

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



“Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/ Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV”

PRESENTADO POR:

JESÚS ANTONIO ALVARENGA MARTÍNEZ
JOAN MANUEL AMAYA HERNÁNDEZ

PARA OPTAR AL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MARZO 2011

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

MSc. RUFINO ANTONIO QUEZADA SÁNCHEZ

SECRETARIO GENERAL :

LIC. DOUGLAS VLADIMIR ALFARO CHÁVEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO

SECRETARIO :

ING. OSCAR EDUARDO MARROQUÍN HERNÁNDEZ

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

ING. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

“Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/ Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV”

Presentado por :

JESÚS ANTONIO ALVARENGA MARTÍNEZ
JOAN MANUEL AMAYA HERNÁNDEZ

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docentes Directores :

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

ING. JOSÉ LUIS REGALADO

San Salvador, Marzo 2011

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docentes Directores:

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

ING. JOSÉ LUIS REGALADO

Jesús Antonio Alvarenga Martínez

AGRADECIMIENTOS ESPECIALES A:

A DIOS: Por ser parte de una familia muy bendecida.

A MIS PADRES: María Vidal Martínez de Alvarenga y Miguel Ángel Alvarenga Tobar, por todo el apoyo que me dieron para seguir con mis estudios superiores.

A MIS HERMANOS: José Matías Alvarenga Orellana, Miguel Ángel Alvarenga Martínez y Marta Isabel Alvarenga Martínez, por la haberme ayuda durante toda mi carrera.

A MIS COMPAÑEROS DE CLASES: Por la solidaridad mostrada a lo largo de la carrera.

A LOS DOCENTES: Por compartir sus conocimientos con las nuevas generaciones de Ingenieros.

Joan Manuel Amaya Hernández.

Agradecimientos.

A Dios Todopoderoso por darme la fuerza y voluntad para culminar mis estudios satisfactoriamente.

A mis padres, Manuel de Jesús Amaya y Ana Edith Hernández, por ser los pilares en mi vida y brindarme siempre sus consejos cuando más lo necesitaba.

A mis hermanos, Sada y German, por apoyarme en todo momento.

A la familia Zambrana por creer en mí y apoyarme en todo momento.

A mis compañeros y amigos Jesús, Manuel y Erick por superar todos los obstáculos en toda la carrera.

A mis asesores por apoyarnos y alentarnos a seguir adelante, los Ings. Jorge Zetino y José Luis Regalado.

ÍNDICE

Tabla de contenido

LISTA DE TABLAS	1
LISTA DE FIGURAS	2
INTRODUCCION.....	3
COMPONENTES BÁSICOS DE UNA SUBESTACIÓN DE MEDIA TENSIÓN.....	4
SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	4
SUBESTACIÓN DE REFERENCIA A TIERRA	8
SUBESTACIÓN DE CONMUTACIÓN	12
TÍTULO I	25
ASPECTOS GENERALES.....	15
CAPÍTULO I.....	15
DISPOSICIONES GENERALES	15
CAPÍTULO II.....	23
SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE	23
TÍTULO II.....	25
CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO	25
CAPÍTULO I.....	25
AISLADORES	25
CAPÍTULO II.....	31
CONDUCTORES.....	31
CAPÍTULO III	37
DISTANCIAS ELÉCTRICAS	37
CAPÍTULO IV	41
FUSIBLES.....	41
CAPÍTULO V	46
HERRAJES	46
CAPÍTULO VI.....	46
INTERRUPTORES DE POTENCIA.....	46
CAPÍTULO VII.....	50
PARARRAYOS	50

CAPÍTULO VIII	53
RECERRADOR	53
CAPÍTULO IX	56
RELEVADORES	56
CAPÍTULO X	60
SECCIONADORES	60
CAPÍTULO XI	64
SERVICIOS AUXILIARES	64
CAPÍTULO XII.....	71
SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA	71
CAPÍTULO XIII	75
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	75
CAPÍTULO XIV	79
TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA.....	79
CAPÍTULO XV.....	82
TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.....	82
CAPÍTULO XVI	86
CELDAS DE MEDIA TENSIÓN	86
CAPÍTULO XVII.....	82
OBRA CIVIL	89
ANEXOS.....	91
ANEXO A	92
ANEXO B	118
ANEXO C	128
ANEXO D	139
ANEXO E.....	155
ANEXO F.....	171

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Requerimientos de diseño del aislador tipo columna.....	26
Tabla 2. Requerimientos de diseño de aisladores tipo espiga.....	27
Tabla 3. Requerimientos de diseño del aislador tipo suspensión.....	28
Tabla 4. Número de aisladores por fase de acuerdo al voltaje nominal.....	28
Tabla 5. Requerimientos de diseño del aislador tipo suspensión polimérico.....	30
Tabla 6. Conductores de aluminio con refuerzo de acero ACSR.....	31
Tabla 7. Conductores desnudos todo de aluminio AAC.....	32
Tabla 8. Conductores desnudos de Cobre.....	33
Tabla 9. Conductores rígidos no aislados de Cobre.....	33
Tabla 10. Conductores rígidos no aislados de Aluminio ASA Cedula 40.....	34
Tabla 11. Conductores de Control.....	36
Tabla 12. Factores de Corrección por Altitud.....	37
Tabla 13. Distancia Vertical mínima entre conductores de fase.....	38
Tabla 14. Distancia horizontal mínima entre conductores de fase.....	38
Tabla 15. Distancias mínimas entre conductores rígidos.....	39
Tabla 16. Distancias mínimas de seguridad a partes energizadas descubiertas.....	39
Tabla 17. Distancias mínimas de seguridad para cuchillas seccionadoras entre fases.....	40
Tabla 18. Tiempo de fusión por corriente, fusible tipo “T”.....	43
Tabla 19. Pruebas de voltaje para fusibles de potencia.....	44
Tabla 20. Valores nominales de voltaje y corriente para interruptores de potencia.....	48
Tabla 21. Voltajes nominales de operación para pararrayos tipo estación oxido metálico.....	51
Tabla 22. Voltajes nominales de operación para pararrayos tipo intermedio oxido metálico.....	51
Tabla 23. Características eléctricas nominales de recerradores.....	54
Tabla 24. Números para protección por relevadores.....	56
Tabla 25. Letras sufijo comúnmente utilizadas, aplicadas a las funciones de los relevadores.....	57

Tabla 26. Voltajes nominales y de prueba para seccionadores aislados en aire.....	61
Tabla 27. Corrientes nominales y de prueba para seccionadores aislados en aire.....	61
Tabla 28. Niveles de iluminación requeridos en las diferentes áreas de la subestación.....	66
Tabla 29. Tensión nominal del sistema de corriente continúa.....	67
Tabla 30. Valores máximos de resistencia de red de tierra en función de su capacidad.....	72
Tabla 31. Potencia nominal en diferentes etapas de refrigeración.....	76
Tabla 32. Potencia nominal en diferentes etapas de refrigeración para transformadores de 3,750 KVA a 12,500 KVA.....	77
Tabla 33. Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL).....	77
Tabla 34. Clasificación de precisión recomendada para transformadores de corriente tipo bushing.....	77
Tabla 35. Corriente nominal continúa.....	80
Tabla 36. Clasificación de precisión recomendada para transformadores de corriente tipo bushing.....	81
Tabla 37. Burden (carga) estándar para transformadores de corriente.....	83
Tabla 38. Clase de precisión estándar para medición y límite del factor de corrección para transformadores de corriente.....	83
Tabla 39. Burden (carga) estándar para transformadores de potencial.....	84
Tabla 40. Clase de precisión para transformadores de potencial usados en medición..	84
Tabla 41. Voltajes y niveles de aislamiento para MC switchgear.....	87

LISTA DE FIGURAS

Figura F1. Hoja de cálculo para la especificación de un transformador de puesta a tierra.....	171
Figura F2 Curva característica de un transformador de corriente.....	172
Figura F3 Red de tierra de subestación de referencia.....	173

INTRODUCCIÓN

Actualmente en El Salvador no existe una normativa que establezca los requerimientos para un diseño confiable y seguro de Subestaciones de Media Tensión, es por ello que la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) en conjunto con la Universidad de El Salvador (UES) presentan una propuesta de normativa para el diseño y construcción de Subestaciones de Transformación, Referencia y Transferencia en Media Tensión 23/23KV, 23/4.16KV.

Para la elaboración de la propuesta de normativa se recopiló la información requerida para el diseño de una Subestación y la selección de sus componentes, tomando como referencia normativas y recomendaciones internacionales; también se realizaron visitas técnicas de campo a un grupo de Subestaciones representativas de las empresas distribuidoras de energía eléctrica CAESS, EEO, DEUSEM, CLESA, DELSUR y EDESAL, con el objetivo de conocer los criterios, condiciones y experiencias que se tomaron como base para el diseño de las mismas.

El documento consta de una descripción modular de los componentes básicos que integran los diferentes tipos de Subestaciones de Media Tensión, así como también de los criterios de diseño para la selección de dichos componentes. Además se presenta a nivel conceptual los diferentes diagramas unifilares de las Subestaciones con sus respectivas vistas de planta y de perfil.

Todo lo que se dispone normalizar por medio de este documento, se pretende que sea una normativa de referencia para la implementación a nivel nacional, en el diseño y construcción de Subestaciones de Media Tensión.

COMPONENTES BÁSICOS DE UNA SUBESTACIÓN DE MEDIA TENSIÓN

Considerando una Subestación de Media Tensión que para efectos de diseño, construcción, operación y mantenimiento puede ser dividido en módulos, en el siguiente apartado se detallan la composición de cada uno de los módulos para cada uno de los tipos de Subestaciones que se han analizado.

SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Una Subestación de transformación es una combinación de equipo de maniobra, control, protección y transformación para reducir el voltaje de subtransmisión a voltaje primario de distribución para la alimentación de cargas residencial, comercial e industrial.

MÓDULO DE ENTRADA

- *Pórtico:*
 - Poste de Concreto Centrifugado
 - Crucero Angular de Hierro

- *Aisladores:*
 - Aislador de Suspensión ANSI 52-4
 - Aislador tipo Columna ANSI 57-3
 - Aislador de Espiga ANSI 56-4

- *Conductores:*
 - Cable de Cobre Desnudo
 - Cable ACSR
 - Cable AAC
 - Cable de potencia (aislado)
 - Cable semi-asilado

- *Seccionadores:*
 - Seccionador Tripolar de Accionamiento sin Carga.

Seccionador de By-pass
Seccionador Tripolar de Puesta a Tierra

- *Transformador de Corriente*
- *Interruptor de Potencia Tripolar*
- *Pararrayos tipo Estación*

MÓDULO DE SALIDA

- *Pórtico:*
Poste de Concreto Centrifugado
Crucero Angular de Hierro
- *Aisladores:*
Aislador de Suspensión ANSI 52-4
Aislador tipo Columna ANSI 57-3
Aislador de Espiga ANSI 56-4
Aislador Polimérico ANSI DS-28
- *Conductores:*
Cable de Cobre Desnudo
Cable ACSR
Cable AAC
Cable de Potencia (aislado)
Cable semi-aislado
- *Seccionadores:*
Seccionador de By-pass
Seccionador Tripolar de Puesta a Tierra
- *Pararrayos tipo Estación*

- *Transformador de Corriente*
- *Recerrador Trifásico*

MÓDULO DE TRANSFORMACIÓN

- *Equipo:*
Transformador de Potencia con Load Tap Changer
Sistema de drenaje y captación ante derrame de aceite dieléctrico
- *Aisladores:*
Aislador tipo Columna ANSI 57-3
Aislador de Espiga ANSI 56-4
- *Cable de Cobre Desnudo*
- *Pararrayos tipo Estación*

MÓDULO DE BARRAS

- *Conductores:*
Cable ACSR
Cable AAC
- *Aislador de Suspensión ANSI 52-4*
- *Transformador de Potencial*

MÓDULO DE RED DE TIERRA

- *Puntas Franklin*
- *Cable de cobre*
- *Varillas de cobre*
- *Pozo de registro para prueba de resistencia de tierra*

MÓDULO DE SERVICIOS AUXILIARES

- *Transformador de Distribución para servicio propio*
- *Sistema de Iluminación (Interior y Exterior)*
- *Sistema de Corriente Continua*
- *Sistema SCADA*
- *Aire Acondicionado*
- *Panel de Medidores Trifásicos*
- *Servicio Sanitario*

SUBESTACIÓN DE REFERENCIA A TIERRA

Una Subestación de referencia es aquella que provee de una referencia a tierra a sistemas no aterrizados, permitiendo la adición de un conductor de neutro, lo cual se realiza por medio de un transformador de puesta a tierra.

MÓDULO DE ENTRADA

- *Pórtico:*
 - Poste de Concreto Centrifugado
 - Crucero Angular de Hierro

- *Aisladores:*
 - Aislador de Suspensión ANSI 52-4
 - Aislador tipo Columna ANSI 57-3
 - Aislador de Espiga ANSI 56-4
 - Aislador Polimérico ANSI DS-28

- *Conductores:*
 - Cable de Cobre Desnudo
 - Cable ACSR
 - Cable AAC
 - Cable de potencia (aislado)
 - Cable semi-aislado

- *Seccionadores:*
 - Seccionador Tripolar de Accionamiento sin Carga.
 - Seccionador de By-pass
 - Seccionador Tripolar de Puesta a Tierra

- *Transformador de Corriente*

- *Interruptor de Potencia Tripolar*

- *Pararrayos tipo Estación*

MÓDULO DE SALIDA

- *Pórtico:*
Poste de Concreto Centrifugado
Crucero Angular de Hierro
- *Aisladores:*
Aislador de Suspensión ANSI 52-4
Aislador tipo Columna ANSI 57-3
Aislador de Espiga ANSI 56-4
Aislador Polimérico ANSI DS-28
- *Conductores:*
Cable de Cobre Desnudo
Cable ACSR
Cable AAC
Cable de Potencia (aislado)
Cable semi-aislado
- *Seccionadores:*
Seccionador de By-pass
Seccionador Tripolar de Puesta a Tierra
- *Pararrayos tipo Estación*
- *Transformador de Corriente*
- *Interruptor de Potencia Tripolar*

MÓDULO DE TRANSFORMACIÓN

- *Equipo:*
Transformador de puesta a tierra zig-zag
Sistema de drenaje y captación ante derrame de aceite dieléctrico
- *Aisladores:*
Aislador tipo Columna ANSI 57-3
Aislador de Espiga ANSI 56-4
- *Cable de Cobre Desnudo*
- *Seccionador Tripolar de Accionamiento sin Carga.*
- *Pararrayos tipo Estación*

MÓDULO DE BARRAS

- *Conductores:*
Cable ACSR
Cable AAC
Tubería de Aluminio o Cobre
- *Aislador de Suspensión ANSI 52-4*
- *Transformador de Potencial*

MÓDULO DE RED DE TIERRA

- *Puntas Franklin*
- *Conductores de cobre*
- *Varillas de cobre*

- *Pozos de registro para prueba de resistencia de tierra*

MÓDULO DE SERVICIOS AUXILIARES

- *Transformador de Distribución para servicio propio*
- *Sistema de Iluminación (Interior y Exterior)*
- *Sistema de Corriente Continua*
- *Sistema SCADA*
- *Aire Acondicionado*
- *Panel de Medidores Trifásicos*
- *Servicio Sanitario*

SUBESTACIÓN DE CONMUTACION

Una Subestación de Conmutación es la Subestación destinada para la conexión y maniobra entre dos o más circuitos, para la transferencia de potencia eléctrica en niveles de Media Tensión

MÓDULO DE ENTRADA

- *Pórtico:*
 - Poste de Concreto Centrifugado
 - Crucero Angular de Hierro

- *Aisladores:*
 - Aislador de Suspensión ANSI 52-4
 - Aislador tipo Columna ANSI 57-3
 - Aislador de Espiga ANSI 56-4
 - Aislador Polimérico ANSI DS-28

- *Conductores:*
 - Cable de Cobre Desnudo
 - Cable ACSR
 - Cable AAC
 - Cable de potencia (aislado)
 - Cable semi-aislado

- *Seccionadores:*
 - Seccionador Tripolar de Accionamiento sin Carga.
 - Seccionador de By-pass
 - Seccionador Tripolar de Puesta a Tierra

- *Transformador de Corriente*

- *Interruptor de Potencia Tripolar*

- *Pararrayos tipo Estación*

MÓDULO DE BARRAS

- *Conductores:*
Cable ACSR
Cable AAC
- *Aislador de Suspensión ANSI 52-4*
- *Transformador de Potencial*

MÓDULO DE SALIDA

- *Pórtico:*
Poste de Concreto Centrifugado
Crucero Angular de Hierro
- *Aisladores:*
Aislador de Suspensión ANSI 52-4
Aislador tipo Columna ANSI 57-3
Aislador de Espiga ANSI 56-4
Aislador Polimérico ANSI DS-28
- *Conductores:*
Cable de Cobre Desnudo
Cable ACSR
Cable AAC
Cable de Potencia (aislado)
Cable semi-aislado
- *Seccionadores:*
Seccionador de By-pass

Seccionador Tripolar de Puesta a Tierra

- *Pararrayos tipo Estación*
- *Transformador de Corriente*
- *Recerrador Trifásico o Interruptor de Potencia Tripolar*

MÓDULO DE RED DE TIERRA

- *Puntas Franklin*
- *Conductores de cobre*
- *Varillas de cobre*
- *Pozos de registro para prueba de resistencia de tierra*

MÓDULO DE SERVICIOS AUXILIARES

- *Transformador de Distribución para servicio propio*
- *Sistema de Iluminación (Interior y Exterior)*
- *Sistema de Corriente Continua*
- *Sistema SCADA*
- *Aire Acondicionado*
- *Panel de Medidores Trifásicos*
- *Servicio Sanitario*

TÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Art. 1 OBJETO

La presente normativa tiene por objeto establecer los criterios y requerimientos mínimos, para asegurar que las nuevas Subestaciones de Media Tensión¹ (23KV), se diseñen, construyan, operen y mantengan, garantizando la seguridad de las personas y las instalaciones, así como la calidad del suministro de energía eléctrica.

Art. 2 ALCANCE

Las normas propuestas en este documento contienen los lineamientos y criterios básicos para el diseño y construcción de Subestaciones de Media Tensión (23KV), se muestran diagramas típicos que sirven de referencia, a personas naturales o jurídicas, que tengan relación con el diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de Subestaciones de MT, incluyendo sus mejoras, ampliaciones e instalaciones provisionales o temporales.

Art. 3 DEFINICIONES Y ACRÓNIMOS

Aislador Eléctrico. Dispositivo destinado a dar soporte flexible o rígido de conductores eléctricos o equipos y para aislar los conductores o equipos de tierra o de otros conductores o equipo.

Batería. Acumulador de una o más celdas recargables de plomo-ácido, níquel-cadmio u otros elementos electro-químicos recargables.

Burden: Es la capacidad de carga que se puede conectar a un transformador de instrumento, expresada en VA o en Ohms.

¹ Se establece como voltajes de Media Tensión, aquellos niveles de voltaje mayores de 600 voltios y menores que 115,000 voltios

Bushing o Aislador Pasante. Es un componente que aísla un conductor de alta tensión que pasa a través de un medio metálico.

Cable. Conductor trenzado o arrollado en forma helicoidal, con o sin aislamiento.

Capacidad Interruptiva o de Interrupción. Valor nominal de la cantidad de corriente que un dispositivo protector, como por ejemplo fusible o interruptor de circuito puede interrumpir con seguridad.

Carga de Flotación. Es la carga permanente a baja corriente, aproximadamente igual a las pérdidas internas y suficientes para mantener la batería en condiciones de carga completa.

Carga de Igualación (Carga rápida para baterías selladas). Es la carga prolongada hasta un punto tal que se asegure la completa recuperación de la capacidad de la batería.

Cargador de Baterías. Equipo electrónico con alimentación de corriente alterna, que entrega corriente directa a una demanda continua o intermitente y además suministra corriente para cargar las baterías.

Celda de Media Tensión. Encerramiento metálico en el cual se ubican equipos de maniobra, medición, protección y control que cumplen la función de recibir y distribuir la energía eléctrica.

Clase de Precisión. Es la designación breve aplicable a valores límite, dentro de los cuales deben quedar los errores de medida.

Conductor. Es un material, usualmente en la forma de alambre, cable o barra, capaz de conducir una corriente eléctrica.

Convección. Es una de las tres formas de transferencia de calor y se caracteriza porque se produce por intermedio de un fluido (aire, agua) que transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas.

Capacidad de Sobrecarga. Valor de carga que un elemento puede soportar arriba de su valor nominal sin sufrir mayor degradación.

Ciclo de Trabajo de la Batería. Son las cargas que se espera que la batería suministre energía para un periodo de tiempo específico.

Conductor de Puesta a Tierra de los equipos. Conductor utilizado para conectar las partes metálicas no conductoras de corriente eléctrica de los equipos, canalizaciones y otras envolventes al conductor del sistema puesto a tierra.

Corriente de Descarga. Corriente que fluye a través de un pararrayo por resultado de una descarga atmosférica.

Corriente de Magnetización Inrush. Condición transitoria que ocurre cuando se energiza un equipo.

Corriente Nominal. Corriente rms que pueden transportar los equipos continuamente sin exceder sus limitaciones.

Corriente Nominal de Cierre en Cortocircuito. Corriente de cresta máxima contra la que el interruptor será capaz de bloquear y cerrar.

Corriente Nominal de Interrupción Simétrica. Valor rms de la componente de c.a. de la corriente en el instante de separación de los contactos del interruptor de potencia.

Corriente Nominal de Tiempo Corto. Valor rms de la corriente que puede conducir el interruptor de potencia en su posición totalmente cerrado, sin sufrir daño.

Descarga Disruptiva. Descarga brusca que se produce cuando la diferencia de potencial entre dos conductores excede de cierto límite, y que se manifiesta por un chispazo acompañado de un ruido seco.

Distancia de Arco Seco. Distancia más corta a través del medio circundante entre los electrodos terminales, o la suma de las distancias entre los electrodos intermedios, lo que es el más corto, con el material aislante.

Distancia de Fuga. Suma de las distancias más cortas medida a lo largo de las superficies de aislamiento entre las partes conductoras, según lo acordado para la prueba de flameo en seco. (Las superficies recubiertas con esmalte semiconductores se considerarán como superficies de fuga eficaz, y la distancia de fuga sobre superficies se incluirán en la distancia de fuga.)

Distancia Mínima de Seguridad o Libramiento Eléctrico. Distancia mínima establecida entre superficies, de un objeto energizado y otro energizado o no, o persona, para garantizar que el segundo objeto o persona no se encuentre en riesgo de recibir descargas eléctricas desde el primero.

Distorsión Armónica. Es el grado de deformación de una onda sinusoidal, causada por frecuencias armónicas. Generalmente se expresan en tanto por ciento.

Estructura. Es la unidad principal de soporte, generalmente se aplica a los herrajes y materiales, incluyendo al poste o torre adaptado para ser usado como medio de soporte de líneas aéreas de energía eléctrica y las retenidas.

Flameo a Impulso. Valor cresta de la onda de impulso que, en determinadas condiciones, causa flameo a través del medio que rodea

Flameo a Impulso Crítico. Valor cresta de la onda de impulso que, en determinadas condiciones, causa flameo súbito generalizado a través del medio que rodea en el 50% de las aplicaciones.

Fuerza Mecánica de Impacto. Impacto que, en determinadas condiciones, el aislador puede soportar sin sufrir daños

Fusible. Dispositivo de protección destinado a interrumpir el circuito eléctrico al ser afectado por una sobrecorriente que puede poner en peligro los equipos e instalaciones del sistema.

Grupo de Conexión. Indica la forma de conexión del bobinado primario y secundario (estrella, triángulo o zigzag). Se indica mediante dos letras, una mayúscula para el bobinado primario y otra minúscula para el bobinado secundario.

Índice Horario. Representa el desfase existente entre el voltaje primario y el secundario. Se representa mediante un número obtenido de colocar los vectores de tensión como si fueran las agujas de un reloj.

Interfaz Operador Máquinas (HMI). Entorno visual que brinda el sistema SCADA para que el operador se adapte al proceso desarrollado por el sistema. Permite la interacción del ser humano con los medios tecnológicos implementados.

Interruptor de Potencia. Dispositivo de protección cuya función consiste en interrumpir la conducción de corriente en un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, bajo condiciones de cortocircuito.

Malla de Tierra. Placa sólida metálica o un sistema de conductores sin cubierta con espacios estrechos que se conectan a pocas profundidades de la superficie de la tierra, con el objeto de minimizar el peligro de la exposición a altos voltajes de paso o toque en áreas de circulación de personas en la Subestación.

Nivel de Aislamiento. Valor de la raíz cuadrada media del voltaje de baja frecuencia que en determinadas condiciones, puede ser aplicado sin causar flameo o perforación.

Pararrayos. Dispositivos destinados a absorber las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, fallas y maniobras.

Potencia Nominal. Es la potencia aparente máxima (VA) que puede suministrar el transformador de manera continua.

Radiadores de Refrigeración. Su función principal es disipar el calor que se pueda producir en las carcasas del transformador y evitar así que el aceite se caliente en exceso.

Recerrador. Dispositivo de protección con control automático utilizado para interrumpir y volver a cerrar automáticamente un circuito de corriente alterna en caso de falla y/o maniobras.

Relación de Transformación. Es el resultado de dividir el voltaje nominal primario entre el secundario.

Relé Bucholz. Relé de protección que reacciona cuando ocurre una anomalía interna en el transformador, mandándole una señal de apertura a los dispositivos de protección.

Relé de Protección. Los relés de protección realizan principalmente las funciones de protección del sistema eléctrico de potencia. Adicionalmente, los relés funcionan como unidades electrónicas inteligentes (IED'S), las cuales realizan la adquisición de datos para el Sistema de Control Numérico: Mediciones, Alarmas, Señalización y Control de los Interruptores.

Resistencia a la Ruptura Mecánica. Carga a la que cualquier parte del aislador no cumple con su función de proporcionar un soporte mecánico sin tener en cuenta a la falla eléctrica.

SCADA. Sistema de control y adquisición de datos, por medio del cual se establece la automatización del monitoreo y control de una instalación.

Seccionadores. Aparatos mecánicos para seccionalizar, desconectar líneas y diversos equipos que componen una Subestación con la finalidad de realizar maniobras de operación o de mantenimiento.

Seccionador de Bypass. Seccionador que hace un paso directo a través equipos como Interruptores y recerradores para la ejecución de labores de mantenimiento o por necesidades operativas.

Seccionadores de Puesta a Tierra. Seccionadores que sirven de conexión a tierra de líneas eléctricas, y se utilizan para proteger al personal cuando trabaje en equipos eléctricos.

Sistema Eléctrico de Emergencia. Es una fuente independiente de respaldo de energía eléctrica, que actúa cuando hay una falla en la alimentación normal, proporcionando automáticamente energía eléctrica confiable, durante un tiempo especificado a equipos y aparatos críticos.

Sobrecarga. Funcionamiento de un equipo excediendo su capacidad nominal, de plena carga o de un conductor que excede su capacidad de conducción de corriente nominal.

Sobrecorriente. Cualquier corriente eléctrica en exceso del valor nominal de los equipos o de la capacidad de conducción de corriente de un conductor.

Sobrevoltaje Temporal. Voltaje temporal de operación mayor al voltaje máximo de operación continua.

Subestación de Conmutación. Subestación destinada para la conexión y maniobra entre dos o más circuitos, para la transferencia de potencia eléctrica en niveles de Media Tensión

Subestación de Referencia. Es aquella que provee de una referencia a tierra a sistemas no aterrizados, permitiendo la adición de un conductor de neutro, lo cual se realiza por medio de un transformador de puesta a tierra.

Subestación de Transformación. Es una combinación de equipo de maniobra, control, protección y transformación para reducir el voltaje de subtransmisión a voltaje primario de distribución para la alimentación de cargas residencial, comercial e industrial.

Transformadores de Instrumentos. Son dispositivos para transformar con precisión la corriente o voltaje de una magnitud a otra generalmente menor.

Transformador de Potencia. Es una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia.

Transformador de Puesta a Tierra. Es un transformador ideado principalmente con la finalidad de proporcionar un punto neutro a efectos de puesta a tierra.

Unidad Central (MTU) Conocido como Unidad Maestra. Ejecuta las acciones de mando (programadas) en base a los valores actuales de las variables medidas del sistema SCADA.

Unidad Remota (RTU). Elemento que recibe las señales de los sensores de campo y comandan los elementos finales de control, también se encarga de enviar información a la unidad central del sistema SCADA.

