Entre éstos elementos destacan los siguientes.

- Tanque conservador. Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es la de absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocado por los incrementos de carga.
- Boquillas. Son aisladores terminales de las boquillas de alta y baja tensión.
- Tablero. Es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivaciones bajo carga, etc.
- Válvulas. Es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.
- Conectores de tierra. Son unas piezas de cobre soldadas al tanque, lugar donde se conecta el transformador a la red de tierras. Placa de características. Esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes de operación e instalación del mismo.

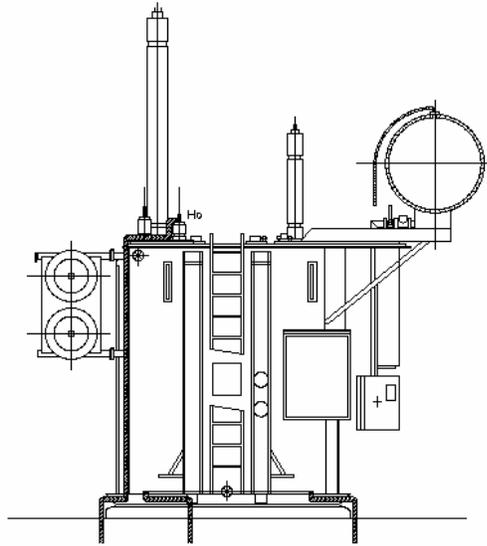


Fig.1 Transformador de potencia

### 1.5. Transformadores de Potencial.

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Básicamente su función es, transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

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

Parámetros de los transformadores de potencial.

Se construyen con un sólo embobinado secundario. Se fabrican con aislamientos a base de resinas sintéticas, para tensiones bajas y para tensiones arriba de 34.5 KV. Se utilizan aislamientos con papel impregnado en aceite y envolvente en porcelana. Son para uso interior o exterior

Las tensiones primaria y secundaria de un transformador de potencial deben de estar normalizadas de acuerdo con la legislatura nacional o internacional de acuerdo al lugar de operación.

Potencia nominal. Es la potencia secundaria expresada en volt-ampere, normalmente son la suma de todas las potencias consumidas por todos los aparatos conectados en paralelo con el devanado secundario.

Clase de precisión. La clase de precisión se designa por el error máximo admisible en por ciento, que el transformador de potencial pueda introducir en la medición de potencia operando con su tensión primaria nominal y a la frecuencia nominal.

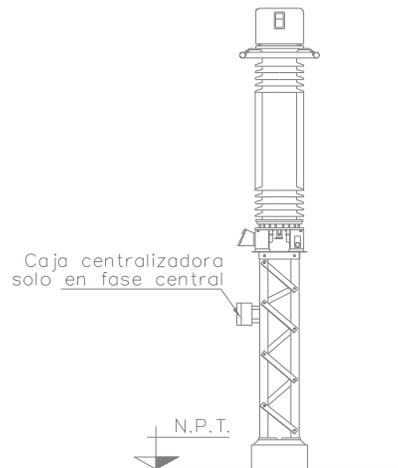


Fig. 2 Transformador de potencial

### 1.6. Apartarrayos de óxidos metálicos.

Los pararrayos de óxidos metálicos están constituidos por varias piezas de resistencia no lineal, de óxido de zinc, apiladas dentro de una columna hueca de porcelana, sin entrehierros, en la parte superior de la porcelana tienen una placa elevadora de presión que en caso de una sobretensión interna, se rompe y permita escapar los gases hacia arriba sin producir daños laterales.

Las resistencias no lineales son también pequeños cilindros, formados por partículas de óxido de zinc en un rango de 10 micrones, rodeados por material aglutinador de mayor resistencia eléctrica que el cristal, de tal manera cuando aparece una sobretensión entre los elementos no lineales, casi toda la tensión aparece en la capa aglutinadora, así se produce un efecto multiplicador, obteniéndose una característica extremadamente no lineal entre la tensión aplicada y la corriente resultante, esto convierte al pararrayos en una válvula de seguridad para las altas tensiones, que funcionan en el momento necesario, evitando la persistencia del corto circuito, sin que se produzcan oscilaciones secundarias.

Ventajas de los apartarrayos de óxidos de zinc, sobre los apartarrayos tipo convencional.

- Como no tienen entrehierros, su protección es constante.

- Por su característica de tensión-corriente menos lineal que los del tipo convencional, no permite el flujo de corriente posterior, causada por una sobretensión.
- Debido a que absorben menos energía que los convencionales, pueden soportar mayor cantidad de rayos y operaciones de interruptores.
- El volúmen de las partes activas se reduce respecto al tipo convencional lo que los hace más compactos.

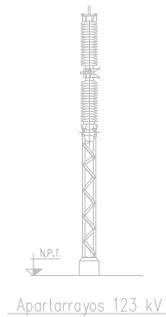


Fig. 3 Apartarrayos de Óxidos Metálicos

### 1.7. Interruptor.

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como en condiciones de cortocircuito.

Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado, equipo máquinas, aparatos o líneas.

El interruptor debe de ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes.

El interruptor se puede considerar formado por tres partes principales.

### 1.7.1. Parte Activa.

Constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

Las cámaras de extinción es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico, en donde abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito que se trate.

Dichas cámaras deben de soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de corto circuito, así como los esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de los bancos de reactores, capacitares y transformadores.

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

Durante la interrupción del arco, aparecen los siguientes fenómenos.

- Altas temperaturas debido al plasma creado por el arco.
- Altas presiones debido a la alta temperatura del plasma
- Flujos turbulentos del gas que adquieren velocidades variables entre 100 y 1000 metros entre segundo y que producen el soplado del arco, su alargamiento y por lo tanto su extinción.
- Masas metálicas en movimiento, que es el contacto móvil, que se aceleran en pocos milésimos de segundos hasta adquirir velocidades del orden de 10 metros entre segundo
- Esfuerzos mecánicos debidos a la corriente de cortocircuito.
- Esfuerzos dieléctricos debidos a la tensión de restablecimiento.

### **1.7.2. Parte Pasiva.**

Formado por una estructura que soporta una o tres depósitos de aceite, esto es si el interruptor es de aceite, en lo que se aloja la parte activa.

En sí la parte pasiva desarrolla las siguientes funciones.

- Proteger eléctrica y mecánicamente el interruptor
- Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
- Soporta los recipientes de aceite, si los hay y el gabinete de control.

### **1.7.3. Accesorios.**

En ésta parte se consideran incluidas las siguientes partes.

- Boquillas terminales que a veces incluyen los transformadores de corriente
- válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- Conectores de tierra
- Placa de datos.
- Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección y medición

### **1.7.4. Parámetros de los interruptores.**

Tensión nominal. Es el valor eficaz de la tensión entre fases del sistema en la que se instala el interruptor.

Tensión máxima. Es el valor máximo de la tensión para el cual esta diseñado el interruptor y representa el límite superior de la tensión, al cual debe de operar según normas.

Corriente nominal. Es el valor eficaz de la corriente normal máxima que puede circular continuamente a través del interruptor sin exceder los límites recomendados de elevación de temperatura.

Corriente de cortocircuito inicial. Es el valor pico de la primera semionda de corriente, comprendida en ella la componente transitoria.

Corriente de cortocircuito. Es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que pueden abrir las cámaras de extinción del arco, es del orden de megavolt-ampere.

Tensión de restablecimiento. Es el valor eficaz de la tensión máxima, de la primera semionda de la componente alterna, que aparece entre los contactos del interruptor después de la extinción de la corriente. Tiene una influencia muy importante en la capacidad de apertura del interruptor y presenta una frecuencia que es del orden de miles de hertz, de acuerdo con los parámetros eléctricos en la zona de operación. Esta tensión tiene dos componentes, una a la frecuencia nominal del sistema y la otra superpuesta que oscila a la frecuencia natural del sistema.

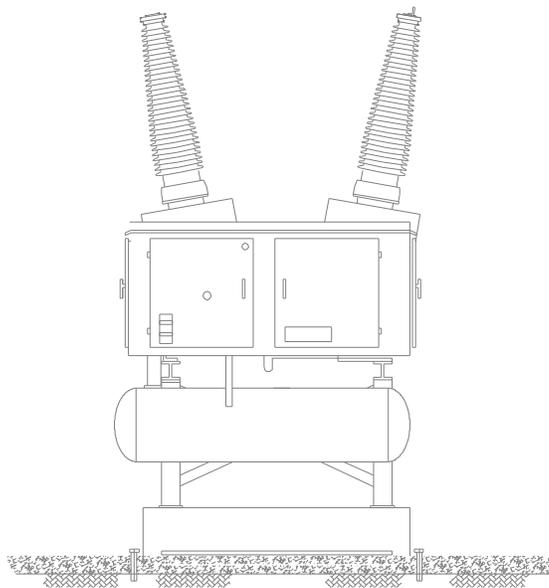


Fig. 4 Interruptor de potencia

### 1.8. Cuchillas

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

Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas, primeramente se deberá de abrir el interruptor correspondiente.

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lamina galvanizada con un

conector puesta a tierra, dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y encima de éstos, la cuchilla, que está formada por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

La cuchilla para éste diseño es de tipo horizontal, de tres postes. El mecanismo hace girar el poste central, que origina el levantamiento de la parte móvil de la cuchilla, para compensar el peso de la cuchilla, la hoja móvil tiene un resorte que ayuda a la apertura.

Los elementos de conexión en las cuchillas están formadas, por un lado la cuchilla y por el otro lado un elemento fijo llamado mordaza, que es un contacto de varios dedos metálicos, los cuales presionan por medio de resortes individuales que se utilizan para mantener una presión alta en el contacto y por lo tanto pérdidas bajas, por efecto joule en los puntos de contacto.

Los materiales utilizados en la fabricación de las cuchillas son los siguientes.

- Base. Se fabrican de lámina de acero galvanizado.
- Aisladores. Son de porcelana o vidrio y son del tipo columna.
- Cuchilla. La cuchilla se puede fabricar de cobre o aluminio según la contaminación predominante de la zona de instalación.

Las cuchillas desde el punto de vista de operación, estas pueden ser accionadas en forma individual o en grupo. Cuando es en grupo el mecanismo de barras se interconecta con los tres polos, moviéndolos simultáneamente a través de una operación que puede ser simultánea en forma manual o motorizada

Las cuchillas motorizadas tienen un gabinete de control que normalmente está ligado al gabinete de control del interruptor que alimentan, de tal manera que nunca se puedan abrir o cerrar un juego de cuchillas si antes no ha sido abierto el interruptor. Esto se logra mediante unos contactos auxiliares de bloqueo. Los bloqueos forman un sistema para operar un par de juegos de cuchillas y el interruptor correspondiente en la siguiente forma.

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

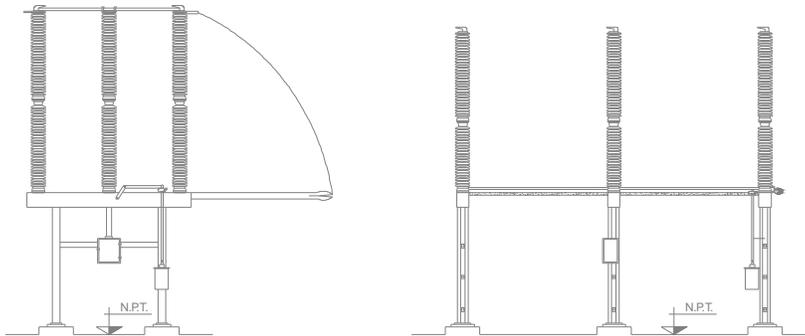


Fig. 5 Cuchillas Doble Apertura Lateral

## 1.9 Principios de operación:

### 1.9.1 Central de ciclo combinado.

Las plantas de ciclo combinado pueden ser de gas natural, fuel, o mixtas, aunque se prefiere el gas, porque es más limpio, no contiene azufre y produce menos  $\text{CO}_2$  para la misma energía producida. En cualquier caso, éstas centrales funcionan mediante la unión de un ciclo térmico ordinario y una turbina.

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbo gas y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación de la energía eléctrica en las unidades turbo gas, 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.

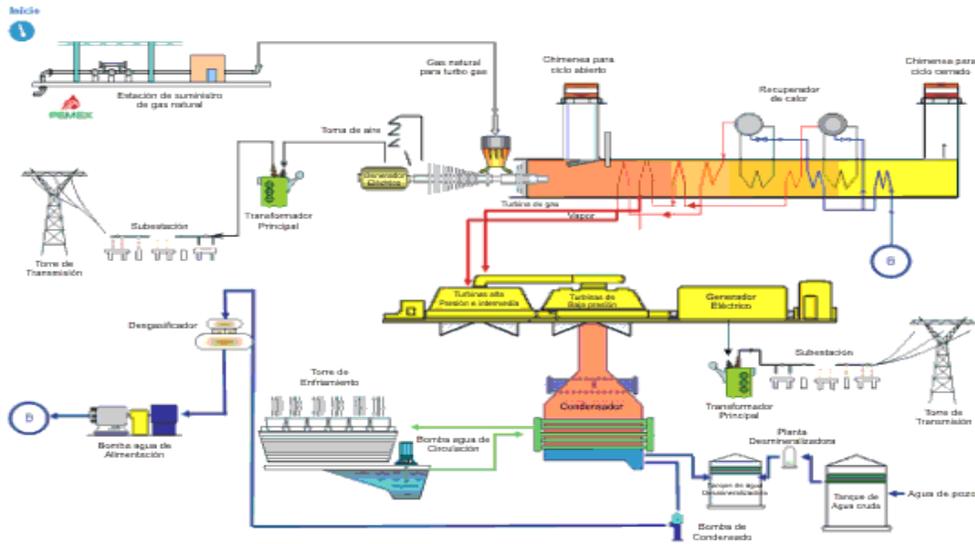


Fig. 6 Diagrama esquemático del proceso de una central de ciclo combinado.

El paquete o arreglo general de una planta de ciclo combinado se puede esquematizar de acuerdo con diversas posibilidades. El número de unidades turbo gas 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, turbo gas, 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.

### 1.3.2 Subestación eléctrica.

El diseño de subestaciones eléctricas se puede considerar en cierta manera, como el ensamble repetitivo en distintas formas de elementos prediseñados; dependiendo de los requerimientos funcionales y ambientales.

Las subestaciones a una cierta tensión se construyen por lo general conectando los mismos equipos en diferentes formas o arreglos.

Hoy en la actualidad es importante, razonable y económico; diseñar los componentes comunes a todos los sistemas, una vez y para todos. En otras palabras el llegar a normalizar sus componentes primarios y secundarios. El diseño funcional es prevenir todos los inconvenientes ambientales presumiblemente que caracterizan a los lugares a donde éstos elementos estarán destinados.

El diseño de la subestación, consiste principalmente en la selección de los elementos necesarios y la definición del mejor arreglo que deban de tener, pensando en el comportamiento y posible automatización considerando como aspectos fundamentales, los diferentes arreglos de barras, distancia entre partes vivas, distancia entre partes vivas a tierra; distancias de seguridad, estética, selección y aplicación de partes principales; como conductores, aisladores, conectores y así como las condiciones necesarias para el desarrollo de la ingeniería civil.

El punto de partida para el diseño de una subestación eléctrica es el llamado diagrama unifilar; en este diagrama se muestran la conexión y arreglo de todos los equipos eléctricos, es decir de barras, puntos de conexión, transformadores de potencia, acoplamiento de bahías, interruptores de potencia, cuchillas desconectoras y apartarrayos principalmente.

Para la elaboración del diagrama unifilar se deben de considerar principalmente tres aspectos fundamentales;

- Arreglo de barras.
- Grado de flexibilidad en la operación
- Grado de confiabilidad.

Para proceder a la definición de las características operativas de los distintos elementos de la subestación así como la posible ubicación, se procede a elaborar un diagrama unifilar simplificado en donde se indique el arreglo propuesto de barras así como su relativa posición.

Para definir un arreglo de barras es necesario cuidar ciertos puntos técnicos como lo son:

1. La simplicidad del sistema.
2. El mantenimiento se debe de realizar fácilmente.
3. Se debe de tener disponibilidad de arreglos alternos, en el caso de una salida de servicio.
4. El arreglo del equipo no debe de limitar la expansión o crecimiento de la carga.
5. Se debe de considerar la posibilidad de utilizar equipo adicional, para cubrir posibles contingencias.
6. La instalación debe de ser lo mas económico posible.

## 7.-Arreglo de Barras

Existen cinco formas básicas para conexión de barras, interruptores y líneas o alimentadores; y cada una de éstas formas, puede tener algunas variantes, para satisfacer los requerimientos particulares de un proyecto. Como se ha indicado antes, la selección de un arreglo, depende principalmente del costo; la aplicación de la subestación, a la red que se conectara; y del grado de confiabilidad, y continuidad de servicio requerida.

Los arreglos de barras más comunes, usados para los distintos niveles de tensión, en los proyectos de la gerencia de proyectos de transmisión y transformación de CFE; son los siguientes:

Tabla 1A. Tensiones normalizadas para diferentes esquemas de arreglos de barras.

En 115 kV	<p>Doble juego de barras principales; También conocido como barra principal Y barra auxiliar. (Barra 1 - barra 2)</p> <p>Barra principal y barra de transferencia. (Definitiva o con previsión, para conversión A barra 1 - 2).</p>
En 230 kV	<p>Doble juego de barras principales. (Barra 1 - 2).</p> <p>Barra principal y barra de transferencia. (Con previsión a barra 1 y barra 2).</p>
En 400 kV	<p>Interruptor y medio</p> <p>Interruptor y medio.</p>

# CAPITULO II

Técnica operativa.

## 2.1 Hipótesis y Datos Generales para las Subestaciones.

La construcción de una subestación eléctrica, para llegar a obtener el arreglo seleccionado, es un compromiso, entre un número de factores físicos, del lugar mismo de la instalación; como son: El clima, la altitud sobre el nivel del mar, la contaminación, las características del terreno, desde el punto de vista de mecánica de los suelos, la topografía, el coeficiente sísmico, la dirección de las líneas de transmisión, entrantes y salientes, etcétera. Otras condiciones, están relacionadas con la operación de los interruptores; del tipo de cuchillas desconectadoras, de acuerdo a su apertura y que constituyen un factor decisivo, en la determinación del arreglo físico y tamaño de la subestación.

El arreglo constructivo de la subestación, esta también influenciado, por el tipo de conductor; ya sea que se trate de conductor (cable), o tubo, debido al espacio que se ocupa, en cada caso.

Como regla general, para cualquier arreglo de una subestación: para un nivel de voltaje en particular, se considera.

Que la subestación más económica; es aquella que es la más baja y ocupa el menor espacio, que la subestación más confiable; es aquella que incluye, el menor número de cadenas de aisladores o aisladores soporte y que las conexiones estén, localizadas debajo del nivel de barras.

- **Hipótesis y Datos Eléctricos**

### **Tensiones**

Los valores de tensiones normalizadas, son los que se indican en la tabla 1.

**Tensiones normalizadas****Tabla 2A**

Tensión Nominal KV	Tensión máxima de diseño kV	Nivel básico de aislamiento, al impulso por rayo. kV	Nivel básico de aislamiento, al impulso por maniobra kV
115	123	550	
230	145	1050 900	
400	420	1300 1425	1050 1050

**Corrientes nominales**

Los valores de corrientes nominales, para cada uno de los niveles de tensión; están determinados, por los límites térmicos de los conductores usados; así como en las bahías de líneas, a partir del calibre nominal; se indican en la tabla 2

**Tensiones nominales, calibre y material del conductor****Tabla 2.** Capacidades de conducción de los cables utilizados más comúnmente

Tensión Nominal KV	Calibre y material del conductor MCM, ACSR	Límite de corriente térmico, por conductor (A 75°C) AMPER
115	795 900 1113	900 970 1110
230	900 1113	970 1110
400	1113	1110

**Corrientes de corto circuito**

Los valores máximos de corrientes de corto circuito simétrica en 115, 230 y 400 kV a excepción de casos especiales, estarán limitados a los indicados en la tabla 3.

**Corrientes de corto circuito****TABLA 3A**

Valores nominales de tensiones contra niveles de cortocircuito simétrico.

Tensión Nominal KV	Corriente de corto circuito simétrica Ka
115	25.0
230	31.5
400	40

**Con estos valores, se verifica:**

- La capacidad térmica de los conductores.
- La capacidad interruptiva, de los interruptores.
- El cálculo de los esfuerzos electrodinámicos, en conductores, Aisladores y conectores.
- El cálculo de la resistencia, de los efectos de arco eléctrico en Las cadenas de suspensión.
- Las corrientes de corto circuito térmicas y dinámicas, en Transformadores de corriente, cuchillas desconectadoras y Trampas de onda.

Las duraciones de corto circuito, se consideran las siguientes:

0.05 Seg. Sin cierre.

0.10 Seg. Con un recierre posterior a 0.10 S con un tiempo de aislamiento de falla, no menor a 5 Seg.

## **Filosofía Operativa**

La subestación eléctrica consiste en la construcción de dos alimentadores en 230 Kv, para enlazar dos circuitos remotos, de una subestación de CFE (Cliente)

La ubicación y el arreglo de los equipos, han sido desarrollados considerando las características particulares del predio, las trayectorias de las líneas de transmisión que convergen y el crecimiento esperado de la subestación.

El proyecto consiste en el diseño de la subestación, que contará con dos juegos de barras en 230 Kv. una principal y otra auxiliar, en un esquema de dos interruptores y con uno y medio interruptor de potencia que recibirá las tres líneas de los transformadores de las unidades de generación.

Este arreglo tiene el conveniente y flexibilidad de operar de barra principal a la barra auxiliar y viceversa, dos de los interruptores funcionan como principales y el medio funciona como enlace y con ello se cumple con esta función y esto es con el objeto de poder realizar operaciones de mantenimiento o reparaciones en una barra o equipo mientras la otra barra esta en operación.

La subestación contará con un arreglo de un conductor por fase ASCR calibre de 1113 KCM, para la barra principal y barra auxiliar. Para la interconexión de los equipos, se utilizará un esquema de bajo relieve utilizando para ello, tubo IPS de aluminio de diámetro de 4" Ø

## **Características particulares de la Ingeniería electromecánica.**

- **Arreglo general**

Es la disposición y ubicación de equipos, considerando las características del predio, las trayectorias de las líneas de transmisión que acometerán y el crecimiento esperado de la subestación en un futuro.

- **Coordinación de aislamiento.**

Las disposiciones relativas a la coordinación de aislamiento, para los distintos equipos y materiales usados en las subestaciones eléctricas; están de acuerdo, con lo especificado en la norma CFE L0000-06 y con la guía de coordinación de aislamiento de subestaciones eléctricas.

En estos documentos, se precisa que para cada nivel de tensión normalizada:

- ∅ Los valores básicos de aislamiento por rayo y por maniobra de los interruptores.
- ∅ Los márgenes de protección correspondientes.
- ∅ Las distancias mínimas, de fase a tierra en aire.
- ∅ Las distancias mínimas de fase a fase en aire.
- ∅ Las distancias mínimas al suelo.
- ∅ Las distancias horizontales de trabajo.
- ∅ Las distancias verticales de trabajo.

- **Trayectoria de ductos.**

Es el arreglo de ductos y registros requeridos para alojar el cableado de protección, control, fuerza y comunicaciones, para las derivaciones a equipos se utilizara tubo de PVC hidráulico tipo pesado, mismo que ira encofrado en concreto pobre y al final, éstos se sellarán en sus extremos herméticamente con material retardante al fuego y de fácil remoción. Los registros para el cableado de los equipos primarios deberán de tener un pozo de absorción y una rejilla de aluminio para evitar que los cables descansen sobre el fondo de los registros.

Para la tubería expuesta se utilizará tubo conduit pared gruesa extragalvanizada de diámetro adecuada para cada uso.

- **Red de tierras.**

Para el diseño de la red de tierras se considerará los valores de corriente de corto circuito así como los valores de resistividad promedio del terreno, la red de tierras abarcará como mínimo todas las áreas que abarquen los equipos, estructuras, casetas, edificaciones e instalaciones que formen parte del proyecto.

Todas las conexiones de puesta a tierra de los equipos serán atornilladas a su base y soldadas a la malla principal, considerando que el conductor de cobre deberá ir por el interior de la estructura menor y protegido con ángulo, Los registros de las derivaciones de tierras serán de 50 x 50 x 80 centímetros a paños interiores.

- **Alumbrado exterior.**

El diseño del alumbrado en las distintas zonas eléctricas de la subestación; el cual se

Desarrollara en base a la utilización de unidades de vapor de sodio de alta presión. De 250 W. montadas sobre las estructuras mayores de la subestación.

Los puntos de luz se controlaran eléctricamente a través de foto celdas autocontenidas en cada unidad, distribuyéndose en circuitos independientes

- **Conductores, herrajes y conectores.**

El conductor a instalar en barras de 230 Kv. Sera tubular de aluminio en arreglo horizontal de 4" diámetro, los conectores de las barras de aluminio serán a presión y soldadles. El bus aéreos estarán formados con cable tipo ACSR de 1113 KCM, en arreglo de un conductor por fase. Los aislamientos para éste bus serán de porcelana.

### **Impacto ambiental**

Son cambios o modificaciones que afectan al ambiente ocasionado por determinadas obras, acciones o servicios del hombre, con implicaciones ambientales o eventos ocasionales de la naturaleza, con efectos en la calidad ambiental y de vida y en el aprovechamiento de los recursos naturales, así como cualquier cambio significativo en el ecosistema.

El impacto no implica adversidad, ya que éstos pueden ser tanto negativos como positivos, la importancia del impacto dependerá de su intensidad, duración, permanencia, magnitud, y de las acciones y efectos del medio en el cual incide y los ecosistemas en que interactúa.

### **Contenido básico del estudio de impacto ambiental**

- **Descripción completa del proyecto y su localización.**

Este concepto retoma importancia porque se deben de considerar ciertos aspectos dependiendo del lugar de instalación, como son la apariencia, la ubicación de equipos, el nivel de ruido producidas por el equipo a instalar y las interferencias que se pudieran tener con las señales de radio y televisión, etc.

- **Descripción de las condiciones ambientales del sitio donde se propone el establecimiento del Proyecto.**

El equipo que producen los fabricantes se debe de adaptar para cualquiera de los arreglos definidos ya establecido, así como para cada nivel de tensión. Aún cuando el equipo está diseñado de acuerdo con las especificaciones de CFE y normas nacionales e internacionales, para satisfacer las condiciones que impone el medio ambiente, como son; en términos generales el clima, la contaminación, la altitud y la sismicidad.

- **Identificación e Interpretación de los posibles impactos ambientales.**

Estos impactos deben de estar bien identificados y que se pueden ocasionar durante el desarrollo del Proyecto en sus Etapas de Preparación del Sitio, Construcción y Operación de la subestación.

- **Determinación de las medidas de prevención.**

Se debe de seguir una política preventiva que cumpla con los siguientes puntos de mitigación, compensación, restauración y en su caso de control para los impactos físicos, ecológicos, socioeconómicos, culturales o estéticos detectados.

### **Evaluación del estudio de impacto ambiental**

Es el procedimiento a través del cual se toman decisiones lógicas y racionales, en las cuales establece las condiciones en que se sujetará la realización de obras y actividades que puedan causar desequilibrio ecológico o rebasar los límites y condiciones establecidos en las disposiciones aplicables para proteger el ambiente, preservar y restaurar los ecosistemas a fin de evitar o reducir al mínimo sus efectos negativos.

La evaluación se enfoca a todos los factores medioambientales, componentes del sitio del proyecto y sus alrededores, como son: clima, agua, suelo, flora, fauna, valores culturales, etc.

“Toda evaluación de Impacto Ambiental se acata al marco legal estatal existente.”

**En la evaluación del estudio de Impacto Ambiental, se engloban diversos procesos, como son:**

- Procedimientos jurídico-administrativos
- Análisis del estudio de impacto ambiental
- Confirmación en campo de la veracidad del estudio
- Valoración de la mitigación de los impactos.

**Normatividad ambiental vigente en la República Mexicana.**

- § LEY GENERAL DEL EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y PROTECCIÓN AMBIENTAL
- § REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DEL EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y PROTECCIÓN AL AMBIENTE
- § NORMAS OFICIALES MEXICANAS APLICABLES

# CAPITULO III

Memorias de Calculo.  
Electromecánicas

# **Coordinación de Aislamiento**

## Coordinación de Aislamiento

Contenido:

- A) Condiciones de diseño para la subestación de la estación de potencia
- B) Parámetros de diseño eléctricos
- C) Referencias
- D) Generales
- E) Cálculos

- 1) Separación eléctrica de fase a tierra.
- 2) Separación eléctrica fase a fase barras flexibles.
- 3) Separación eléctrica nivel piso a primer nivel de barras (rígidas).
- 4) Separación eléctrica ambas del camino.
- 5) De nivel piso a la acometida/salida de líneas de transmisión
- 6) Diseño dieléctrico y por contaminación de ensambles de aisladores de disco (cadenas)
- 7) Resumen

### A) Condiciones de diseño para la Subestación de la estación de potencia

Altitud por encima del nivel del mar	25m
Presión barométrica	1010 mb
Máxima temperatura extrema (bulbo seco)	40.3 grados centígrados
Mínima temperatura extrema (bulbo seco)	8.4 grados centígrados
Humedad relativa promedio anual	81.8 %
Velocidad el viento	180 Km/hr
Contaminación del área	25 mm/Kv

Nota: Datos tomados en condiciones media a extrema en el país.

### B) Parámetros de diseño eléctrico

Tensión nominal	230 Kv
Tensión máxima de operación	236 Kv
Tensión máxima temporal	242 Kv
Nivel básico de aislamiento al impulso	1050 Kv

### C) Referencias

El estudio para la subestación de energía de ciclo combinado, se ha realizado en base a las normas de los siguientes estándares

Código de Seguridad Eléctrica Nacional	NESC C2/1997
Comisión Internacional Eléctrica	IEC-71.1/1996
Comisión Internacional Eléctrica	IEC-71.2/1996
Coordinación de Aislamiento Estándar	CFE 10000-06/1991/80
Guía de aplicación de la especificación de coordinación de aislamiento	CFE 10000-91/1995

### D) Generales

El espacio mínimo de aire en la subestación es determinado por la capacidad de resistencia del aire. Para voltajes hasta de 230kV, los espacios son generalmente dictados por el diseño de acuerdo con el nivel básico de aislamiento (BIL).

Aun cuando la capacidad de resistencia del aire esta determinada bajo condiciones de laboratorio con dimensiones definidas de electrodo, factores de multiplicación adecuados, son usados para explicar la variación de las formas del electrodo y las condiciones del sitio.

Para el procedimiento delineado en estándares CFE/IEC y de acuerdo con la altitud y las condiciones atmosféricas en el sitio de la subestación. La separación eléctrica mínima deberá ser como esta mostrado en la tabla F1 (4.2, CFE 10000-41/ IEC Tabla A.1 Stds)

Tabla F1

Tensión de aguante nominal de impulso por rayo.(NBAI) (KV)	Distancia mínima en aire (m)
250	0.48
325	0.63
350	0.68
450	0.90
550	1.10
650	1.30
750	1.50
850	1.70
900	1.80
950	1.90
1050	2.10

**E) Cálculos.**

1) Separación eléctrica de fase a tierra.

En ésta forma de acuerdo con este valor. Las separaciones mínimas eléctricas son:

1) Fase a tierra  $d_{ff} = 2.10 \text{ m}$

2) Fase a fase  $d_{ff} = 2.10 \text{ m}$

2) Separación eléctrica fase a fase en barras flexibles.

Asumiendo el claro más largo y con una flecha de 2.5% como la condición más desfavorable.

Diámetro cable código Bluejay = 0.0319 m

Arreglo 2 x 1113 [kcm Con separación entre conductores 0.20m](#)

Ángulo en la estructura =  $55^\circ$

Ángulo máximo de deflexión flecha por viento =  $27^\circ$

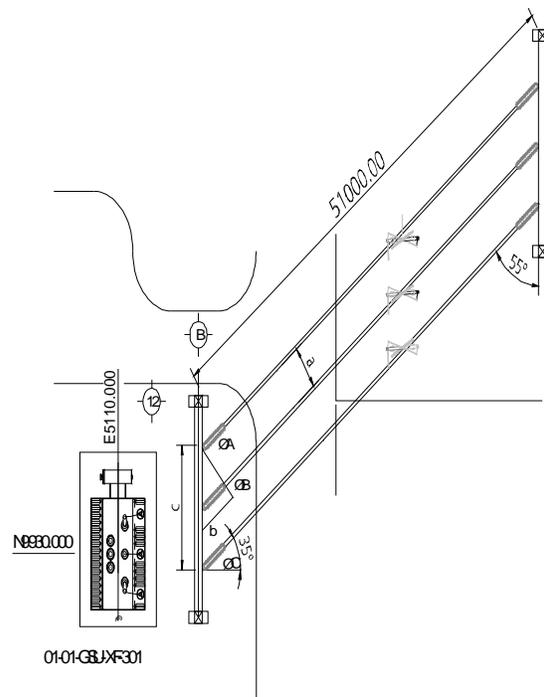


Fig. 7 Arreglo de buses en el punto crítico de la subestación

La flecha teórica del claro se calcula con la siguiente expresión:

$$F_{teorica} = Long. del claro * 0.025 \dots Ecuación 1$$

Sustituyendo valores en la ecuación 1:

$$F_{teorica} = 51.00 * 0.025 = 1.275 \text{ mts.}$$

Para determinar la distancia entre buses flexibles se debe de tomar en cuenta la deflexión máxima permisible por condición de viento en el punto medio del claro,

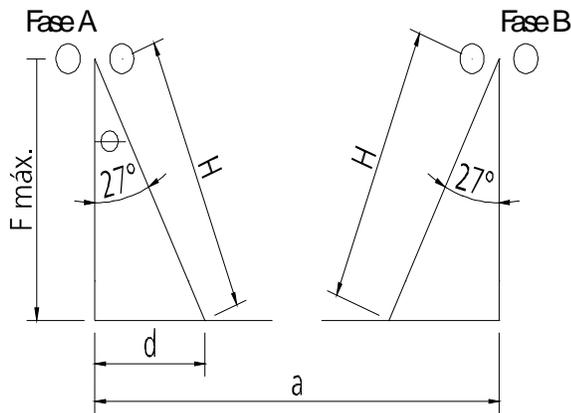


Fig. 8 Arreglo de buses, verificando la condición de viento.

Para determinar el valor de *a* y de acuerdo a la figura anterior, se deduce que la flecha máxima y el lado que se forma con el ángulo de deflexión permisible se forma un triángulo rectángulo

Por definición se tiene la siguiente relación:

$$\text{Cos}\Theta = \frac{F_{máx}}{H} \dots Ecuación 2$$

Despejando el valor de *H* y sustituyendo valores en la ecuación 2.

$$H = \frac{1.275}{\text{Cos } 27^{\circ}} = 1.431 \text{ mts.}$$

Por ser un triángulo rectángulo el valor de *b* lo obtenemos de la formula general.

$$H = \sqrt{F_{MAX}^2 + d^2} \dots \text{Ecuación 3}$$

Despejando b y sustituyendo valores se tiene:

$$d = \sqrt{1.431^2 - 1.275^2} = 0.64972 \text{ mts}$$

Por lo tanto la distancia mínima entre buses en el punto medio se determina con la suma de dos veces la distancia b mas la distancia de seguridad de fase a fase.

$$a = 2d * D_{f-t} \dots \text{Ecuación 4}$$

Sustituyendo valores:

$$a = 2 * 0.64972 + 2.30 = 3.5994 \text{ mts}$$

Distancia mínima que deben de tener los buses en este punto critico.  
La distancia entre soportes se calcula por la formula general.

$$c^2 = a^2 + b^2 \dots \text{Ecuación 5}$$

Donde:

$$b = \frac{\text{Sen } 35}{\text{Sen } 55} * a$$

$$b = 0.7 * 3.5994 = 2.52 \text{ mts}$$

Por lo tanto sustituyendo valores en la ecuación 5

$$c = \sqrt{3.5994^2 + 2.52^2} = 4.39 \text{ mts}$$

Aplicando el factor de seguridad de 1.05 recomendado, por lo tanto el valor de c. es el siguiente:

$$c = 4.39 * 1.05 = 4.61 \text{ mts}$$

Ajustamos a 5.0 mts

### 3) Separación eléctrica de nivel piso a primer nivel de barras (rígidas)

El espacio es proporcionado como lo siguiente:

$$H_e = 7.30 + D_{ft} \quad \text{Donde } D_{ft} = 2.1\text{m (de 1)}$$

$$H_e = 4.4$$

Por CPTT (Coordinadora de Proyectos de Transformación y Transmisión- CFE)  
Es requerido como separación mínima, 5.2 m y:

$$5.2 \text{ m} > 4.52 \text{ m} > 4.4 \text{ m} \quad \underline{\text{se usara 5.2 m}}$$

### 4) Separación eléctrica arriba del camino.

Las alturas de referencia por la tabla de reglamentos 237-3, NESC

b. calles, callejones, carreteras, calzadas y estacionamientos \_\_\_\_\_ 6.4m (14')

Componente eléctrico de espacio por la tabla 232-4 \_\_\_\_\_ 2.15m (7.1')

Espacio libre total

$$h_c = 6.4 + 2.15 = 8.65\text{m (28.04')} )$$

$$\text{Flecha} = 1.5\text{m (= 4.92')} )$$

$$H_r = 8.55 + 1.5 = 10.05\text{m (32.96')} )$$

De la vista en elevación, tenemos 14.0 m por encima del nivel de terreno terminado para cada soporte de barras y:

$$14 \text{ m} > 10.05 \text{ m.}$$

**5) Separación eléctrica de nivel piso a la acometida/salida de líneas de transmisión.**

Utilizando la expresión matemática:  $h = 5 + 0.006kV$

$h = 5 + 0.006kV_d$  Donde:  $kV_d$  es la tensión máxima de diseño

Tenemos:

$$h = 5 + 0.006 \times 242 = 6.452 \text{ mts}$$

El espacio diseñado como se muestra en el trazo del equipo de la subestación, vista de elevación es 14 mts:

14 mts >> 6.45 mts.