Voltaje de Cortocircuito. Voltaje que habría que aplicar en el bobinado primario para que, estando el bobinado secundario cortocircuitado, circule por éste la corriente secundaria nominal. Se expresa en porcentaje.

Voltaje de Flameo a Baja Frecuencia (frecuencia industrial). Valor de la raíz cuadrada medio de la tensión de baja frecuencia que, en determinadas condiciones, causa una descarga disruptiva sostenida a través del medio circundante.

Voltaje de Perforación a Baja Frecuencia. Valor raíz cuadrado media de la tensión de baja frecuencia que, en determinadas condiciones, las causas de descarga disruptiva a través de cualquier parte del aislante.

Voltaje de Radio Interferencia. Voltaje de radio de interferencia de un aislador es el voltaje de radio frecuencia medida.

Voltaje Máximo Nominal. Voltaje más alto fase a fase rms de operación que puede ocurrir en el sistema.

Voltaje Máximo Continuo de Operación. Voltaje máximo rms a frecuencia industrial que puede ser aplicado continuamente en los terminales de un pararrayo.

Voltaje Nominal. Valor convencional del voltaje con la que se denomina un sistema o instalación y para los que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento.

AAC. (Conductor Todo Aluminio), por sus siglas en ingles, All Aluminium Conductor.

ACSR. (Conductor de Aluminio Reforzado de Acero), por sus siglas en ingles, Aluminium Conductor Steel Reinforced.

ANSI. (Instituto Nacional Americano de Normas), por sus siglas en inglés, American National Standards Institute.

ASTM. (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales), por sus siglas en inglés, American Society for Testing and Materials.

AWG. (Calibre de Alambre Americano), por sus siglas en inglés, American Wire Gauge.

BIL. (Nivel Básico de Aislamiento al Impulso), por sus siglas en inglés, Basic Impulse Level

DC. Corriente Directa

IEEE. (Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos), por sus siglas en inglés, Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IHM. (Interfaz Humano Maquina), por sus siglas en ingles, Human-Machine Interface

LTC. (Cambiador de Tomas Bajo Carga), por sus siglas en ingles, Load Tap Changer

MC. Metal Clad

MCOV. (Máximo Voltaje Continuo de Operación), por sus siglas en inglés, Maximum Continuous Operating Voltage

msnm. Metros Sobre el Nivel del Mar

MT. Media Tensión

MTU. (Unidad Terminal Master), por sus siglas en ingles, Master Terminal Units

NEC. (Código Eléctrico Nacional), por sus siglas en inglés, National Electrical Code.

NESC. (Código Eléctrico Nacional de Seguridad), por sus siglas en inglés, National Electrical Safety Code.

ONAN. Aceite convección Natural y Aire con convección Natural.

ONAF. Aceite convección Natural y Aire con convección Forzada.

RTU. (Unidad Terminal Remota), por sus siglas en ingles, Remote Terminal Units

SCADA. (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), por sus siglas en ingles, Supervisory Control And Data Acquisition

SF6. Hexafluoruro de Azufre

SIGET. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

TOV. (Sobrevoltaje Temporal), por sus siglas en inglés, Temporary Overvoltage

TC. Transformador de Corriente

TP. Transformador de Potencial

UES. Universidad de El Salvador

CAPÍTULO II

SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

Art. 4 Para decidir sobre la ubicación de una Subestación además de considerar los factores técnicos (de cercanía a la fuente o carga) y climáticos de diseño, se deberá cumplir con lo establecido en el ACUERDO 29-E-2000 Título II Capítulo VI emitido por la SIGET.

Art. 5 Todos los elementos que componen una Subestación de MT mencionados en el presente documento deberán tomar en cuenta los siguientes factores ambientales para su correcto funcionamiento:

- a) Altura sobre el nivel del mar
- b) Temperatura Ambiente
- c) Vibración del sitio de instalación
- d) Corrosión: Alta humedad, aire salado y elementos químicos corrosivos en el medio ambiente
- e) Condiciones varias: Aves, roedores e infestación de insectos.

Art. 6 La Subestación deberá ubicarse en sitios con pendiente poco pronunciadas y donde no existan cuerpos de agua superficiales que pudieran ser afectados.

Art. 7 Debe seleccionarse un área libre, que no se encuentre contigua a casas y que contenga poca vegetación arbórea con objeto de reducir al mínimo el derribo de árboles.

Art. 8 La Subestación deberá estar encerrada por una barrera perimetral de protección que impida el acceso a personal no calificado y animales.

Art. 9 La Subestación deberá de poseer los siguientes servicios: drenaje, servicio sanitario, depósito para basura y red de agua potable o depósito en su defecto.

Art. 10 Se deberán instalar extintores de incendio en lugares fácilmente accesibles en caso de siniestro.

Art. 11 Deberá disponerse de rótulos completamente visibles, preferiblemente con símbolos y texto, previniendo del peligro al público y al personal autorizado.

Art. 12 Para el equipo que contenga aceite, se deberá proveer medios adecuados para la recolección y almacenamiento del mismo, en caso de fugas mediante depósitos independientes del sistema de drenaje.

Art. 13 Las distancias mínimas de seguridad contra partes energizadas se indican en el Título II Capítulo III de este documento “Distancias eléctricas”

Art. 14 Los niveles de ruido máximos permisibles según la ubicación de la Subestación deben cumplir con lo establecido en el ACUERDO 29-E-2000 Título IV Capítulo I emitido por la SIGET.

Art. 15 Referencia

1. SIGET, ACUERDO N° 29-E-2000, Normas técnica de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctrica. Nueva San Salvador, Junio 2000.
2. IEEE Std. 1127, “IEEE Guide for the Design, Construction, and Operation of Safe and Reliable Substations for Community Acceptance and Environmental Compatibility.”

TÍTULO II

CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO

CAPÍTULO I

AISLADORES

Art. 16 Se define aislador eléctrico a aquel dispositivo que cumple la función de sujetar mecánicamente el conductor manteniéndolo aislado de tierra y de otros conductores.

Art. 17 Selección de Aisladores

La selección adecuada del tipo de aislador depende de los diferentes factores, como son:

- a) Tipo de arreglo del tendido del conductor o barra.
- b) Nivel de aislamiento.
- c) Esfuerzos mecánicos.
- d) Condiciones ambientales.

Art. 18 Se podrán utilizar aisladores eléctricos cuyo material de construcción sea porcelana, vidrio o polimérico.

Art. 19 Si el lugar donde se construirá la Subestación sobrepasa los 1,000 msnm, se deberá aplicar los factores de corrección indicados en la tabla 12 de este documento.

Art. 20 Todos los aisladores a utilizar en Subestaciones deberán cumplir con el nivel básico de aislamiento al impulso indicado en la tabla 15 de este documento.

Art. 21 Tipos de Aisladores

Los tipos de aisladores a utilizar en Subestaciones de MT son:

- a) Aisladores tipo columna.
- b) Aisladores de espiga.
- c) Aisladores de suspensión.

Art. 22 Aisladores de porcelana

Los aisladores de porcelana deben fabricarse por proceso húmedo y la superficie expuesta debe cubrirse con un vitrificado de tipo compresión duro, liso, brillante e impermeable a la humedad; que le permita, por medio del lavado natural de las aguas lluvias, mantenerse fácilmente libre de polvo o suciedades residuales ocasionadas por la contaminación ambiental.

22.1 Los requerimientos de diseño normalizados para aisladores tipo columna se indican en la tabla 1.

Tabla 1. Requerimientos de diseño del aislador tipo columna

CARACTERISTICAS GENERALES		
NORMAS DE ENSAYO	ANSI C29.7	
CLASE	57-1	57-2
DIMENSIONES		
Distancia de arqueo en seco. Plg.(mm)	6.5(165.1)	9.5(241.3)
Distancia de fuga. Plg.(mm)	14 (355.6)	22 (558.8)
DATOS MECÁNICOS		
Resistencia a la flexión. Lbs. (kN)	2,800 (12.4)	2,800 (12.4)
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
Voltaje nominal (kV)	23	34.5
Flameo a frecuencia industrial en seco (kV)	70	100
Flameo a frecuencia industrial en húmedo (kV)	50	70
Flameo a impulso crítico positivo (kV)	120	160
VOLTAJE DE RADIO INTERFERENCIA (VRI)		
Voltaje de prueba, rms a tierra (kV)	15	22
VRI máximo a 1000 kHz (μ V)	100	100

Ref. ANSI C29.7-1996 (R2002), Tabla 1.

22.2 Los requerimientos de diseño normalizados para aisladores tipo espiga se indican en la tabla 2.

Tabla 2. Requerimientos de diseño de aisladores tipo espiga

CARACTERÍSTICAS GENERALES		
NORMAS DE ENSAYO	ANSI C29.5, C29.6	
CLASE	55-4	56-1
DIMENSIONES		
Distancia de fuga. Plg.(mm)	9 (229)	13 (330)
Distancia de arqueo en seco. Plg.(mm)	5 (127)	7 (178)
Altura mínima de la espiga. Plg.(mm)	5 (127)	6 (152)
DATOS MECÁNICOS		
Resistencia a la flexión. Lbs. (kN)	3,000 (13)	2,500 (11)
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
Voltaje nominal (kV)	13.2	23
Flameo a frecuencia industrial en seco (kV)	70	95
Flameo a frecuencia industrial en húmedo (kV)	40	60
Flameo a impulso crítico positivo (kV)	110	150
Flameo a impulso crítico negativo (kV)	140	190
Voltaje de perforación a frecuencia industrial (kV)	95	130
VOLTAJE DE RADIO INTERFERENCIA (VRI)		
Voltaje de prueba, rms a tierra (kV)	10	15
VRI máximo a 1,000 kHz		
Radio libre (µV)	50	100
Planicie (µV)	5,500	8,000

Ref. ANSI C29.5-1984 (R2002)-Figura 4, ANSI C29.6-1994 (R2002)-Figura 1, ANSI C29.6-1994 (R2002)-Figura 4

22.3 Los requerimientos de diseño normalizados para aisladores tipo suspensión se indican en la tabla 3 y 4.

Tabla 3. Requerimientos de diseño del aislador tipo suspensión

CARACTERÍSTICAS GENERALES		
NORMA DE ENSAYO	ANSI C29.2	
CLASE	52-1	52-4
Tipo de acoplamiento	Clevis	Clevis
DIMENSIONES		
Distancia de fuga. Plg. (mm)	7 (177.8)	11.5(292.1)
Diámetro de la campana Plg. (mm.)	6 ½ (165.1)	10 ¾ (273.0)
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
Resistencia electromecánica combinada, Lbs. (kN)	10,000 (44)	15,000 (67)
Resistencia al impacto, Lbs-pulg. (N-m)	45 (5)	55 (6)
Carga máxima de trabajo, Lbs. (kN)	5,000 (22)	7,500 (33)
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
Flameo a frecuencia industrial en seco (kV)	60	80
Flameo a frecuencia industrial en húmedo (kV)	30	50
Flameo a impulso crítico positivo (kV)	100	125
Flameo a impulso crítico negativo (kV)	100	130
Voltaje de perforación a frecuencia industrial (kV)	80	110
VOLTAJE DE RADIO INTERFERENCIA (VRI)		
Voltaje de prueba, rms a tierra (kV)	7.5	10

Ref. ANSI C29.2-1992 (R1999)-Tabla 2, Tabla 4

Tabla 4. Número de aisladores por fase de acuerdo al voltaje nominal.

CLASE ANSI	52-1	52-1	52-4
Voltaje nominal (kV)	4.16	13.2	23
Número de aisladores por fase	1	2	2

Ref. Design Guide for Rural Substations, Tabla 4-6

Art. 23 Aisladores poliméricos tipo suspensión

Todos los aisladores poliméricos serán livianos, inmunes a daños causados por agua, rayos ultravioletas o radiación solar.

23.1 Los aisladores poliméricos deben estar compuestos por los siguientes elementos:

- a) Núcleo resistente dieléctrico de fibra de vidrio
- b) Recubrimiento polimérico aislante del núcleo
- c) Campanas aislantes
- d) Acoples metálicos de los aisladores
- e) Otros herrajes y grapas

23.1.1 Núcleo resistente dieléctrico de fibra de vidrio.

El núcleo deberá estar constituido por fibras de vidrio dispuestas dentro de una resina epóxica y resistente a la hidrólisis, de tal forma que se obtenga máxima resistencia a la tensión mecánica y eléctrica.

23.1.2 Recubrimiento polimérico aislante del núcleo.

Alrededor del núcleo de fibra de vidrio deberá haber un recubrimiento de aislante en goma de silicona firmemente unido, y deberá ser suave y libre de imperfecciones.

23.1.3 Campanas aislantes.

Las campanas aislantes serán construidas de goma de silicona, moldeadas bajo presión y estarán firmemente unidas a la cubierta del núcleo, por un procedimiento donde el fabricante asegure que la resistencia entre las campanas y el recubrimiento polimérico del núcleo, sea mayor que la resistencia al desgarramiento del material aislante.

23.1.4 Acoples metálicos de los aisladores.

Los acoples metálicos de los extremos, los cuales transmiten los esfuerzos mecánicos del conductor a un extremo del núcleo y del otro extremo del núcleo al apoyo, deberán ser de acero forjado y galvanizados en caliente de acuerdo con las normas ASTM A153.

23.1.5 Otros herrajes.

Para Subestaciones que utilicen barras tubulares los aisladores deberán poseer herrajes especiales para la sujeción de dichas barras.

23.2 Los requerimientos de diseño normalizados para aisladores tipo suspensión polimérico se indican en la tabla 5.

Tabla 5. Requerimientos de diseño del aislador tipo suspensión polimérico

CARACTERÍSTICAS GENERALES		
NORMA DE ENSAYO	ANSI C29.13	
CLASE	DS-15	DS-28
DIMENSIONES		
Distancia de fuga. Plg. (mm)	(355)	(550)
DATOS MECÁNICOS		
Carga mecánica nominal (SML). Lbs. (kN)	(44.5)	(44.5)
Torsión. Lbs-Plg.(N-m)	(47.5)	(47.5)
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
Voltaje nominal (kV)	13.2	23
Flameo a frecuencia industrial en seco (kV)	90	130
Flameo a frecuencia industrial en húmedo (kV)	65	100
Flameo a impulso crítico positivo (kV)	140	190
VOLTAJE DE RADIO INTERFERENCIA (VRI)		
Voltaje de prueba, rms a tierra (kV)	15	20
VRI máximo a 1,000 kHz (μ V)	10	10

Ref. ANSI C29.13-2000, Tabla 2.

Art. 24 Referencia

1. ANSI C29.2-1992 (R1999), Wet Process Porcelain and Toughened Glass Suspension Type.
2. ANSI C29.5-1984 (R2002), Wet Process Porcelain Insulators (Low and Medium Voltage Pin Type).
3. ANSI C29.6-1994 (R2002), Wet Process Porcelain Insulators (High Voltage Pin Type).
4. ANSI C29.7-1996 (R2002), Wet Process Porcelain Insulators (High Voltage Line Post Type).
5. ANSI C29.13-2000, Composite Distribution Deadend Type.
6. RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 4.8, Substation insulators, pp. 146-153, United States June 2001.

CAPÍTULO II

CONDUCTORES

Art. 25 La función de un conductor eléctrico es transportar energía a un nivel de voltaje preestablecido y valores de corriente nominales. Es por ello que los elementos constitutivos deben estar diseñados para soportar el efecto de la corriente, el voltaje aplicado y los agentes externos.

Art. 26 El calibre se seleccionará basándose en las cargas a alimentar, teniendo en cuenta los incrementos futuros, nivel de voltaje, ampacidad, corrientes máximas de cortocircuito y las caídas de voltaje asociadas.

Art. 27 Los conductores a utilizar en una subestación podrán ser de cobre, aluminio o aluminio-acero.

Art. 28 Conductores desnudos tipo ACSR

Los conductores eléctricos de calibres estándar AWG o MCM tipo ACSR (Cable de Aluminio con Refuerzo de Acero) de cableado concéntrico, deberán ser fabricados con alambre de aluminio y con hilos de acero como refuerzo central La tabla 6 muestra las características mecánicas y eléctricas del conductor.

El conductor tipo ACSR deberá cumplir con las especificaciones ASTM B230, B231, B232 y B498.

Tabla 6. Conductores de aluminio con refuerzo de acero ACSR

Código	Calibre AWG o MCM	Ampacidad (amperios) ²	Sección Total (mm ²)	Número de hilos/ Diámetro (Nº/mm)		Peso Total (Kg/Km)	Carga de Ruptura (Kg)	Resistencia (Ω/Km)	
				Al	Acero			D.C 20°C	A.C 25°C
Sparrow	2	195	39.23	6/2.67	1/2.67	136	1289	0.8343	0.8530
Raven	1/0	255	62.39	6/3.37	1/2.67	216	1987	0.5243	0.5381
Quail	2/0	295	78.65	6/3.78	1/3.76	273	2401	0.4160	0.4265
Penguin	4/0	390	125	6/4.77	1/4.77	433	3787	0.2618	0.2697
Ostrich	300	530	177	26/2.73	7/2.12	614	5755	0.1867	0.1906
Chickadee	397.5	620	213	18/3.77	1/3.77	642	4499	0.1421	0.1457
Ibis	397.5	640	234	26/3.14	7/2.44	814	7488	0.1409	0.1444

² La Ampacidad está dada para 25°C de temperatura ambiente y 50°C de temperatura en el conductor, a una velocidad del viento de 610mm/seg.

Lark	397.5	640	248	30/2.92	7/2.92	927	9202	0.1399	0.1434
Pelican	477	700	255	18/4.14	1/4.14	771	5347	0.1184	0.1217
Flicker	477	710	273	24/3.58	7/2.39	914	7790	0.1178	0.1207
Hawk	477	720	281	26/3.44	7/2.67	977	8880	0.1174	0.1201
Osprey	556.5	770	298	18/4.47	1/4.47	899	6233	0.1015	0.1043
Parakeet	556.5	790	319	24/3.67	7/2.58	1067	8999	0.1010	0.1037
Dove	556.5	790	328	26/3.72	7/2.89	1140	10019	0.1006	0.1033
Rook	636	860	364	24/4.14	7/2.76	1219	10298	0.0880	0.0906

Ref. ACUERDO 301-E-2003, sección Conductores ACSR, emitido por SIGET

Art. 29 Conductores desnudos tipo AAC

Los conductores de calibres estándar AWG o MCM, todo aluminio (AAC), deberán ser de cableado concéntrico y totalmente de aluminio, y deberá cumplir con las especificaciones ASTM B230 y B231. La tabla 7 muestra las características mecánicas y eléctricas del conductor.

Tabla 7. Conductores desnudos todo de aluminio AAC

Código	Calibre AWG o MCM	Ampacidad (amperios) ³	Sección (mm ²)	Número de hilos/ Diámetro (Nº/mm)	Peso Total (Kg/Km)	Carga de Ruptura (Kg)	Resistencia (Ω/Km)	
							D.C 20°C	A.C 25°C
Iris	2	195	33.62	7/2.47	92.6	611	0.857	0.875
Poppy	1/0	260	53.51	7/3.12	147.2	897	0.539	0.550
Aster	2/0	305	67.44	7/3.50	185.7	1136	0.427	0.428
Oxlip	4/0	410	107.2	7/4.42	295.2	1738	0.2689	0.275
Canna	397.5	615	201.40	19/3.67	554.9	3219	0.1431	0.147
Cosmos	477	690	241.70	19/4.02	664.8	3803	0.1192	0.1224
Petunia	750	920	380.00	37/3.62	1046	5980	0.0758	0.0812
Bluedbell	1033.5	1130	523.70	37/4.24	1443	8059	0.0550	0.0582

Ref. ACUERDO 301-E-2003, sección Conductores AAC, emitido por SIGET

Art. 30 Conductores desnudos de Cobre

Todos los calibres de conductor estándar AWG o MCM desnudos de cobre, deberán ser de cableado concéntrico y cumplir con las normas ASTM B2, B3, B8 y B787. La tabla 8 muestra las características mecánicas y eléctricas del conductor.

³ La Ampacidad está dada para 40°C de temperatura ambiente y 50°C de temperatura en el conductor, a una velocidad del viento de 610mm/seg.

Tabla 8. Conductores desnudos de Cobre

Calibre AWG o MCM	Ampacidad ⁴ (amperios)	Sección (mm ²)	N° de Hilos (mm)	Peso Total (Kg/Km)	Temple Suave	
					Carga de Ruptura (Kg)	Resistencia (Ω/Km) D.C 20°C
4	175	21.15	19	192	550	0.8300
2	240	33.63	19	305	875	0.5210
1/0	310	53.51	19	485	1,447	0.3290
2/0	360	67.44	19	612	1,625	0.2670
4/0	485	107.22	19	972	2,989	0.1640
250	540	126.68	37	1,149	3,429	0.1390
300	605	152.01	37	1,378	4,115	0.1160
350	670	177.35	37	1,608	4,799	0.0992
500	840	253.36	37	2,297	6,591	0.0694
750	1090	380.03	61	3,446	9,942	0.0463
1000	1295	506.71	61	4,595	13,256	0.0347

Ref. ACUERDO 301-E-2003, sección Conductores desnudos de Cobre, emitido por SIGET

Art. 31 Conductores rígidos no aislados de Cobre

Los calibres y ampacidades de conductores rígidos no aislados de cobre deben ser como se muestra en la tabla 9.

Tabla 9. Conductores rígidos no aislados de Cobre

Medida nominal	Diámetro interior (Pulg.)	Diámetro exterior (Pulg.)	Valores nominales de corriente (A)		
			30°C	40°C	50°C
½	0.840	0.625	545	615	675
¾	1.050	0.822	675	765	850
1	1.315	1.062	850	975	1080
1 ¼	1.660	1.368	1120	1275	1415
1 ½	1.900	1.600	1270	1445	1600
2	2.375	2.062	1570	1780	1980
2 ½	2.875	2.500	1990	2275	2525
3	3.500	3.062	2540	2870	3225
3 ½	4.000	3.500	3020	3465	3860
4	4.500	4.00	3365	3810	4305

Ref. Manual de Ingeniería Eléctrica, Tabla 17-2.

⁴ La Ampacidad está dada para 25°C de temperatura ambiente de 50°C de temperatura en el conductor, a una velocidad del viento de 610mm/seg.

Art. 32 Conductores rígidos no aislados de Aluminio

Los calibres y ampacidades de conductores rígidos no aislados de aluminio Cedula 40 deben ser como se muestra en la tabla 10.

Tabla 10. Conductores rígidos no aislados de Aluminio ASA Cedula 40

Medida nominal	Diámetro interior (Pulg.)	Diámetro exterior (Pulg.)	Valores nominales de corriente (A)
½	0.840	0.622	405
¾	1.050	0.824	495
1	1.315	1.049	650
1 ¼	1.660	1.380	810
1 ½	1.900	1.610	925
2	2.375	2.067	1150
2 ½	2.875	2.469	1550
3	3.500	3.068	1890
3 ½	4.000	3.548	2170
4	4.500	4.026	2460
4	5.563	5.047	3080

Ref. Manual de Ingeniería Eléctrica, Tabla 17-3

Art. 33 Conductores semi-aislados

Los conductores semi-aislados se utilizarán en circuitos aéreos de entrada y/o salida de la Subestación.

33.1 Se deberá instalar conductores semi-aislados como sigue:

- a) En lugares con espacios reducidos
- b) En zonas aledañas a bosques

Art. 34 Conductores de Potencia

Los conductores de potencia se utilizarán para los circuitos subterráneos de entrada y/o salida de la subestación.

34.1 Se permitirá instalar conductores de potencia como sigue:

- a) En lugares secos o húmedos
- b) En canalizaciones
- c) En bandejas portacables

34.2 Todos los conductores de potencia en instalaciones subterráneas, deben poseer apantallamiento eléctrico, ya sea individual por fase o para el conjunto y este deberá ser efectivamente aterrizado.

Art. 35 Conductores de Baja Tensión

Los conductores de Baja Tensión se utilizarán para la alimentación de los servicios auxiliares en una subestación. Estos deberán cumplir con lo establecido en el ACUERDO 301-E-2003, Sección 3.01: CONDUCTORES AISLADOS DE COBRE, emitido por SIGET.

Art. 36 Conductores de Control

Los conductores de control se utilizarán para los circuitos de medición, control y protección que forman parte de los circuitos auxiliares en la Subestación.

36.1 Todos los hilos de los cables de control deberán ser identificados en sus extremos por medio de anillos impresos (con números, letras y otros símbolos).

36.2 No deben instalarse en la misma tubería conductores de baja tensión paralelos con cables de MT, además deberá existir una canalización independiente al ducto de cable de control.

36.3 La cantidad de cables dentro de las canaletas o tuberías no deberá exceder el 60% de su capacidad.

36.4 En los puntos de entrada de los cables de control a los tableros, se deberán prever dispositivos para la sujeción de los cables, de tal manera que no exista tensión mecánica, debida al peso del cable en los bornes terminales de las regletas.

36.5 Los calibres mínimos de conductores de control a utilizar en Subestaciones de MT se indican en la tabla 11.

36.6 El cableado de control deberá efectuarse con conductores unifilares como el THHN o cable multihilos.

Tabla 11. Conductores de Control

Equipos que requieren conductores de control	Calibre mínimo de conductor THHN (AWG)
Alarmas	10
Alimentación de interruptores	10
Alimentación de tableros	10
Alimentación de corriente Alterna a ventiladores y bombas	10
Control de Interruptores	12
Control de Cuchillas	10
Control general	10
TC de medición	10
TC protección	10
TP medición	12
TP protección	12

Ref. Diseño de Subestaciones Eléctricas, sección 5.13

Art. 37 Referencia

1. ANSI/IEEE 386, "Norma para accesorios con aislamiento en media tensión"
2. NEC, Sección 310; conductores para Cableado en General, Sección 328; Cable de Media Tensión, 2008.
3. SIGET, ACUERDO N° 301-E-2003, Manual de especificaciones técnicas de los materiales y equipos utilizados para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Sección Conductores y Cables pp. 98 – 142, El Salvador, Octubre 2003.
4. DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, José Raul Martín Sección 5.13; Lista de cables, 1987.

CAPÍTULO III

DISTANCIAS ELÉCTRICAS

Art. 38 Se define como distancias eléctricas de diseño, a las distancias de fase a tierra, fase a fase y las distancias de seguridad para circulación de personal, vehículos y equipo dentro de la Subestación⁵.

Art. 39 Subestaciones con conductores flexibles

Para las distancias entre centros de conductores de fases en Subestaciones con conductores flexibles, deberán tomarse en cuenta los aspectos dieléctricos, arreglos adoptados para las Subestaciones, dimensiones, disposición de algunos equipos y condiciones atmosféricas.

Art. 40 Las distancias dadas en las tablas de este capítulo, deben ser utilizadas para elevaciones de hasta 1,000 msnm, para elevaciones mayores deben utilizarse los factores de corrección indicados en la tabla 12.

Tabla 12. Factores de Corrección por Altitud

ALTITUD (msnm)	FACTOR DE CORRECCIÓN
1,000	1.00
1,200	1.02
1,500	1.05
1,800	1.09
2,100	1.12
2,400	1.16
2,700	1.20
3,000	1.25
3,600	1.33

Ref. Design Guide for Rural Substations, Tabla 4-3

⁵ Se utiliza como referencia el ACUERDO 29-E-2000 Sección DISTANCIAS ELÉCTRICAS, emitido por la SIGET.

Art. 41 Distancia Vertical entre conductores de fase

La distancia vertical mínima entre conductores de fase en una Subestación debe ser como lo indicado en la tabla 13.

Tabla 13. Distancia Vertical mínima entre conductores de fase

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES (kV)	DISTANCIA VERTICAL ENTRE CONDUCTORES (m)
4.16	0.41
13.2	0.46
23	0.56

Ref. ACUERDO 29-E-2000, Tabla N° 9, emitido por SIGET

Art. 42 Distancia Horizontal entre conductores de fase

La distancia horizontal mínima entre conductores de fase en una Subestación debe ser como lo indicado en la tabla 14.

Tabla 14. Distancia horizontal mínima entre conductores de fase

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES (kV)	DISTANCIA HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES (m)
4.16	0.30
13.2	0.35
23	0.45

Ref. ACUERDO 29-E-2000, Tabla N° 7, emitido por SIGET

Art. 43 Subestaciones con conductores rígidos

Para las distancias entre centros de conductores de fases en Subestaciones con conductores rígidos, deberán tomarse en cuenta los aspectos dieléctricos, arreglos adoptados para las Subestaciones, dimensiones, disposición de algunos equipos y condiciones atmosféricas.

Art. 44 Distancias mínimas entre fases.

Las distancias mínimas entre fases para conductores rígidos así como también el nivel básico de aislamiento al impulso deben ser como lo indicado en la tabla 15.

Tabla 15. Distancias mínimas entre conductores rígidos.

VOLTAJE NOMINAL (kV)	NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO (BIL) (kV)	DISTANCIA MÍNIMA ENTRE CONDUCTORES RIGIDOS (m)
13.2	110	0.61
23	150	0.76
34.5	200	0.91

Ref. NEMA SG6-2000, Tabla 36-2

Art. 45 Distancias mínimas de seguridad

Se deberá mantener una distancia mínima de seguridad para evitar que ocurran daños personales y materiales por contacto de líneas eléctricas energizadas con personas, equipos, instalaciones o superficies, a una altura y con una distancia horizontal igual o mayor a lo indicado en la tabla 16.

Tabla 16. Distancias mínimas de seguridad a partes energizadas descubiertas

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES (kV)	NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO (BIL) (kV)	DISTANCIA VERTICAL MÍNIMA A TIERRA (m)	DISTANCIA HORIZONTAL A PARTES NO RESGUARDADAS (m)	DISTANCIA MÍNIMA DEL RESGUARDO A PARTES ENERGIZADAS (m)
4.16	95	2.74	1.02	0.150
13.2	110	2.74	1.07	0.180
23	150	3.05	1.14	0.250

Ref. NEMA SG6-2000, Tabla 36-2

Art. 46 Distancia de seguridad para cuchillas seccionadoras

La distancia mínimas de seguridad para cuchillas seccionadoras en posición abierta se muestra en la tabla 17.

Tabla 17. Distancias mínimas de seguridad para cuchillas seccionadoras entre fases.

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES (kV)	MÁXIMO VOLTAJE DE FASE A FASE (kV)	BIL (kV)	DISTANCIA MÍNIMA METAL-METAL CUCHILLAS (m)	CUCHILLAS DESCONECTADORAS DE APERTURA VERTICAL (m)	CUCHILLAS DESCONECTADORAS DE APERTURA LATERAL Y HORIZONTAL (m)
4.16	5.3	95	0.175	0.457	0.750
13.2	15.5	110	0.305	0.610	0.762
23	25.8	150	0.381	0.762	0.914

Ref. Design Guide for Rural Substations, Section 4.9 “Electrical clearances”

Art. 47 Referencia

1. ANSI C37.32-2002, American National Standard for High Voltage Switches, Bus Supports, and Accessories Schedules of Preferred Ratings, Construction Guidelines, and Specifications, p. 16 New York, March 2002.
2. RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 4.9, Electrical Clearances, pp. 153-157, United States June 2001.
3. SIGET, ACUERDO N° 29-E-2000, Normas técnicas de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctrica. Título II, Capítulo II pp. 7 – 29, El Salvador, Junio 2000.
4. NEMA SG6 Power Switching Equipment, p.13, 2000.

CAPÍTULO IV

FUSIBLES

Art. 48 El fusible es un dispositivo de protección destinado a interrumpir el circuito eléctrico al ser afectado por una sobrecorriente que puede poner en peligro los equipos e instalaciones del sistema.

Art. 49 Condiciones ambientales de diseño

Los fusibles a utilizar en las Subestaciones de Media Tensión deberán cumplir las características ambientales según el acuerdo 301-E-2003 o el que lo reemplace de la sección 1.07 FUSIBLES, emitido por SIGET.

Art. 50 Características eléctricas generales

Estas especificaciones estarán aplicadas a fusibles arriba de 600 voltios, en fusibles de potencia Tipo “E” y de sistemas de distribución Tipo “T”.

50.1 Para la selección del fusible deberá tenerse presente las siguientes características eléctricas:

- a) Voltaje nominal.
- b) Capacidad de interrupción.
- c) Capacidad de sobre Carga.

50.2 Se deberá tomar en cuenta la Coordinación de protección con dispositivos aguas arriba (relés, recerradores, interruptores o fusibles) y aguas abajo (fusibles), para la especificación de un fusible.

50.3 Los fusibles de potencia podrán utilizarse para la protección de transformadores de capacidad menores o iguales a 10 MVA, bancos de capacitores, y transformadores de servicio.

50.4 Para que la protección del transformador de potencia sea efectiva debe cumplir los siguientes requisitos:

- a) El fusible debe operar en condiciones de sobrecarga y cortocircuito en el transformador, aislándolo del sistema de distribución.
- b) El fusible debe soportar una corriente transitoria de magnetización o corriente de inrush.
- c) El fusible debe soportar continuamente sin fundirse, la misma sobrecarga que el transformador sea capaz de admitir sin perjudicar su vida útil.

Art. 51 Fusibles tipo “T”

51.1 Los fusibles tipo “T” de elemento lento o retardado deberán utilizarse para protección del transformador de servicio de la Subestación.

51.2 Los valores continuos de corriente y voltaje de las unidades de fusible, para uso en cartucho son:

- a) Valores de corriente: 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140 y 200 amperios.
- b) Valores de Voltaje: Los valores máximos de voltaje para las unidades en uso son: 15, 27 y 38 kV.

51.3 El tiempo de fusión por corriente, para un valor mínimo o máximo de corriente requerido se determina de acuerdo a los siguientes puntos:

- a) Hasta 300 segundos para una circulación de corriente de sobrecarga a través del fusible de 100 amperios nominales, tendrá un valor de 200% a 240% de corriente mayor del valor nominal de la unidad.
- b) Debajo de 600 segundos para una circulación de corriente de sobrecarga a través del fusible de 140 a 200 amperios nominales, tendrá un valor de 221% a 288% de corriente mayor del valor nominal de la unidad.
- c) Para otros valores de tiempo, se encuentran en la tabla 18.

Tabla 18. Tiempo de fusión por corriente, fusible tipo “T”

VALOR CONTINUO CORRIENTE (A)	300 – 600 SEGUNDOS CORRIENTE DE FUSIÓN		10 SEGUNDOS CORRIENTE DE FUSIÓN		0.1 SEGUNDOS CORRIENTE DE FUSIÓN	
	Mínimo (A)	Máximo (A)	Mínimo (A)	Máximo (A)	Mínimo (A)	Máximo (A)
6	12	14.4	15.5	23	120	144
10	19.5	23.4	26.5	40	224	269
15	31	37.2	44.5	67	388	466
25	50	60	73.5	109	635	762
40	80	96	120	178	1,040	1,240
65	128	153	195	291	1,650	1,975
100	200	240	319	475	2,620	3,150
140	310	372	250	775	4,000	4,800
200	480	576	850	1275	6,250	7,470

ANSI/C37.42-1996, Tabla 7

Art. 52 Fusibles de potencia tipo “E”

Los fusibles tipo E son fusibles limitadores de corriente y podrán ser utilizados para proteger alimentadores, transformadores de potencia y transformadores de potencial.

52.1 Los valores continuos de corriente y voltaje de las unidades de fusible, para uso en cartucho, Tipo “E”, son:

- a) Valores de corriente: 0.5, 1, 2, 3, 5, 7, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 200, 250, 300 y 400 amperios.
- b) Valores Máximos de Voltaje: 5.1, 5.5, 8.3, 15, 15.5, 25.8, 25.8, 38, 48.3 Kilovoltios.

52.2 Requerimientos eléctricos de Intercambio

Esta característica se refiere, al tiempo de fusión o accionamiento mínimo y máximo de corriente que necesita el fusible para fundirse de acuerdo a los siguientes puntos:

- a) El elemento con un rango menor hasta 100 amperios, se fundirá en 300 segundos, el valor de la corriente será en rms y tendrá un valor de 200% a 240% de corriente mayor del valor de la unidad.

- b) El elemento con un rango mayor de 100 amperios, se fundirá en 600 segundos, el valor de la corriente será en rms y tendrá un valor de 200% a 264% de corriente mayor del valor de la unidad.
- c) La característica del tiempo de fusión por corriente, para cualquier valor de corriente arriba del 200% al 240%, deberá ser publicada por el fabricante detallando los cambios y curvas de comportamiento

52.3 Los fusibles de potencia deberán cumplir la prueba de voltaje tipo impulso y de frecuencia industrial (Seco y Húmedo) como lo indica la tabla 19.

Tabla 19. Pruebas de voltaje para fusibles de potencia.

VOLTAJE MÁXIMO NOMINAL (kV) RMS	VOLTAJE MÍNIMO DE PRUEBA kV RMS		
	BIL 1.2/50 μs	FRECUENCIA INDUSTRIAL	
		SECO 1 MINUTO	HÚMEDO 10 SEGUNDOS
8.25	95	35	30
15.5-17.2	110	50	45
23.0-27.0	150	70	60

Ref. ANSI C37.46-2000, Tabla 3.

Art. 53 Ubicación

53.1 El fusible de potencia se colocará en el lado primario del transformador de potencia para protegerlo, con el fin de evitar efectos térmicos, cuando quede sometido a corrientes de cortocircuito o sobrecargas considerables.

53.2 Deberá colocarse un fusible de potencia para proteger el transformador de potencial.

53.3 Deberá colocarse un fusible de distribución para proteger el transformador de servicios auxiliares.

Art. 54 Referencia

1. ANSI C37.42-1996, "Specification for High-Voltage Expulsion Type Distribution Class Fuses, Cutouts, Fuse Disconnecting Switches and Fuse Links", New York, June 1997.
2. ANSI C37.46-2000, "For High Voltage Expulsion and Current-Limiting Type Power Class Fuses and Fuse Disconnecting Switches", New York, May 2000.
3. Electric Power Substation Engineering, second edition, Section 4.6 Power Fuses, John D. McDonald, 2006
4. SIGET, ACUERDO N° 301-E-2003, Manual de especificaciones técnicas de los materiales y equipos utilizados para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Sección Fusibles pp. 32 - 34, El Salvador, Octubre 2003.

CAPÍTULO V

HERRAJES

Art. 55 Las especificaciones serán de cumplimiento obligatorio, para todos los materiales eléctricos de acero estructural, galvanizados por inmersión en caliente. La aceptación o rechazo de los materiales se hará basándose en los requisitos establecidos por el ACUERDO No. 301 E-2003, SECCION 5 “HERRAJES”, emitido por SIGET.

Art. 56 Herrajes especiales.

Para el diseño de Subestaciones con barras tubulares se deberá utilizar accesorios especiales tomando en consideración los requisitos establecidos en la norma NEMA CC1-2002 “Electric Power Connection for Substations”

CAPÍTULO VI

INTERRUPTORES DE POTENCIA

Art. 57 Un interruptor de potencia es un dispositivo de protección cuya función consiste en interrumpir la conducción de corriente en un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, bajo condiciones de cortocircuito.

Art. 58 Tipos de interruptores.

58.1 Según la construcción de su tanque los interruptores de potencia a utilizar en una Subestación son:

- a) Tipo Tanque Muerto: La cámara de interrupción es colocada en una envolvente de metal aterrizada y los transformadores de corriente son montados directamente a las boquillas.
- b) Tipo Tanque Vivo: La cámara de interrupción es colocada dentro del aislador y los transformadores de corriente son colocados separadamente del interruptor.

58.2 Según la forma de extinguir el arco los interruptores de potencia a utilizar en una subestación son:

- a) Interruptor en Vacío: La energía del arco eléctrico se disipa en el vacío.
- b) Interruptor en Hexafluoruro de Azufre (SF₆): La energía de arco se disipa en el gas SF₆.

Art. 59 Características Generales

59.1 Los interruptores deben poseer un gabinete de control local para operación manual.

59.2 Para interruptores en SF₆, cuando la presión del gas disminuya quedando por debajo de los valores normales de operación, el equipo debe de disponer de un sistema, que permita dar alarma y bloqueo.

59.3 Los interruptores de potencia deben utilizarse para la protección de transformadores de potencia mayores a 10 MVA o según lo disponga el diseñador para potencias menores.

Art. 60 Características Eléctricas Generales

60.1 Para la especificación de interruptores de potencia se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- Voltaje nominal
- Voltaje Máximo Nominal
- Corriente nominal
- Capacidad nominal de interrupción simétrica y asimétrica
- Corriente nominal de cierre en cortocircuito
- Corriente nominal de tiempo corto

60.2 Las características eléctricas de voltajes y corrientes para los interruptores de potencia, se indican en la tabla 20.

Tabla 20. Valores nominales de voltaje y corriente para interruptores de potencia.

VOLTAJE MÁXIMO kV RMS	CORRIENTE NOMINAL CONTINUA AMPERIOS RMS	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO Y CORTO TIEMPO kA RMS	VOLTAJE SOPORTADO A FRECUENCIA INDUSTRIAL kV RMS		BIL 1.2/50µS kV RMS
			SECO 1 MIN	HUMEDO 10 S	
15.5	600, 1200	12.5	50	45	110
15.5	1200, 2000	20.0	50	45	110
15.5	1200, 2000	25.0	50	45	110
15.5	1200, 2000, 3000	40.0	50	45	110
25.8	1200, 2000	12.5	60	50	150
25.8	1200, 2000	25.0	60	50	150
38.0	1200, 2000	16.0	80	75	200
38.0	1200, 2000	20.0	80	75	200
38.0	1200, 2000	25.0	80	75	200
38.0	1200, 2000	31.5	80	75	200
38.0	1200, 2000, 3000	40.0	80	75	200

Ref. ANSI/IEEE Std. C37.06-1997 Tabla 2, Tabla 4.

Art. 61 Mecanismos de operación

61.1 El mecanismo de operación será efectuado mediante un motor eléctrico y manualmente en caso de indisponibilidad del motor.

61.2 El mecanismo de operación siempre deberá permitir que el interruptor pueda ser abierto bajo cualquier circunstancia.

61.3 El Interruptor de Potencia podrá ser operado eléctricamente en forma remota o local. Cuando se opere localmente deberá de contar con un sistema de bloqueo que impida las operaciones remotas.

Art. 62 Ubicación

62.1 El interruptor de potencia se utilizará en el lado primario del transformador para evitar efectos térmicos, cuando quede sometido a corrientes de cortocircuito o sobrecargas considerables.

62.2 Se utilizará un interruptor de potencia entre el secundario del transformador y el bus de media tensión, el cual será utilizado para la protección de dicho bus.

62.3 Se debe utilizar un interruptor de potencia en los circuitos de salida de una subestación, tomando en consideración el nivel de cortocircuito existente en dicha salida.

Art. 63 Referencia

- 1 ANSI Std. C37.06-2000, AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis Preferred Ratings and Related Required Capabilities.

CAPÍTULO VII

PARARRAYOS

Art 64 Se denominan en general pararrayos a todos aquellos dispositivos destinados a absorber los sobrevoltajes producidos por descargas atmosféricas, fallas y maniobras.

Art 65 Condiciones ambientales de operación

Los pararrayos a utilizar en las Subestaciones de MT deberán cumplir las características ambientales indicadas en el acuerdo 301-E-2003, sección 4.06 PARARRAYOS, emitido por SIGET.

Art 66 Clases de Pararrayos

De acuerdo a la capacidad de la Subestación los pararrayos a utilizar pueden ser:

- a) Clase Estación: Para Subestaciones con potencia mayor o igual a 10MVA
- b) Clase Intermedia: Para Subestaciones con rangos de potencia menores a 10MVA

Art 67 Características de diseño

67.1 Los pararrayos deberán ser del tipo Oxido Metálico, para ser instalado a la intemperie.

67.2 Los pararrayos deben estar herméticamente sellados para prevenir la entrada de humedad; el material sellante no deberá deteriorarse bajo condiciones normales de operación.

67.3 El conductor de puesta a tierra del Pararrayos deberá unirse a la malla de puesta a tierra en un punto común⁶.

67.4 La red de tierra del pararrayo se construirá independiente de la de la subestación, pero unida a ésta.

⁶ El sistema de puesta a tierra de un pararrayo se detalla en el capítulo XII “Sistema de Puesta a Tierra” de este documento.

Art 68 Características Eléctricas Generales

68.1 Las características eléctricas a tomar en cuenta para la especificación de un pararrayos son:

- a) Voltaje Nominal
- b) Voltaje Máximo Nominal
- c) Voltaje Nominal de Ciclo de Trabajo (*Duty cycle*)
- d) Voltaje Máximo de Operación Continuo (MCOV)
- e) Sobrevoltajes Temporales (TOV)
- f) Corriente de Descarga

68.2 Los Voltajes Nominales de Ciclo de Trabajo estándar para los pararrayos tipo estación e intermedio de oxido metálico y su correspondiente Voltaje Máximo de Operación Continuo (MCOV) deberán ser como se muestran en las tablas 21 y 22.

Tabla 21. Voltajes nominales de operación para pararrayos tipo estación oxido metálico.

VOLTAJE FASE-FASE (kV RMS)	VOLTAJE FASE-TIERRA (kV RMS)	VOLTAJE DE CICLO DE TRABAJO (kV RMS)	MCOV (kV RMS)	BIL (kV)
4.16	2.40	3	2.55	95
13.2	7.62	10	8.40	110
23	13.27	24	19.50	150

Ref. ANSI/IEEE Std. C62.22-1991, Tabla 1.

Tabla 22. Voltajes nominales de operación para pararrayos tipo intermedio oxido metálico.

VOLTAJE L-L (kV RMS)	VOLTAJE L-G (kV RMS)	CICLO DE TRABAJO (kV RMS)	MCOV (kV RMS) MINIMO
4.16-169	2.40-97.57	3-144	2.8-98

Ref. ANSI/IEEE Std. C62.22-1991, Tabla 1.

Art 69 Ubicación

69.1 Los pararrayos en una subestación deben instalarse lo más próximos posible a los equipos que se desean proteger.

69.2 Deberá instalarse un pararrayos en todo cambio de medio de transmisión de aéreo a subterráneo.

69.3 Los alimentadores de entrada de una Subestación de MT así como sus salidas deberán de protegerse con pararrayos.

Art 70 Referencia

1. IEEE Std. C62.22, “Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems.”
2. RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 5.8, Surge Arrester, pp. 323-357, United States June 2001.
3. SIGET, ACUERDO N° 301-E-2003, Manual de especificaciones técnicas de los materiales y equipos utilizados para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Sección 4.06 Pararrayos pp. 191 – 198, El Salvador, Octubre 2003.

CAPÍTULO VIII

RECERRADOR

Art. 71 Es un dispositivo de protección con control automático utilizado para interrumpir y volver a cerrar automáticamente un circuito de corriente alterna en caso de falla.

Art. 72 Características generales

72.1 Los recerradores a utilizar para la protección de una Subestación deben ser de apertura trifásica - bloqueo trifásico.

72.2 El medio de interrupción deberá ser en gas Hexafluoruro de azufre (SF₆) y/o vacío.

72.3 Los recerradores deben estar provistos de un juego de transformadores y/o sensores de corriente tipo bushing.

72.4 La estructura de montaje debe ser tipo Subestación.

72.5 Las estructuras metálicas de soporte deberán cumplir con el ACUERDO 301-E-2003, emitido por SIGET.

Art. 73 Características eléctricas

73.1 Para la especificación de recerradores se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- Voltaje nominal
- Voltaje Máximo Nominal
- Corriente nominal
- Capacidad nominal de interrupción simétrica
- Curvas tiempo – corriente
- Secuencia de operación

73.2 Las características eléctricas nominales de recerradores se muestra en la tabla 23.

Tabla 23. Características eléctricas nominales de recerradores.

VOLTAJE MÁXIMO kV RMS	CORRIENTE NOMINAL CONTINUA AMPERIOS RMS	CORRIENTE DE INTERRUPCION SIMETRICA kA RMS	VOLTAJE SOPORTADO A FRECUENCIA INDUSTRIAL kV RMS		BIL 1.2/50µS kV RMS
			SECO 1 MIN	HUMEDO 10 S	
15.5	200	2.0	50	45	110
15.5	400	6.0	50	45	110
15.5	560	12.0	50	45	110
15.5	800	12.0	50	45	110
15.5	560	16.0	50	45	110
15.5	800	16.0	50	45	110
15.5	1,120	16.0	50	45	110
27.0	560	10.0	60	50	125
38.0	560	16.0	70	60	150

ANSI/IEEE Std. C37.60-1981 Tabla 4.

Art. 74 Mecanismos de operación

74.1 El mecanismo de operación deberá ser mediante un motor eléctrico, para la apertura y cierre de los contactos.

74.2 El recerrador podrá ser operado eléctricamente en forma remota, debido a su flexibilidad en cuanto al manejo de la característica corriente tiempo y las secuencias de operación.

74.3 Si el recerrador se encuentra en la posición abierto – enclavado la operación de cierre debe ser manual desde el panel de control.

Art. 75 Ubicación

75.1 Se ubicará un recerrador colector entre el secundario del transformador y el bus de MT, el cual será utilizado para la protección de dicho bus considerando que el nivel de cortocircuito no exceda los límites establecidos por el recerrador.

75.2 Se ubicará un recerrador como el dispositivo de protección principal por cada circuito de salida de la Subestación tomando en cuenta el nivel de cortocircuito disponible en cada salida.

75.3 En Subestaciones de Conmutación se ubicará un recerrador en cada circuito de alimentación así como también en los circuitos de salida tomando en cuenta el nivel de cortocircuito disponible en la Subestación.

Art. 76 Referencia

- 1 ANSI/IEEE Std. C37.60-1981. "Requirements for Automatic Circuit Reclosers for Alternating-Current Systems"
- 2 RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 5.9, Automatic circuit reclosers, pp. 357-376, United States June 2001.

CAPÍTULO IX

RELEVADORES

Art. 77 Los relevadores son dispositivos que se utilizan para detectar fallas en las líneas o en equipos, e iniciar la operación de los dispositivos de interrupción para aislar la falla.

Art. 78 Los relevadores para protección según su construcción podrán ser:

- a) Relevadores de Estado Sólido⁷
- b) Relevadores Microprocesados

Art. 79 Identificación de relevadores para protección

Los números ANSI de relevadores utilizados para la protección de Subestación con la respectiva función que cada número representa, se muestran en la tabla 24.

Tabla 24. Números para protección por relevadores

NUMERO DE FUNCIÓN DEL RELEVADOR	FUNCIÓN DE PROTECCIÓN
25	Sincronización
27	Bajo voltaje
49	Sobrecarga térmica
50	Instantáneo de sobrecorriente
51	Temporizado de sobrecorriente
52	Interruptor
57	Corto circuito
59	Sobre voltaje
63	Sobre presión
79	Recierre
81	De frecuencia (baja o alta frecuencia)
86	De Bloqueo (multicontacto)
87	Diferencial

Ref. IEEE std. C37.2-1996

⁷ Los relevadores electromecánicos han sido reemplazados por los relevadores de estado sólido, este último cuenta con velocidades más altas y mayor sensibilidad alcanzando tiempos de operación de 5 a 8 ms

79.1 Las letras sufijas comúnmente aplicadas a cada número ANSI de relevadores se muestran en la tabla 25, estos sufijos denotan el elemento que es protegido o la aplicación.

Tabla 25. Letras sufijo comúnmente utilizadas, aplicadas a las funciones de los relevadores.

LETRA SUFIJA	APLICACIÓN DEL RELEVADOR ⁸
A	Solo alarma
B	Protección de Bus
G	Protección de falla a tierra
F	Protección de fase o línea
N	Protección de falla a tierra (bobina del relevador conectada al circuito residual del TC) ⁹
T	Protección del Transformador

Ref. IEEE std. C37.2-1996,

Art. 80 Protección del transformador

El transformador deberá disponer de protecciones primarias y de respaldo con el fin de proporcionar un alto grado de seguridad.

80.1 **Protección primaria:** para la protección primaria del transformador se hará uso de los siguientes relevadores:

- a) Protección Diferencial (87T): Se utilizará protección diferencial para cada una de las fases, considerando el tipo de pendiente (15-25-30-40-50%) y con restricción armónica.
- b) Protección Buchholz (63): Todos los transformadores que tengan tanque conservador de nivel de aceite deben traer la protección de Buchholz.
- c) Protección contra sobre Temperatura (49T): Este es un relevador de imagen térmica que también se utiliza para iniciar la operación de los ventiladores y/o de

⁸ Ejemplos:

1. 87T, protección diferencial del transformador.
2. 51G, Relevador temporizado de sobrecorriente aplicado para la protección de fallas a tierra.
3. 87B, protección diferencial de bus.

⁹ El sufijo N es preferido cuando el dispositivo es conectado en forma residual de un circuito polifásico, el sufijo G es preferido cuando la cantidad medida se hace en un camino a tierra o en el caso de detectores de falla a tierra.

las bombas de aceite para aumentar la capacidad de enfriamiento del transformador.

- d) Protección contra bajo y alto voltaje (27 y 59 respectivamente): Funciona cuando la tensión desciende o asciende de un valor predeterminado.
- e) Protección temporizada de sobrecorriente (51): Funciona cuando la corriente de un circuito excede de un valor predeterminado.

80.2 Protección de respaldo: En caso que las protecciones primarias no respondan ante alguna falla se deberá de proveer de protecciones de soporte.

- a) La protección de respaldo contra fallas del transformador generalmente se usarán relevadores de sobrecorriente de fase instantáneo y temporizado (50/51)
- b) En conexiones de estrella sólidamente aterrizado para la protección de fallas a tierra se utilizara un relevador de sobrecorriente (51G).
- c) Para la detección de fallas a tierra en Subestaciones de Transformación y Referencia se utilizará un relevador de sobrecorriente 51N

Art. 81 Protección de buses y Líneas de distribución.

En las Subestaciones entran y salen líneas de alimentación, por lo que la protección de estas debe considerarse como parte del esquema de protecciones en una Subestación.

81.1 Protección líneas. La protección primaria de las líneas se hará por medio de los siguientes relevadores:

- a) Relevadores de sobrecorriente de fase instantáneo y temporizado (50/51)
- b) Relevadores de sobrecorriente de tierra con elemento instantáneo y temporizado (50N/51N).

- c) relevador de recierre (79)

81.2 **Protección de buses.** La protección de buses es de especial importancia ya que de ellos surgen las derivaciones de circuitos de salida, su protección debe considerarse especialmente cuando se dispone de varias salidas. La protección debe realizarse con forme a lo siguiente:

- a) Protección diferencial de Bus (87B), cuando se disponga de más de tres salidas alimentadas por el mismo bus.
- b) Protección de sincronización (25), cuando se disponga de varias fuentes de alimentación.
- c) Direccional de corriente (67), cuando se disponga de varias fuentes de alimentación.

Art. 82 Referencia

1. IEEE C37.2-1996 'IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations'
2. IEEE C37.90-1989 'IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus'
3. IEEE C37.91-2000 'Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers'
4. IEEE 242 'IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems'

CAPÍTULO X

SECCIONADORES

Art. 83 Los seccionadores o cuchillas son aparatos mecánicos para seccionalizar, desconectar líneas y diversos equipos que componen una Subestación con la finalidad de realizar maniobras de operación o de mantenimiento.

Art. 84 Condiciones ambientales de operación

Los seccionadores a utilizar en las Subestaciones de MT deberán cumplir las características ambientales indicadas en el acuerdo 301-E-2003, sección 4.02 SECCIONADORES, emitido por SIGET.

Art. 85 Tipos de Seccionadores

85.1 Seccionador de puesta a tierra

Se deberá utilizar un seccionador de puesta a tierra¹⁰, para conectar a tierra parte de un circuito, con la finalidad de garantizar la seguridad del personal de mantenimiento de la Subestación.

85.2 Seccionador de bypass

Se deberá utilizar un seccionador de bypass¹¹, para garantizar la continuidad del suministro eléctrico, cuando se realizan actividades de mantenimiento de los interruptores y recerradores.

Art. 86 Características Eléctricas Generales

86.1 Para especificar un seccionador se deben tomar en cuenta las siguientes características eléctricas:

- a) Voltaje Nominal.
- b) Voltaje Máximo Nominal.
- c) Nivel Básico de Aislamiento al Impulso.

¹⁰ La ubicación de los seccionadores se indican en el artículo 89 de este capítulo

¹¹ IDEM.

- d) Corriente Nominal.
- e) Capacidad Interruptiva

86.2 Las características eléctricas de voltajes y corrientes que pueden soportar los seccionadores, se indican en las tablas 26 y 27.

Tabla 26. Voltajes nominales y de prueba para seccionadores aislados en aire

VOLTAJE MÁXIMO NOMINAL (kV) RMS	VOLTAJE NOMINAL DE PRUEBA kV RMS		
	BIL 1.2/50 μ s	FRECUENCIA INDUSTRIAL	
		SECO 1 MINUTO	HUMEDO 10 SEGUNDOS
8.25	95	35	30
15.5	110	50	45
25.8	150	70	60
38	200	95	80

Ref. ANSI Std. C37.32-1996, Tabla 1.

Tabla 27. Corrientes nominales y de prueba para seccionadores aislados en aire.