**6) Diseño dieléctrico y por contaminación de ensambles de aisladores de disco (cadenas)**

Características del disco aislador

Diámetro del disco \_\_\_\_\_ 0.280 mts  
 Paso del disco \_\_\_\_\_ 0.146 mts  
 Distancia de Fuga \_\_\_\_\_ 445 mm/Kv tipo FUG.  
 Contaminación del área \_\_\_\_\_ Alta (25mm/Kv)  
 Tensión máxima de diseño \_\_\_\_\_ 242 Kv

**Número de discos por distancia dieléctrica.**

$D_f = 2.1 \text{ mts}$  y paso del aislador = 0.146 mts

$$\text{Número de disco requerido} = \frac{2.1 \times 1.05}{0.146 \times \cos 17.19^\circ} = 15.80$$

**Número de aisladores mínimo por cadena = 16 piezas.**

**Número de aisladores por distancia de fuga**

Con 445mm/Kv de cada uno, y 242kV de voltaje máximo.

$$\text{Numero de disco requerido} = \frac{242 \times 25}{445} = 13.59 \text{ piezas}$$

**16 piezas > 14 piezas Se usaran 16 piezas**

# Red de Tierras

## Red de tierras

### 1.- Parámetros de Diseño:

#### 1.1.- Datos del sitio.

Subestación:	Del ciclo combinado propuesto	
Altitud:	25	m.s.n.m.
Temp. Promedio.	26	°C
Largo de la red de tierras:	112.5	m
Ancho de la red de tierras:	98	m
Área de la red de tierras;	11025	m <sup>2</sup>
Profundidad de la malla:	0.6	m

#### 1.2.- Parámetros eléctricos.

Corriente de falla simétrica:	31.5	KA.
Duración de falla:	0.5	Seg.
Factor de decremento	1.026	
Resistividad del terreno	30	Ω-m Propuesto

#### 1.3.- Datos del conductor.

De la tabla 1 del anexo de tierras

Material del conductor:

**Cobre temple semiduro**

Duración de la falla:	$T_c$	0.5	Seg.
Coefficiente de resistividad:	$\alpha_r$	0.00381	
Resistividad del cable a tierra:	$\rho_r$	1.78	mΩ/cm.
Factor de capacidad térmica:	TCAP	3.42	J/cm <sup>3</sup> /°C
Temperatura máxima permisible:	$T_m$	1084	°C
Inverso coeficiente de resistividad	$K_o$	242	

### 2.- Procedimiento de diseño:

El procedimiento de cálculo esta basado en las recomendaciones de la norma IEEE Std 80 -2000

2.1.- Dimensionamiento inicial de la malla:

El procedimiento consiste en determinar el calibre mínimo del conductor a utilizar. Calculando la sección transversal del conductor, con la siguiente ecuación:

$$A_{KCMIL} = I \frac{197.4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{T_c * \alpha_r * \rho_r}\right) * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad \text{Ecu. ...1}$$

Donde:

$\rho_r$	=	Resistividad del cable de tierra a la temperatura de referencia
TCAP	=	Factor de capacidad térmica
$T_m$	=	Temperatura máxima permisible del material (Conductor) °C
$K_0$	=	Inverso del coeficiente de resistividad a 0°C.
$T_a$	=	Temperatura ambiente °C.

Sustituyendo valores de la ecuación 1 se tiene:

$$A_{KCMIL} = 154.84 \text{ mm}^2$$

Esta sección equivale a un cable calibre

250  
AWG

Para el dimensionamiento de la malla utilizaremos cable calibre 250 AWG, con una sección transversal de

La malla esta formada por:

19	Número de conductores transversales lado corto	19
16	Número de conductores paralelos lado largo	16.0
4	Electrodos cooperweld de 10 metros de longitud	4

### 3.- Cálculo de Potenciales de Paso y de Contacto Tolerables.

Para calcular el voltaje de paso y contacto consideramos el peso promedio de una persona debe ser no menor a los 70 kg.

Para calcular el voltaje de paso y contacto, empleamos las siguientes ecuaciones.

$$E_{\text{paso } 70} = (1000 + 6 Cs \rho_s) 0.157 / \sqrt{\tau c} \quad \text{Ecu.....2}$$

$$E_{\text{paso } 70} = (1000 + 1.5 Cs \rho_s) 0.157 / \sqrt{\tau c} \quad \text{Ecu.....3}$$

Donde:

$Cs$  = Factor de reducción de la resistividad de la superficie.

$\rho_s$  Resistividad superficial. 10000  $\Omega$ -m piso grava.

Con estos valores obtenidos, se busca el valor de Cs con la siguiente expresión.

$$C_s = 1 - \left( \frac{0.09 \left( 1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0.09} \right) \quad \text{Ecu.....4}$$

Donde:

hs: Valor de la profundidad de la malla que se encuentra enterrada

Sustituyendo valores de la ecuación anterior.

$$C_s = 0.930$$

Sustituyendo valores en las ecuaciones 2 y 3 del calculo de potencial

$$E_{\text{paso70}} = 8832.09 \quad \text{V}$$

$$E_{\text{cont70}} = 3320.84 \quad \text{V}$$

#### 4.- Diseño de la Malla.

Las condiciones necesarias para cumplir con una malla segura es la siguiente:

$$E_m < E_{\text{toque}}$$

$$E_s < E_{\text{paso}}$$

$E_m$  = Voltaje de malla en condiciones de falla

$E_s$  = Voltaje de contacto en condiciones de falla

##### 4.1 Calculo del máximo potencial de malla

$$E_m = \frac{\rho * I_G * K_m * K_i}{L_c + \left( 1.55 + 1.22 * \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right) * L_r} \quad \text{Ecu.....5}$$

Donde:

$L_x$  Representa la longitud del costado de la malla en el sentido cartesiano x

$L_y$  Representa la longitud del costado de la malla en el sentido cartesiano y

$L_r$  Representa la longitud unitaria del electrodo de la red de tierras

LR Representa la longitud de la suma total de los electrodos

$$Km = \frac{1}{2 * \pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right) + \frac{Kii}{Kh} * \ln \frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right] \quad \text{Ecu.....6}$$

kii =	1	
h =	0.6	Profundidad de la malla en metros.
h <sub>0</sub> =	1	Profundidad de referencia de la malla.
D =	10	Espaciamento de conductores de la malla.
d =	0.0146	Diámetro del conductor seleccionado.

Por ser malla rectangular los conductores son igualmente espaciados en n veces, por lo tanto se tiene.

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d \quad \text{Ecu.....7}$$

Para n<sub>a</sub> se tiene:

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p} \quad \text{Ecu.....8}$$

Donde:

L <sub>c</sub> = Longitud del conductor enterrado.	3705.5 mts
L <sub>p</sub> = Longitud perimetral	421 mts

Sustituyendo valores en la ecuación anterior

$$n_a = 17.60$$

Con la siguiente expresión se calcula el valor de n<sub>b</sub>

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{5292}}} \quad \text{Ecu.....9}$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$n_b = 1.20$$

Para n<sub>c</sub> y n<sub>d</sub> toma el valor de 1 por ser malla rectangular. Según recomendación de la norma IEEE-80-2000

Sustituyendo valores en la ecuación 7

$$n = 21.17$$

Tenemos que aplicar el factor de la profundidad de la instalación de la red.

$$Kh = \sqrt{1 + h/h_0} \quad \text{Ecu.....10}$$

$$Kh = 1.26$$

Sustituyendo valores de la ecuación 6

$$Km = 0.70$$

Otro factor que afecta a la malla, es su forma geométrica por lo que tenemos:

$$Ki = 0.644 + 0.148 * n \quad \text{Ecu.....11}$$

$$Ki = 3.78$$

4.2 Cálculo de la corriente máxima de malla.

$$I_G = C_p * D_f * I_g \quad \text{Ecu ...12}$$

Donde:

$C_p =$	1	De incremento de Icc de falla a futuro.
$D_f =$	1.026	Factor de decremento. Ver anexo. Tabla 6
$I_g =$	31.5	Corriente de falla simétrica que circula por la malla.

Sustituyendo valores

$$I_G = 32.32 \text{ KA}$$

## 6.- Resistencia de Tierra.

La resistencia de tierra se calcula mediante la expresión siguiente:

$$R_g = \rho * \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20} * A} \left( 1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{20} / A} \right) \right] \quad \text{Ecu.....13}$$

Sustituyendo valores en la ecuación número 13 se tiene

$$R_g = 1.09 \quad \Omega$$

## 7.- Comparación de Potenciales.

Sustituyendo valores en la ecuación 5

$$E_m = 3166.01 \text{ V.}$$

Comprobando el potencial de paso en la malla ∴.

$$E_s = \frac{\rho * I_G * K_s * K_i}{0.75 * L_C + 0.85 * L_R} \quad \text{Ecu.....14}$$

Para  $K_s$  a una profundidad de  $0.25 < h < 2.5$  mts. Se calcula por la siguiente expresión.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad \text{Ecu.....15}$$

$$K_s = 0.327$$

Sustituyendo valores en la ecuación 15, el potencial de paso en la malla será:

$$E_s = 418.64 \text{ V}$$

Se comparan los potenciales de paso y contacto de la malla con el potencial de contacto Tolerable calculados en la ecuación 2 y 3

$$E_m < E_{\text{cont } 70} \quad 3166.01 \text{ V} <$$

$$E_s < E_{\text{paso } 70} \quad 418.64 \text{ V} <$$

Con estos valores se comprueba que la malla es segura.

# Alumbrado Exterior

## **Índice.**

- 1.- Datos de luminaria, cantidad y estadísticas.
- 2.- Arreglo de luminarias y análisis punto a punto. Área eléctrica
- 3.- Análisis punto a punto y curvas fotométricas. Área eléctrica
- 4.- Arreglo de luminarias. Elevación lado norte. Área Eléctrica
- 5.- Arreglo de luminarias y análisis punto a punto. Área eléctrica. Isométrico
- 6.- Arreglo de luminarias curvas fotométricas. Área eléctrica. Isométrico

### Referencias:

- 1.- Computer program “Visual professional edition”. Version. 2.6 Holophane.
- 2.- IES Illumination Engineering Society Handbook.

1.- Datos de luminaria, cantidad y estadísticas



Fig. 9 Luminaria vapor de sodio alta presión 400 W. Tipo Halcón

LUMINAIRE SCHEDULE									
Symbol	Label	Qty	Catalog Number	Description	Lamp	File	Lumens	LLF	Watts
☛	A	23	983-9 (7H x 4V)	HALCON	400W CLEAR MH	37202.IES	34000	0.81	440

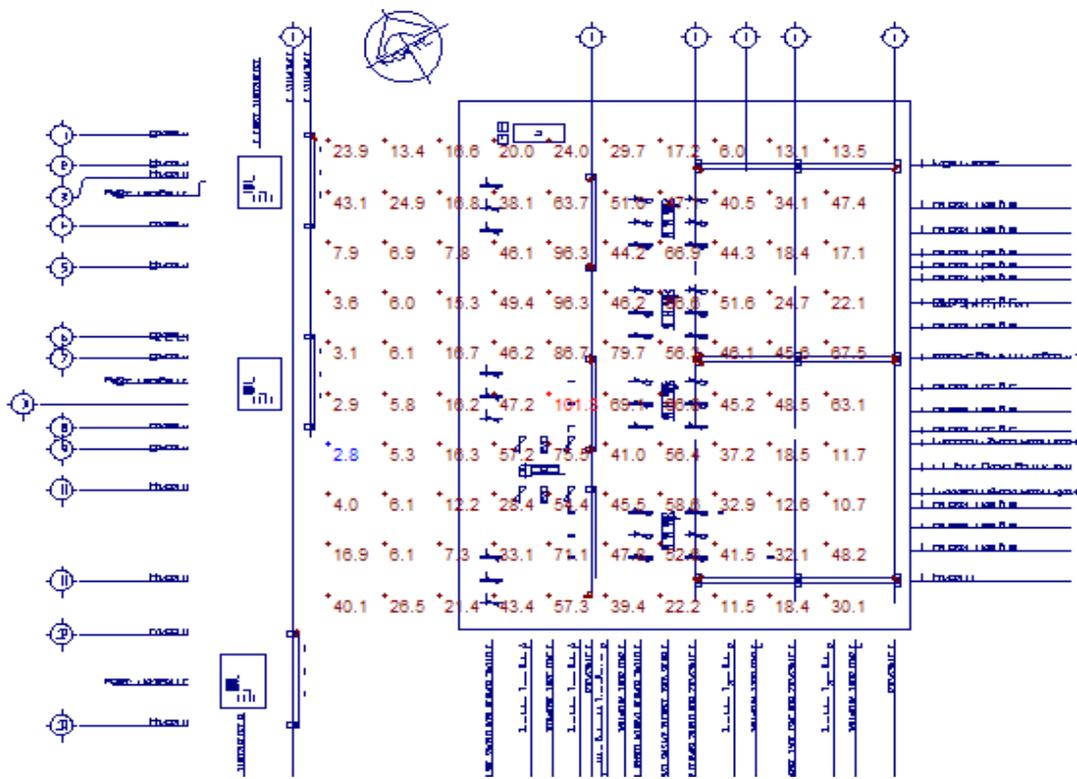
STATISTICS						
Description	Symbol	Avg	Max	Min	Max/Min	Avg/Min
Calc Zone #9	+	35.0 lux	101.3 lux	2.8 lux	36.2:1	12.5:1



LIGHTING  
TECHNOLOGY  
ONE LITHONIA WAY  
CONYERS, GA 30012  
P: 800-279-8043  
F: 770-929-3625

Tabla A1. Estadísticas y Resultados del cálculo.

2.- Arreglo de luminarias y análisis punto a punto. Área eléctrica



3.- Análisis punto a punto y curvas fotométricas. Área eléctrica

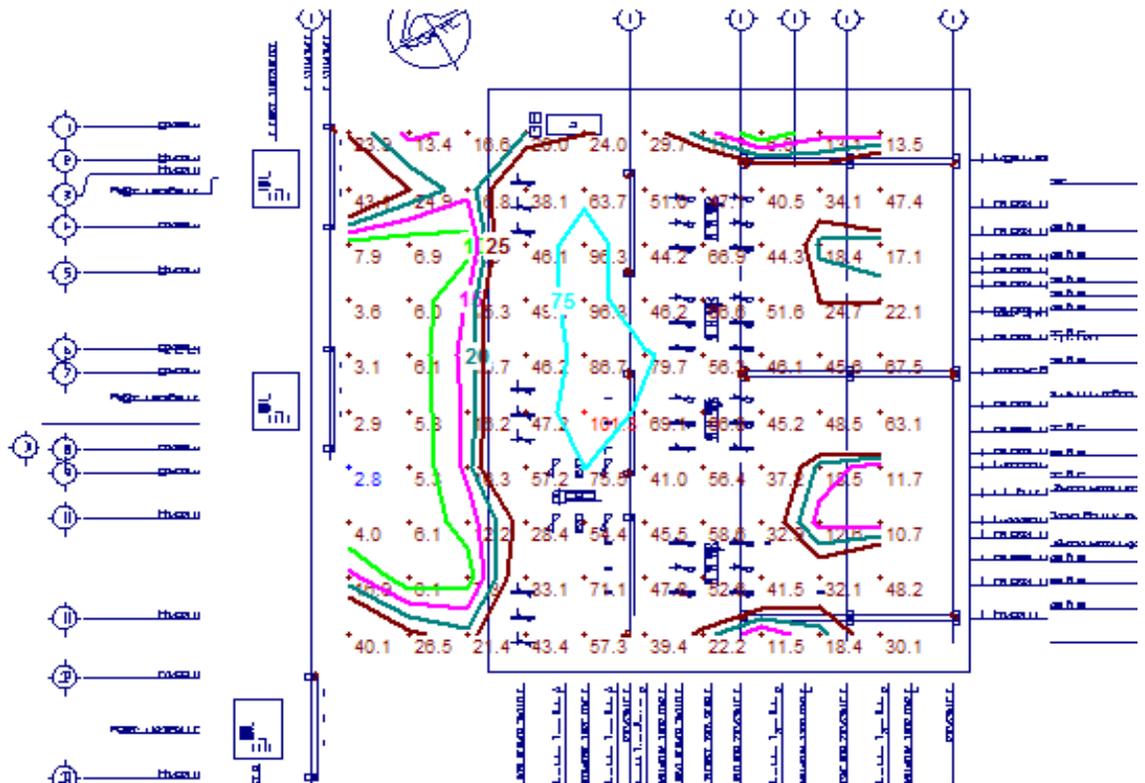


Fig. 11 Distribución fotométrica y nivel lumínico en planta.