CORRIENTE NOMINAL (A) RMS	CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA (kA) RMS	CORRIENTE MOMENTÁNEA DE TRES SEGUNDOS (SIMÉTRICA) ¹² (kA) RMS
600	40	25
1,200	61	38
1,600	70	43
2,000	100	63
3,000	120	75
4,000	120	75

Ref. ANSI Std. C37.32-1996, Tabla 3.

Art. 87 Mecanismo de operación

87.1 El mecanismo de operación de los seccionadores debe poseer indicadores de estado abierto y cerrado.

¹² La corriente de tres segundos, es la corriente rms momentánea total, incluyendo cualquier componente DC, que el seccionador requiere transportar durante tres segundos. Se obtiene dividiendo el número de momentánea por 1.6

87.2 En los estados de abierto y cerrado, el mecanismo de operación debe quedar bloqueado, de tal manera que agentes externos¹³ no cambien su estado.

87.3 El mecanismo de operación de los seccionadores debe estar conectado a tierra.

Art. 88 Accionamientos

88.1 El accionamiento de los seccionadores podrá ser manual o eléctrico tripolar. Las especificaciones de operación dependerán del accionamiento seleccionado.

88.2 El accionamiento manual de los seccionadores se ejecutará a palanca, ésta debe estar localizada a un metro de altura sobre el piso y debe tener un sistema de bloqueo, para evitar un accionamiento involuntario.

88.3 El accionamiento eléctrico de los seccionadores puede ser operado remota o localmente.

88.4 Los seccionadores de puesta a tierra deberán tener exclusivamente accionamiento local.

Art. 89 Ubicación

89.1 Un seccionador se instalará a la entrada y salida de los dispositivos de protección de preferencia en un mismo plano y a la misma altura.

89.2 Se permitirá la utilización de seccionadores de bypass, en los dispositivos de protección a la entrada de una Subestación, con el fin de mantener la continuidad del servicio cuando se realicen actividades de mantenimiento o remplazo del equipo, en los casos en que no se posean circuitos de respaldo.

89.3 Se permitirá la utilización de seccionadores de bypass en los dispositivos de protección en cada circuito de salida de una Subestación, con el fin de mantener la continuidad del servicio.

¹³ Entiéndase por agentes externos los vientos, vibraciones, maniobras involuntarias o cualquier otra circunstancia que pueda alterar el estado de los seccionadores.

89.4 Los seccionadores de puesta a tierra, por razones de seguridad del personal, se deben instalar en los alimentadores de entrada y salida de una Subestación, también cuando se disponga de banco de condensadores para ejercer la función de descarga de estos.

Art 90 Referencia

1. ANSI C37.32-2002, American National Standard for High Voltage Switches, Bus Supports, and Accessories Schedules of Preferred Ratings, Construction Guidelines, and Specifications, New York, March 2002.
2. RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 5.7, Air Switches, pp. 298-323, United States June 2001.
3. SIGET, ACUERDO N° 301-E-2003, Manual de especificaciones técnicas de los materiales y equipos utilizados para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Sección Cuchillas pp. 164 – 182, El Salvador, Octubre 2003.

CAPÍTULO XI

SERVICIOS AUXILIARES

Art. 91 El sistema de servicios auxiliares está conformado por todos aquellos servicios requeridos que permiten garantizar la calidad y continuidad de suministro a las áreas de control y supervisión de la Subestación.

Art. 92 El sistema de servicios auxiliares de una Subestación deberá estar compuesto como mínimo por los siguientes elementos:

- a) Transformador de Servicio Propio
- b) Sistema de Iluminación
- c) Sistema de Corriente Continua
- d) Sistema SCADA

Art. 93 Transformador de Servicio Propio

El Transformador de servicio propio deberá cumplir los siguientes requerimientos:

- a) Los transformadores de servicio propio podrán ser del tipo distribución inmersos en aceite o del tipo pad mounted.
- b) La capacidad del transformador de servicio propio deberá ser especificada, para suplir la carga demandada por los siguientes dispositivos:
 - Ventiladores de enfriamiento del transformador de potencia
 - Sistema de iluminación
 - Cargador de baterías
 - Aires acondicionados
 - Equipos eléctricos de mantenimiento
- c) El transformador de servicio propio deberá ser ubicado en un sitio accesible para su mantenimiento, sin afectar la continuidad de la Subestación y con el menor peligro para el personal de mantenimiento de la Subestación.
- d) El transformador de servicio propio, del tipo distribución, deberá instalarse en una estructura independiente de las estructuras o postes de la Subestación.

Art. 94 Sistema de Iluminación

El sistema de iluminación deberá ser capaz de proveer a los diferentes locales y zonas de la Subestación, iluminación suficiente para realizar las inspecciones y operaciones de mantenimiento necesarias.

94.1 El sistema de iluminación deberá cumplir los siguientes requerimientos:

- a) Los niveles de iluminación del alumbrado deberán cumplir con los valores indicados en la tabla 28.
- b) La iluminación interior comprende la sala de tableros y sala de baterías, las cuales deben cumplir los siguientes requerimientos:
 - La iluminación en la sala de tableros, se deberá hacer en base a los niveles de iluminación indicados en la tabla 28.
 - La sala de tableros deberá poseer un sistema de iluminación de emergencia con alimentación de corriente directa independiente.
 - Las lámparas que se instalen en la sala de baterías deberán ser a prueba de explosión y sus interruptores deben estar fuera del cuarto para evitar incendios o explosiones por chispas al ser operados.
- c) La iluminación exterior deberá cumplir con los siguientes criterios de diseño:
 - La iluminación exterior de la Subestación eléctrica comprende todas las zonas de tensión eléctrica (bahías de entrada y salida, banco de transformación y otras áreas fuera de la caseta de control).
 - El nivel mínimo de iluminación en la subestación por bahía y aérea de transformación debe ser de 30 luxes.
 - Deben emplearse unidades de vapor de sodio o aditivos metálicos con una potencia de 250 a 400 watts a 220Vca.
 - Los reflectores deben distribuirse correctamente en el área perimetral para proporcionar una iluminación uniforme de la Subestación, se recomienda la ubicación de estas en estructuras o postes independientes.
 - El alumbrado debe ser controlado en forma manual desde el tablero de servicios propios en la caseta de control y/o automática por medio de contactores y fotoceldas.

- En el acceso principal de la Subestación eléctrica se deberá de instalar lámparas en cada extremo de la reja y/o portón.

Tabla 28. Niveles de iluminación requeridos en las diferentes áreas de la subestación.

ÁREA	NIVEL DE ILUMINACIÓN (LUX)	
	PREFERIBLE	MININO
Iluminación interior		
Sala de baterías	200	100
Sala de tableros:		
a) cara vertical de tableros	500	300
b) cara posterior de los tableros	100	60
c) pasillos	100	60
d) Alumbrado de emergencia	60	30
Iluminación exterior		
Zona de equipo instalado y de paso:		
a) Iluminación general horizontal	30	20
b) Iluminación general vertical (sobre los equipos)	30	20
Entrada caseta de control	100	60
Cerca o alambrado perimetral	30	20

Ref. Niveles de iluminación recomendados por Illuminating Engineering Society.

Art. 95 Sistema de Corriente Continua (DC)

95.1 El sistema de corriente continua debe estar compuesto por el cargador y el banco de baterías, cuya función es para la alimentación de los siguientes dispositivos:

- Relevadores
- Control de los interruptores de MT
- Control de los seccionadores
- Equipo de radiocontrol
- Lámparas piloto
- Alarmas

95.2 Las características generales que deben cumplir el cargador y banco de baterías son:

- a) La energía eléctrica en corriente continua suministrada por el cargador y banco de baterías debe ser libre de distorsiones armónicas (ruidos, pulsos, transitorios, entre otros) y aislada eléctricamente de la fuente de suministro de corriente alterna.
- b) El sistema de corriente directa debe ser capaz de mantener los rangos de voltaje mostrados en la tabla 29, el equipo de la Subestación debe ser capaz de operar con uno o más de los rangos de voltaje de alimentación mostrados en la tabla.
- c) El cargador de baterías se debe instalar en el cuarto de control de instrumentos o sala de tableros.

Tabla 29. Tensión nominal del sistema de corriente continúa.

VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA (Vcc)	VOLTAJE MÍNIMA DEL SISTEMA (Vcc)	VOLTAJE MÁXIMA DEL SISTEMA (Vcc)
12	9.6	14
24	19.2	28
48	38.4	56
110	88	123
125	100	140
220	176	246
250	200	280

Ref. Design Guide for Rural Substations, Tabla 5-26

95.3 El cargador de baterías deberá especificarse considerando los siguientes requerimientos:

- a) Alimentar el consumo constante de amperios en corriente continua.
- b) Cargar la batería (carga de igualación).
- c) Mantener cargada la batería (carga de flotación).
- d) Sistema de medición, alarmas y protecciones.

95.4 El cargador de baterías deberá contar con el siguiente sistema de medición digital:

- a) Amperímetro de corriente continúa.
- b) Voltímetro de corriente continúa.
- c) Voltímetro de corriente alterna de entrada

95.5 El cargador de baterías deberá contar con el siguiente sistema de alarmas visuales y audibles mínimas:

- a) Falla del cargador.
- b) Falla de corriente alterna
- c) Sobrecarga en batería.
- d) Falla a tierra positivo
- e) Falla a tierra negativo
- f) Alta y baja tensión en batería.

95.6 El cargador de baterías deberá contar con la siguiente señalización en el panel frontal.

- a) Encendido, apagado
- b) Presencia o ausencia de corriente alterna
- c) Carga rápida y de flotación
- d) Batería en operación

95.7 El banco baterías deberá estar compuesto de baterías tipo estacionarias y podrán ser baterías alcalinas (Ni-Cd) o plomo ácido (Pb-Ca).

95.8 El bastidor para montaje del banco de baterías deberá cumplir las siguientes especificaciones:

- a) Deberá estar formado por escalones y debe tener un arreglo tal que permita la toma de lecturas de voltaje e inspección de nivel del ácido.
- b) Deberá ser para montaje directo sobre el piso y contar con conector a tierra.
- c) Deberá contar con la rigidez mecánica para soportar el peso y estabilidad de las baterías y diseñado de acuerdo a la zona sísmica donde se va a instalar.

95.9 La capacidad de las baterías se deberá determinar en base a la carga a alimentar, más un 20 por ciento para aplicaciones futuras, de tal forma que permita alimentar la carga de corriente continua por un tiempo mínimo de 8 horas.

Art. 96 Sistema SCADA

96.1 El sistema SCADA deberá contener una computadora principal o master (MTU), una o más unidades de control obteniendo datos de campo (RTU's) y una colección de software estándar para monitorear y controlar remotamente dispositivos de la subestación.

96.2 La MTU deberá estar ubicada en la estación de control de la compañía distribuidora.

96.3 La/s RTU deberán estar ubicadas en las Subestaciones de Media Tensión.

96.4 El sistema SCADA será utilizado para la supervisión de la Subestación, permitiendo el control de los interruptores, recerradores y cuchillas motorizadas.

96.5 El sistema SCADA deberá especificarse considerando la incorporación de nuevos dispositivos, para posibles expansiones en la Subestación, sin la necesidad de realizar cambios susceptibles al sistema.

96.6 El sistema SCADA deberá proporcionar la siguiente información a la interfaz humano-máquina (IHM):

- a) Presentación de diagramas unifilares de protección de las Subestaciones
- b) Cuadro de alarmas presentes
- c) Manejo de puntos virtuales
- d) Estadísticas de rendimiento de comunicación
- e) Estadísticas por punto
- f) Condiciones generales de la Subestación
- g) Pantalla de control de interruptor
- h) Estado de los interruptores, funciones de protección y grupo de ajustes activos.
- i) Potencia activa, reactiva y factor de potencia.
- j) Estado operativo del recierre (habilitado/bloqueado).
- k) Alarmas de los equipos de la Subestación.

96.7 El sistema SCADA deberá deshabilitarse cuando se realicen trabajos de mantenimiento en las Subestaciones, activándose únicamente el mando local de operación de los dispositivos.

Art. 97 Referencia

1. IEEE 1115(2000), “IEEE Recommended practice for sizing nickel-cadmium batteries for stationary applications
2. IEEE 485 “Recommended Practice for Sizing Lead Storage Batteries for Generating Stations and Substations.”
3. RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 5.3, Power circuit breakers, pp. 219-245, United States June 2001

CAPÍTULO XII

SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Art. 98 El sistema de puesta a tierra tiene por finalidad proteger la vida de las personas, evitar daños en los equipos por las sobretensiones, mejorar la efectividad de las protecciones eléctricas al proporcionar una adecuada conducción de la corriente de falla a tierra.

Art. 99 Criterios para el Diseño y Análisis de sistemas de Tierra

99.1 Se deben realizar pruebas de resistividad en el terreno donde se va a construir una Subestación, en las condiciones más desfavorables¹⁴.

99.2 El método del sistema de puesta a tierra consistirá en una malla de material conductor el cual se debe diseñar para ser capaz de disipar el 100% de la corriente de falla trifásica a tierra o de fase a tierra, la que resulte mayor.

99.3 Se debe utilizar como referencia el estándar IEEE-80 vigente, para calcular los valores de voltajes de paso y de toque máximos permitidos en la Subestación.

99.4 Todas las estructuras metálicas en la Subestación, incluidas las no energizadas, se tienen que conectar a la malla.

99.5 El diseño de la malla tiene que cubrir toda el área de la subestación y extenderse un metro hacia afuera de la cerca perimetral.

99.6 Los conductores de bajada a la malla de todas las estructuras y equipos expuestos a fallas deben ser de cobre desnudo con un calibre mínimo de 4/0 AWG.

99.7 Todo equipo de protección se tiene que conectar en por lo menos dos puntos a la malla.

¹⁴ Para la condición de terreno seco.

99.8 Los conductores de puesta a tierra de postes dentro de una Subestación tienen que conectarse a la malla a tierra.

99.9 Los valores máximos de resistencia requerida para la red de tierra de subestaciones son los indicados en la tabla 30.

Tabla 30. Valores máximos de resistencia de red de tierra en función de su capacidad.

CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN (MVA)	RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRA (OHMIOS)
0.1 – 0.5	2
0.5 – 1	1.5
1 – 50	1
50 – 100	0.5
>100	0.2

Ref. ACUERDO N° 29-E-2000 Art. 64 Resistencia a Tierra, emitido por SIGET.

99.10 Toda malla se debe construir a una profundidad mínima de 18 pulgadas (50 centímetros) y una separación de conductores entre 10 y 20 pies (3 a 7 metros).

99.11 Para construcción de mallas se debe utilizar conexiones por soldadura exotérmica.

99.12 Se deben utilizar varillas de acero revestidas de cobre, con dimensiones mínimas de 5/8 de pulgadas de diámetro por 8 pies de largo.

99.13 El número de varillas a instalarse y la distancia entre éstas se determina del diseño de la malla, considerando una distancia mínima entre varillas de 1.83 metros.

99.14 Se deberá colocar una capa de grava alrededor de la subestación

99.15 La capa de grava sobre la superficie de la Subestación debe cumplir con los siguientes requisitos:

- a) El espesor de la capa de grava sobre la superficie de Subestaciones debe ser de 4 a 6 pulgadas (10 a 15 centímetros)
- b) Se debe utilizar grava gris tipo *granito* de 5/8 a 3/4 de pulgada de diámetro o similar¹⁵.

Art. 100 Conexión de Equipos a la Malla

100.1 Transformadores de Potencia

Se requiere un mínimo de cinco bajantes a la malla conectada a tierra, según se describen a continuación:

- a) **Terminal Xo:** Conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG, seleccionado según el estudio de cortocircuito, instalado en tubería PVC a prueba de intemperie.
- b) **Pararrayos en lado primario:** Conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG, instalado en tubería PVC.
- c) **Pararrayos en lado secundario:** Conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG, instalado en tubería PVC.
- d) **Armazón:** Dos bajantes de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG, conectados en lados opuestos del transformador.
- e) **Gabinete central de control:** Un bajante de cobre con calibre N° 6 AWG conectado a la malla.

100.2 Equipos de Medición (TC y TP)

- a) El armazón del equipo se conecta directamente a la malla con un conductor de cobre sin cubierta con calibre mínimo de 1/0 AWG.
- b) El lado secundario del equipo se conecta a la barra común localizada en la caseta de control o gabinete de medición, con un conductor de cobre con cubierta color verde y calibre Núm. 10 AWG.

100.3 Estructuras

- a) Todas las estructuras de deben conectar a la malla con un conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG.

¹⁵ La resistividad de este tipo grava es de $140 \times 10^6 \Omega\text{m}$ (en seco) y $1300 \Omega\text{m}$ (en húmedo), y se especifica en grado NÚMERO 1

- b) Las puntas Franklin interconectadas con hilo de guarda, deben conectarse a la malla con un conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG.
- c) Las estructuras de telecomunicaciones se conectan a la malla con un conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG. Se debe proveer conexión desde la base de la torre a la malla.

100.4 **Sistemas de Control, Protección y Comunicaciones**

- a) Se debe proveer en cada panel de control una barra común de cobre, que se instala en la parte interior del panel a una altura máxima de 4 pulg. Y éstas a su vez interconectadas a una barra común principal, que debe conectarse a la malla en un solo punto. Para esta conexión se debe utilizar conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG y terminales de ojo.
- b) Para conectar a tierra los relés de protección, se debe utilizar conductor de cobre con cubierta verde, con calibre mínimo de Núm. 12 AWG, 600 V. Éstos se conectan entre sí y a su vez a la barra común principal del sistema de protección.
- c) Los siguientes equipos se tienen que conectar a la barra común principal a tierra:
 - 1. **RTU:** Se debe utilizar conductor de cobre con cubierta verde Núm. 6 AWG, 600 V.
 - 2. **Estructura de banco de baterías:** Se debe utilizar conductor de cobre con cubierta verde Núm. 2 AWG, 600 V.
 - 3. **Cargadores de baterías:** Se debe utilizar conductor de cobre con cubierta verde Núm. 6 AWG, 600 V.
 - 4. **Panel de distribución:** Se debe utilizar conductor de cobre con cubierta verde Núm. 2 AWG, 600 V.

Art. 101 Referencia

- 1. Autoridad de energía eléctrica de Puerto Rico, Manual para el diseño y construcción de mallas conectadas a tierra para subestaciones y equipos, Diciembre de 2004.
- 2. IEEE Std 80-2000. "Guide for Safety in AC Substation Grounding", New York, January 2000
- 3. SIGET, ACUERDO N° 29-E-2000, Documento anexo, "Normas técnicas de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctrica" Art. 64. Resistencia a Tierra, San Salvador, Junio de 2000.

CAPÍTULO XIII

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Art. 102 Se denomina transformador a una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia.

Art. 103 Características Generales

103.1 Tipo de refrigeración.

Para definir el tipo de refrigeración del transformador se utiliza el código estándar internacional de cuatro letras. La notación es la siguiente:

1. Primera letra: fluido refrigerante interno.
 - O: aceite mineral o sintético con punto de combustión menor que 300 °C.
 - K: fluido con punto de combustión mayor que 300 °C.
 - L: fluido con punto de combustión no determinado.
2. Segunda letra: mecanismo de circulación del fluido interno.
 - N: convención natural
 - F: convención forzada
3. Tercera letra: Fluido refrigerante externo
 - A: aire.
 - W: agua
4. Cuarta letra: mecanismo de circulación del fluido externo.
 - N: convención natural
 - F: convención forzada

103.2 El transformador estará dotado de cambiador de tomas operable apto para operación bajo carga (*load tap changer "LTC"*).

103.3 El cambiador de tomas deberá ubicarse en el devanado primario del transformador ya que la corriente nominal es menor, logrando así reducir la degradación de los contactos producidas por el arqueo.

103.4 Los aisladores pasantes (*bushings*) deberán ser de porcelana, apropiados para el nivel de contaminación al que serán expuesto y deberán tener el tamaño adecuado de tal forma que permitan la instalación de transformadores de corriente en su interior.

103.5 Para la instalación de transformadores de potencia en altitudes mayores a 1,000 msnm utilizar la tabla 12 de este documento.

Art. 104 Características Eléctricas

Para la especificación de transformadores de potencia se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros fundamentales:

- Potencia nominal
- Voltajes nominales
- Relación de transformación
- Grupo de conexión e índice horario
- Voltaje de cortocircuito
- Tipo de refrigeración

Art. 105 Potencia nominal

La potencia nominal del transformador definirá las etapas de refrigeración que el diseñador pretenda especificar, los valores recomendados por normas para transformadores se indican en la tabla 31 y tabla 32.

Tabla 31. Potencia nominal en diferentes etapas de refrigeración

KVA NOMINALES		
ONAN	ONAF (1° ETAPA)	ONAF (2° ETAPA)
12,000	16,000	20,000
15,000	20,000	25,000
20,000	26,667	33,333
25,000	33,333	41,667
30,000	40,000	50,000
37,000	50,000	62,500
50,000	66,667	83,333
60,000	80,000	100,000

Ref. ANSI/IEEE Std. C57.12.10-1997, Tabla 2.

Tabla 32. Potencia nominal en diferentes etapas de refrigeración para transformadores de 3,750 KVA a 12,500 KVA

KVA NOMINALES	
ONAN	ONAF
3,750	4,687
5,000	6,250
7,500	9,375
10,000	12,500

Ref. ANSI/IEEE Std. C57.12.10-1997, Tabla 12.

Art. 106 La tabla 33 muestra el nivel básico de aislamiento al impulso, para transformadores de potencia de acuerdo a la norma IEEE C57.12.10.

Tabla 33. Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL).

VOLTAJE NOMINAL (kV)	BIL (kV)
4.16	75
13.2	110
23	150

Ref. ANSI/IEEE Std. C57.12.10-1997, Tabla 8.

Art. 107 La clase de precisión recomendada de transformadores de corriente, para la protección de un transformador de potencia es como se indica en la tabla 34.

Tabla 34. Clasificación de precisión recomendada para transformadores de corriente tipo bushing

CLASE AISLAMIENTO DEL BUSHING (kV)	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DEL TRANSFORMADOR TIPO BUSHING	CLASE DE PRECISIÓN EN RELACIÓN COMPLETA DEL DEVANADO
46 y menores	600:5	C200
	1200:5, 2000:5, 3000:5	C400
	4000:5 y mayores	C800

Ref. ANSI/IEEE Std. C57.12.10-1997, Tabla 20.

Art. 108 El equipo de enfriamiento consistirá principalmente de los siguientes elementos: radiadores del transformador y ventiladores ubicados en los radiadores para enfriamiento forzado controlados normalmente por un monitor de temperatura¹⁶.

Art. 109 Los cables de salida desde cada motor de los ventiladores deberán ser canalizados a través de ductos metálicos flexibles y tener enchufes herméticos.

Art. 110 Instrumentos de medición

El transformador deberá incluir como mínimo los siguientes instrumentos:

- a) Indicadores de nivel de aceite del transformador y del LTC.
- b) Monitor de temperatura local y medición remota de temperatura de aceite y de devanados.

Art. 111 Referencia

1. IEEE+Std+C57.12.00-2000, American National Standard for Transformers 230 kV and Below 833 / 958 through 8333 / 10 417 kVA, Single-Phase, and 750 / 862 through 60 000 / 80 000 / 100 000 kVA, Three-Phase Without Load Tap Changing; and 3750 / 4687 through 60 000 / 80 000 / 100 000 kVA with Load Tap Changing— Safety Requirement

¹⁶ El número de ventiladores dependerá de las etapas de refrigeración a especificar

CAPÍTULO XIV

TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA

Art. 112 Se denomina transformador puesta a tierra a una máquina eléctrica que permite generar un punto de referencia a tierra en sistema trifásico aislado.

Art. 113 Características Generales

113.1 Tipo de refrigeración.

Para definir el tipo de refrigeración del transformador se utiliza el código estándar internacional de cuatro letras. La notación es la siguiente:

1. Primera letra: fluido refrigerante interno.
 - O: aceite mineral o sintético con punto de combustión menor que 300 °C.
 - K: fluido con punto de combustión mayor que 300 °C.
 - L: fluido con punto de combustión no determinado.
2. Segunda letra: mecanismo de circulación del fluido interno.
 - N: convención natural
 - F: convención forzada
3. Tercera letra: Fluido refrigerante externo
 - A: aire.
 - W: agua
4. Cuarta letra: mecanismo de circulación del fluido externo.
 - N: convención natural
 - F: convención forzada

113.2 Los aisladores pasantes (*bushings*) deberán ser de porcelana, apropiados para el nivel de contaminación al que serán expuesto y deberán tener el tamaño adecuado de tal forma que permitan la instalación de transformadores de corriente en su interior.

113.3 Para la instalación de transformadores de puesta a tierra en altitudes mayores a 1,000 msnm utilizar la tabla 12 de este documento.

Art. 114 Características Eléctricas

Para la especificación de transformadores de potencia se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros fundamentales:

- Corriente nominal de corta duración
- Corriente nominal continua
- Voltajes nominales
- Nivel básico de aislamiento
- Tipo de refrigeración
- Impedancia homopolar

Art. 115 Corriente nominal de corta duración

La corriente nominal de corta duración es la corriente de cortocircuito de línea a tierra y deberá ser el 60% o mayor del valor de la corriente de falla trifásica del punto de conexión.

Art. 116 Corriente nominal continua

La corriente nominal continua es la corriente de desbalance que circulará por el transformador en condiciones normales, la cual será un porcentaje de corriente nominal de corta duración como lo indica la tabla 35.

Tabla 35. Corriente nominal continúa

TIEMPO DE OPERACIÓN EN CONDICIONES DE FALLA	CORRIENTE NOMINAL CONTINUA EN PORCENTAJE DE LA CORRIENTE NOMINAL DE CORTA DURACIÓN
10s	3
1min	7
10min o mas	30

Ref. ANSI/IEEE Std. 32-1990, Sección 2.2

Art. 117 Nivel básico de aislamiento

El nivel básico de aislamiento al impulso, para transformadores de puesta a tierra será el indicado en la tabla 15 de este documento.

Art. 118 La clase de precisión recomendada de transformadores de corriente, para la protección de un transformador de puesta a tierra se indica en la tabla 36.

Tabla 36. Clasificación de precisión recomendada para transformadores de corriente tipo bushing

CLASE AISLAMIENTO DEL BUSHING (kV)	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DEL TRANSFORMADOR TIPO BUSHING	CLASE DE PRECISIÓN EN RELACIÓN COMPLETA DEL DEVANADO
46 y menores	600:5	C200
	1200:5, 2000:5, 3000:5	C400
	4000:5 y mayores	C800

Ref. ANSI/IEEE Std. C57.12.10-1997, Tabla 20.

Art. 119 Referencia

- 1 ANSI/IEEE Std. 32-1990. “IEEE Standard Requirements, Terminology, and Test Procedure for Neutral Grounding Devices”

- 2 ANSI/IEEE Std. C62.92.4-2002. “IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems, Part IV—Distribution”

CAPÍTULO XV

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Art. 120 Son dispositivos para transformar con precisión la corriente o voltaje de una magnitud a otra generalmente menor. Estos dispositivos se pueden clasificar en transformadores de corriente y de potencial, cumpliendo con las aplicaciones de medición y protección.

Art. 121 Especificación de transformadores de instrumento

Para especificar los transformadores de instrumento se deben considerar las siguientes características básicas, tomando en cuenta que las aplicaciones son para medición y control.

- Voltaje Nominal
- Relación de Transformación.
- Clase de Precisión
- Burden (Carga a alimentar)
- Tipo de servicio (interior o exterior)
- Corriente de cortocircuito (Simétrica y asimétrica)
- Nivel básico de aislamiento al impulso

Art. 122 Transformadores de Corriente (TC).

Los transformadores de corriente deben cumplir lo siguiente:

122.1 El valor normalizado para la corriente secundaria debe ser 5 amperios.

122.2 Para la protección de fases de un transformador de puesta a tierra, los TCs se deben conectar en delta.

122.3 **Burden**

La carga o burden estándar para transformadores de corriente con 5 amperios en el secundario, deberá ser como lo indicado en la tabla 37.

Tabla 37. Burden (carga) estándar para transformadores de corriente

DESIGNACIÓN DEL BURDEN ¹⁷	IMPEDANCIA (OHMS)	VOLTS AMPERES (VA)	FACTOR DE POTENCIA
CARGAS DE MEDICIÓN			
B-0.1	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.5	12.5	0.9
B-0.9	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.8	45.0	0.9
CARGAS DE PROTECCIÓN			
B-1	1.0	25	0.5
B-2	2.0	50	0.5
B-4	4.0	100	0.5
B-8	8.0	200	0.5

Ref. IEEE Std. C57.13-1993, Tabla 9.

122.4 Clase de precisión

La clase de precisión está basada en los requerimientos que el factor de corrección debe cumplir dentro de los límites especificados, cuando el factor de potencia de la carga a medir está dentro del rango de 0.6 a 1.0 (ver tabla 38)

Tabla 38. Clase de precisión estándar para medición y límite del factor de corrección para transformadores de corriente

CLASE DE PRECISIÓN	100% CORRIENTE NOMINAL	
	MÍNIMA	MÁXIMA
0.3	0.997	1.003
0.6	0.994	1.006
1.2	0.988	1.012

Ref. IEEE Std. C57.13-1993, Tabla 6.

Art. 123 Transformadores de potencial (TP)

Los transformadores de potencial deben cumplir lo siguiente:

123.1 El valor normalizado para el voltaje secundario debe ser 120 Voltios

¹⁷ Burden es la carga que está propiamente conectada al devanado secundario y que determina las potencias activa y reactiva.

123.2 Los circuitos secundarios de transformadores de potencial deben estar provistos de algún medio de desconexión seguro, que evite la posibilidad de energizar el lado de alta tensión debido a una retroalimentación accidental desde los circuitos secundarios.

123.3 Deberá instalarse fusibles para protección, en el lado primario de los transformadores de potencial¹⁸.

123.4 Burden

La carga o burden estándar para transformadores de potencial, debe ser como lo indicado en la tabla 39. Se asocia el burden o carga a una letra de designación, a los volt-amperes secundarios y al factor de potencia.

Tabla 39. Burden (carga) estándar para transformadores de potencial

DESIGNACIÓN DEL BURDEN ¹⁹	IMPEDANCIA (OHMS) SOBRE LA BASE DE 120V	VA SECUNDARIOS	FACTOR DE POTENCIA
W	1152	12.5	0.10
X	576	25	0.70
M	411	35	0.20
Y	192	75	0.85
Z	72	200	0.85
ZZ	36	400	0.85

Ref. IEEE Std. C57.13-1993, Tabla 15.

123.5 Clase de precisión

Para los transformadores de potencial, se debe asignar o indicar una especificación denominada "clase de precisión", para cada uno de los Burden estándar como se indica en la tabla 40.

Tabla 40. Clase de precisión para transformadores de potencial usados en medición

CLASE DE PRECISIÓN	LIMITES DEL FACTOR DE CORRECCIÓN
0.3	1.003 - 0.997
0.6	1.006 - 0.994
1.2	1.012 - 0.988

Ref. IEEE Std. C57.13-1993, Tabla 6.

¹⁸ Referirse al artículo 12 de éste documento para la especificación del fusible de potencia.

¹⁹ Los burden estándar para aplicaciones de medición son: W, X, M y Y

Art. 124 Ubicación

Considerando que las aplicaciones son para medición y control²⁰:

124.1 Se deberá instalar transformadores de corriente en el lado primario y secundario de un transformador de potencia.

124.2 Se deberá ubicar un transformador de corriente en la conexión de neutro a tierra de un transformador de puesta a tierra y de potencia.

124.3 Se deberán instalar transformadores de corriente en los circuitos de salida de una subestación

124.4 Se deberá instalar un transformador de potencial en la barra del lado secundario del transformador de potencia, en la barra de conexión de un transformador de puesta a tierra y en la barra de interconexión de circuitos en una Subestación de conmutación.

Art. 125 Referencia

1. ANSI/IEEE Std. C57.13 “Requirements for Instrument Transformers.”, June 1993.
2. RUS BULLETIN 1724E-300, Design Guide for Rural Substations, Section 5.10, Instrument Transformers, pp. 377-399, United States June 2001.

²⁰ Queda a disposición del diseñador especificar los transformadores de instrumento, ya sea para medición o protección, así como también si se requiere de uno o más devanados en el circuito secundario dependiendo de la carga a alimentar.

CAPÍTULO XVI

CELDA DE MEDIA TENSIÓN

Art. 126 Las celdas de Media Tensión, son un encerramiento metálico en el cual se ubican equipos de maniobra, medición, protección y control que cumplen la función de recibir y distribuir la energía eléctrica.

Art. 127 Características Generales.

127.1 El conjunto de celdas de Media Tensión serán del tipo Metal Clad (MC) para uso en casetas de control.

127.2 Las principales características que deben poseer las Celdas MC son:

- a. Separaciones metálicas entre compartimientos.
- b. Barreras metálicas que impedirán el contacto con partes energizadas, cuando se extraiga algún equipo de la celda.
- c. Compartimientos separados al menos por:
 - Cada equipo de maniobra
 - Cables de potencia a un lado del equipo de maniobra
 - Barras a un lado del equipo de maniobra
 - Equipos en baja tensión

127.3 El compartimiento del cable de entrada y de salida de la Subestación, debe incorporar un seccionador de puesta a tierra.

127.4 Cuando se requiera debe disponerse de una celda acopladora que permita la conexión de barras principales entre Celdas MC.

127.5 Los elementos de lectura y maniobra instalados en el frente de la celda, se deben ubicar a una altura apropiada para el operador.

127.6 Todas las partes metálicas de las estructuras deberán estar conectadas a la barra de tierra.

127.7 La entrada y salida de cables de Media Tensión y de control podrá ser por la parte inferior o superior de la celda.

127.8 Debe ser imposible extraer o insertar un equipo de maniobra si está cerrado.

Art. 128 Características Eléctricas

128.1 Las principales características eléctricas nominales que se deben especificar en las Celdas MC son:

- Voltaje Nominal
- Voltaje Máximo Nominal
- Nivel básico de aislamiento al impulso
- Corriente Nominal
- Corriente Momentánea de Tiempo Corto.

128.2 Los voltajes nominales así como los niveles de aislamiento para Celdas MC deben ser como se indica en la tabla 41.

Tabla 41. Voltajes y niveles de aislamiento para MC switchgear

VOLTAJE MÁXIMO NOMINAL (kV)	VOLTAJE NOMINAL (kV)	VOLTAJE DE PRUEBA A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV)	BIL (kV)
4.76	4.16	19	95
15	13.8	36	110
27	25	60	150
38	34.5	80	200

Ref. IEEE Std. C37.20.2, Tabla 1

128.3 La corriente nominal para Celdas MC deberá ser 1200, 2000 y 3000 A como lo indica la norma IEEE C37.20.2.

Art. 129 Referencia

1. IEEE Std. C37.20.2, “Standard for Metal-Clad and Station-Type Cubicle Switchgear.”

CAPÍTULO XVII

OBRA CIVIL

Art. 130 Para los diseños de las obras civiles en Subestaciones de Media Tensión deberán utilizarse las hojas de datos de los equipos a instalar, dimensiones y cargas mecánicas de operación que deberán ser soportadas por las bases a construir.

Art. 131 Para el análisis y diseño de las obras civiles deben considerarse los criterios y requerimientos dados en la norma IEEE Std 693-2005 IEEE Recommended Practice for Seismic Design Substation

Art. 132 Las fundaciones en una Subestación deberán ser de concreto reforzado y tendrán que ser apoyados directamente sobre el suelo natural o suelos restituidos.

Art. 133 Las fundaciones de los equipos deberán tener una profundidad mínima que satisfaga los requisitos de anclaje de los pernos de fijación de los equipos.

Art. 134 Para el diseño adecuado de canaletas, ductos y pozos de registro se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Tipo de Subestación
- Topografía del terreno
- Tipo de suelo
- Condiciones climatológicas del lugar.

Art. 135 La trayectoria de canaletas, ductos y pozos de registro deberán ser lo más rectas posibles para evitar algún daño en los cables.

Art. 136 Los pozos de registro para cables de control, protección y medición deberán ser de medidas interiores de 1x1x1m.

Art. 137 Los pozos de registro para la medición y comportamiento de la red de tierra en una Subestación deberán ser de medidas interiores mínimas de 40x40x40m

Art. 138 Las estructuras de soportes y pórticos deberán ser de acero estructural conforme a lo establecido a la norma ASTM A-572.

Art. 139 Referencia

1. Normas técnicas de diseño de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión para la red de ETCEE-INDE. Octubre 2007

ANEXOS

ANEXO A

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE UNA SUBESTACION DE REFERENCIA 23/23 kV

Datos de Subestación:

- Voltaje Nominal: 23kV
- Potencia Disponible en la Subestación tomando en cuenta ampliaciones y cargas futuras: 40MVA
- Número de salidas a instalar: 3 con proyección futura de 4 salidas
- Corriente de Cortocircuito trifásica disponible en la Subestación: 16 kA incluyendo proyección futura.
- Valor de corriente de cortocircuito trifásica deseada: 70% de la corriente de cortocircuito trifásica.

Pórticos:

- Poste de Concreto Centrifugado 40 pies.

Aisladores:

- Aislador de porcelana tipo Columna ANSI 57-3
- Aislador de porcelana tipo Suspensión ANSI 52-4

Conductores:

- Conductores rígidos para Alimentadores de Entrada y Barras de 23kV:

Capacidad demandada no excede el 100%

Incluyendo proyecciones futuras

Temperatura 25°C

$$I_n @ 40MVA = \frac{40000}{\sqrt{3} * 23} = 1004.1A$$

Utilizando tabla 10 se selecciona tubería ASA cedula 40 de Aluminio desnudo
Diámetro 2"

Valor Nominal de Corriente @ 25°C: 1150 A

- Conductores para Alimentadores de Salidas:

Asumiendo que cada salida tiene la capacidad de transportar 20MVA

$$I_n @ 20MVA = \frac{20000}{\sqrt{3} * 23} = 502.04A$$

Utilizando tabla 6 se selecciona Cable ACSR 397.5MCM

Valor Nominal de Corriente @ 25°C: 640 A

Transformador de Puesta a Tierra

- Voltaje Nominal (V_s): 23kV
- Potencia Disponible (P_{disp}): 40MVA
- Corriente de Corto Circuito Trifásica ($I_{cc_{3\phi}}$): 16kA
- Potencia Base (S_{base}): 100MVA
- Corriente de Cortocircuito Monofásica deseada: 70% de la $I_{cc_{3\phi}}$

$$S_{cc_{3\phi}} = \sqrt{3} * I_{cc_{3\phi}} * V_s = 637.4MVA$$

$$Z_{base} = \frac{(V_s)^2}{S_{base}} = \frac{(23)^2}{100} = 5.29\Omega$$

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} * V_s} = \frac{100}{\sqrt{3} * 23} = 2510.23$$

$$Z_1 = Z_2 = \frac{S_{base}}{S_{cc_{3\phi}}} = \frac{100}{637.4} = 0.1569 p.u$$

$$I_{cc_{1\phi}} = I_{cc_{3\phi}} * 0.7 = 16 * 0.7 = 11.2KA$$

$$I_g = \frac{I_{cc_{1\phi}}}{I_{base}} = \frac{11200}{2510.23} = 4.46 p.u$$

$$I_o = \frac{I_g}{3} = \frac{4.46}{3} = 1.486 p.u$$

$$Z_{total} = \frac{V_{s_{p.u}}}{I_o} = \frac{1}{1.486} = 0.673 p.u$$

$$Z_o = Z_{total} - 2Z_1 = 0.673 - 2 * 0.1257 = 0.3592 p.u$$

$$Z_{ohms} = Z_{base} * Z_o = 5.29 * 0.3592 = 1.9\Omega / fase$$

- Potencia del transformador de puesta a tierra con la corriente térmica según norma C62.92.4

$$S_{tt} = \frac{V_s * I_{cc_{1\phi}}}{3} = \frac{23 * 11.2}{3} = 85.87 MVA$$

- Utilizando tabla 35 Capacidad Continua según norma IEEE std 32-1972(R1990), asumiendo un tiempo nominal de 10s con un rendimiento del 3%.

$$\text{Corriente Continua} = 0.03 * I_{cc_{1\phi}} = 336A$$

$$\text{Potencia Continua} = \text{Corriente Continua} * V_s * \sqrt{3} = 13.39 MVA$$

- Relación $\frac{X_0}{X_1} = \frac{Z_0}{Z_1} = \frac{0.3592}{0.1569} = 2.28$

- Coeficiente de Puesta a Tierra (COG)

$$COG = \frac{1}{2} \left(\frac{\sqrt{3} * k}{2 + k} + j1 \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{\sqrt{3} * 2.28}{2 + 2.28} + j1 \right) = 0.46 + j0.5$$

$$\text{Modulo} = \sqrt{(0.46)^2 + (0.5)^2} = 0.68$$

- Factor de Falla a tierra

$$EFF = COG * \sqrt{3} = 0.68 * \sqrt{3} = 1.18$$

- Máximo Voltaje esperado en las fases sanas por falla a tierra

$$VLG_{falla} = COG * V_s = 0.68 * 23 * 1.05 = 16.42 KV$$

Especificaciones:

Voltaje Nominal: 23kV

Potencia Continua: 13.39MVA

Potencia de Cortocircuito: 85.87MVA

Impedancia de Secuencia Cero: 1.9Ω/fase

Tipo de Refrigeración: ONAN

Nivel Antisísmico Alto

Nivel de Contaminación: Medio

Nivel Básico de Aislamiento (BIL): 150kV

Frecuencia: 60Hz

Pararrayos 23kV

De los datos del transformador de puesta a tierra se tiene un neutro efectivamente aterrizado COG < 80%

Máximo Voltaje del Sistema: $23 * 1.05 = 24.15KV$

Máximo Voltaje Fase Neutro del Sistema: $\frac{23 * 1.05}{\sqrt{3}} = 13.94KV$

Si se tiene un COG de 68%:

Entonces:

Voltaje fase neutro_(Max TOV): $24.15 * 0.68 = 16.42KV$ para condiciones de falla <1s

Relación TOV: $\frac{V_{FN(MaxTOV)}}{V_{FN\ max}} = \frac{16.42}{13.94} = 1.17 p.u$

Utilizando tabla 21 se selecciona un Duty Cycle de 24kV y un MCOV de 19.5kV/rms

Según norma 1313.2-1999 para niveles de tensión menores a 550kV la corriente de descarga del pararrayos es 10kA

Considerando los márgenes de protección para el elemento principal de la Subestación de acuerdo a norma C 62.22-1991:

Margen de Protección por Impulso de Descargas Atmosféricas (MPD) $\geq 20\%$

Margen de Protección por Impulso de Maniobras (MPM) $\geq 15\%$

$$MPD = \left(\frac{BIL}{LPL} - 1 \right) * 100\%$$

$$MPM = \left(\frac{BSL}{SPL} - 1 \right) * 100\%$$

$$\text{Relación por Descargas Atmosféricas} = \frac{BIL}{LPL} \geq 1.20$$

$$\text{Relación por Maniobras} = \frac{BSL}{SPL} \geq 1.15$$

Donde:

BIL: Nivel Básico de Aislamiento al impulso por Descargas Atmosféricas del Transformador de Puesta a Tierra

BSL: Nivel Básico de Aislamiento al Impulso por Maniobras del Transformador de Puesta a Tierra. $BSL = 0.83 * BIL$

LPL: Nivel de Protección por Impulso de Descarga Atmosférica

SPL: Nivel de Protección por Impulso de Maniobras

Si seleccionamos un Pararrayos tipo XPS marca ABB (ver hoja de datos en anexo E), haciendo uso de las especificaciones eléctricas del fabricante tenemos:

$$MPD = \left(\frac{150}{57.6} - 1 \right) * 100\% = 160.42\%$$

$$MPM = \left(\frac{124.5}{47.1} - 1 \right) * 100\% = 164.33\%$$

$$\text{Relación por Descargas Atmosféricas} = 2.60 \geq 1.20$$

$$\text{Relación por Maniobras} = 2.64 \geq 1.15$$

Por lo tanto el Pararrayos seleccionado es adecuado.

Especificaciones:

Tipo Oxido Metálico

Material envolvente porcelana

Clase Estación

Duty Cycle: 24kV

MCOV: 19.5kV

TOV por 1s: 28.2kV

SPL: 47.1kV

LPL: 57.6kV

Seccionadores

Especificaciones:

Utilizando tabla 26 y 27 tenemos:

- Seccionadores de Bypass para Circuitos de Salida

Modo de operación: Tripolar

Mecanismo de operación: Manual y Eléctrico

Voltaje Nominal: 23kV

Voltaje Máximo Nominal: 25.8kV

Corriente Nominal: 1200 A

Corriente Simétrica o de corto tiempo: 38 kA/rms

Corriente Asimétrica Momentánea: 61 kA/rms

Tipo de Apertura: Vertical

- Seccionadores de Puesta a Tierra

Modo de operación: Tripolar

Mecanismo de operación: Manual

Voltaje Nominal: 23kV

Voltaje Máximo Nominal: 25.8kV

Corriente Nominal: 1600A y 1200 A

Corriente Simétrica o de corto tiempo: 38 kA/rms

Corriente Asimétrica Momentánea: 61 kA/rms

Interruptor de Potencia

Especificaciones:

Utilizando tabla 20 tenemos:

Voltaje Máximo Nominal: 25.8kV

Corriente Continua: 1200A y 2000A

Corriente de Corto Circuito y Corto Tiempo: 25kA

Corriente Nominal de Cierre en Corto Circuito: 65kA

Tipo Tanque Muerto

Medio de Extinción del Arco: Vacío

Nivel Antisísmico Alto

Nivel de Contaminación: Medio

Modo de Operación: Tripolar

Mecanismo de Operación: Manual y Eléctrico

Frecuencia Nominal: 60Hz

Duración de Corriente de Tiempo Corto: 3s

Voltaje de Motor Eléctrico: 125VDC

Transformadores de Instrumentos

- **Transformador de corriente**

Tomando de referencia el Anexo D “diagrama unifilar de Subestación de Referencia”.

Corriente primaria

$$I_n @ 40MVA = \frac{40000}{\sqrt{3} * 23} = 1004.1A$$

Burden total:

- Cable THHN #10 ANG, longitud 30m ²¹
Resistencia = 0.00328 Ω/m

²¹ En todos los cálculos se tomará una longitud de 30 metros

Entonces:

$$R = 30 \times 0.00328 = 0.0984 \Omega$$

$$VA = \text{Watts} = R \times I^2 = (0.0984) (5)^2 = 2.46 \text{ VA}$$

- Relevadores 3 x 0.27 VA ²²

$$VA_{\text{TOTAL}} = 2.46 + 0.81 = 3.27 \text{ VA}$$

- Saturación de los TCs bajo corriente de falla simétrica:

Burden de la carga Z_c : 0.1Ω

Resistencia del devanado secundario del TC Z_b : 0.61Ω (Ver fig. F1)

Corriente de cortocircuito simétrica referida al secundario del TC (I_s):

$$\frac{16000}{240} = 66.67A.$$

$$V_{x>I_s} * (Z_c + Z_b)$$

Para minimizar el efecto de la saturación bajo condiciones de falla, el voltaje de saturación (V_x) debe ser menor o igual que el 50% del voltaje nominal terminal.

Entonces:

$$V_x = 66.67 * (0.71) = 47.33V$$

Por lo tanto el TC seleccionado no se satura para corrientes de falla simétricas ya que V_x es menor que el 50% del voltaje nominal terminal, para el caso de un TC C400 es 200V.

Especificaciones para TC1, TC2, TC3, TC4, TC5, TC6 (protección de Barras), TC11 (protección de fases del transformador de puesta a tierra):

- Corriente primaria: 1200A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: $\frac{1200}{5} = 240$

²² Datos Tomados del equipo SEL 387

- Clase de precisión: 1.2 (Ver tabla 38)
- Designación del Burden: B-1 (Ver tabla 37)
- Clase: C-400
- Tipo: Bushing

Transformadores de corriente TC7, TC8, TC9, TC10:

$$I_n @ 20MVA = \frac{20000}{\sqrt{3} * 23} = 502.04A$$

Cable: $VA = Watts = R \times I^2 = (0.0984) (5)^2 = 2.46 VA$

- Relevadores $3 \times 0.27 = 0.81 VA$
 $VA_{TOTAL} = 2.46 + 0.81 = 3.27 VA$
- Saturación de los TCs bajo corriente de falla simétrica:

Burden de la carga $Z_c: 0.1\Omega$

Resistencia del devanado secundario del TC $Z_b: 0.31\Omega$ (Ver fig. F1)

Corriente de cortocircuito simétrica referida al secundario del TC (I_s):

$$\frac{16000}{120} = 133.33A$$

$$V_{x>I_s} * (Z_c + Z_b)$$

Para minimizar el efecto de la saturación bajo condiciones de falla, el voltaje de saturación (V_x) debe ser menor o igual que el 50% del voltaje nominal terminal.

Entonces:

$$V_x = 133.33 * (0.41) = 54.67V$$

Por lo tanto el TC seleccionado no se satura para corrientes de falla simétricas ya que V_x es menor que el 50% del voltaje nominal terminal, para el caso de un TC C200 es 100V.

Especificaciones para TC7, TC8, TC9, TC10 (protección de Alimentadores de Salida):

- Transformador con Multirelación: 600:5
- Corriente Primaria: 502.04 A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: $\frac{600}{5} = 120$
- Clase de precisión: 1.2 (Ver tabla 38)
- Designación del Burden: B-1 (Ver tabla 37)
- Clase: C-200
- Tipo: Bushing

Especificaciones para TC12:

- Transformador con Multirelación: 600:5
- Corriente Primaria: 336 A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: $\frac{600}{5} = 120$
- Clase de precisión: 1.2 (Ver tabla 38)
- Designación del Burden: B-1 (Ver tabla 37)
- Clase: C-200

Transformadores de corriente TCM1, TCM2, TCM3, TCM4:

$$I_n @ 20MVA = \frac{20000}{\sqrt{3} * 23} = 502.04A$$

Cable: VA = Watts = R x I² = (0.0984) (5)² = 2.46 VA

- Medidores 3 x 2.5mVA = 7.5mVA
VA_{TOTAL} = 2.46 + 7.5mVA = 2.47 VA

- Saturación de los TCs bajo corriente de falla simétrica: los TCs deben saturarse para corrientes de falla ya que serán utilizados para medición.

Especificaciones para TCM1, TCM2, TCM3, TCM4 (Medición de Alimentadores de Salida):

- Transformador con Multirelación: 600:5
- Corriente Primaria: 502.04 A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: $\frac{600}{5} = 120$
- Clase de precisión: 0.3 (Ver tabla 38)
- Designación del Burden: B-0.2 (Ver tabla 37)
- Clase: C-100

Transformador de potencial

Burden Total:

- Cable: Watts = VA = $(0.0984) (5)^2 = 2.46$ VA
- Relevadores: 3 x 0.06 VA @ 120 V
- Medidores: 2.5mVA

$$VA_{TOTAL} = 2.46 + 0.18 + 2.5mVA = 2.64$$
 VA

Especificaciones:

- Voltaje Primario: 24,940 Grd Y/14,400 Grupo 3
- Voltaje Secundario: 120/69.3 V
- Relación: $\frac{24000}{120} = 200 \rightarrow 200:1$
- Designación del Burden: **X** (Ver tabla 39)
- Precisión: 0.3 (Ver tabla 40)

Banco de baterías

Numero de interruptores: 6

Tiempo de respaldo: 8 horas

Voltaje de operación DC

Luminarias: 6x60W, 125V

Control: Tres relés multifunción SEL-387E + Sistema SCADA

La carga que manejará el sistema de respaldo de corriente directa será de acuerdo a lo mostrado en la tabla A1:

Tabla A1. Carga del Sistema respaldado con corriente directa.

Carga	Corriente [A]	Duración
Interruptores (en espera)	4.98	0 – 8 Hrs.
Interruptores (disparo)	46.8	0 – 1 min.
Luminarias	2.88	0 – 8 Hrs.
Control	1.0	0 – 8 Hrs
Aleatoria	7.8	0 – 1 min.

El ciclo de trabajo del sistema de respaldo para el establecimiento de la capacidad del banco de baterías será como se establece a continuación:

Período 1: Una gran carga es vista por las baterías durante el primer minuto debido a las cargas continuas y las momentáneas de los interruptores.

Período 2: La carga continua opera durante las 8 horas de respaldo.

Período 3: Las baterías alimentan una carga aleatoria por un minuto, por ejemplo el disparo de un interruptor.

1. Cálculo del número de celdas

El máximo número de celdas que puede ser utilizado es dado por la siguiente expresión:

$$\text{Maximo Numero de Celdas} = \frac{\text{Maximo voltaje del sistema}}{\text{Voltaje de carga de las celdas}}$$

El máximo voltaje aceptable del sistema es 140V_{DC} para un voltaje nominal de 125V_{DC} y el voltaje promedio de carga de la batería es 2.33 V/Celda.

Entonces el número máximo de celdas es:

$$\begin{aligned} \text{Maximo Numero de Celdas} &= \frac{140 \text{ V}}{2.33 \text{ V/Celda}} \\ \text{Maximo Numero de Celdas} &= 60.09 \approx 60 \text{ Celdas} \end{aligned}$$

2. Cálculo del Voltaje final por Celda aceptable.

El voltaje mínimo aceptable de la batería incluyendo las caídas de voltaje es 105 V_{DC}, por lo que tenemos:

$$\text{Voltaje Minimo por Celda} = \frac{\text{Minimo Voltaje de la bateria}}{\text{Maximo Numero de Celdas}}$$

$$\text{Voltaje Minimo por Celda} = \frac{105 \text{ V}}{60 \text{ Celdas}}$$

$$\text{Voltaje Minimo por Celda} = \frac{105 \text{ V}}{60 \text{ Celdas}}$$

$$\text{Voltaje Minimo por Celda} = 1.75 \text{ V/Celda}$$

El voltaje mínimo por celda es necesario para obtener la adecuada capacidad de las celdas, es el utilizado en la información de los fabricantes.

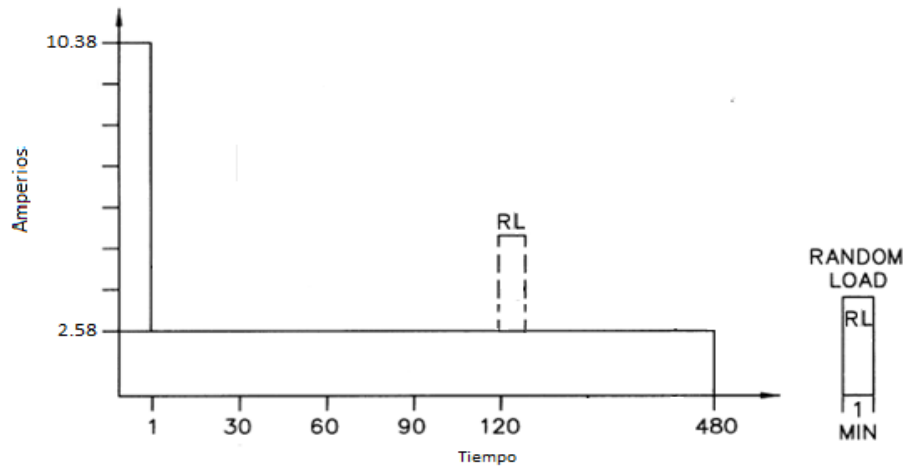
3. Dimensionamiento de las celdas:

El ciclo de trabajo será como lo mostrado en la tabla A2:

Tabla A2. Ciclo de Trabajo

Periodo	Cargas	amperios Totales por periodo	Duración (Minutos)
1	Continuas + Momentáneas	55.56	1
2	Continuas	8.86	480
3	Aleatorias	7.8	1

Figura A1. Grafica de ciclo de trabajo



El tamaño de las celdas se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$F_S = \sum_{P=1}^{P=S} (A_P - A_{(P-1)}) * K_T$$

$$S = N$$

$$F = \text{Max } F_S$$

$$S = 1$$

Donde:

- F_s: Tamaño de la celda para una sección S, en amperios-hora.
- A_p: Amperios requeridos para el período P
- P: Periodo siendo analizado.
- S: Sección del ciclo de trabajo siendo analizada.
- T: Tiempo en minutos desde el principio del periodo P hasta el final de las sección S.
- K_r: Factor de capacidad, se calcula dividiendo la capacidad de la batería entre los amperios de descarga que la batería puede entregar en un tiempo T, a un determinado voltaje final de descarga, estos valores son obtenidos de los datos de fabricantes de baterías según el modelo.

Tabla A3. Datos de régimen de descarga de baterías según el fabricante.