4.- Arreglo de luminarias. Elevación lado norte. Área Eléctrica



Fig. 12 Distribución de luminarias. Con una altura de montaje de 10 metros

6.- Arreglo de luminarias y nivel luminoso. Área eléctrica. Isométrico

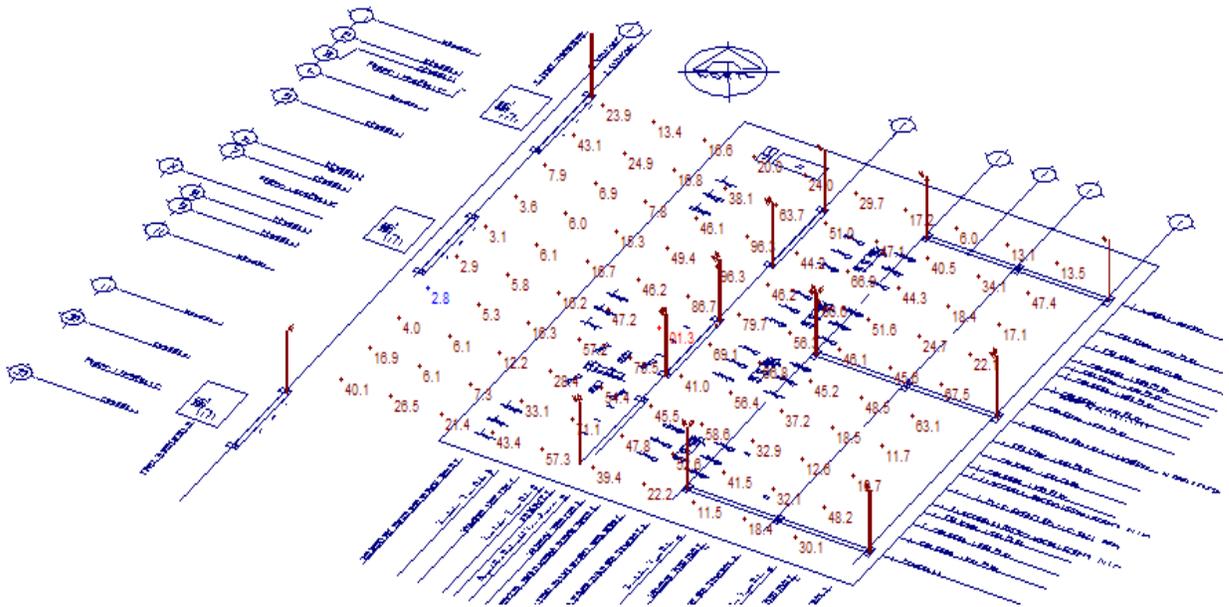
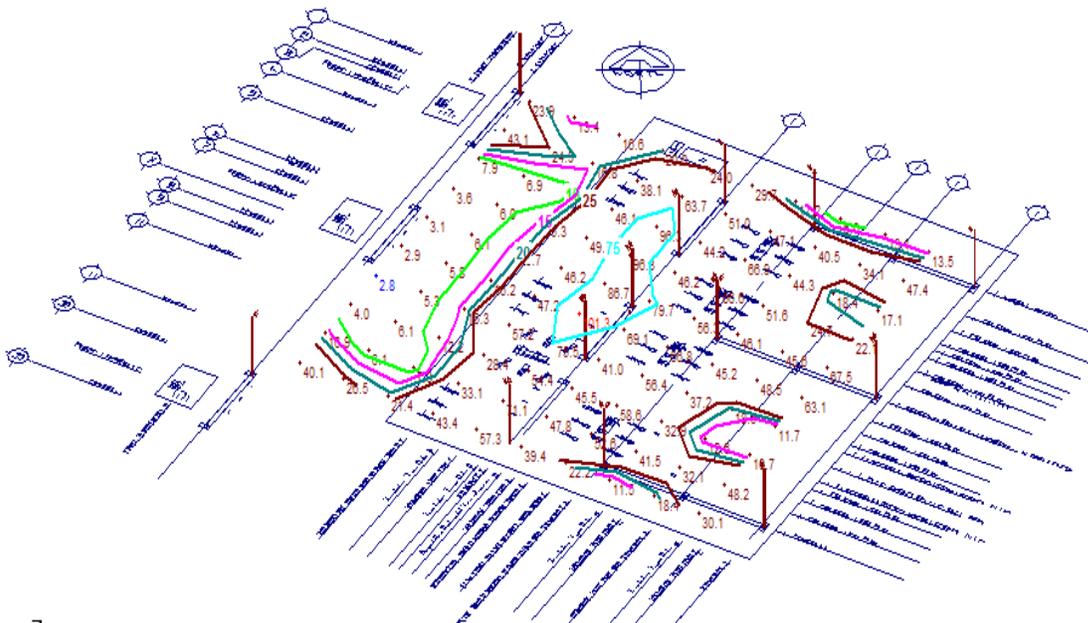


Fig. 13 Distribución de luminarias isométrico. Con una altura de montaje de 10 metros

6.- Arreglo de luminarias curvas fotométricas. Área eléctrica. Isométrico



# Protección contra descargas atmosféricas

## **Protección contra descargas atmosféricas**

### Índice:

- 1.- Objetivo
- 2.- Condiciones del sitio
- 3.- Parámetros eléctricos
- 4.- Corriente de la descarga atmosférica.
- 5.- Distancia de la zona de atracción de descargas atmosféricas.
- 6.- Resultados

### Referencias:

1. - IEEE, Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations. IEEE Std 998-1996(R2002)

## 1.- Objetivo.

Determinar la protección efectiva, para prevenir daños en descargas de origen atmosférico en la subestación eléctrica, para realizar este estudio aplicaremos el método de la esfera el cuál se apoya en el método empírico electrogeométrico. Que primeramente nos proporciona las herramientas necesarias para calcular el área a proteger dependiendo de la intensidad de descarga.

## 2.- Condiciones del sitio.

Altitud	<b>h</b>	<b>25</b>	m.s.n.m.
Temperatura media	<b>T<sub>med.</sub></b>	<b>26</b>	°C
Presión atmosférica	<b>b</b>	<b>76</b>	cm. Hg.
Humedad relativa	<b>Hr</b>	<b>82</b>	%

## 3.- Parámetros eléctricos.

Tensión nominal	VNominal 230 Kv.
Tensión máxima	VMax 242 Kv.
Nivel Básico de Aislamiento al Impulso.	NBAI 1050 Kv.
Bus principal	ACSR - 2 x 1113 MCM
Configuración del sistema	2 Conductores/fase
Altura del bus superior	14 mts.

## 4.- Corriente de la descarga atmosférica.

La corriente de descarga atmosférica se calcula con la siguiente expresión:

$$I_s = \frac{2.2 * BIL}{Z_0} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

$I_s$	Corriente de descarga en kiloamperes
BIL	Nivel básico de aislamiento al impulso
$Z_s$	Impedancia característica de la Línea.
2.2	Factor de reducción de la corriente de descarga.

La  $Z_0$  Se calcula:

$$Z_0 = 60 \ln \frac{2Y}{r_e} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

Y representa la altura media del claro.

$$Y = Y_t + \frac{2}{3} f \quad \text{Ecuación 3}$$

$r_e$ Radio equivalente del arreglo, 2-1113 KCM	0.0573 mts.
$Y_t$ Altura de remate del Conductor	14 mts
$f$ Flecha del Conductor, para el claro entre los ejes A-C y 12-13	1.50 mts

Sustituyendo valores en la ecuación 2:

$$Z_0 = 371.49 \Omega$$

Sustituyendo valores en la ecuación 1

$$I_s = 6.21 \text{KA.}$$

## 5.- Distancia de la zona de atracción de descargas atmosféricas

Esta distancia se calcula con la siguiente expresión.

$$S_m = 8 * k * I^{0.65} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

$S_m$  Distancia de descarga de rayo

$k$  Coeficiente = 1 para la distancia de protección si se emplea hilo de guarda y  $k = 1.2$  si se emplea punta pararrayos.

$I$  Corriente de descarga en kiloamperes

Sustituyendo valores en la ecuación 4

5.1 Para punta pararrayo:

$$S_m = 31.46 \text{ mts}$$

5.2 Para hilo de guarda:

$$S_m = 26.21 \text{ mts}$$

## 6.- Resultados

Con estos valores comprobamos que las condiciones de diseño cumplen con las condiciones de blindaje

# Calculo De Barras Y Buses De Potencia

## **Calculo de Barras y Buses de Potencia**

Contenido:

- I.- Condiciones del sitio.
- II. - Características del sistema eléctrico.
- III. - Capacidad de energía a transportar.
- IV. - Diagrama unifilar simplificado.
- V. - Referencias.
- VI. - Selección del tamaño de los conductores tubulares y conductores a tensión.
- VII. - Capacidad de corto circuito.

**I) Condiciones del sitio :**

Altitud sobre el nivel del mar:-  
 \_\_\_\_\_ 25 m      propuesto

Presión barométrica:  
 \_\_\_\_\_ 1010 mb

Temperatura extrema máxima (Bulbo  
 seco): \_\_\_\_\_ 40.3°C

Temperatura extrema mínima (Bulbo seco):  
 \_\_\_\_\_ 8.4°C

Humedad relativa promedio anual  
 \_\_\_\_\_ 81.8 %

Velocidad del viento  
 \_\_\_\_\_ 180 km/hr

Contaminación del área:  
 \_\_\_\_\_ 25 mm/kv

**II) Características del sistema eléctrico:**

Tensión nominal -----230 Kv  
 Tensión máxima de operación -----236 Kv  
 Tensión máxima temporal -----242 Kv  
 Arreglo de barras e interruptores----- -2B,2CB/1  
 1/2CB  
 Frecuencia ----- -60 Hz  
 Corriente nominal de barras-----2000 A  
 Corriente de cortocircuito soportable a 3 seg.-----31.5 Ka  
 Capacidad de corto circuito de interruptores -----31.5 Ka  
 Bil ----- -1050 Kv

### III) Capacidad de energía a transportar:

La planta de generación de energía producirá a través de dos unidades de turbinas de combustión y una turbina de vapor de 634 Mw, con factor de potencia 0.9 atrasado (0.95 adelantado); cada una de estas unidades están conectadas a un transformador elevador para elevar la tensión a 230 Kv.

El arreglo de dos barras, con dos interruptores y con uno y medio interruptor de potencia recibirá de las tres líneas de los transformadores de las unidades de generación la energía en la subestación de la planta de generación.

La interconexión entre la subestación de la planta de generación y la subestación Valladolid se realizará por medio de dos barras trifásicas de 230 Kv, cada una diseñada para una capacidad de 740 MVA.

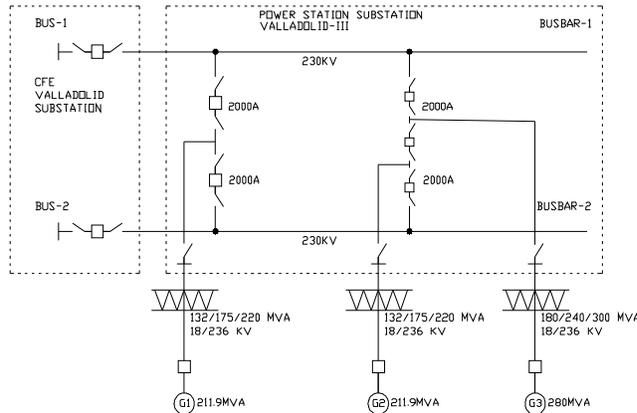
Se usarán tubo rígido de aluminio de diámetro y tamaño estándar y conductores a tensión. En el caso de conductores a tensión se usará conductores tipo ACSR, dos por fase de acuerdo a especificaciones de CFE:

Energie a transportar (T1+T2+T3):= ----- 2x220+300=740 Mva's

Tensión nominal : ----- 236 Kv

Material de los conductores: -----Barra tubular, aluminio (SPS) y cable ACSR

### Diagrama unifilar simplificado:



**IV) Referencias:**

- a. Tabla B.3 barra tubular de aluminio, cédula-40, ampacidad en C.A. IEEE, std 605-1998 anexo B
- b. Tabla 24-1 capacidad de corriente, conductores ACSR.
- c. Tabla-2 Tensiones nominales, calibres KCM y material de los conductores norma CFE-04400-42, noviembre de 1989.
- d. IEEE-738/1993 – Norma (estándar) para el cálculo de la relación Corriente – Temperatura de conductores desnudos de líneas aéreas.

**V) Selección del tamaño de los conductores tubular y conductores a tensión:**

La capacidad de corriente eléctrica de una barra está determinada por la elevación de temperatura resultante del calor generado por las pérdidas de conducción. Las derivaciones de barra conectadas al equipo, no deben de operar a temperaturas que pudieran causar transmisión de calor al equipo.

Los parámetros normalizados de diseño para conductores a plena carga normal con 70°C de elevación total de temperatura y para tiempo-corto de emergencia con 100°C de elevación total de temperatura en el conductor con una temperatura ambiente de 40°C y con una corriente de viento transversal de 0.61 m/seg.

La selección del diámetro del conductor tubular y el calibre del conductor a tensión se realizarán asumiendo como capacidad total la suma de la máxima capacidad de los transformadores elevadores para la condición más crítica de operación, eso es toda la potencia conducida por una sola línea de enlace o barra.

**Máxima corriente de operación.-**

$$P_t = 740 \text{ MW}$$

$$V = 236 \text{ Kv y entonces: } I = 740 \times 10^3 / 1.732 \times 236 = 1810.38 \text{ Amp.}$$

Este valor conducido por una de las barras o uno de los enlaces a la subestación Valladolid representa una condición crítica de operación de emergencia o mantenimiento.

**Barra tubular.-**

De la tabla B.3 capacidad de conducción en Amp C.A. de barra tubular de aluminio, cédula-40 (SPS). Para tubo estándar de 4.0 pulgadas, emisividad de 0.20 con Sol y 30°C de elevación de temperatura sobre un ambiente de 40°C. La capacidad de corriente es de 2134 Amp.

$$2134 > 1810.38 \text{ Amp.}$$

Así, la barra tubular de 4 pulgadas de diámetro nominal, estándar cubre la máxima corriente de operación continua para la barra 1 y 2.

**Conductor a Tensión.**

De la tabla 1-24 conductores de aluminio con acero de refuerzo (ACSR)

Para el calibre 1113 KCM, código BLUEJAY, basada en una temperatura de 75°C en el conductor, 25°C de temperatura ambiente, 2 pies/seg. de velocidad del viento, soleado, una capacidad de conducción de 1092 Amp.

Capacidad por arreglo de conductores = 1092 x 2

Para 40°C de temperatura ambiente y 70°C de temperatura en el conductor (factor) = 0.816

Capacidad total = 1092 x 2 x 0.816 = 1782.14 Amp.

**1782.14 = 1810.38 Amp.**

Este valor satisface la máxima corriente de operación continua de la barra-1 y 2.

VI) Condición de corto circuito:

$$\text{ACSR: } t = \frac{(0.0862 A)^2}{2}$$

Donde:

I = corrientes, amperes

A = área, circular mil

t = tiempo, segundos

2 = Paquete con 2 conductores 113 KCM @ 20cm

$$t = \frac{(0.0862 \times 2 \times 1113000)^2}{(34500)^2}$$

t= 179.42 seg >> tiempo de operación de las protecciones

**VII) Conclusion:**

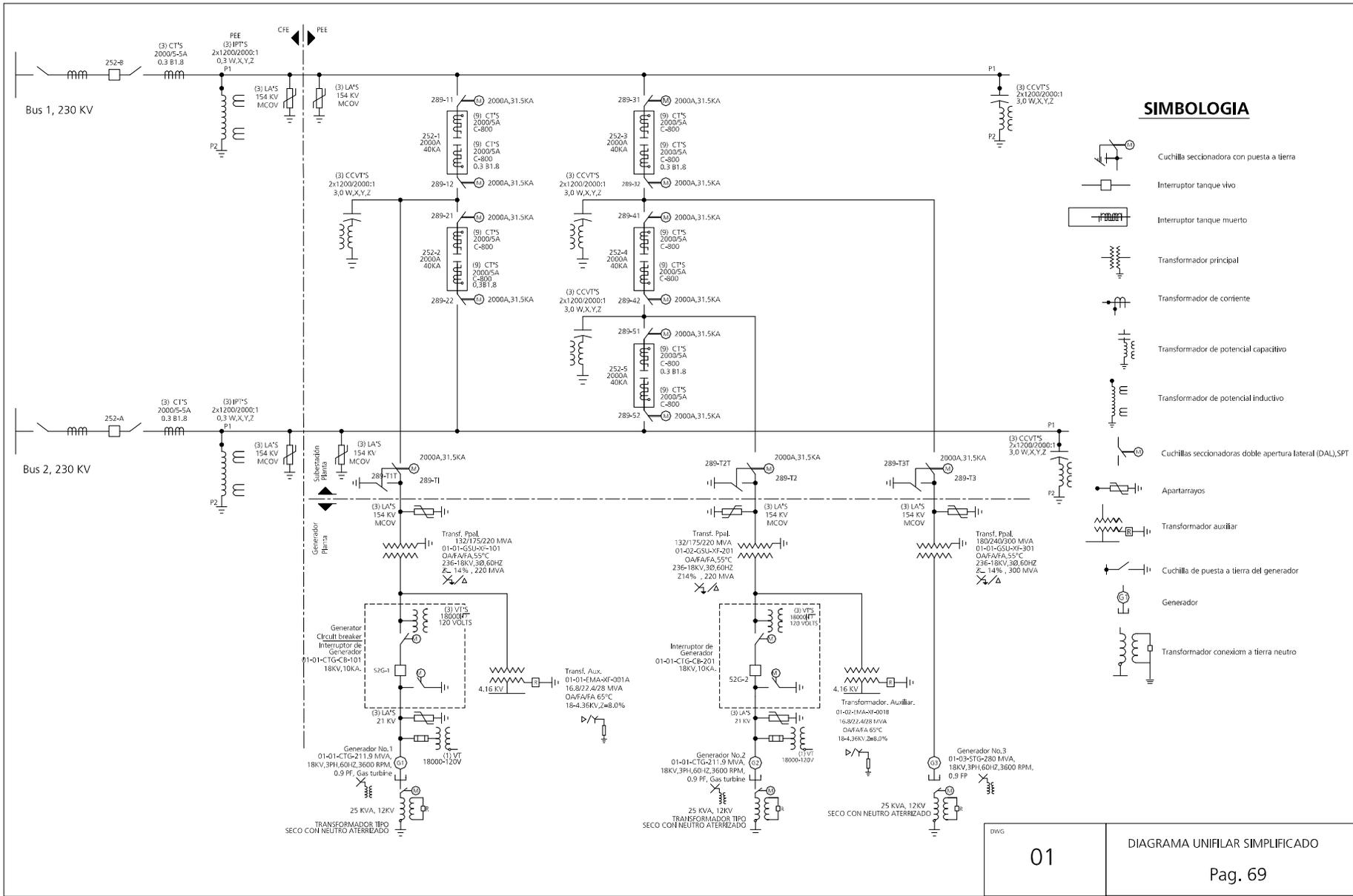
Se usará:

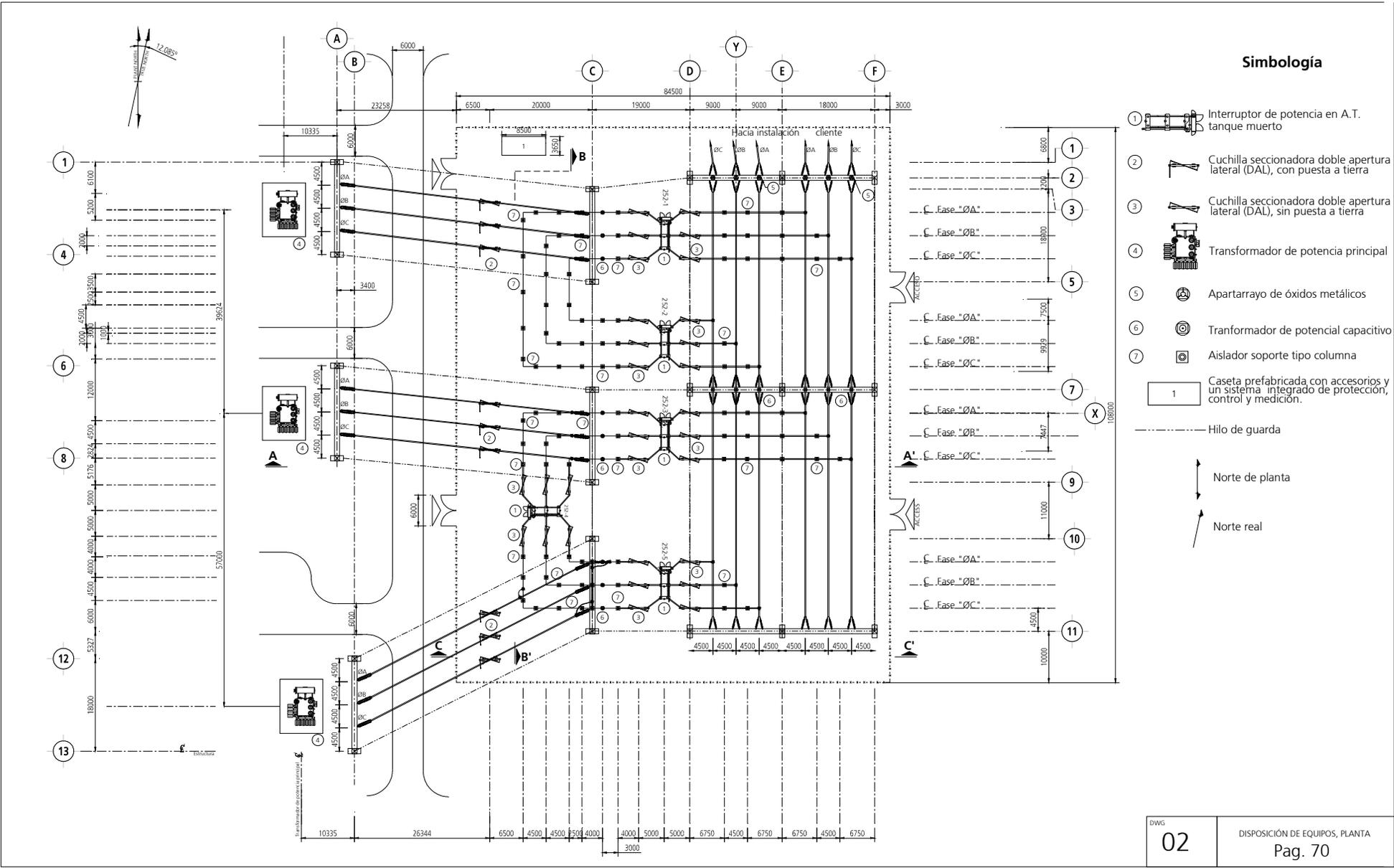
Barra tubular- de 4.0 pulgadas de diámetro, cédula-40, (SPS)/ fase

Conductor a tensión, 2-1113 KCM, ACSR, BLUEJAY/ fase

# CAPITULO IV

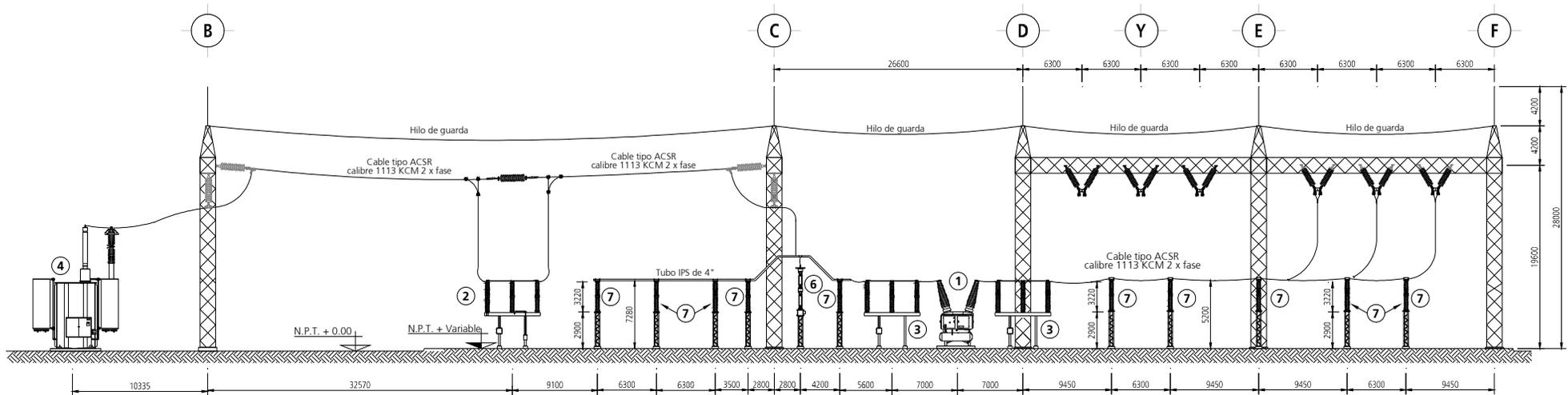
## Planos de Proyecto





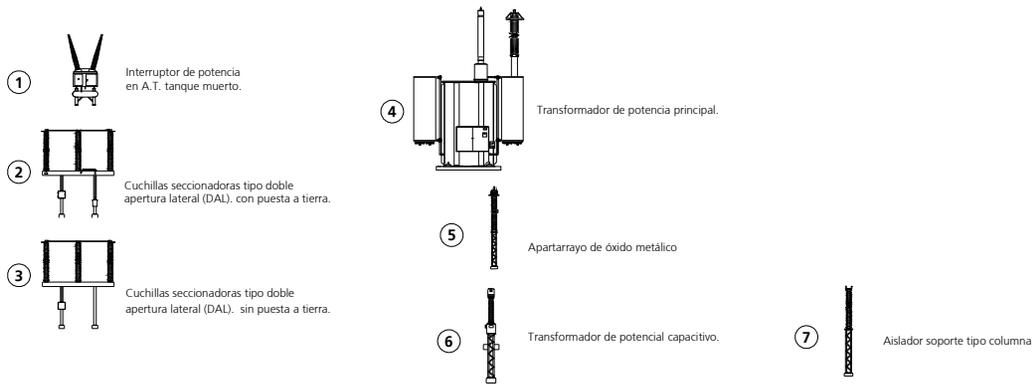
**Simbología**

- ① Interruptor de potencia en A.T. tanque muerto
- ② Cuchilla seccionadora doble apertura lateral (DAL), con puesta a tierra
- ③ Cuchilla seccionadora doble apertura lateral (DAL), sin puesta a tierra
- ④ Transformador de potencia principal
- ⑤ Apartarrayo de óxidos metálicos
- ⑥ Transformador de potencial capacitivo
- ⑦ Aislador soporte tipo columna
- 1 Caseta prefabricada con accesorios y un sistema integrado de protección, control y medición.
- Hilo de guarda
- ↑ Norte de planta
- ↗ Norte real



**Corte A-A'**

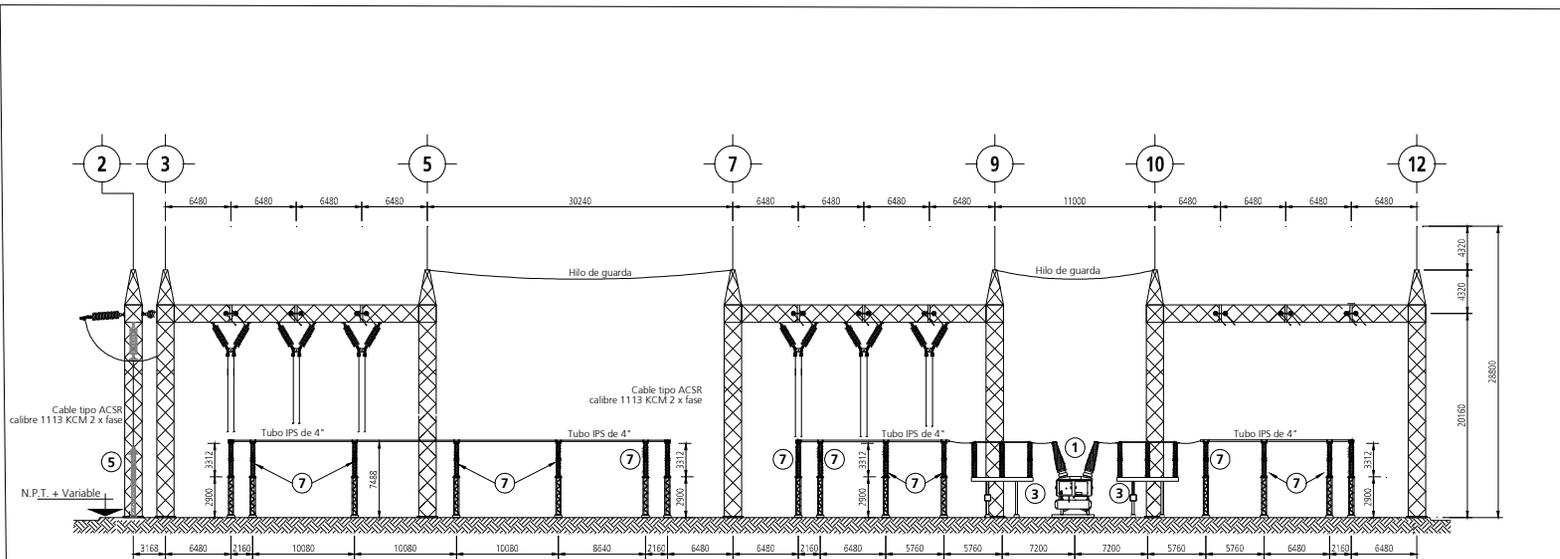
**Simbología**



DWG

03

DISPOSICIÓN DE EQUIPOS  
ELEVACION  
Pag 71



### Corte B-B'

#### Simbología



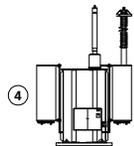
1 Interruptor de potencia en A.T. tanque muerto.



2 Cuchillas seccionadoras tipo doble apertura lateral (DAL) con puesta a tierra.



3 Cuchillas seccionadoras tipo doble apertura lateral (DAL) sin puesta a tierra.



4 Transformador de potencia principal.



5 Apartarrayo de óxido metálico



6 Transformador de potencial capacitivo.

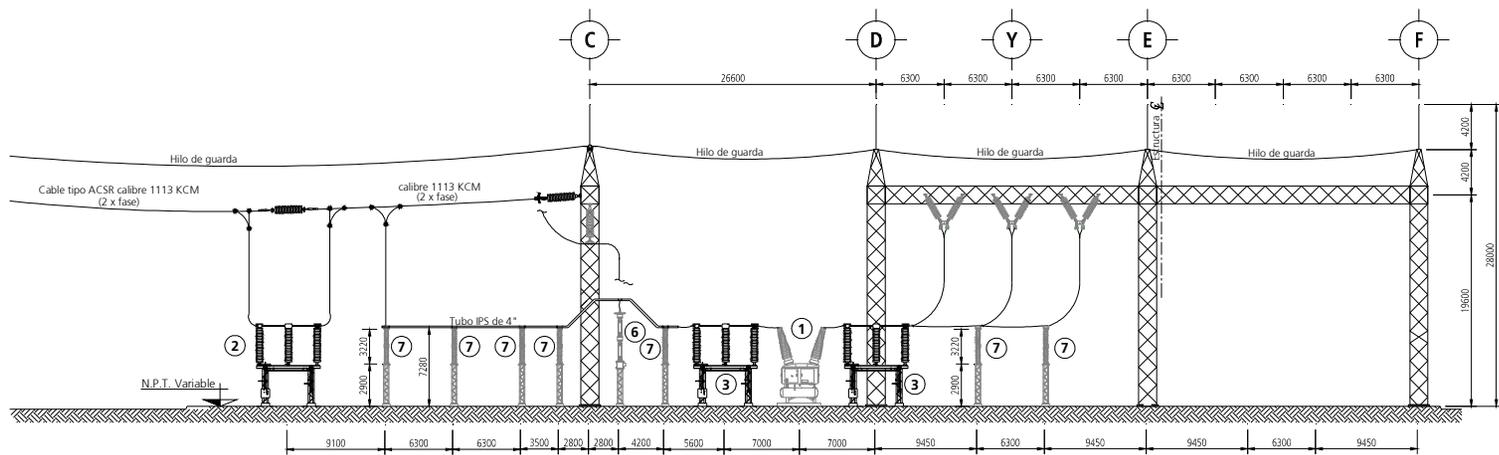


7 Aislador soporte tipo columna

DWG

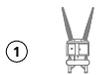
04

DISPOSICIÓN DE EQUIPOS 2  
Pag. 72

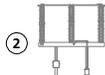


**Corte C-C**

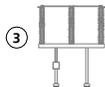
**Simbología**



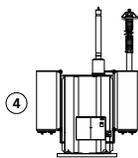
① Interruptor de potencia en A.T. tanque muerto.



② Cuchillas seccionadoras tipo doble apertura lateral (DAL) con puesta a tierra.



③ Cuchillas seccionadoras tipo doble apertura lateral (DAL) sin puesta a tierra.



④ Transformador de potencia principal.



⑤ Apartarrayo de óxido metálico



⑥ Transformador de potencial capacitivo.

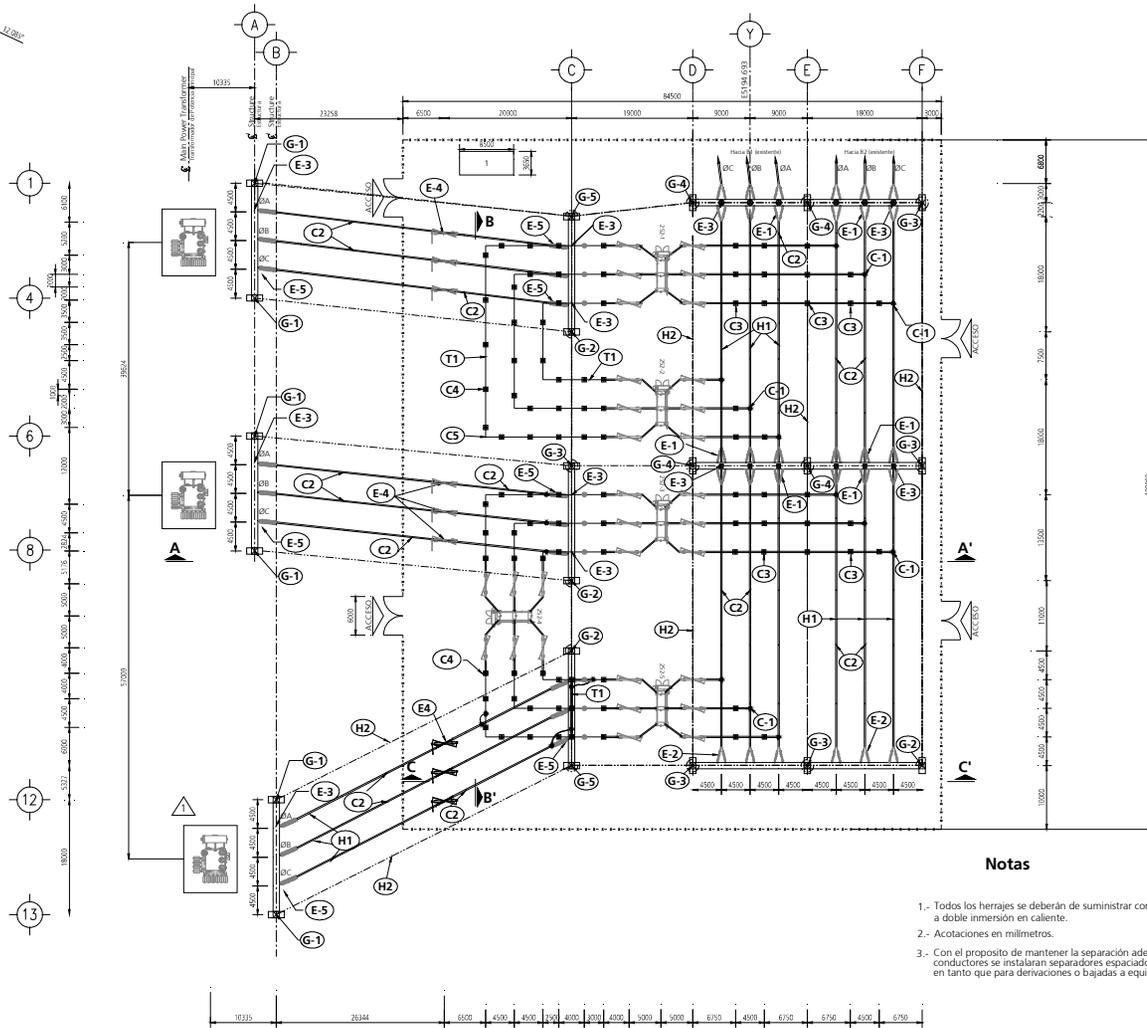


⑦ Aislador soporte tipo columna

DWG

**05**

DISPOSICIÓN DE EQUIPOS 3  
Pag. 73



**Notas**

- 1.- Todos los herrajes se deberán de suministrar con tornillos galvanizados a doble inmersión en caliente.
- 2.- Acotaciones en milímetros.
- 3.- Con el proposito de mantener la separación adecuada entre conductores se instalarán separadores espaciados a una distancia no mayor 10 mts. en tanto que para derivaciones o bajadas a equipos será de 5 mts.