NOM. Ah CAP.	8 HR	7 HR	6 HR	5 HR	4 HR	3 HR	2 HR	1.5 HR	1 HR	30 MIN	15 MIN	5 MIN	1 MIN
TO 1.75 END VOLTS PER CELL							SPECIFIC GRAVITY 1.215						
65	8.1	9	11	13	15	19	27	33	44	68	96	128	146
98	12.2	14	16	19	23	29	40	49	66	102	143	192	219
130	16.3	18	21	25	30	39	53	66	87	136	191	256	292
162	20.3	23	27	31	38	48	66	82	109	170	239	320	365
195	24.4	28	32	38	46	58	80	99	131	203	287	384	437
227	28.4	32	37	44	53	68	93	115	153	237	335	448	510

Los cálculos se realizarán utilizando los datos de un fabricante y determinando que la capacidad de las baterías a utilizar es de 130 Ah como se muestra en la tabla A3.

- Periodo 1, $K_{T=1\text{min}} = 130/292 = 0.445$

$$F_1 = (55.56 - 0) * 0.445 = 24.72 \text{ Ah}$$

- Periodo 2, $K_{T=480\text{min}} = 130/16.3 = 7.98$, $K_{T=479\text{min}} = 7.98$

$$F_2 = (55.56 - 0) * 7.98 + (8.86 - 55.56) * 7.98$$

$$F_2 = 70.7 \text{ Ah}$$

Entonces la capacidad de las celdas queda determinada por el segundo periodo del ciclo de trabajo por lo que:

$$F = \text{Max} \frac{S}{N} F_S = 70.70 \text{ Ah}$$

$$S = 1$$

A esto hay que agregar la carga aleatoria la cual queda como $7.8 * 0.445 = 3.47 \text{ Ah}$

$$F_{\text{Total}} = 74.17 \text{ Ah}$$

4. Aplicar factores de corrección a las celdas:

$$\text{Tamaño de las celdas} = F * F_{\text{Temp}} * F_{\text{aging}} * F_{\text{diseño}}$$

Donde:

F_{Temp} : factor de corrección por temperatura

F_{aging} : factor de corrección por envejecimiento

$F_{\text{diseño}}$: porcentaje de margen de diseño

Para el factor de corrección por temperatura se obtiene de la tabla A4

De la cual obtenemos:

$$F_{\text{Temp}} = 1.110$$

Se selecciona un factor de envejecimiento del 25% por recomendación del IEEE 485-1997 y un margen de diseño del 15% por lo que obtenemos:

$$\text{Tamaño de las celdas} = 74.17 * 1.110 * 1.25 * 1.15$$

Tamaño de las celdas = 118.35 Ah

Por lo que bastará la adquisición de un banco de baterías con una capacidad **130 Ah**.

Tabla A4. Factores de coreccion por temperatura, IEEE 485-1997, seccion 6.2.2

Electrolyte temperature		Cell size correction factor	Electrolyte temperature		Cell size correction factor
(°F)	(°C)		(°F)	(°C)	
25	-3.9	1.520	78	25.6	0.991
30	-1.1	1.430	79	26.1	0.987
35	1.7	1.350	80	26.7	0.980
40	4.4	1.300	81	27.2	0.976
45	7.2	1.250	82	27.8	0.972
50	10.0	1.190	83	28.3	0.968
55	12.8	1.150	84	28.9	0.964
60	15.6	1.110	85	29.4	0.960
65	18.3	1.080	86	30.0	0.956
66	18.9	1.072	87	30.6	0.952
67	19.4	1.064	88	31.1	0.948
68	20.0	1.056	89	31.6	0.944
69	20.6	1.048	90	32.2	0.940
70	21.1	1.040	95	35.0	0.930
71	21.7	1.034	100	37.8	0.910
72	22.2	1.029	105	40.6	0.890
73	22.8	1.023	110	43.3	0.880
74	23.4	1.017	115	46.1	0.870
75	23.9	1.011	120	48.9	0.860
76	24.5	1.006	125	51.7	0.850
77	25.0	1.000			

Especificaciones:

- Tipo de baterías plomo ácido
- Voltaje Nominal del sistema: 125 V_{DC}
- Máximo voltaje del sistema: 140 V_{DC}.
- Mínimo voltaje permisible en los terminales de la batería (incluyendo las caídas de voltaje): 105 V.
- Voltaje de carga de las baterías: 2.33 V/Celda
- Menor temperatura de operación esperada: 15.6 °C
- Margen de diseño: 15%
- Capacidad de baterías 130Ah

Cargador de baterias:

El cargador debe ser lo suficientemente grande para alimentar las cargas continuas mientras tambien recarga el banco de baterias dentro de un periodo razonable de tiempo, para el calculo del cargador se utiliza la siguiente formula:

$$A = [kC]/H + Lc$$

Donde:

- A: Capacidad de salida del cargador en amperios
- k: factor de eficiencia para retornar el 100% de amperios-hora removidos.
(utilizar 1.1 para baterias plomo-acido y 1.4 para nikel-cadmio)
- C: Amperios-hora calculados según el ciclo de trabajo de las baterias
- H: Tiempo de recarga para llegar a un aproximado del 95% de la capacidad en horas (Un tiempo de 8 a 12 horas es recomendado).
- Lc: Carga continua en amperios.

Entonces para el ejemplo anterior tenemos:

K: 1.1

C: 118.35 Ah

H: 8 horas

Lc: 8.86 A

$$A = \frac{1.1 * 118.35}{8} + 8.86$$

$$A = 25.13 A$$

La capacidad de salida del cargador de baterias debe ser de **25.13 amperios**.

Celdas Metal Clad (MC)

Especificaciones:

Celdas de Media Tensión Tipo Metal Clad

Equipo de Control y Monitoreo

Equipo de Medición de Energía

Uso Interior

Ambiente Tropical

Modo de Operación: Tripolar

Voltaje Nominal de Operación: 25kV

Voltaje Máximo Nominal: 27kV

Frecuencia: 60Hz

Corriente Nominal: 1200A

Corriente Máxima de Corto Circuito Simétrico: 25kA

Capacidad de Corriente de Barras: 1200A

Barras Colectoras, Barras de Tierra, Seccionadores de Cobre Rígido

Seccionadores de Puesta a Tierra de Operación Manual

Interruptor de Potencia Tripolar

Pararrayos tipo Estación

Medio de Interrupción del Arco: SF₆, Vacío

Nivel Básico de Aislamiento al Impulso por Descargas Atmosféricas (BIL): 150kV

Red de Tierra

Datos de diseño:

- Duración de la falla T_f : _____ 0.5 seg
- Corriente De falla simétrica I_f : _____ 16,000 A
- Factor de división de corriente S_f : _____ 0.6
- Voltaje de Línea - Línea: _____ 23,000 v
- Resistividad del suelo (ρ): _____ 100 Ω .m
- Resistividad de grava (húmeda) ρ_s : _____ 2,500 Ω .m
- Espesor de la superficie de grava h_s : _____ 0.102 m (4'')
- Profundidad de la rejilla en tierra: _____ 0.5 m
- Área de aterrizaje disponible A: _____ 42 x 33 m²

Rejilla rectangular con varillas de tierra.

- Datos de Campo: $A = 42 \times 33 = 1386 \text{ m}^2$
 $\rho = 100 \Omega \cdot \text{m}$
- Tamaño del conductor

$$I_f = 3I_0 \text{-----, Corriente de falla simetrica a tierra}$$

Asumiendo $R_f = 0 \Omega$

$$I_0 = \frac{E}{3R_f + (R_1 + R_2 + R_3) + j(X_1 + X_2 + X_0)}$$

$$I_f = 3I_0 = 16,000 \text{ Amps}$$

Y la relación X/R = 17.28

El valor de la corriente de falla del bus que es de 16,000 amperios se debe utilizar para medir el tamaño del conductor de aterrizaje.

El factor de decremento Df de acuerdo a la tabla A5 de la norma IEEE 80-2000 es aproximadamente 1.052 para una duración de falla de 0.5 Segundos. Sin embargo por interpolación se tiene la siguiente ecuación:

$$Df = \sqrt{1 + \frac{T_a}{T_f} \left(1 - e^{-2\frac{T_f}{T_a}}\right)}$$

Donde:

$$\frac{T_a}{T_f} = \frac{\left(\frac{X}{R} * \frac{1}{2 * \pi * f}\right)}{T_f} = \frac{\left(17.28 * \frac{1}{2 * \pi * 60}\right)}{0.5} = 0.091673$$

$$Df = \sqrt{1 + 0.091673 * \left(1 - e^{-2\frac{0.5}{0.0458}}\right)} = 1.045$$

Entonces la corriente de falla asimétrica RMS es $1.045 \times 16000 = 16,720$ amperios.

Tabla A5. Valores típicos de Df

Duración de la falla, t_f		Factor de decremento, D_f			
Segundos	Ciclos a 60 Hz	X/R=10	X/R=20	X/R=30	X/R=40
0.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

Ref. IEEE 80-Manual para aterrizaje en subestaciones y sistemas eléctricos, tabla 10.

Con una temperatura ambiente de 30°C y temperatura de fusión del conductor de 250 °C. El uso de cable de cobre de acuerdo a la tabla A6, Kf = 11.78 para cobre trenzado.

$$Ak_{cmil} = I \cdot K_f \sqrt{tc} \quad \text{Donde: } Ak_{cmil}: \text{Calibre del conductor}$$

I: Corriente de falla asimétrica en kA

Kf: Constante de los materiales

Tabla A6. Constantes de los materiales

Material	Conductividad (%)	T_m^a (°C)	K_f
Cobre destemplado con suave trazado	100.0	1083	7.00
Cobre comercial con duro trazado	97.0	1084	7.06
Cobre comercial con duro trazado	97.0	250	11.78
Alambre de Acero con revestimiento de Cobre	40.0	1084	10.45
Alambre de Acero con revestimiento de Cobre	30.0	1084	12.06
Varilla de Acero con revestimiento de Cobre	20.0	1084	14.64
Aluminio grado EC	61.0	657	12.12
Aleación de Aluminio 5005	53.5	652	12.41
Aleación de Aluminio 6201	52.5	654	12.47
Alambre de Acero con revestimiento de Aluminio	200.3	657	17.2
Acero 1020	10.8	1510	15.95
Varilla de Acero con revestimiento Inoxidable	9.8	1400	14.72
Varilla de Acero con capa de Zinc	8.6	419	28.96
Acero Inoxidable 304	2.4	1400	30.05

Ref. IEEE 80-Manual para aterrizaje en subestaciones y sistemas eléctricos, tabla 2.

$$A_{kcmil} = (16,720) (11.78) \sqrt{0.5} = 139.27 \text{ Kcmils}$$

$$A_{mm^2} = \frac{A_{kcmil}}{197.4 \times 0.01} = \frac{139.27}{(197)(0.01)} = 70.69 \text{ mm}^2$$

Basándose en estos cálculos, se puede utilizar un cable de cobre # 4/0 AWG como mínimo, con un diámetro $d = 0.01168 \text{ m}$.

- Voltaje de paso y de toque:

Para una capa superficial de grava de 0.102 m ($4''$), con resistividad de $2500 \Omega \cdot \text{m}$ y para una resistividad terrestre de $100 \Omega \cdot \text{m}$, el factor de reflexión K se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s}$$

Donde:

K : Factor de Reflexión entre diferentes resistencias

ρ : Resistividad del suelo $\Omega \cdot \text{m}$

ρ_s : Resistividad del material superficial

h_s : Espesor del material superficial

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} = \frac{100 - 2500}{100 + 2500} = -0.92$$

Y el factor de reducción es de $C_s = 0.71$

$$C_s = 1 - \frac{0.09(1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2h_s + 0.09} = 0.71$$

Al suponer que para una subestación en particular, el lugar del aterrizaje de las instalaciones dentro de la propiedad cercada, es tal que, se espera que la persona al menos tenga un peso corporal de 70 Kg (155 lb), se puede utilizar las ecuaciones para calcular los voltajes de toque y de paso tolerables, de la siguiente manera:

$$E_{paso} = (1000 + 6 C_s \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{paso} = (1000 + 6(0.71)(2500)) \frac{0.157}{\sqrt{0.5}} = 2586.67 \text{ V}$$

Donde:

C_S = Factor de decremento de la capa superficial

ρ_S = Resistividad del material superficial

$$E_{toque} = (1000 + 1.5 C_S \rho_S) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{toque} = (1000 + 1.5 (0.71)(2,500)) \frac{0.157}{\sqrt{0.5}} = 813.19 V$$

- Diseño inicial

La instalación contará de una rejilla de 42 x 33 m² con los conductores separados a la misma distancia con espacio de D=3 m, la profundidad de entierro de la malla es h=0.5 m y con varillas de aterrizaje de 7.5 m (9.8 ft) de largo.

La longitud total de los conductores enterrados es:

$$L_T = L_C + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R$$

$$L_T = (42 \times 15) + (33 \times 12) + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{7.5}{\sqrt{42^2 + 33^2}} \right) \right] (50 \times 7.5) = 1671.49 m$$

Donde:

L_T : Longitud total enterrada de la rejilla

L_C : Longitud total del conductor horizontalmente

L_r : Longitud de cada varilla de aterrizaje

L_x : Longitud máxima de los conductores de rejilla en dirección x

L_y : Longitud máxima de los conductores de rejilla en dirección y

L_R : Longitud total de todas las varillas de aterrizaje (Ver Fig. F3 anexo F)

L_p : Es la longitud periférica de la rejilla

El valor de resistencia de la malla es:

$$R_G = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Donde:

H: -Es la profundidad de la rejilla

ρ : Resistividad del suelo $\Omega.m$

A: Área de instalación m^2

R_G : Resistencia de la rejilla

$$R_G = 100 \left[\frac{1}{1671.49} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 1,386}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.5 \sqrt{\frac{20}{1,386}}} \right) \right] = 1.227 \Omega$$

- Corriente máxima de rejilla I_G

Como $Df= 1.0$ y el factor de división de corriente $Sf= 0.6$, tenemos:

$$Sf = \frac{I_g}{3I_0}$$

Donde:

Sf = Es el factor de división de la corriente de falla.

I_g : Es el valor de la corriente simétrica de la rejilla

I_0 : Es la secuencia cero de la corriente de falla.

$$I_{G=Df} (I_g)$$

Donde:

I_G : Es la corriente de la rejilla máxima

Df =Es el factor de decremento de la duración completa de la falla en segundos.

$$I_{G=Df(Sf)(3I_0)}$$

$$I_{G=(1)(0.6)(16,720)}$$

$$I_{G=10,032 A}$$

- Calculo del aumento del potencial de tierra (GPR).

Es necesario comparar el producto de I_G Y R_g , con el voltaje tolerable de toques, $V_{TOQUE 70}$

Donde:

I_G : Máxima corriente de rejilla que fluye entre la rejilla de aterrizaje y la tierra circundante.

R_j : Resistencia del sistema de aterrizaje, Ω

$$GPR = I_G (R_G)$$

$$GPR = (10,032)(1.227) = 12309.26V$$

El cual este valor sobrepasa los 813.19 V, que se calculó anteriormente por lo tanto son necesarias más evaluaciones para el diseño.

- Voltaje de malla.

Utilizando la siguiente ecuación se calcula el factor geométrico K_m .

$$K_m = \left(\frac{1}{2\pi}\right) \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{Kh} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right]$$

$$K_m = \left(\frac{1}{2\pi}\right) \left[\ln \left(\frac{3^2}{(16 \times 0.5 \times 0.0118)} + \frac{(3+2 \times 0.5)^2}{(8 \times 3 \times 0.0118)} - \frac{0.5}{(4 \times 0.0118)} \right) + \frac{1}{1.22} \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \times 13.73 - 1)} \right) \right] \\ = 0.47$$

Donde:

K_m : Factor geométrico

K_{ii} : Factor correctivo, para mallas con varillas de aterrizaje en el perímetro es igual a uno.

Kh : Factor de ponderación correctivo que enfatiza en la profundidad de la malla.

D : Espaciamiento entre conductivos paralelos m.

d : Diámetro del conductor de la rejilla m

h : Altura de la capa superficial

$$Kh = \sqrt{1 + \frac{h}{ho}}$$

Kh : Factor correlativo de la profundidad de la rejilla

$$Kh = \sqrt{1 + \frac{0.5}{1}} = 1.22$$

h : Altura de la capa superficial.

ho: 1m (Referencia)

Ahora se calcula el factor de corrección para la geometría de la rejilla:

$$K_i = 0.644 + 0.148 n$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = \frac{2L_c}{L_p} \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = \frac{2(1026)}{150} \cdot 1.0036 \cdot 1 \cdot 1 = 13.73$$

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4x\sqrt{A}}} \text{ Para rejilla rectangular}$$

$$n_b = 1.0036$$

$n_c = 1$ para rejillas cuadradas y rectangulares

$n_d = 1$ para rejillas cuadradas y rectangulares

Por tanto:

$$K_i = 0.644 + 0.148 n$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 (13.73) = 2.68$$

Luego encontrando el voltaje de malla:

$$E_m = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_m \cdot K_i}{L_T}$$

Donde:

$$L_T: L_c + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R$$

$$E_m = \frac{(100)(10,032)(0.47)(2.68)}{1671.49} = 755.99V$$

Calculando los valores de Voltaje de paso (Es), Factor de corrección para la geometría de la rejilla (Ki), longitud total para voltaje de paso (Ls) y Factor de espaciamiento para el Voltaje de malla (Ks).

Ya que $K_i = 2.68$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 0.5} + \frac{1}{3 + 0.5} + \frac{1}{3} (1 - 0.5^{13.73-2}) \right] = 0.515$$

$$E_s = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_s \cdot K_i}{0.75L_c + 0.85L_R}$$

$$E_s = \frac{(100)(10,032)(0.515)(2.68)}{(0.75)(1026) + (0.85)(375)} = 1272.33V$$

- Comparación de E_m Vs E_{TOQUE} . El voltaje de malla calculado es más bajo que el Voltaje de toque tolerable (755.99 V versus 813.19 V)
- Comparación de E_s Vs E_{PASO} . El Voltaje E_s que se calculó es más bajo que el Voltaje de paso tolerable (1272.33 V versus 2586.67 V)
- Modificar el diseño. No necesariamente para este caso.

Por lo tanto el diseño de red de tierra para la Subestación de referencia es el adecuado.

ANEXO B

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE UNA SUBESTACION DE CONMUTACION 23/23 kV

- Voltaje Nominal: 23kV
- Potencia Disponible en la Subestación tomando en cuenta ampliaciones y cargas futuras: 25MVA
- Número de salidas a instalar: 3 con proyección futura de 4 salidas
- Corriente de Cortocircuito trifásica disponible en la Subestación: 16 kA incluyendo proyección futura.

Pórticos:

- Poste de Concreto Centrifugado 40 pies.

Aisladores:

- Aislador de porcelana tipo Columna ANSI 57-3
- Aislador de porcelana tipo Suspensión ANSI 52-4

Conductores:

- Alimentadores de Entrada, Salida y Barras de 23kV:

Capacidad demandada no excede el 100%

Proyecciones futuras

Temperatura 25°C

- Conductores para Alimentadores de Entrada y de Barras:

$$I_n @ 25MVA = \frac{25000}{\sqrt{3} * 23} = 627.55A$$

Utilizando tabla 6 se selecciona conductor ACSR 397.5MCM

Valor Nominal de Corriente @ 25°C: 640 A

- Conductores para Alimentadores de Salidas:

Asumiendo que cada salida tiene la capacidad de transportar 20MVA

$$I_n @ 20MVA = \frac{20000}{\sqrt{3} * 23} = 502.04A$$

Utilizando tabla 6 se selecciona conductor ACSR 397.5MCM

Valor Nominal de Corriente @ 25°C: 640 A

Pararrayos 23kV

Especificaciones:

Los cálculos para la obtención de las especificaciones eléctricas de los Pararrayos 23 kV se muestran en el anexo A.

Utilizando tabla 21 tenemos:

Tipo Oxido Metálico

Material envolvente porcelana

Clase Estación

Duty Cycle: 24kV

MCOV: 19.5kV

TOV por 1s: 28.2kV

SPL: 47.1kV

LPL: 57.6kV

Seccionadores

Especificaciones:

Utilizando tablas 26 y 27 tenemos:

- Seccionadores de Bypass Alimentadores de Entrada

Modo de operación: Tripolar

Mecanismo de operación: Manual y Eléctrico

Voltaje Nominal: 23kV

Voltaje Máximo Nominal: 25.8kV

Corriente Nominal: 1200 A

Corriente Simétrica o de corto tiempo: 38 kA/rms

Corriente Asimétrica Momentánea: 61 kA/rms

Tipo de Apertura: Vertical

- Seccionadores de Bypass en Salidas

Modo de operación: Tripolar

Mecanismo de operación: Manual y Eléctrico

Voltaje Nominal: 23kV

Voltaje Máximo Nominal: 25.8kV

Corriente Nominal: 600 A

Corriente Simétrica o de corto tiempo: 25 kA/rms

Corriente Asimétrica Momentánea: 40 kA/rms

Tipo de Apertura: Vertical

- Seccionadores de Puesta a Tierra

Modo de operación: Tripolar

Mecanismo de operación: Manual

Voltaje Nominal: 23kV

Voltaje Máximo Nominal: 25.8kV

Corriente Nominal: 1200A y 600 A

Corriente Simétrica o de corto tiempo: 38 kA/rms

Corriente Asimétrica Momentánea: 61 kA/rms

Interruptor de Potencia

Especificaciones:

Utilizando tabla 20 tenemos:

Voltaje Máximo Nominal: 25.8kV

Corriente Continua: 1200A

Corriente de Corto Circuito y Corto Tiempo: 20kA

Corriente Nominal de Cierre en Corto Circuito: 52kA

Tipo Tanque Muerto

Medio de Extinción del Arco: Vacío

Nivel Antisísmico Alto

Nivel de Contaminación: Medio

Modo de Operación: Tripolar

Mecanismo de Operación: Manual y Eléctrico

Frecuencia Nominal: 60Hz

Duración de Corriente de Tiempo Corto: 3s

Voltaje de Motor Eléctrico: 125VDC

Celdas Metal Clad (MC)

Especificaciones:

Celdas de Media Tensión Tipo Metal Clad

Equipo de Control y Monitoreo

Equipo de Medición de Energía

Uso Interior

Ambiente Tropical

Modo de Operación: Tripolar

Voltaje Nominal de Operación: 25kV

Voltaje Máximo Nominal: 27kV

Frecuencia: 60Hz

Corriente Nominal: 1200A

Corriente Máxima de Corto Circuito Simétrico: 25kA

Capacidad de Corriente de Barras: 1200A

Barras Colectoras, Barras de Tierra, Seccionadores de Cobre Rígido

Seccionadores de Puesta a Tierra de Operación Manual

Interruptor de Potencia Tripolar

Pararrayos tipo Estación

Medio de Interrupción del Arco: SF6, Vacío

Nivel Básico de Aislamiento al Impulso por Descargas Atmosféricas (BIL): 150kV

Transformadores de Instrumentos

- **Transformador de corriente**

Tomando de referencia el Anexo D “diagrama unifilar de Subestación de Conmutación”.

Transformadores de corriente TC1, TC2, TC3, TC4, TC5, TC6

Corriente primaria

$$I_n @ 25MVA = \frac{25000}{\sqrt{3} * 23} = 627.55A$$

Burden total:

- Cable THHN #10 ANG, longitud 30m²³

Resistencia = 0.00328 Ω/m

Entonces:

$$R = 30 \times 0.00328 = 0.0984 \Omega$$

$$VA = \text{Watts} = R \times I^2 = (0.0984) (5)^2 = 2.46 \text{ VA}$$

- Relevadores 3 x 0.27 VA²⁴

$$VA_{\text{TOTAL}} = 2.46 + 0.81 = 3.27 \text{ VA}$$

²³ En todos los cálculos se tomará una longitud de 30 metros

²⁴ Datos Tomados del equipo SEL 387

- Saturación de los TCs bajo corriente de falla simétrica:

Burden de la carga Z_c : 0.1Ω

Resistencia del devanado secundario del TC Z_b : 0.61Ω (Ver fig. F1)

Corriente de cortocircuito simétrica referida al secundario del TC (I_s):

$$\frac{16000}{240} = 66.67A.$$

$$V_x > I_s * (Z_c + Z_b)$$

Para minimizar el efecto de la saturación bajo condiciones de falla, el voltaje de saturación (V_x) debe ser menor o igual que el 50% del voltaje nominal terminal.

Entonces:

$$V_x = 66.67 * (0.71) = 47.33V$$

Por lo tanto el TC seleccionado no se satura para corrientes de falla simétricas ya que V_x es menor que el 50% del voltaje nominal terminal, para el caso de un TC C400 es 200V.

Especificaciones para TC1, TC2, TC3, TC4, TC5, TC6 (protección de Barras):

- Corriente primaria: 1200A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: $\frac{1200}{5} = 240$
- Clase de precisión: 1.2 (Ver tabla 38)
- Designación del Burden: B-1 (Ver tabla 37)
- Clase: C-400
- Tipo: Bushing

Transformadores de corriente TC7, TC8, TC9, TC10:

$$I_n @ 20MVA = \frac{20000}{\sqrt{3} * 23} = 502.04A$$

Cable: VA = Watts = R x I² = (0.0984) (5)² = 2.46 VA

- Relevadores 3 x 0.27 = 0.81 VA

$$VA_{TOTAL} = 2.46 + 0.81 = 3.27 VA$$

- Saturación de los TCs bajo corriente de falla simétrica:

Burden de la carga Zc: 0.1Ω

Resistencia del devanado secundario del TC Zb: 0.31Ω (Ver fig. F1)

Corriente de cortocircuito simétrica referida al secundario del TC (Is):

$$\frac{16000}{120} = 133.33A$$

$$V_x > I_s * (Z_c + Z_b)$$

Para minimizar el efecto de la saturación bajo condiciones de falla, el voltaje de saturación (Vx) debe ser menor o igual que el 50% del voltaje nominal terminal.

Entonces:

$$V_x = 133.33 * (0.41) = 54.67V$$

Por lo tanto el TC seleccionado no se satura para corrientes de falla simétricas ya que Vx es menor que el 50% del voltaje nominal terminal, para el caso de un TC C200 es 100V.

Especificaciones para TC7, TC8, TC9, TC10 (protección de Alimentadores de Salida):

- Transformador con Multirelación: 600:5
- Corriente Primaria: 502.04 A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: $\frac{600}{5} = 120$
- Clase de precisión: 1.2 (Ver tabla 38)
- Designación del Burden: B-1 (Ver tabla 37)

- Clase: C-200
- Tipo: Bushing

Transformadores de corriente TCM1, TCM2, TCM3, TCM4:

$$I_n @ 20MVA = \frac{20000}{\sqrt{3} * 23} = 502.04A$$

Cable: VA = Watts = R x I² = (0.0984) (5)² = 2.46 VA

- Medidores 3 x 2.5mVA = 7.5mVA
VA_{TOTAL} = 2.46 + 7.5mVA = 2.47 VA
- Saturación de los TCs bajo corriente de falla simétrica: los TCs deben saturarse para corrientes de falla ya que serán utilizados para medición.

Especificaciones para TCM1, TCM2, TCM3, TCM4 (Medición de Alimentadores de Salida):

- Transformador con Multirelación: 600:5
- Corriente Primaria: 502.04 A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: $\frac{600}{5} = 120$
- Clase de precisión: 0.3 (Ver tabla 38)
- Designación del Burden: B-0.2 (Ver tabla 37)
- Clase: C-100

Transformador de potencial

Burden Total:

- Cable: Watts = VA = (0.0984) (5)² = 2.46 VA
- Relevadores: 3 x 0.06 VA @ 120 V
- Medidores: 2.5mVA
VA_{TOTAL} = 2.46 + 0.18 + 2.5mVA = 2.64 VA

Especificaciones:

- Voltaje Primario: 24,940 Grd/ 14,400V Grupo 3
- Voltaje Secundario: 120/69.3 V
- Relación: $\frac{24000}{120} = 200 \rightarrow 200:1$
- Designación del Burden: **X** (Ver tabla 39)
- Precisión: 0.3 (Ver tabla 40)

Banco de baterías

Numero de interruptores: 6

Tiempo de respaldo: 8 horas

Voltaje de operación DC

Luminarias: 6x60W, 125V

Control: Tres relés multifunción SEL-387E + Sistema SCADA

Especificaciones:

- Tipo de baterías plomo ácido
- Voltaje Nominal del sistema: 125 V_{DC}
- Máximo voltaje del sistema: 140 V_{DC}.
- Mínimo voltaje permisible en los terminales de la batería (incluyendo las caídas de voltaje): 105 V.
- Voltaje de carga de las baterías: 2.33 V/Celda
- Menor temperatura de operación esperada: 15.6 °C
- Margen de diseño: 15%
- Capacidad de baterías 130Ah

Por lo tanto el cálculo y especificación del banco de baterías y del cargador de baterías es idéntico al mostrado en el anexo A

Red de Tierra

Datos de diseño:

- Duración de la falla T_f : _____ 0.5 seg
- Corriente De falla simétrica I_f : _____ 16,000 A
- Factor de división de corriente S_f : _____ 0.6
- Voltaje de Línea - Línea: _____ 23,000 v
- Resistividad del suelo (ρ): _____ 100 Ω .m
- Resistividad de grava (húmeda) ρ_s : _____ 2,500 Ω .m
- Espesor de la superficie de grava h_s : _____ 0.102 m (4'')
- Profundidad de la rejilla en tierra: _____ 0.5 m
- Área de aterrizaje disponible A: _____ 42 x 33 m²

Por lo tanto el cálculo y especificación de la red de tierra es idéntico al mostrado en el anexo A

ANEXO C

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE UNA SUBESTACION DE TRANSFORMACION 23/4.16 kV

Datos de Subestación:

- Voltaje Nominal: 23kV
- Potencia Disponible en la Subestación tomando en cuenta ampliaciones y cargas futuras: 10MVA
- Número de salidas a instalar: 2 con proyección futura de 3 salidas
- Corriente de Cortocircuito trifásica disponible en la Subestación: 8 kA incluyendo proyección futura.