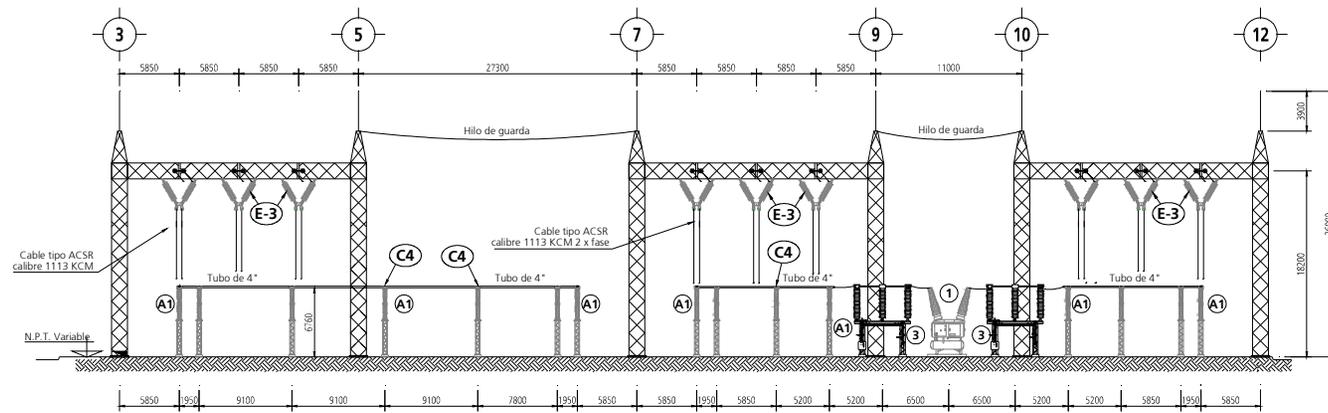
**Lista de material**

Codigo	Descripción
(H1)	Cable de aluminio tipo ACSR calibre 1113 KCM, bluejay mca. Condux.
(H2)	Cable de acero galvanizado para hilo de guarda de 3/8"Ø grado Siemens Martin
(E-1)	Conjunto de tensión en "V" 230 kV para dos conductores ACSR calibre 1113 KCM tipo Bluejay, con remate de derivación CTV2-200-SE mca. Cecohesa.
(E-2)	Conjunto de remate ciego en "V" 230 kV para dos conductores ACSR calibre 1113 KCM tipo Bluejay, con remate final CRV2-200-SE mca. Cecohesa.
(E-3)	Conjunto de suspensión en "V" 230 kV para dos conductores ACSR calibre 1113 KCM, tipo Bluejay, CSV2-SE mca. Cecohesa.
(E-4)	Conjunto para aislamiento doble tensión ciego, CRS2-2-200-S.E. 230 KV para cable ACSR-1113 KCM.
(E-5)	Conjunto de tensión recto CTD2-200-S.E. 230 KV. para dos cables ACSR calibre-1113 KCM.
(C1)	Grapa paralela para dos cables ACSR-1113 KCM.
(C2)	Separador mecánico para fijar dos conductores en paralelo ACSR-1113 kV.
(C3)	Soporte mecánico para sujetar dos cables ACSR 1113 KCM a superficie superior del aislador soporte tipo columna.
(C4)	Soporte soldable deslizable para tubo de aluminio C-40-IPS de 4"Ø a superficie superior del aislador soporte tipo columna.
(C5)	Codo soldable a 90° para tubo de aluminio C-40-IPS de 4"Ø
(G-1)	Conjunto de tensión para cable de guarda final con bajada a tierra.
(G-2)	Conjunto de tensión para hilo de guarda, conexión de dos cables, y bajada a tierra
(G-3)	Conjunto de tensión para hilo de guarda, conexión de tres cables, y bajada a tierra
(G-4)	Conjunto de tensión para hilo de guarda, conexión de cuatro cables, y bajada a tierra
(G-5)	Conjunto de tensión para hilo de guarda, conexión de dos cables, y bajada a tierra
(T-1)	Tubo de aluminio cedula 4 IPS de 4"Ø

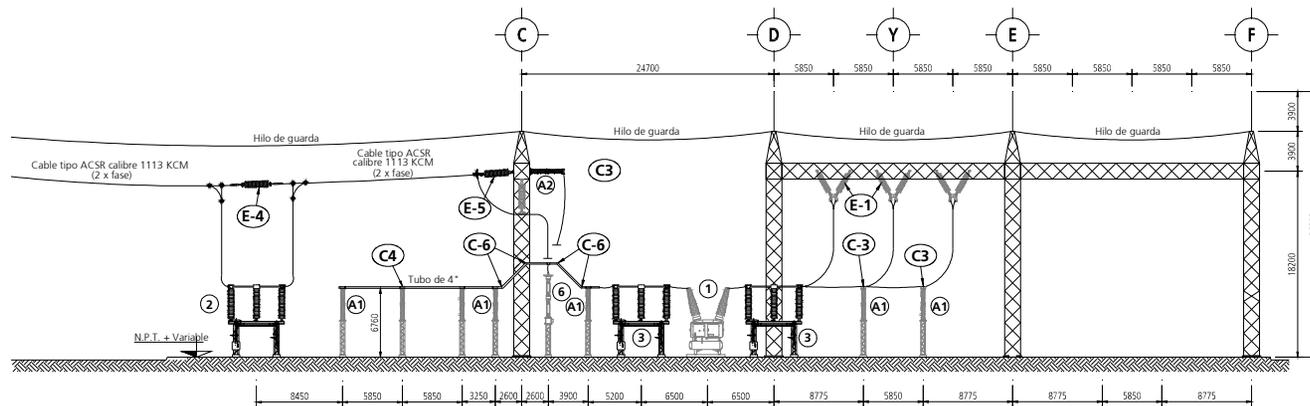
DWG

06

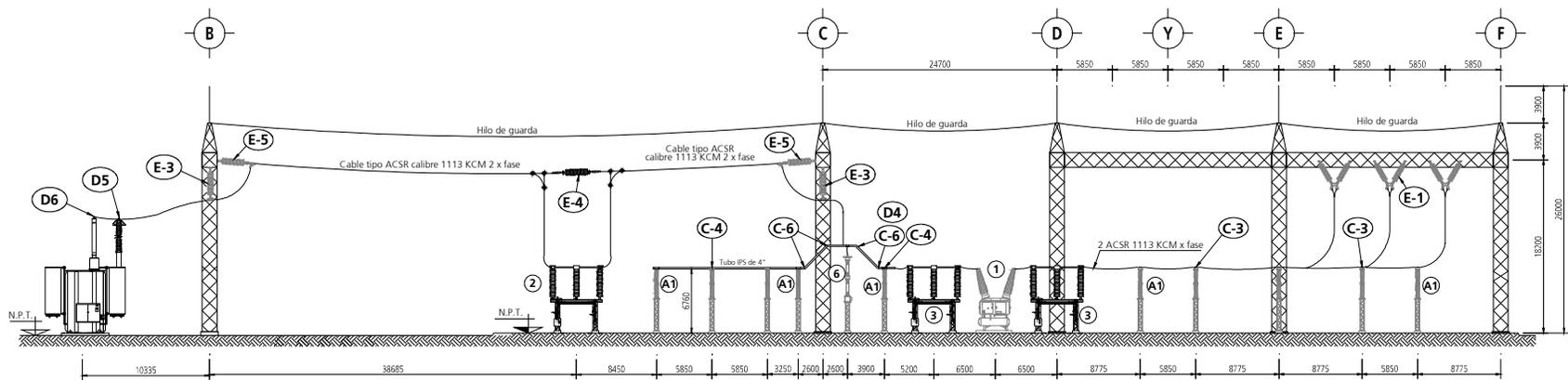
HERRAJES Y CONECTORES. PLANTA  
Pag. 74



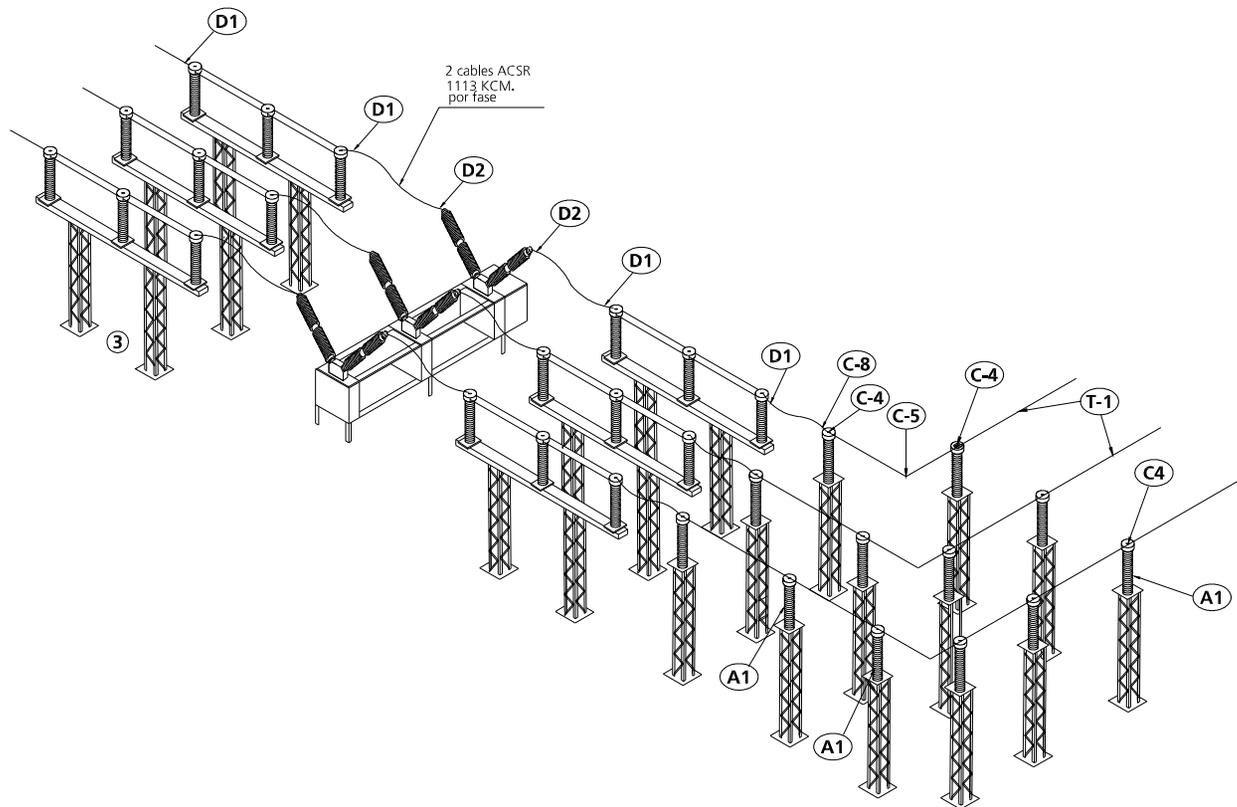
**Corte B-B**



**Corte C-C**



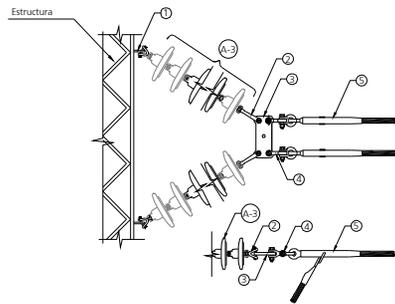
**Corte A-A**



**Detalle de instalación tubular e interconexión entre equipos**

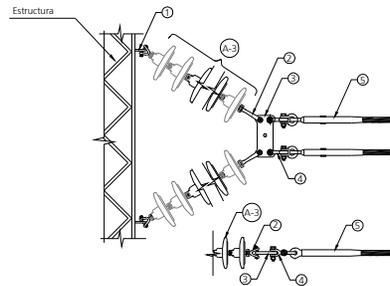
**Lista de materiales**

Codigo	Descripción
C6	Codo soldable a 45° para tubo de aluminio IPS de 4"Ø cedula 40.
C7	Conector terminal a compresión y superficie plana 4N.
C8	Tapón soldable con terminal central para superficie plana 4N.
C9	Conector recto soldable para acoplar tubo IPS de 4"Ø.
C10	Conector soldable tipo "T" para tubo IPS de 4"Ø a superficie plana 4N.
C11	Tapón soldable interior para sellar extremos de tubo IPS de 4"Ø.
A-1	Aislador de porcelana tipo columna NBAI-1050 kV. montaje vertical.
A-2	Aislador de porcelana tipo columna NBAI-1175 kV. montaje horizontal.
D1	Conector para cuchilla en T, tipo terminal superficie plana 4N.
D2	Conector para interruptor en L, tipo terminal superficie plana 4N.
D3	Conector para TPC's y AP's, plana 4N.
D4	Conector soldable en T para tubo IPS de 4"Ø a dos cables con 200mm de separación.
D5	Conector para apartarrayo de transformador
D6	Conector para boquilla de A.T. de transformador



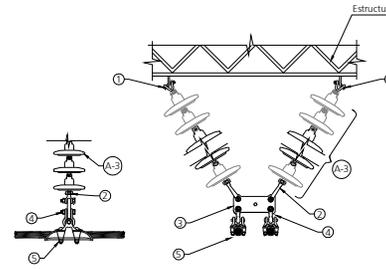
### Ensamble E-1

Conjunto de tensión CTV2-200-SE en "V" para 230 kV, con remate derivación para dos conductores ACSR calibre 1113 KCM blue jay (18 Ensamblés)



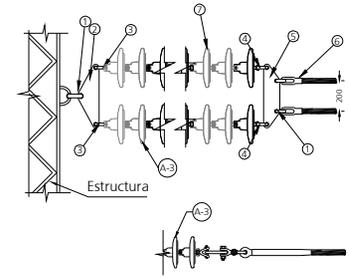
### Ensamble E-2

Conjunto de remate ciego CRV2-200-SE en "V" para 230 kV, para dos conductores ACSR calibre 1113KCM blue jay (6 Ensamblés)



### Ensamble E-3

Conjunto de suspensión en "V" CSV2-200-SE230 kV para dos conductores ACSR calibre 1113 KCM blue jay (28 Ensamblés)



### Ensamble E-5

Conjunto de tensión recto, doble cadena de aisladores, para dos cables ACSR 1113KCM.CIDZ-200-S-E. (18 Ensamblés)

#### Lista de materiales por ensamble

No.	Descripción	No.	Cant.
1	Horquilla "Y" bola ANSI-52-5	HYB-140	2 Pzas.
2	Calavera horquilla "Y" ANSI-52-5	CHY-140	2 Pzas.
3	Yugo rectangular	YRR-140-200	1 Pza.
4	Grillete	G-200	2 Pzas.
5	Grapa de tensión a compresión	CTROL 1113-45	2 Pzas.
A-3	Aislador de porcelana con calavera y bola clase 52-5 (N2)	Ø 260 mm D.F.N. 445 mm	32 Pzas.

#### Lista de materiales por ensamble

No.	Descripción	No.	Cant.
1	Horquilla "Y" bola ANSI-52-2	HYB-140	2 Pzas.
2	Calavera horquilla "Y" ANSI-52-2	CHY-140	2 Pzas.
3	Yugo rectangular	YRR-140-200	1 Pza.
4	Grillete	G-200C	2 Pzas.
5	Grapa de remate a compresión	CTROL-1113	2 Pzas.
A-3	Aislador de porcelana con calavera y bola clase 52-5 (N2)	Ø 260 mm D.F.N. 445 mm	32 Pzas.

#### Lista de materiales por ensamble

No.	Descripción	No.	Cant. (Unid)
1	Horquilla "Y" bola ANSI-52-5	HYB-140	2 Pzas.
2	Calavera horquilla "Y" ANSI-52-5	CHY-140	2 Pzas.
3	Yugo rectangular	YRR-140-200	1 Pza.
4	Horquilla "Y" ojo revisado	HYOR-35	2 Pzas.
5	Grapa suspensión	GS-35	2 Pzas.
A-3	Aislador de porcelana tipo suspensión con calavera y bola	Ø 260 mm D.F.N. 445 mm	32 Pzas.

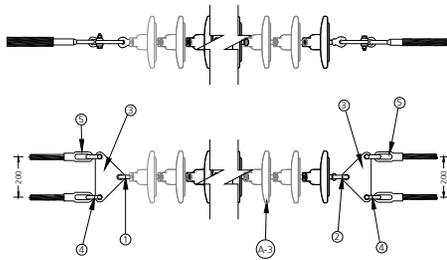
#### Lista de materiales por ensamble

No.	Descripción	No.	Cant.
1	Grillete	G-200A	3 Pzas.
2	Yugo triangular.	YTR-320-450	1 Pzas.
3	Horquilla "Y" bola ANSI 52-5	HTR-140	2 Pza.
4	Calavera horquilla "Y" ANSI 52.5	CHY-140	2 Pzas.
5	Yugo trapezoidal	YTL 170-450	1 Pzas.
6	Grapa de tensión a compresión	CTPO,1113	2 Pzas.
A-3	Aislador de porcelana tipo suspensión con calavera y bola	Ø 260 mm D.F.N. 445 mm	32 Pzas.

DWG

10

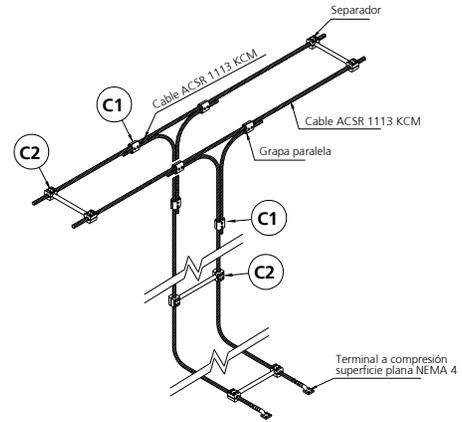
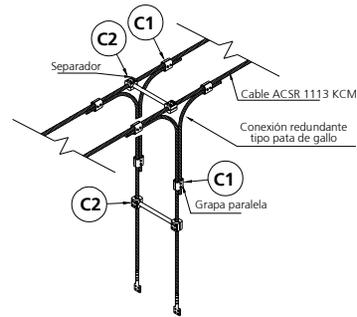
CONDUCTORES, AISLADORES,  
HERRAJES Y CONECTORES, DETALLES  
Pag. 78



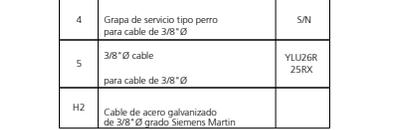
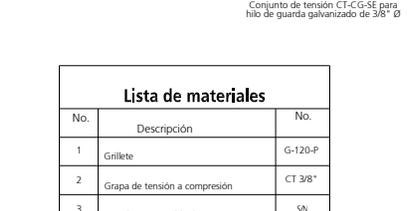
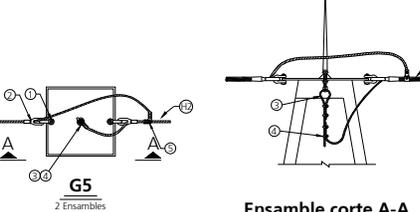
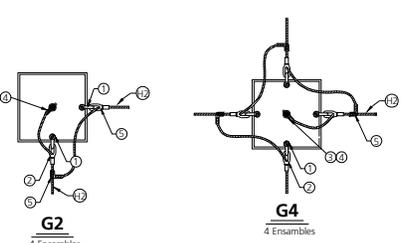
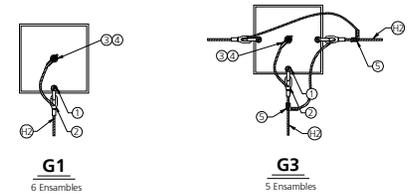
### Ensamble E-4

Conjunto para anillamiento doble tensión ciego  
CRS2-2-200-SE-230KV cable ACSR 1113KCM.blue.jay  
(9 Ensamblés)

Lista de materiales por ensamble			
No.	Descripción	No.	Carnt.
1	Horquilla "Y" bola ANSI-52-2	HYB-140	1 Pzas.
2	Calavera horquilla "Y" ANSI 52-2	HYB-140	1 Pzas.
3	Yugo triangular	YTB-140 200	2 Pzas.
4	Grillete	G-200	4 Pzas.
5	Grapa de remate a compresión	CTROL 1113	4 Pzas.
A-3	Asiador de porcelana tipo suspensión con calavera y bola	Ø 260 mm D.F.N. 445 mm	16 Pzas.