Pórticos:

- Poste de Concreto Centrifugado 40 pies.

Aisladores:

- Aislador de porcelana tipo Columna ANSI 57-3
- Aislador de porcelana tipo Suspensión ANSI 52-4

Conductores:

- Conductores para Alimentadores de Entrada y Barras de 23kV:

Capacidad demandada no excede el 100%

Incluyendo proyecciones futuras

Temperatura 25°C

$$I_n @ 10MVA = \frac{10000}{\sqrt{3} * 23} = 251.02A$$

Utilizando tabla 6 se selecciona conductor ACSR 4/0

Valor Nominal de Corriente @ 25°C: 390 A

- Conductores para Alimentadores de Salidas y Barras de 4.16kV:

Asumiendo que cada salida tiene la capacidad de transportar 5MVA

$$I_n @ 5MVA = \frac{5000}{\sqrt{3} * 4.16} = 693.93A$$

Utilizando tabla 6 se selecciona Cable ACSR 477MCM

Valor Nominal de Corriente @ 25°C: 700 A

La barra tiene la capacidad de transportar 10MVA

$$I_n @ 10MVA = \frac{10000}{\sqrt{3} * 4.16} = 1,389.51A$$

Utilizando tabla 10 se selecciona tubería ASA cedula 40 de Aluminio desnudo
Diámetro 2½"

Valor Nominal de Corriente @ 25°C: 1550 A

Transformador de Potencia

Especificaciones

- Voltaje Máximo del Transformador
Primario: 24.15 kV
Secundario: 4.37 kV
- Nivel básico de aislamiento al impulso
Primario: BIL: 150 kV
Secundario: BIL: 95 kV
- Relación de transformación: 23 kV/4.16 kV
- Potencia Nominal
ONAN: 8 MVA

ONAF: 10 MVA

- Conexión y desfase: Yyn1
- Impedancia Porcentual
8%
- Frecuencia: 60 Hz
- Aceite Mineral
- Cambiador de derivaciones
Operación bajo carga
Regulación de voltaje $\pm 5\%$
Aislado en aceite
- Protecciones
Relé Bucholz
Válvula de alivio de presión
Sistema monitoreo de temperatura
Pararrayos para 23kV y 4.16kV

Pararrayos 23kV

Asumiendo un neutro efectivamente aterrizado COG < 80%

Máximo Voltaje del Sistema: $23 * 1.05 = 24.15kV$

Máximo Voltaje Fase Neutro del Sistema: $\frac{23 * 1.05}{\sqrt{3}} = 13.94kV$

Entonces:

Voltaje fase neutro_(Max TOV): $24.15 * 0.68 = 16.42kV$ para condiciones de falla <1s

Relación TOV: $\frac{V_{FN(MaxTOV)}}{V_{FN \max}} = \frac{16.42}{13.94} = 1.17 p.u$

Utilizando tabla 21 se selecciona un Duty Cycle de 24kV y un MCOV de 19.5kV/rms

Especificaciones:

Tipo Oxido Metálico

Material envolvente porcelana

Clase Estación

Duty Cycle: 24kV

MCOV: 19.5kV

TOV por 1s: 28.2kV

SPL: 47.1kV

LPL: 57.6kV

Pararrayos 4.16kV

Máximo Voltaje del Sistema: $4.16 * 1.05 = 4.37kV$

Máximo Voltaje Fase Neutro del Sistema: $\frac{4.16 * 1.05}{\sqrt{3}} = 2.52kV$

Entonces:

Voltaje fase neutro_(Max TOV): $4.37 * 0.60 = 2.62kV$ para condiciones de falla <1s

Relación TOV: $\frac{V_{FN(MaxTOV)}}{V_{FN \max}} = \frac{2.62}{2.52} = 1.04p.u$

Utilizando tabla 21 se selecciona un Duty Cycle de 3kV y un MCOV de 2.55kV/rms

Especificaciones:

Tipo Oxido Metálico

Material envolvente porcelana

Clase Estación

Duty Cycle: 3kV

MCOV: 2.55kV

Seccionadores

Especificaciones:

Utilizando tablas 26 y 27 tenemos:

- Seccionadores de Bypass para Alimentadores de Entrada

Modo de operación: Tripolar

Mecanismo de operación: Manual y Eléctrico

Voltaje Nominal: 7.35kV

Voltaje Máximo Nominal: 8.25kV

Corriente Nominal: 600 A

Corriente Simétrica o de corto tiempo: 25 kA/rms

Corriente Asimétrica Momentánea: 40 kA/rms

Tipo de Apertura: Vertical

- Seccionadores de Bypass para Circuitos de Salida

Modo de operación: Tripolar

Mecanismo de operación: Manual y Eléctrico

Voltaje Nominal: 7.35kV

Voltaje Máximo Nominal: 8.25kV

Corriente Nominal: 1200 A

Corriente Simétrica o de corto tiempo: 38 kA/rms

Corriente Asimétrica Momentánea: 61 kA/rms

Tipo de Apertura: Vertical

- Seccionadores de Puesta a Tierra

Modo de operación: Tripolar

Mecanismo de operación: Manual

Voltaje Nominal: 7.35kV

Voltaje Máximo Nominal: 8.25kV

Corriente Nominal: 600A y 1200 A

Corriente Simétrica o de corto tiempo: 38 kA/rms

Corriente Asimétrica Momentánea: 61 kA/rms

Interruptor de Potencia

Especificaciones:

Utilizando tabla 20 tenemos:

Voltaje Máximo Nominal: 15.5kV

Corriente Continua: 600A

Corriente de Corto Circuito y Corto Tiempo: 12.5kA

Corriente Nominal de Cierre en Corto Circuito: 32.5kA

Tipo Tanque Muerto

Medio de Extinción del Arco: Vacío

Nivel Antisísmico Alto

Nivel de Contaminación: Medio

Modo de Operación: Tripolar

Mecanismo de Operación: Manual y Eléctrico

Frecuencia Nominal: 60Hz

Duración de Corriente de Tiempo Corto: 3s

Voltaje de Motor Eléctrico: 125VDC

Transformadores de Instrumentos

- **Transformador de corriente**

Tomando de referencia el Anexo D “diagrama unifilar de Subestación de Transformación”.

Corriente primaria

$$I_n @ 10MVA = \frac{10000}{\sqrt{3} * 23} = 251.02A$$

Especificaciones para TC1, TC2 (Protección Diferencial), TC3 (Protección contra fallas a tierra o residual):

- Saturación de los TCs bajo corriente de falla simétrica:

Burden de la carga Z_c : 0.1Ω

Resistencia del devanado secundario del TC Z_b : 0.31Ω (Ver fig. F1)

Corriente de cortocircuito simétrica referida al secundario del TC (I_s):

$$\frac{8000}{120} = 66.67 A$$

$$V_x > I_s * (Z_c + Z_b)$$

Para minimizar el efecto de la saturación bajo condiciones de falla, el voltaje de saturación (V_x) debe ser menor o igual que el 50% del voltaje nominal terminal.

Entonces:

$$V_x = 66.67 * 0.41 = 27.33V$$

Por lo tanto el TC seleccionado no se satura para corrientes de falla simétricas ya que V_x es menor que el 50% del voltaje nominal terminal, para el caso de un TC C200 es 100V.

TC1:

- Corriente primaria: 600A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: $\frac{600}{5} = 120A$
- Clase de precisión: 1.2 (Ver tabla 38)
- Designación del Burden: B-1 (Ver tabla 37)
- Clase: C-200
- Tipo: Bushing

TC2:

- Corriente primaria: 2000A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: $\frac{2000}{5} = 400A$
- Clase de precisión: 1.2 (Ver tabla 38)
- Designación del Burden: B-1 (Ver tabla 37)
- Clase: C-200
- Tipo: Bushing

TC3:

- Corriente primaria: 600A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: $\frac{600}{5} = 120A$
- Clase de precisión: 1.2 (Ver tabla 38)
- Designación del Burden: B-1 (Ver tabla 37)
- Clase: C-200

Especificaciones para TC4, TC5 (protección de Alimentadores de Salida):

$$I_n @ 5MVA = \frac{5000}{\sqrt{3} * 4.16} = 693.93A$$

TC4, TC5:

- Corriente Primaria: 1200 A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: $\frac{1200}{5} = 240A$
- Clase de precisión: 1.2 (Ver tabla 38)
- Designación del Burden: B-1 (Ver tabla 37)
- Clase: C-200
- Tipo: Bushing

Especificaciones para TCM1, TCM2 (Medición para Alimentadores de Salida):

- Corriente Primaria: 1200 A
- Corriente secundaria: 5 A
- Relación de Transformación: $\frac{1200}{5} = 240A$
- Clase de precisión: 0.3 (Ver tabla 38)
- Designación del Burden: B-0.2 (Ver tabla 37)
- Clase: C-100

Transformador de potencial

Burden Total:

- Cable: Watts = VA = $(0.0984) (5)^2 = 2.46 \text{ VA}$
 - Relevadores: 2 x 0.06 VA @ 120 V
 - Medidores: 2.5mVA
- $$VA_{\text{TOTAL}} = 2.46 + 0.12 + 2.5\text{mVA} = 2.58 \text{ VA}$$

Especificaciones:

- Voltaje Primario: 24,940 Grd Y/14,400 Grupo 3
- Voltaje Secundario: 120/69.3 V
- Relación: $\frac{24000}{120} = 200 \rightarrow 200:1$
- Designación del Burden: **X** (Ver tabla 39)
- Precisión: 0.3 (Ver tabla 40)

Banco de Baterías

Numero de interruptores: 1

Tiempo de respaldo: 8 horas

Voltaje de operación DC

Luminarias: 6x60W, 125V

Control: 2 relés multifunción SEL-387E + Sistema SCADA

Especificaciones:

Utilizando el procedimiento anteriormente descrito en el anexo A tenemos:

- Tipo de baterías plomo ácido
- Voltaje Nominal del sistema: 125 V_{DC}
- Máximo voltaje del sistema: 140 V_{DC}.
- Mínimo voltaje permisible en los terminales de la batería (incluyendo las caídas de voltaje): 105 V.
- Voltaje de carga de las baterías: 2.33 V/Celda
- Menor temperatura de operación esperada: 15.6 °C
- Margen de diseño: 15%
- Capacidad de baterías 65Ah

Cargador de baterías:

El cargador debe ser lo suficientemente grande para alimentar las cargas continuas mientras también recarga el banco de baterías dentro de un periodo razonable de tiempo, para el cálculo del cargador se utiliza la siguiente fórmula:

$$A = [kC]/H + Lc$$

Donde:

A: Capacidad de salida del cargador en amperios

k: factor de eficiencia para retornar el 100% de amperios-hora removidos.
(utilizar 1.1 para baterías plomo-ácido y 1.4 para níquel-cadmio)

C: Amperios-hora calculados según el ciclo de trabajo de las baterías

H: Tiempo de recarga para llegar a un aproximado del 95% de la capacidad en horas (Un tiempo de 8 a 12 horas es recomendado).

Lc: Carga continua en amperios.

Entonces para el ejemplo anterior tenemos:

K: 1.1

C: 27.03 Ah

H: 8 horas

Lc: 2.58 A

$$A = \frac{1.1 * 27.03}{8} + 2.58$$

$$A = 6.29 A$$

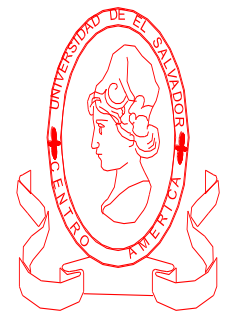
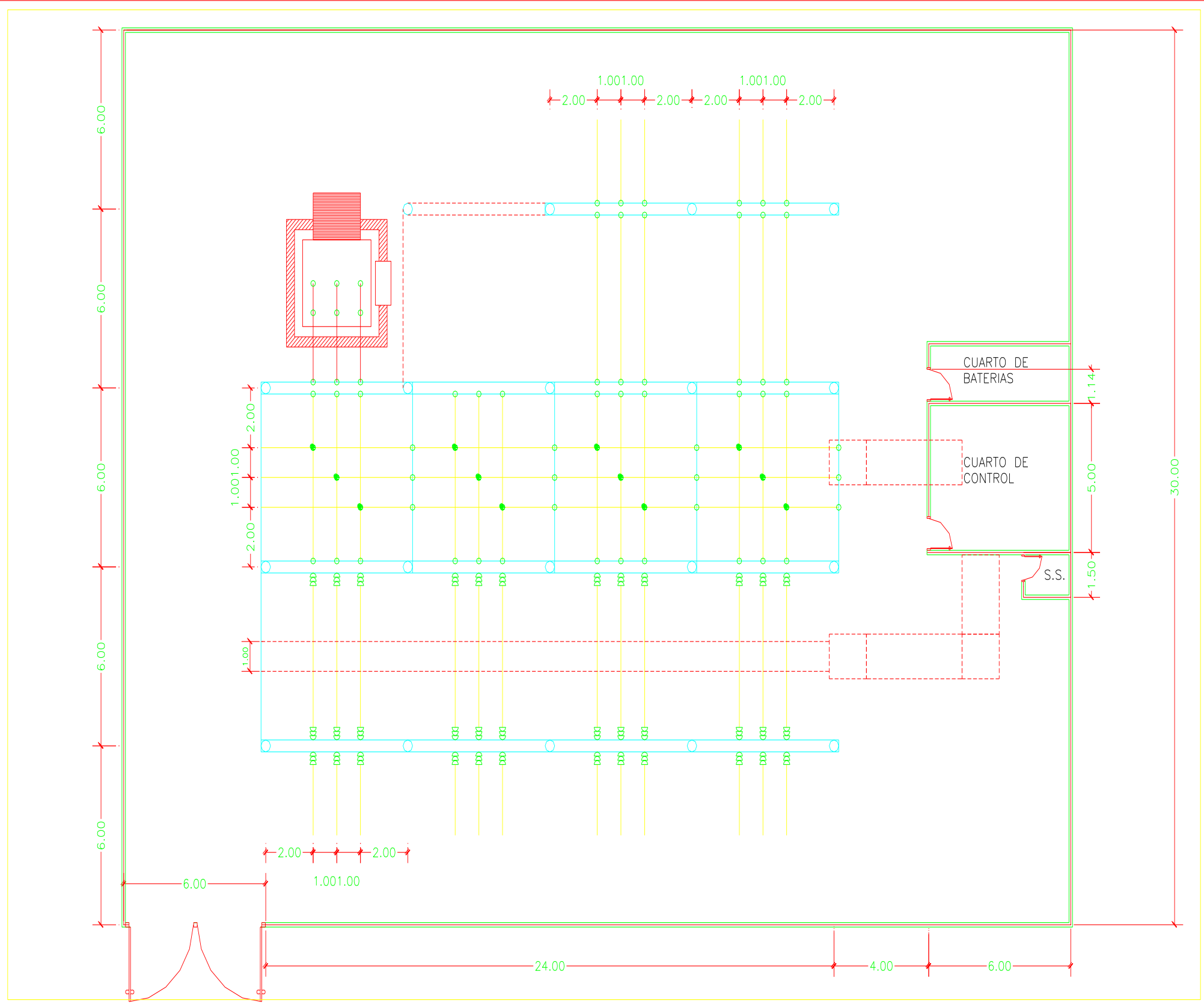
La capacidad de salida del cargador de baterías debe ser de **5.55 amperios**.

Recerradores (Colector y Salidas)

Utilizando tabla 23 tenemos:

- Voltaje nominal: 13.2 kV
- Voltaje Máximo Nominal: 15.5 kV
- Frecuencia de operación: 60 Hz
- Corriente nominal: 800A
- Corriente de Corto circuito: 12.5 kA
- Nivel básico de aislamiento al impulso: 110 kV
- Accionamiento: Tripolar.
- Cámara de extinción del arco: SF6
- Transformadores de corriente: Tipo bushing para protección
- Indicador: Abierto/Cerrado
- Estructura de montaje: Tipo subestación

ANEXO D
PLANOS DE SUBESTACIONES



PROYECTO :

"Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV"

CONTENIDO :

Vista de planta de Subestación de Referencia

PRESENTA :

ALVARENGA MARTINEZ, JESUS ANTONIO
AMAYA HERNANDEZ, JOAN MANUEL

ASESOR INTERNO (UES):

ING. JORGE ALBERTO ZETINO

ASESOR EXTERNO (SIGET):

ING. JOSE LUIS REGALADO

FIGURA:

2/13

ESCALA :

SIN ESCALA

FECHA :

FEBRERO 2011



PROYECTO :

"Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV"

CONTENIDO :

Vista de elevación de Subestación de Referencia

PRESENTA :

ALVARENGA MARTINEZ, JESUS ANTONIO
 AMAYA HERNANDEZ, JOAN MANUEL

ASESOR INTERNO (UES):

ING. JORGE ALBERTO ZETINO

ASESOR EXTERNO (SIGET):

ING. JOSE LUIS REGALADO

FIGURA:

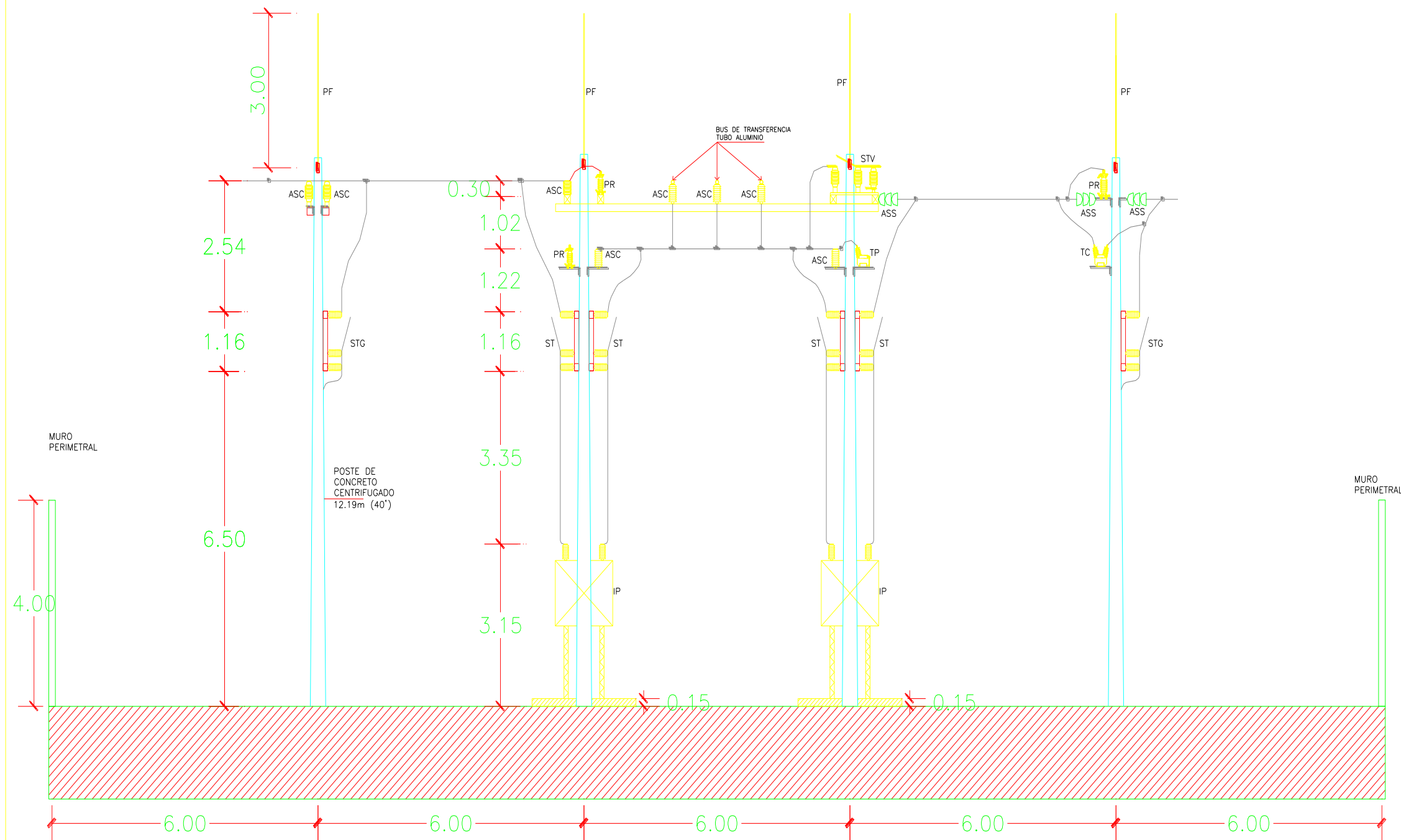
3/13

ESCALA :

SIN ESCALA

FECHA :

FEBRERO 2011





PROYECTO :

"Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV"

CONTENIDO :

Vista de elevación de Subestación de Referencia

PRESENTA :

ALVARENGA MARTINEZ, JESUS ANTONIO
 AMAYA HERNANDEZ, JOAN MANUEL

ASESOR INTERNO (UES):

ING. JORGE ALBERTO ZETINO

ASESOR EXTERNO (SIGET):

ING. JOSE LUIS REGALADO

FIGURA:

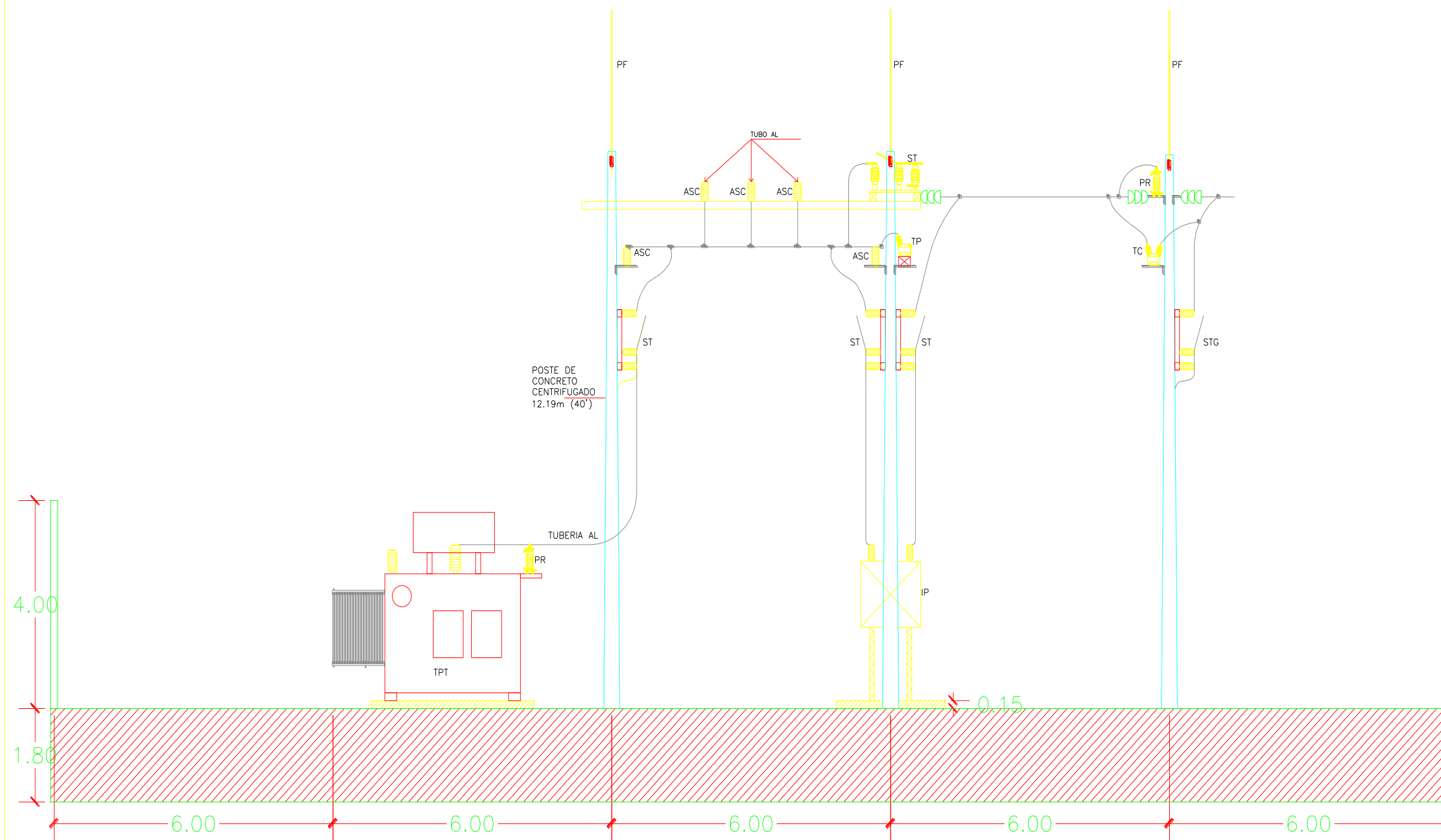
4/13

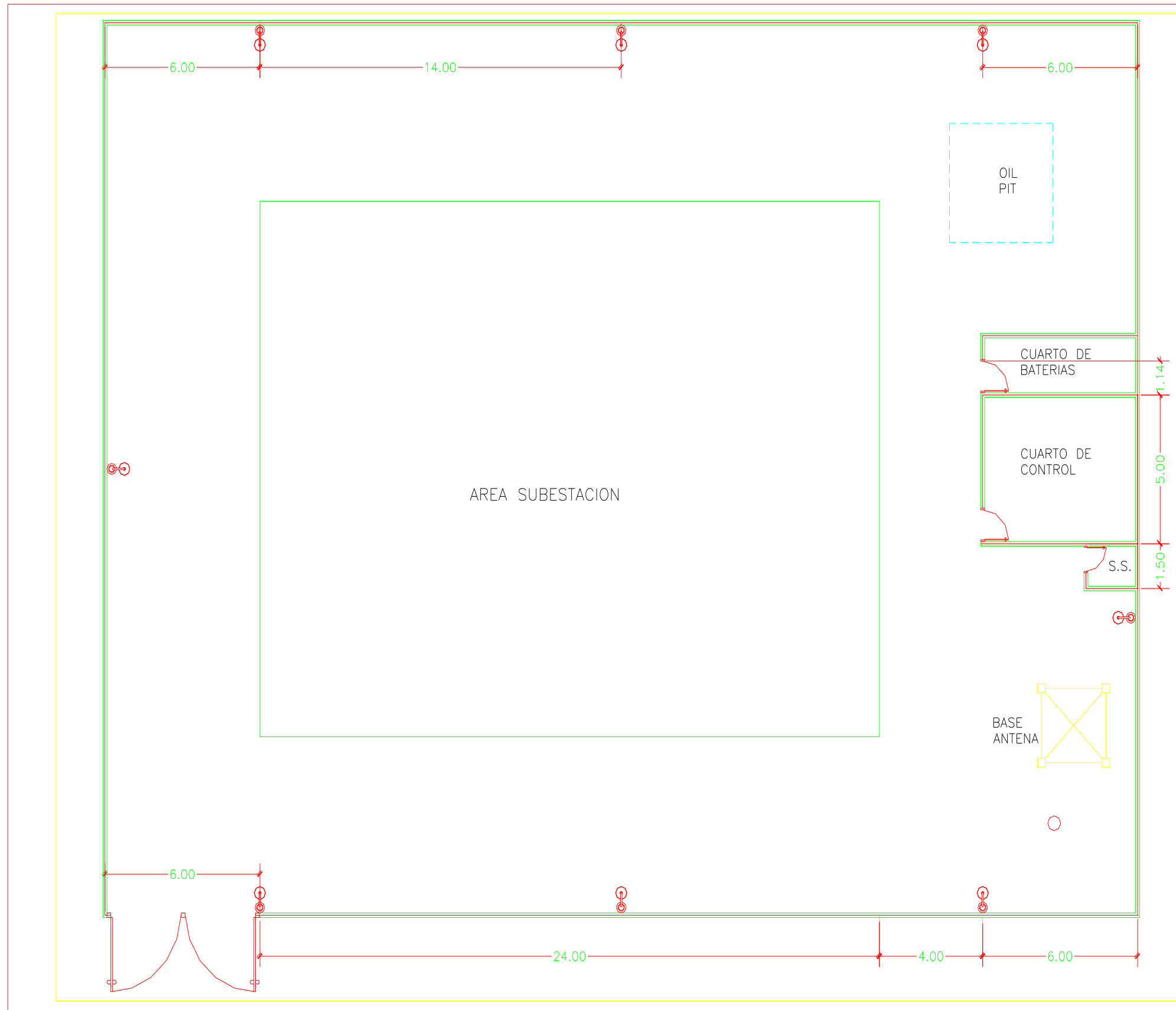
ESCALA :