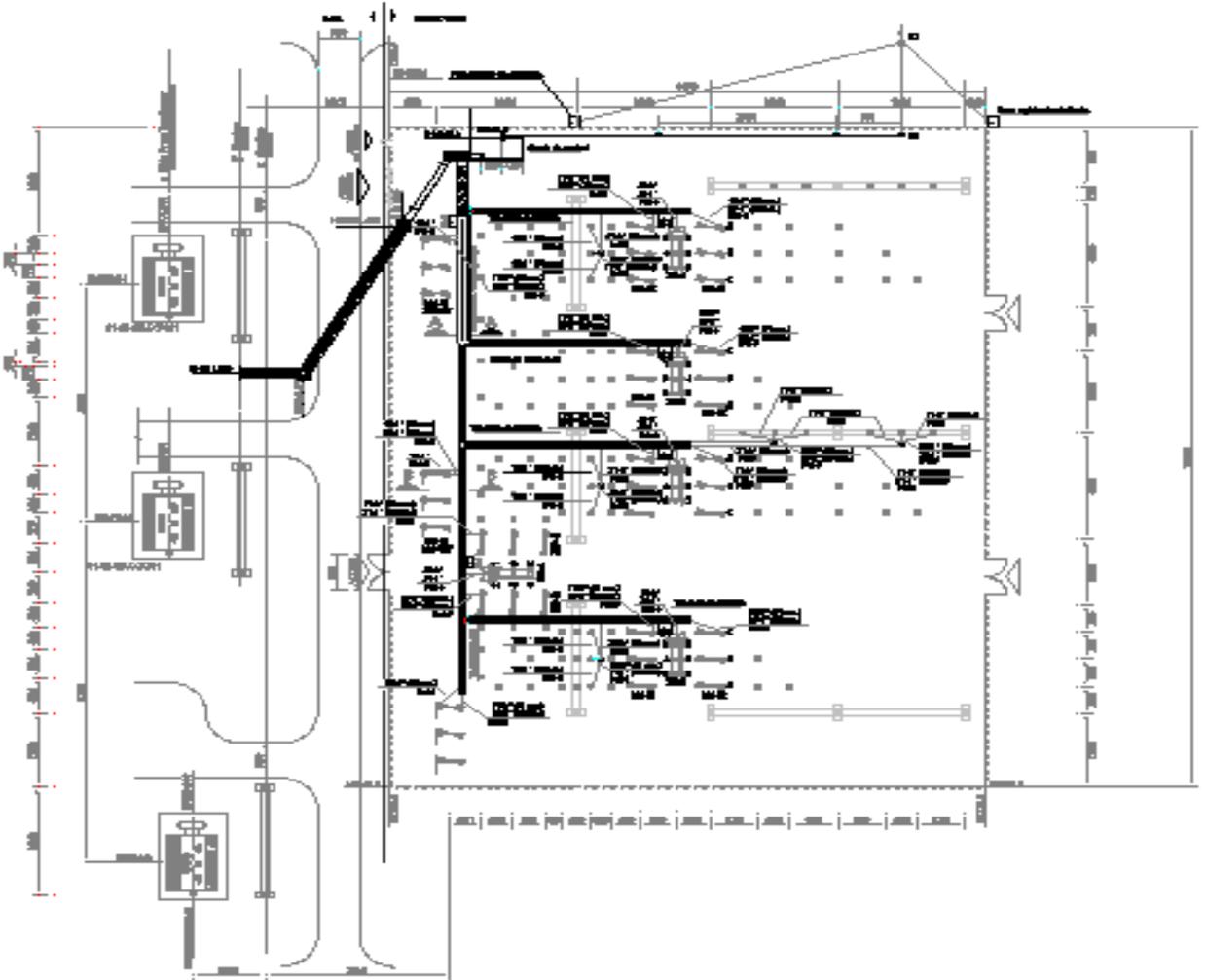
### Interconexión de bus superior a equipos

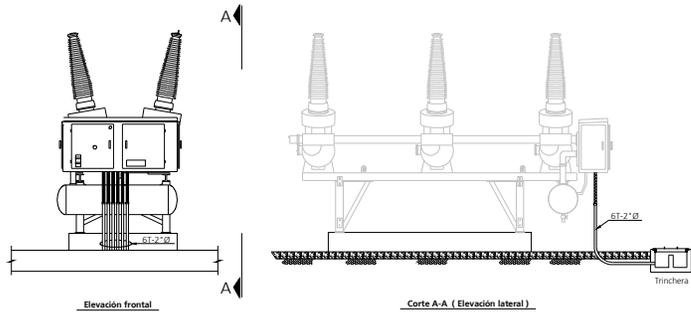


### Ensamble corte A-A

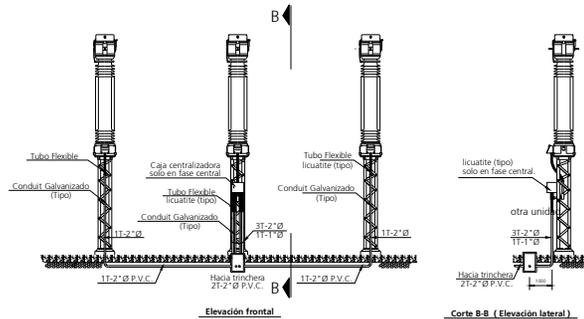
Conjunto de tensión CT-CG-SE para hilo de guarda galvanizado de 3/8" Ø

Lista de materiales		
No.	Descripción	No.
1	Grillete	G-120-P
2	Grapa de tensión a compresión	CT 3/8"
3	Rozadera para cable de 3/8" Ø	SN
4	Grapa de servicio tipo perro para cable de 3/8" Ø	SN
5	3/8" Ø cable para cable de 3/8" Ø	YLU26R 25RX
H2	Cable de acero galvanizado de 3/8" Ø grado Siemens Martin	





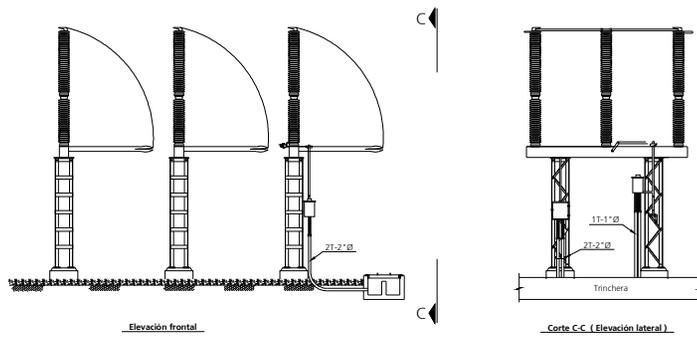
**Interruptor de potencia de tanque muerto.**



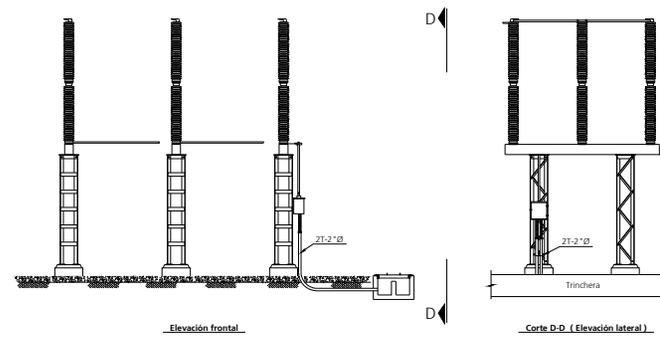
**Transformador de potencial capacitivo ( TPC ) 230 kv.**

**Notas**

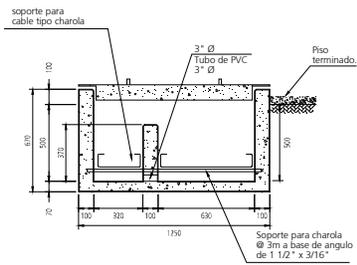
- 1.- Acotaciones en mm. niveles en mts. excepto donde se indique
- 2.- Los tubos que unen la trinchera con los registros al pie de equipos serán de P.V.C. conduit, pared gruesa del diametro indicado.
- 3.- La tubería expuesta a cajas centralizadora de conexión en los equipos serán de tubo conduit, pared gruesa galvanizado del diametro indicado, incluyendo la curva.
- 4.- Al termino de las pruebas a conductores se sellaran los ductos en ambos extremos con masilla cortafuego CP-618 Mca.I líti.
- 5.- En los pasos de trinchera a gabinete de tabillas o a la caseta de control, sellar con mortero cortafuego CP-636 Mca. Hillt.
- 6.- Para identificación de detalles ver plano de ductos y trincheras planta.
- 7.- Todos los ductos subterranos deberan tener pendiente de desague al 0.5 % hacia la trinchera o registro.



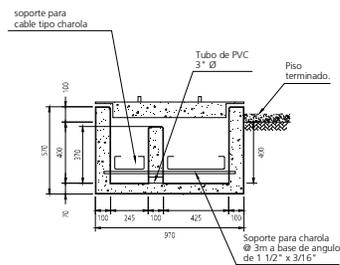
**Cuchilla doble apertura lateral 230 Kv.  
( Con cuchilla de puesta a tierra )**



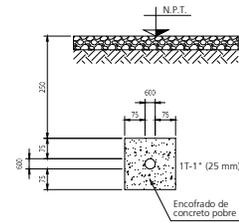
**Cuchilla doble apertura lateral 230 Kv.  
( Sin cuchilla de puesta a tierra )**



**Corte A-A**  
**Trinchera primaria**



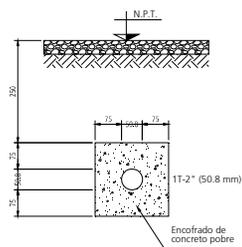
**Corte B-B**  
**Trinchera secundaria**



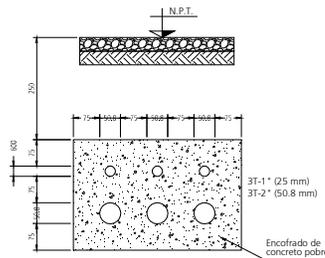
**Detalle - 1**

### Notas

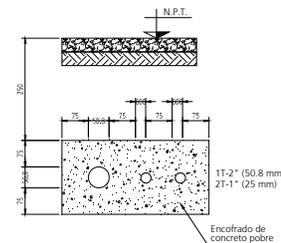
- 1.- Acotaciones en mm. niveles en mts. excepto donde se indique
- 2.- Los tubos que unen la trinchera con los registros al pie de equipos serán de P.V.C. conduit, pared gruesa del diametro indicado.
- 3.- La tubería expuesta a cajas centralizadora de conexión en los equipos serán de tubo conduit, pared gruesa galvanizado del diametro indicado, incluyendo la curva.
- 4.- Al termino de las pruebas a conductores se sellaran los ductos en ambos extremos con masilla cortafuego CP-618 Mca.1 litri.
- 5.- En los pasos de trinchera a gabinete de tabillas o a la caseta de control, sellar con mortero cortafuego CP-636 Mca. Hilti.
- 6.- Para identificación de detalles ver plano de ductos y trincheras planta.
- 7.- Todos los ductos subterranos deberan tener pendiente de desague al 0.5 % hacia la trinchera o registro.



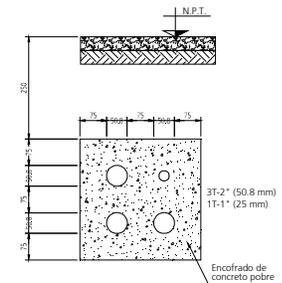
**Detalle - 2**



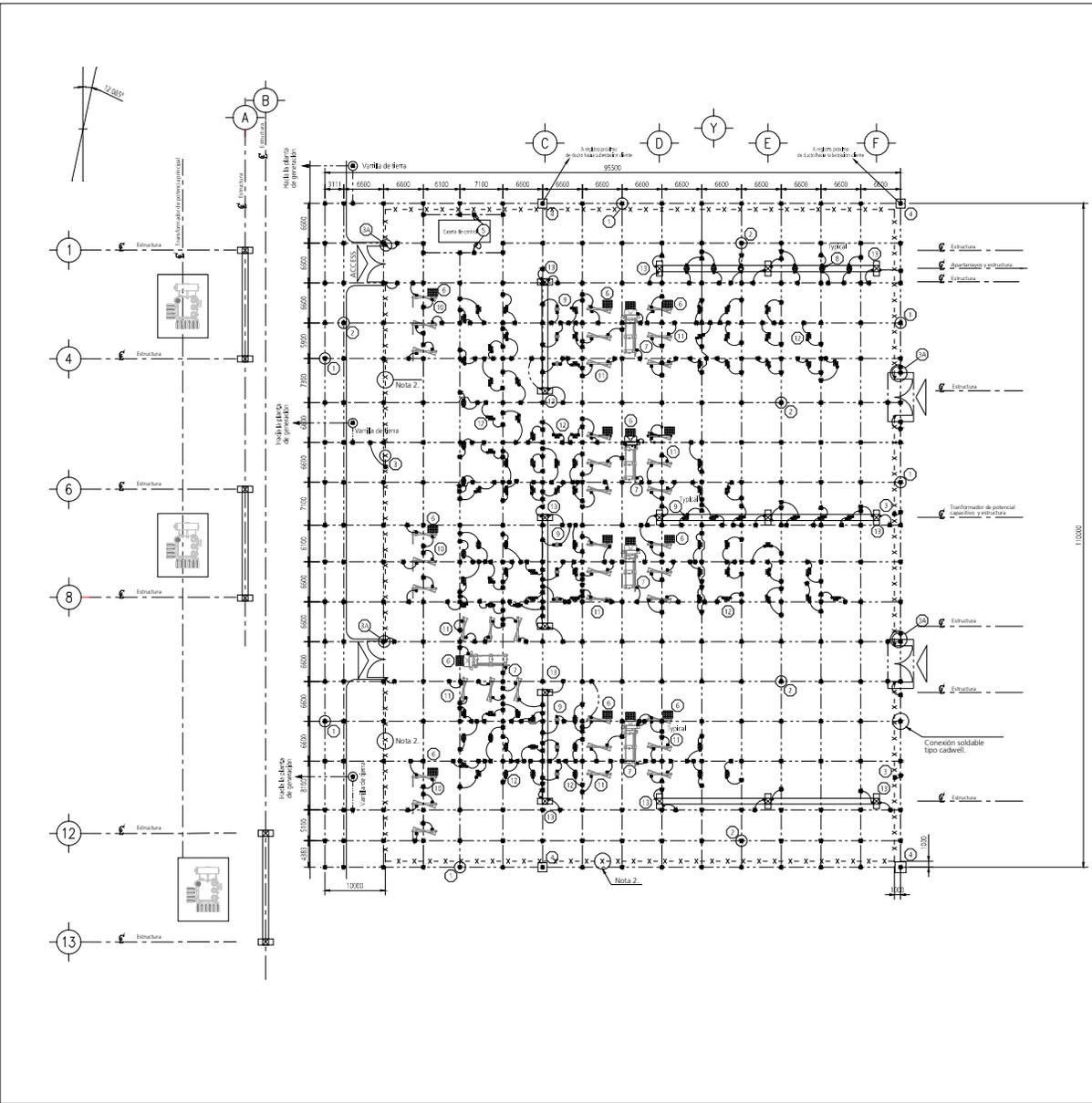
**Detalle - 4**



**Detalle - 5**



**Detalle - 6**



### Referencia Equipos ( Tierras )

No. de referencia.	Calibre del conductor.	Descripción.
1	4/0 AWG.	Conector soldable.
2	4/0 AWG.	Conector soldable.
3 (24)	4/0 AWG.	Malla ciclónica.
4	4/0 AWG.	Pozo de tierra.
5	4/0 AWG.	Disparo cola de cochino.
6	6 AWG.	Rejilla de tierra Copperweld.
7	4/0 AWG.	Detalle de aterrizamiento del interruptor de tanque muerto.
8	4/0 AWG.	Detalle aterrizamiento de apartartrayos.
9	4/0 AWG.	Detalle aterrizamiento del transformador de potencial capacitivo.
10	4/0 AWG.	Detalle cuchilla DAL con puesta a tierra.
11	4/0 AWG.	Detalle de cuchilla DAL.
12	4/0 AWG.	Aislador soporte tipo columna 230 KV.
13	4/0 AWG.	Aterrizamiento de gabinete centralizador y estructura.

### Simbología

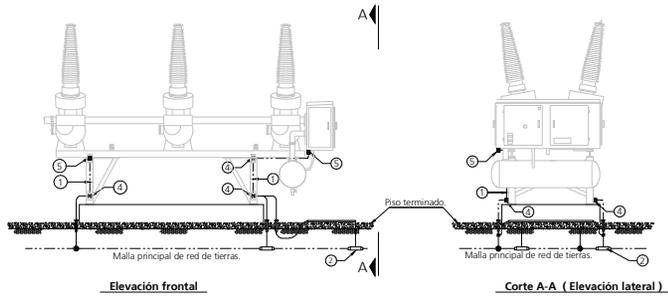
- Cable de cobre desnudo, temple suave clase "B" Cal. 4/0 AWG.
- Conexión tipo "TA", tipo pesado.
- Conexión tipo "XB", tipo pesado.
- Pozo registro de electrodo.
- Conexión mecánica tipo "EA"
- Conexión soldable tipo "VB"
- x-x-x- Malla ciclónica.
- ① Número de identificación de material.
- Estructura de acero.
- Rejilla de tierra copperweld

### Notas

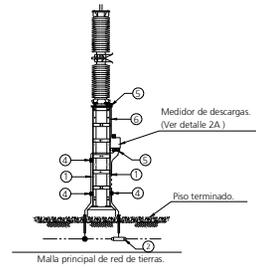
- 1- La profundidad de instalación de la red de tierras debe ser mínimo a 0.60 m (2') bajo el nivel de piso terminado.
- 2- La cerca perimetral debe de conectarse a la red de tierras a cada 7.62 m (25'")
- 3- Todas las conexiones entre conductores de la red de tierras bajo el nivel de piso deben de ser del tipo exotérmica. Excepto donde indicado en los dibujos.
- 4- Las varillas de tierras deben ser de 19 mm x 10.5 m, hincadas hasta una profundidad de 10.70 m, dentro de un barrenado de 0.30 m, de diámetro: El relleno debe de ser con bentonita seca y arena limpia 50% / 50% y compactado. Ver detalle de pozo de prueba de electrodo de tierras.
- 5- La capa de grava debe tener 15 Cm, de espesor mínimo de grava triturada y lavada con tamaño mínimo del agregado de 3.5 Cm. ( 1.5" ) uniformemente distribuida sobre la superficie total de la subestación y extendida hasta la cerca perimetral.
- 6- Todas las conexiones a equipos primarios, tableros de control o gabinetes de tabillas o centralizadores, estructuras menores y otras conexiones visibles o sobre el nivel de piso terminado deben ser del tipo atornillables, excepto para las columnas de la estructura mayor.
- 7- Para la protección del operador en cada interruptor de potencia y cuchilla seccionadora, se instalará una rejilla electrosoldada de acero galvanizada o cobre, conectada mínimo en dos puntas a la red de tierras y conectada a la estructura del interruptor de potencia o de la cuchilla seccionadora.

AWG

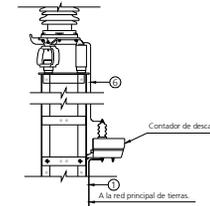
15



**Detalle 1**  
Interrupidor de potencia de tanque muerto.



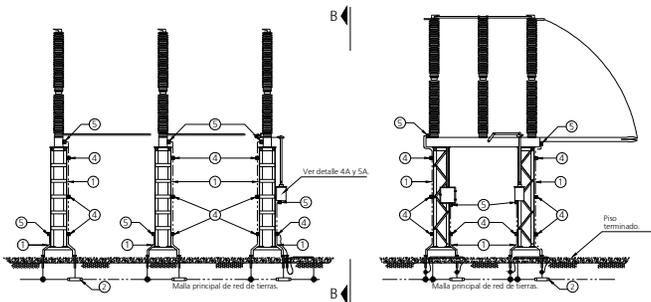
**Detalle 2**  
Apartarrayos oxidos metálicos 230 Kv.



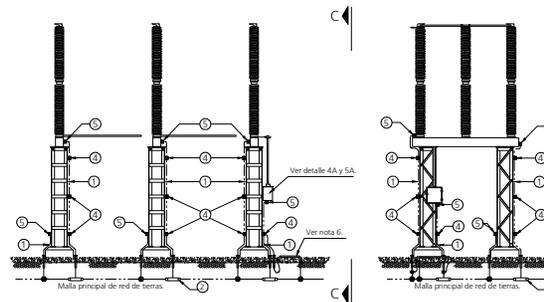
**Detalle 2A**  
Contador de descargas. (Aterrizamiento)

### Lista de materiales

No. de Referencia.	Descripción.
①	Cable de cobre desnudo temple suave Tipo "B" Cal. 4/0 AWG.
②	Conexión soldable "TA" Cadweld.
③	Conexión soldable "XA"
④	Conexión mecánica tipo "GB" Burndy.
⑤	Conector a compresión tipo "YA" Hylug con tornillo y roldana plana.
⑥	Cable de potencia de 5 KV, clave "B" tipo EPR/FR-PVC, UL-MU-105 cal. 4/0 AWG.
⑦	Conexión mecánica tipo "QZA" Burndy.
⑧	Tubo conduit de PVC 2" tipo pesado extremo abocinado.
⑨	Conexión mecánica tipo "GK" Burndy.
⑩	Conexión mecánica tipo "GC" Burndy.
⑪	Conexión soldable tipo "VB" Cadweld.



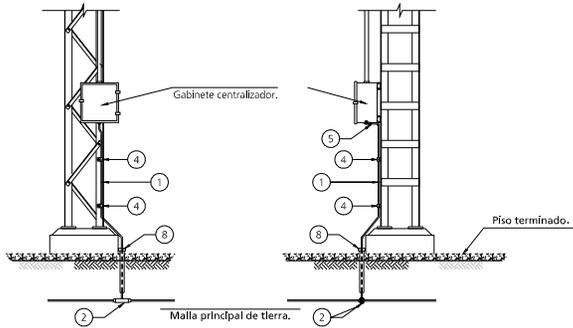
**Detalle 4**  
Cuchilla doble apertura lateral 230 Kv.  
(Con cuchilla de puesta a tierra)



**Detalle 5**  
Cuchilla doble apertura lateral 230 Kv.  
(Sin cuchilla de puesta a tierra)

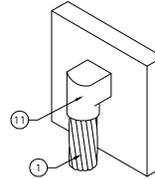
### Notas

- 1.- La profundidad de instalación de la red de tierras debe ser a 0.60 m (2') bajo el nivel de piso terminado.
- 2.- Todas las conexiones entre conductores de la red de tierras bajo el nivel de piso deben de ser del tipo exotérmica. Excepto donde Indicado en los dibujos.
- 3.- La capa de grava debe tener 15 Cm. de espesor mínimo de grava triturada y lavada con tamaño mínimo del agregado de 3.5 Cm. (1.5") uniformemente distribuida sobre la superficie total de la subestación y extendida hasta la cerca perimetral.
- 4.- Para la protección del operador en cada interruptor de potencia y cuchilla seccionadora, se instalara una rejilla electrosoldada de cobre, conectada mínimo en dos puntas a la red de tierras y conectada a la estructura del interruptor de potencia y de la cuchilla seccionadora. (Ver Detalle 6).



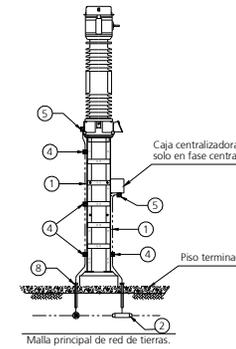
**Detalle - 4A Y 5A**

Aterrizamiento de gabinete centralizador y estructura.



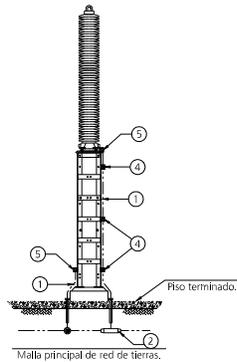
**Detalle - 7A**

Conexión soldable tipo "VB"



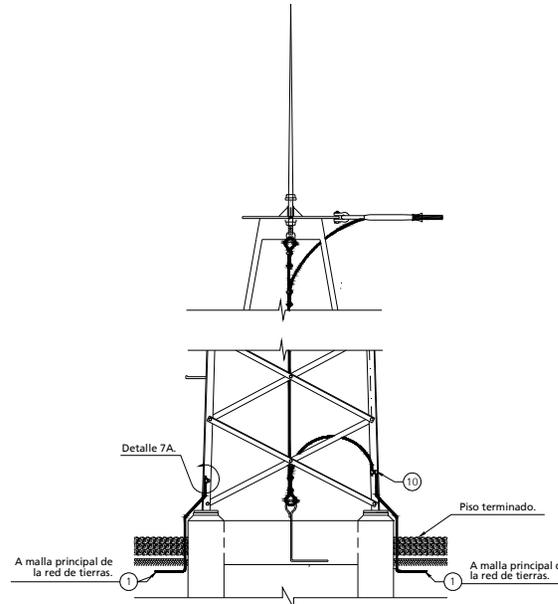
**Detalle 3**

Transformador de potencial capacitivo ( TPC ) 230 kv.



**Detalle 6**

Aislador soporte tipo columna 230Kv.



**Detalle -7**

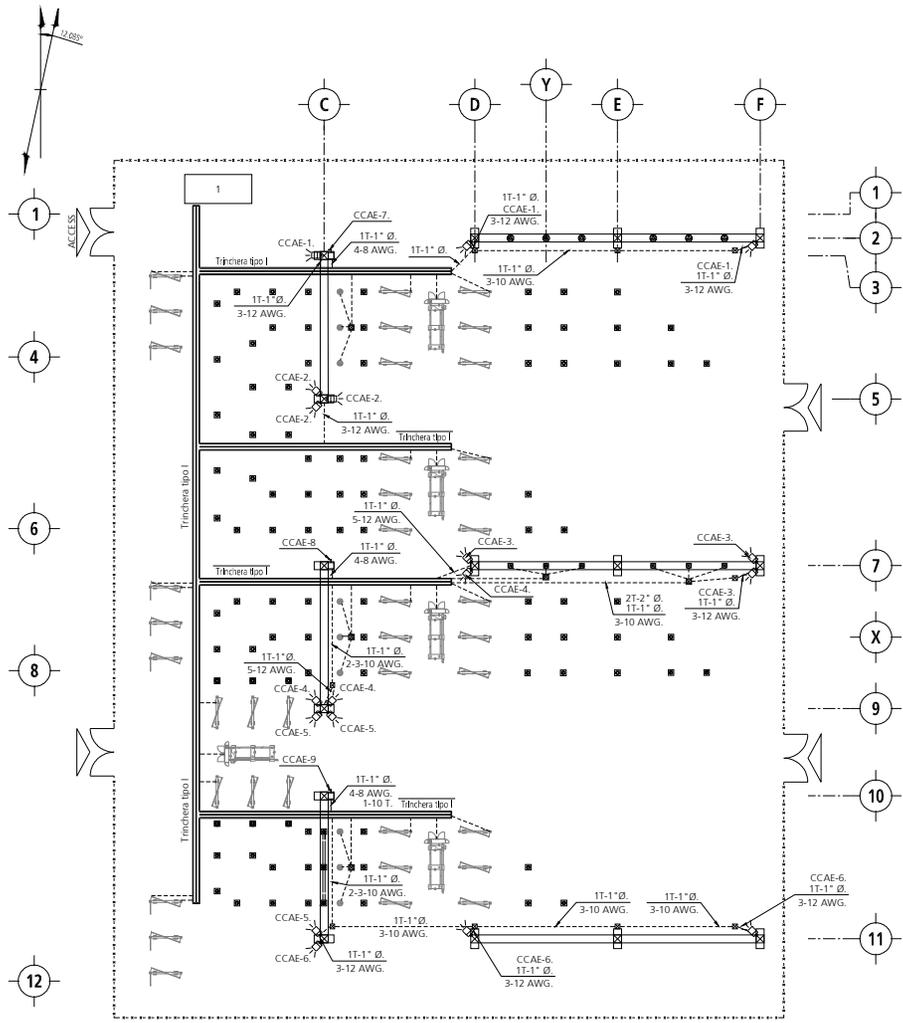
Conexión a tierra, estructura e hilo de guarda.

### Lista de materiales

No. de Referencia.	Descripción.
①	Cable de cobre desnudo temple suave Tipo "B" Cal. 4/0 AWG.
②	Conexión soldable "TA" Cadweld.
③	Conexión soldable "XA"
④	Conexión mecánica tipo "GB" Burndy.
⑤	Conector a compresión tipo "YA" Hylug con tornillo y roldana plana.
⑥	Cable de potencia de 5 KV, clave "B" tipo EPR/FR-PVC, UL-MU-105 cal. 4/0 AWG.
⑦	Conexión mecánica tipo "Q2A" Burndy.
⑧	Tubo conduit de PVC 2" tipo pesado extremo abocinado.
⑨	Conexión mecánica tipo "GK" Burndy.
⑩	Conexión mecánica tipo "GC" Burndy.
⑪	Conexión soldable tipo "VB" Cadweld.

### Notas

- 1.- La profundidad de instalación de la red de tierras debe ser a 0,60 m (2') bajo el nivel de piso terminado.
- 2.- Todas las conexiones entre conductores de la red de tierras bajo el nivel de piso deben de ser del tipo exotérmica. Excepto donde indicado en los dibujos.
- 3.- La capa de grava debe tener 15 Cm. de espesor mínimo de grava triturada y lavada con tamaño mínimo del agregado de 3.5 Cm. ( 1.5") uniformemente distribuida sobre la superficie total de la subestación y extendida hasta la cerca perimetral.
- 4.- Para la protección del operador en cada interruptor de potencia y cuchilla seccionadora, se instalará una rejilla electrosoldada de cobre, conectada mínimo en dos puntas a la red de tierras y conectada a la estructura del interruptor de potencia y de la cuchilla seccionadora. ( Ver Detalle 6 ).

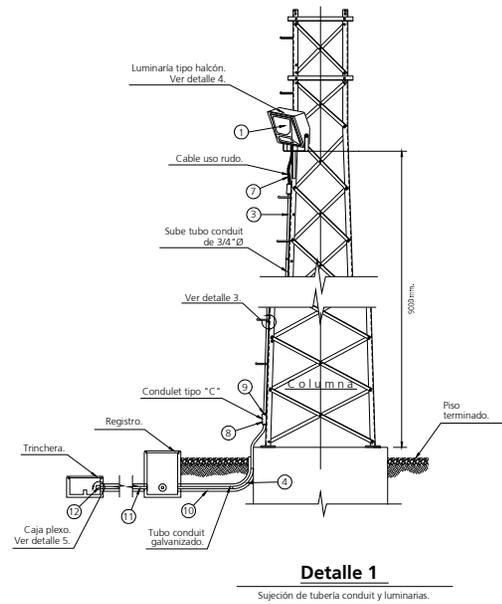


**Planta**

Luminaire schedule								
Symbol	Label	Catalog number	description	Lamp	File	Lumens	LLF	Watts
	A	18	Halcon	400 W Clear MH	37202.IES	34000	0.81	440

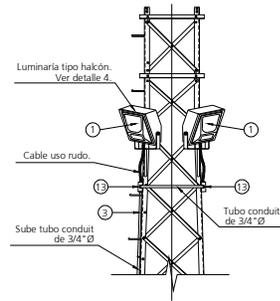
Statistics					
Description	Avg.	Max.	Min.	Max / Min.	Avg / Min
Calc. zone	33.5 Lux	212.1 Lux	5.5 Lux	38,6:1	6.1:1

Centro de carga "CCAE" de alumbrado exterior										
Punto conex.	Fases en W			Cond.	Int.	A dB, met, 400W	Cont. 250 W	Int. mtg, 1500 W	Num. circuit.	Diagram
	A	B	C							
1	600			2-10	2-30	3			1	
2	600			2-10	2-30	3			2	
3		600		2-10	2-30	3			3	
4			600	2-10	2-30	3			4	
5	600			2-10	2-30	3			5	
6		600		2-10	2-30	3			6	
7			600	2-10	2-30	3			7	
8	600			2-10	2-30	3			8	
9		600		2-10	2-30	3			9	
10			600	2-10	2-30	3			10	
11	600			2-10	2-30	3			11	
12		600		2-10	2-30	3			12	
13			600	2-10	2-30	3			13	
14	600			2-10	2-30	3			14	
15		600		2-10	2-30	3			15	
16			600	2-10	2-30	3			16	
17	600			2-10	2-30	3			17	
18		600		2-10	2-30	3			18	
19			600	2-10	2-30	3			19	
20	600			2-10	2-30	3			20	
21		600		2-10	2-30	3			21	
22			600	2-10	2-30	3			22	
23	500			3-8	3-30			1	23	
24		500		3-8	3-30			1	24	
25			500	3-8	3-30			1	25	
26	500			3-8	3-30			1	26	
27		500		3-8	3-30			1	27	
28			500	3-8	3-30			1	28	
29	500			3-8	3-30			1	29	
30		500		3-8	3-30			1	30	
31			500	3-8	3-30			1	31	
32	500			3-8	3-30			1	32	
33		500		3-8	3-30			1	33	
34			500	3-8	3-30			1	34	
35	500			3-8	3-30			1	35	
36		500		3-8	3-30			1	36	
37			500	3-8	3-30			1	37	
38	500			3-8	3-30			1	38	
39		500		3-8	3-30			1	39	
40			500	3-8	3-30			1	40	
TOTAL	3900	3900	3900							% Unbalance / Desbalance = 0



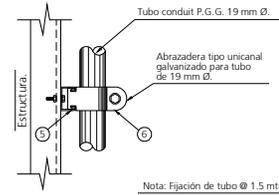
**Detalle 1**

Sujeción de tubería conduit y luminarias.



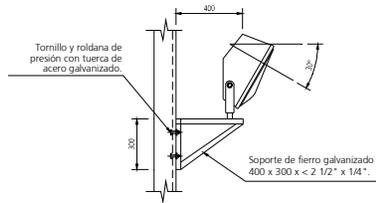
**Detalle 2**

Fijación de luminarias múltiples en estructura.



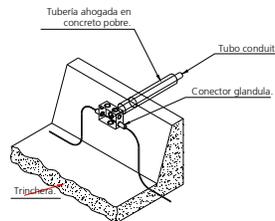
**Detalle 3**

Fijación de tubo conduit en estructura.



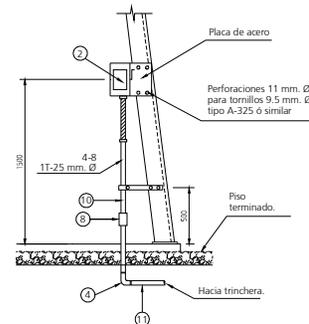
**Detalle 4**

Soporte de lámpara (Montaje).



**Detalle 5**

Montaje de caja de conexiones tipo plexo.



**Detalle 6**

Fijación de interruptor, para mantenimiento en bahía.

Lista de materiales	
No. de referencia.	Descripción.
①	Luminaria tipo Halcón aditivos metalicos 220 V, 440 W.
②	Interruptor de seguridad en caja nema 3R, 3 x 30 A, 240 V.
③	Tubo conduit galvanizado pared gruesa 3/4" Ø (19 mm.)
④	Curva conduit galvanizada pared gruesa a 90° 1" Ø (25 mm.)
⑤	Perfíl unicanal strut de 4 x 2 cm por 3 mts. de longitud.
⑥	Abrazadera unicanal para tubo conduit de 3/4" Ø (19 mm.)
⑦	Cable uso rudo 3 x 12 AWG.
⑧	Conduit serie ovalada tipo "C" de 1" (25 mm.) con tapa y empaque de neopreno.
⑨	Reducción bushing tipo "RE" 1" Ø (25 mm.) a 3/4" Ø (19 mm.)
⑩	Tubo conduit galvanizado pared gruesa 1" Ø (25 mm.)
⑪	Tubo conduit PVC de 1" Ø (25 mm.)
⑫	Caja con tapa, tipo plexo de PVC (220 x 170 x 140 mm.) cierre por tornillos de 1/4" Ø (6 mm.)
⑬	Conduit serie soldable tipo "T" de 3/4" Ø (19 mm.) con tapa y empaque de neopreno.

### Simbología

- Trinchera tipo 1
- Ductos subterranos
- Registro eléctrico de mano

### Notas

- 1.- Acolaciones en mm. niveles en Mts. excepto donde se indique otra unidad.
- 2.- Los tubos que unen la trinchera con los registros al pie de equipos serán de P.V.C. conduit, pared gruesa del diámetro indicado.
- 3.- La tubería expuesta a las luminarias sobre estructuras será tubo conduit de acero galvanizado, pared gruesa del diámetro indicado incluyendo la curva.
- 4.- Al termino de las pruebas a conductores se sellaran los ductos ambos extremos con masilla cortafuego CP-618 Mca. Hilti.
- 5.- La altura de montaje de las luminarias en la estructura sera de 10 Mts. sobre el nivel de piso terminado.
- 6.- La altura de montaje de los interruptores de cuchillas a prueba intemperie sera de 1.20 Mts. sobre el nivel de piso terminado.
- 7.- Método utilizado : Punto por punto. con el software profesional visual 2.2, bajo autorización de Holograph.

## **Bibliografía.**

- Especificaciones de coordinación de aislamiento. Comisión Federal de Electricidad L0000-06. México. 1980, 1991
- Guía de criterio básico para subestaciones de 115, 230 y 400 Kv. Comisión Federal de Electricidad. E0000-12. México 1991.
- Elementos de diseño de subestaciones. eléctricas. Editorial Limusa. Enrique Harper. 1982
- Comisión Internacional Eléctrica. IEC-71.1/1996
- Código de Seguridad Eléctrica Nacional. NESC C2/1997
- Computer program "Visual professional edition". Version. 2.6 Holophane
- IES Illumination Engineering Society Handbook
- IEEE, Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations. IEEE Std 998-1996(R2002)
- IEEE Std 80 -2000. Guide for safety in AC Substation Grounding
- Instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión. 2da. Edición Editorial Limusa. Enrique Harper 1990