SIN ESCALA

FECHA:

FEBRERO 2011





PROYECTO :

"Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV"

CONTENIDO :

Dimensiones de Subestación de Referencia

PRESENTA :

ALVARENGA MARTINEZ, JESUS ANTONIO
AMAYA HERNANDEZ, JOAN MANUEL

ASESOR INTERNO (UES):

ING. JORGE ALBERTO ZETINO

ASESOR EXTERNO (SIGET):

ING. JOSE LUIS REGALADO

FIGURA:

5/13

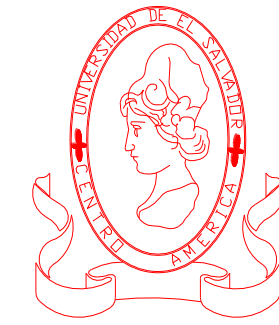
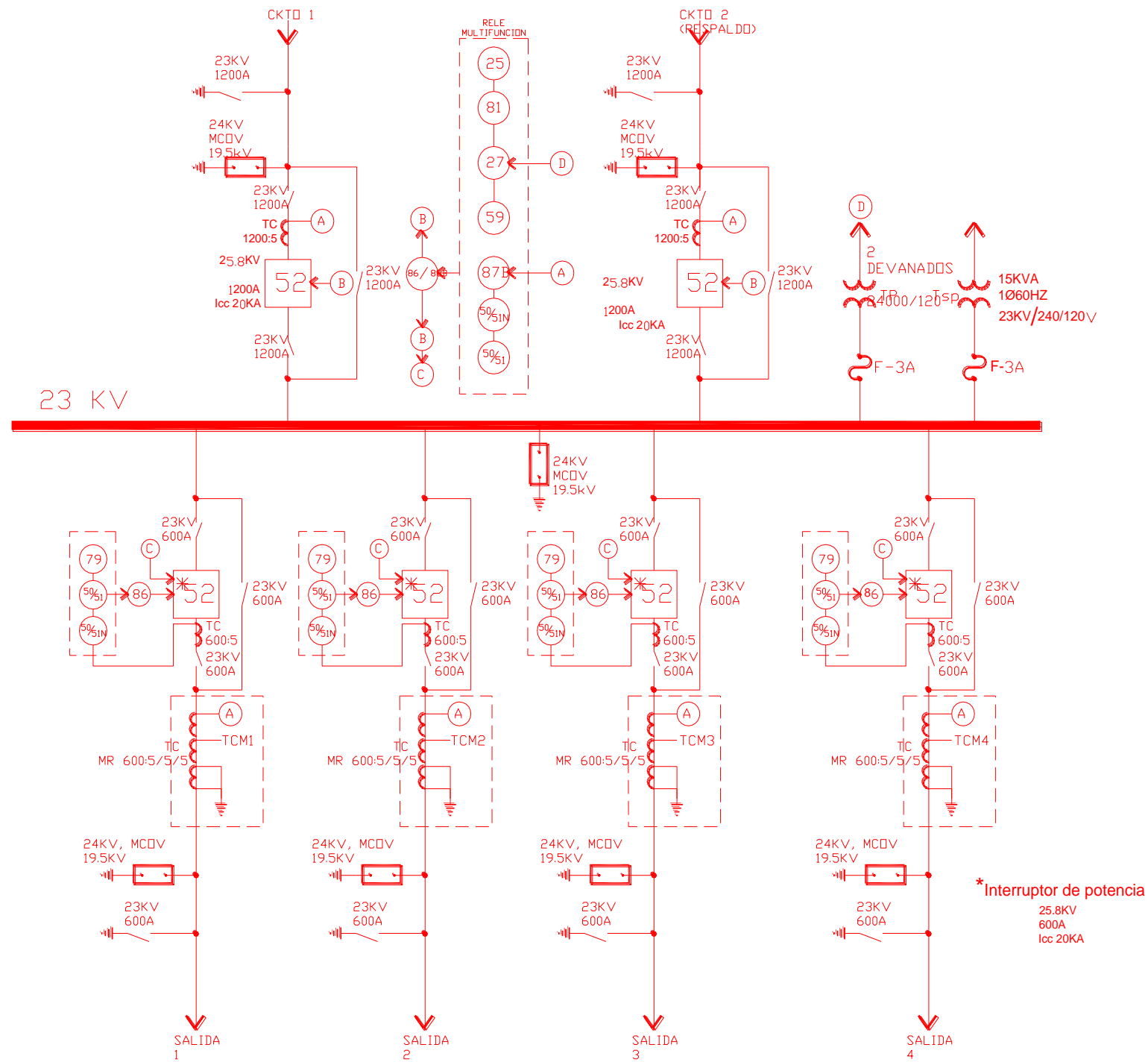
ESCALA :

SIN ESCALA

FECHA :

FEBRERO 2011

SUBESTACION DE CONMUTACION



PROYECTO :

"Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV"

CONTENIDO :

Diagrama unifilar de Subestación de Conmutación

PRESENTA :

ALVARENGA MARTINEZ, JESUS ANTONIO
AMAYA HERNANDEZ, JOAN MANUEL

ASESOR INTERNO (UES):

ING. JORGE ALBERTO ZETINO

ASESOR EXTERNO (SIGET):

ING. JOSE LUIS REGALADO

FIGURA:

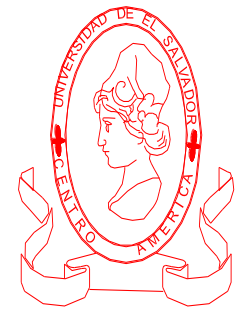
6/13

ESCALA :

SIN ESCALA

FECHA :

FEBRERO 2011



PROYECTO :

"Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV"

CONTENIDO :

Vista de planta de Subestación de Conmutación

PRESENTA :

ALVARENGA MARTINEZ, JESUS ANTONIO
AMAYA HERNANDEZ, JOAN MANUEL

ASESOR INTERNO (UES):

ING. JORGE ALBERTO ZETINO

ASESOR EXTERNO (SIGET):

ING. JOSE LUIS REGALADO

FIGURA:

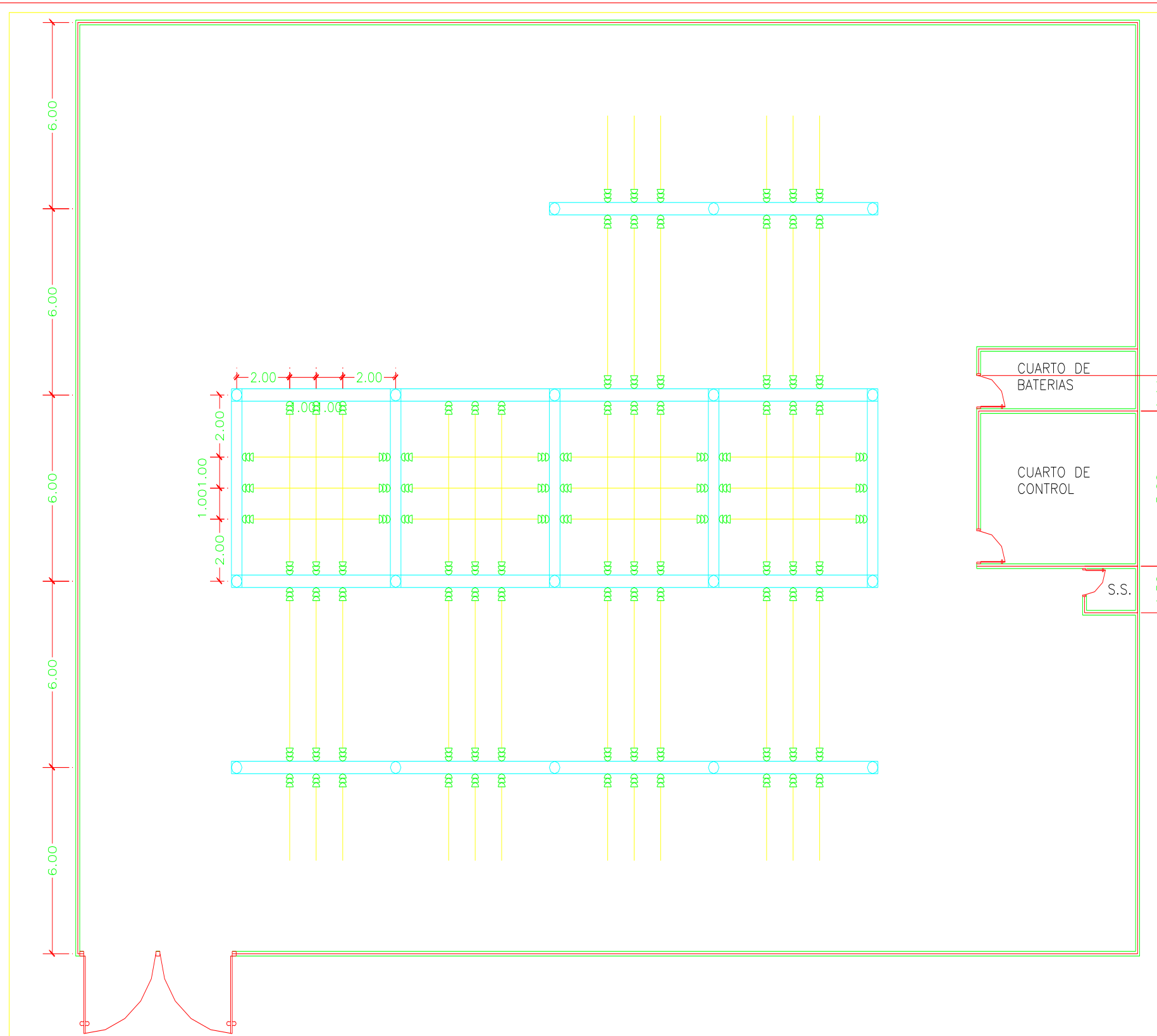
7/13

ESCALA :

SIN ESCALA

FECHA :

FEBRERO 2011





PROYECTO :

"Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV"

CONTENIDO :

Vista de elevación de Subestación de Conmutación

PRESENTA :

ALVARENGA MARTINEZ, JESUS ANTONIO
AMAYA HERNANDEZ, JOAN MANUEL

ASESOR INTERNO (UES):

ING. JORGE ALBERTO ZETINO

ASESOR EXTERNO (SIGET):

ING. JOSE LUIS REGALADO

FIGURA:

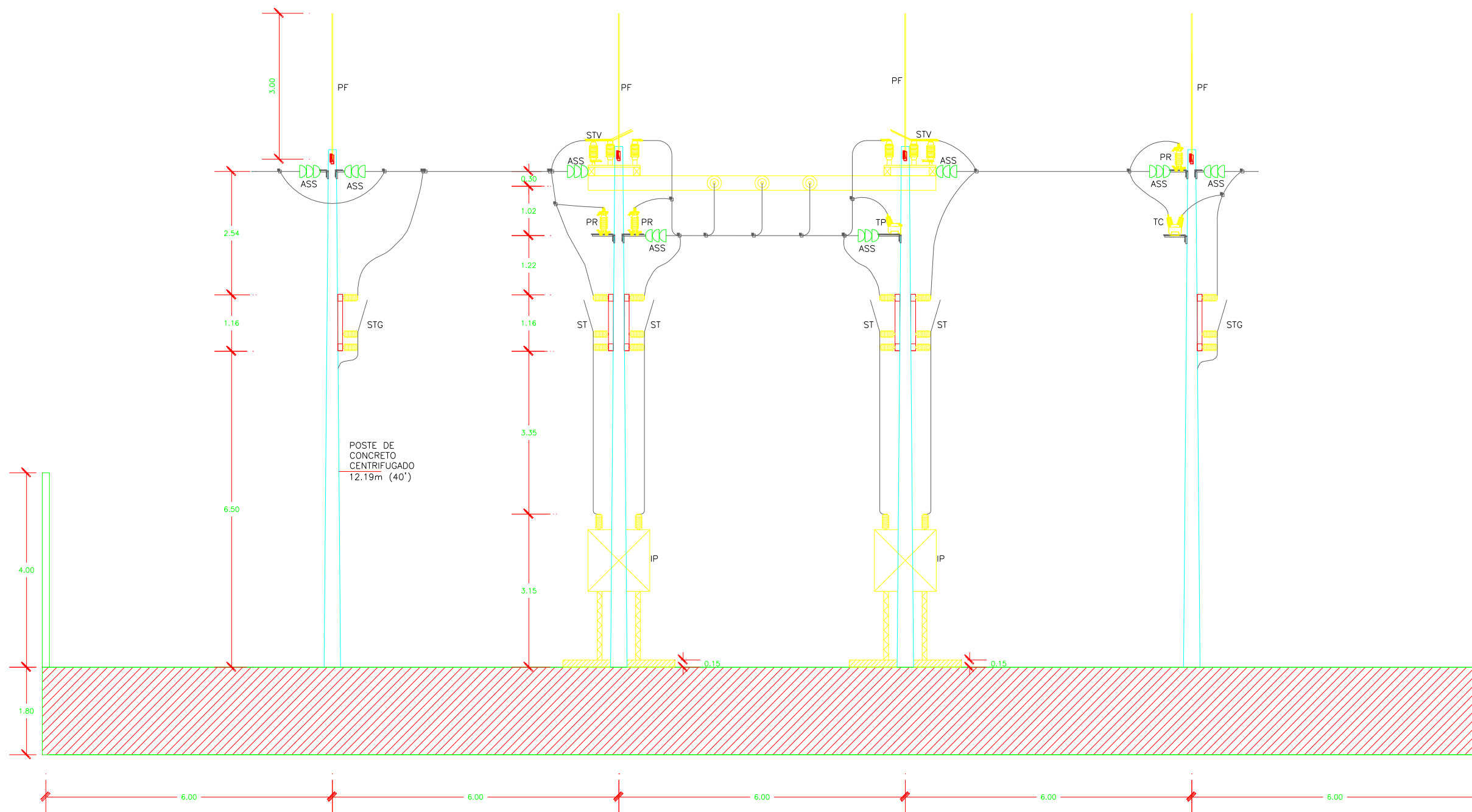
8/13

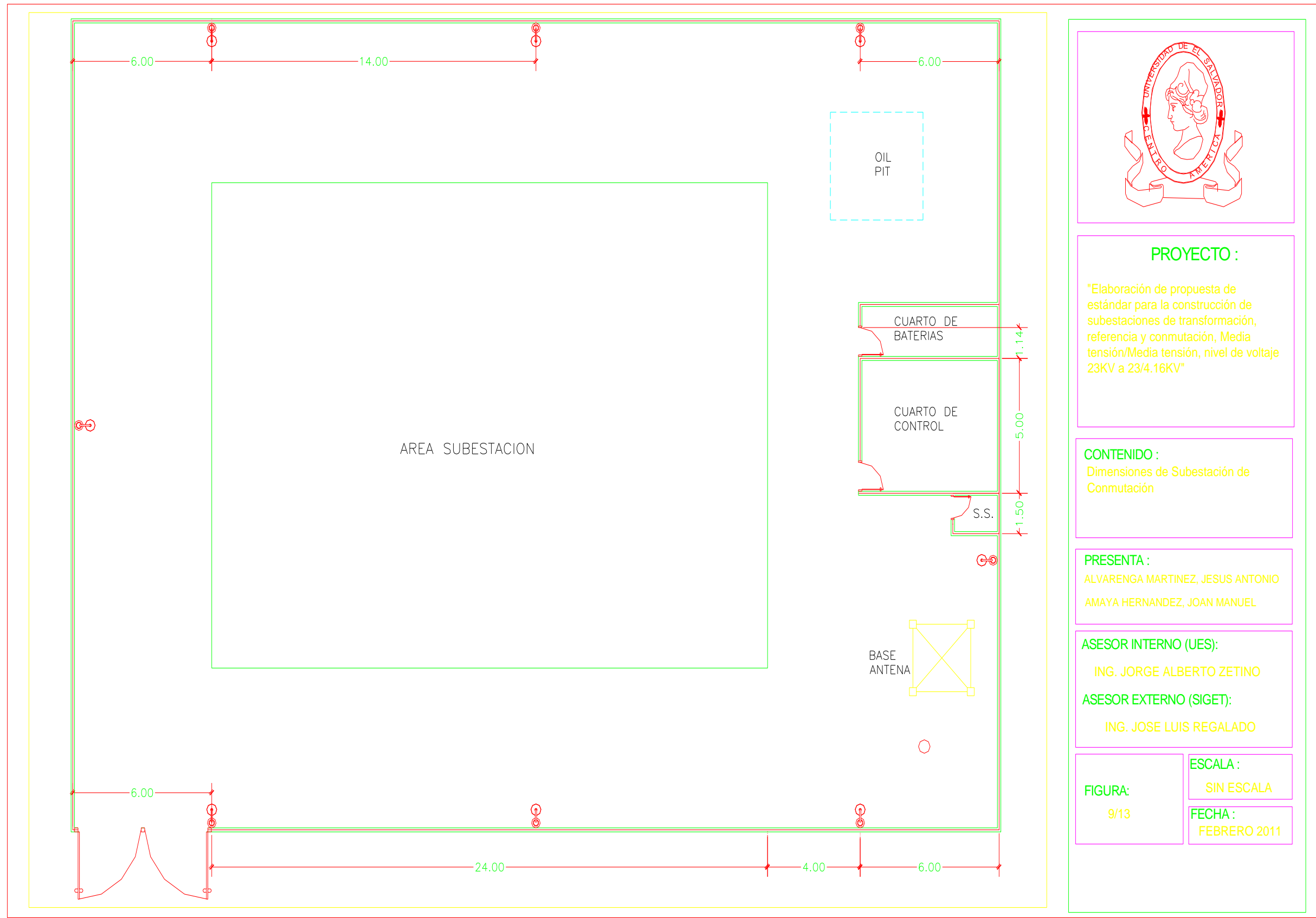
ESCALA :

SIN ESCALA

FECHA :

FEBRERO 2011





PROYECTO :

"Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV"

CONTENIDO :

Dimensiones de Subestación de Conmutación

PRESENTA :

ALVARENGA MARTINEZ, JESUS ANTONIO
AMAYA HERNANDEZ, JOAN MANUEL

ASESOR INTERNO (UES):

ING. JORGE ALBERTO ZETINO

ASESOR EXTERNO (SIGET):

ING. JOSE LUIS REGALADO

FIGURA:

9/13

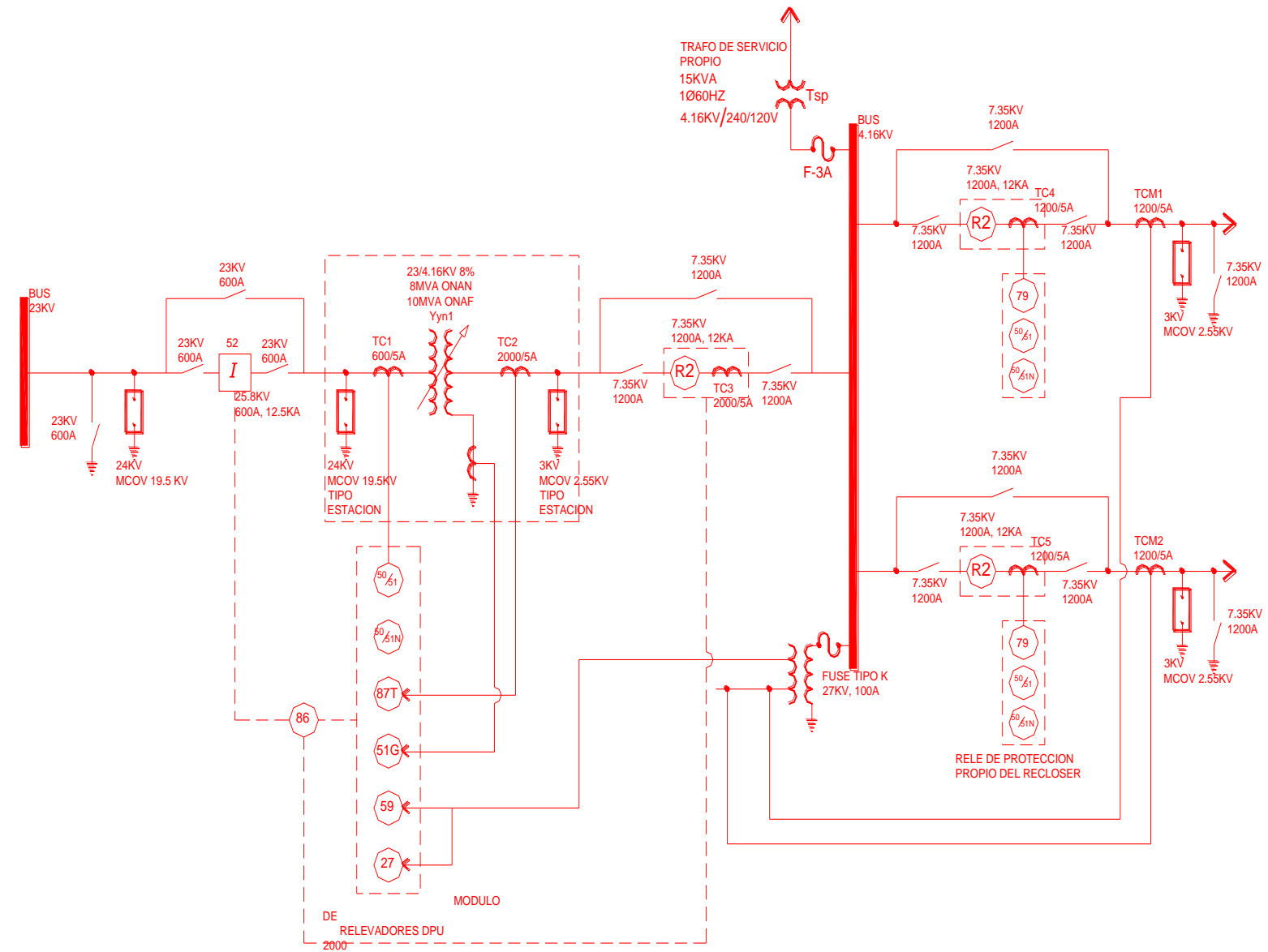
ESCALA :

SIN ESCALA

FECHA :

FEBRERO 2011

SUBESTACION DE TRANSFORMACIÓN



PROYECTO :

"Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV"

CONTENIDO :

Diagrama unifilar de Subestación de Transformación

PRESENTA :

ALVARENGA MARTINEZ, JESUS ANTONIO
AMAYA HERNANDEZ, JOAN MANUEL

ASESOR INTERNO (UES):

ING. JORGE ALBERTO ZETINO

ASESOR EXTERNO (SIGET):

ING. JOSE LUIS REGALADO

FIGURA:

10/13

ESCALA :

SIN ESCALA

FECHA :

FEBRERO 2011



PROYECTO :

"Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV"

CONTENIDO :

Vista de planta de Subestación de Transformación

PRESENTA :

ALVARENGA MARTINEZ, JESUS ANTONIO
AMAYA HERNANDEZ, JOAN MANUEL

ASESOR INTERNO (UES):

ING. JORGE ALBERTO ZETINO

ASESOR EXTERNO (SIGET):

ING. JOSE LUIS REGALADO

FIGURA:

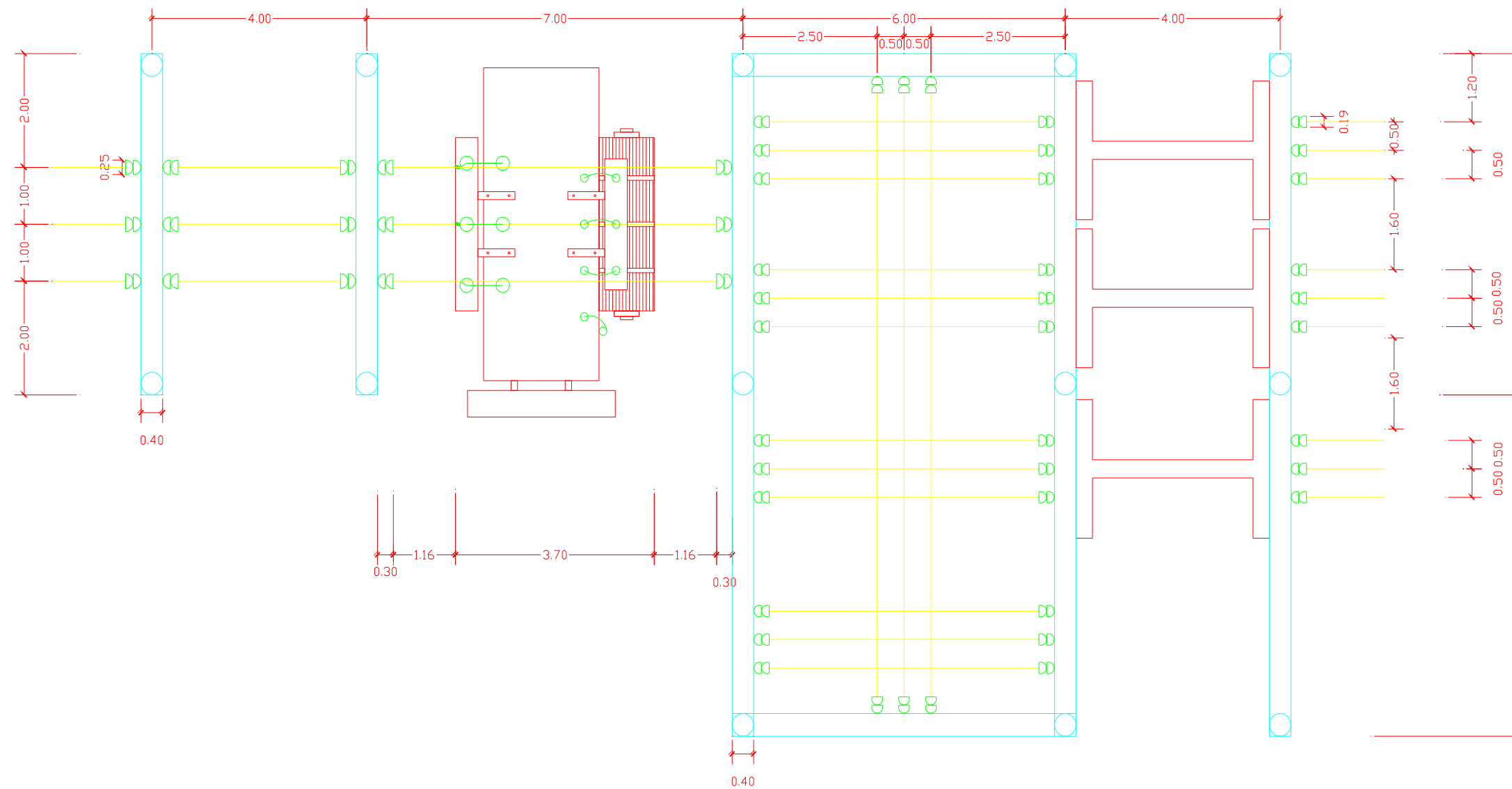
11/13

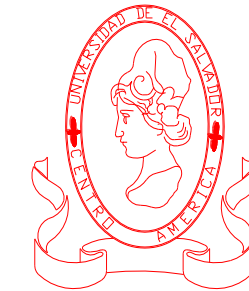
ESCALA :

SIN ESCALA

FECHA :

FEBRERO 2011





PROYECTO :

"Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV"

CONTENIDO :

Vista de elevación de Subestación de Transformación

PRESENTA :

ALVARENGA MARTINEZ, JESUS ANTONIO
AMAYA HERNANDEZ, JOAN MANUEL

ASESOR INTERNO (UES):

ING. JORGE ALBERTO ZETINO

ASESOR EXTERNO (SIGET):

ING. JOSE LUIS REGALADO

FIGURA:

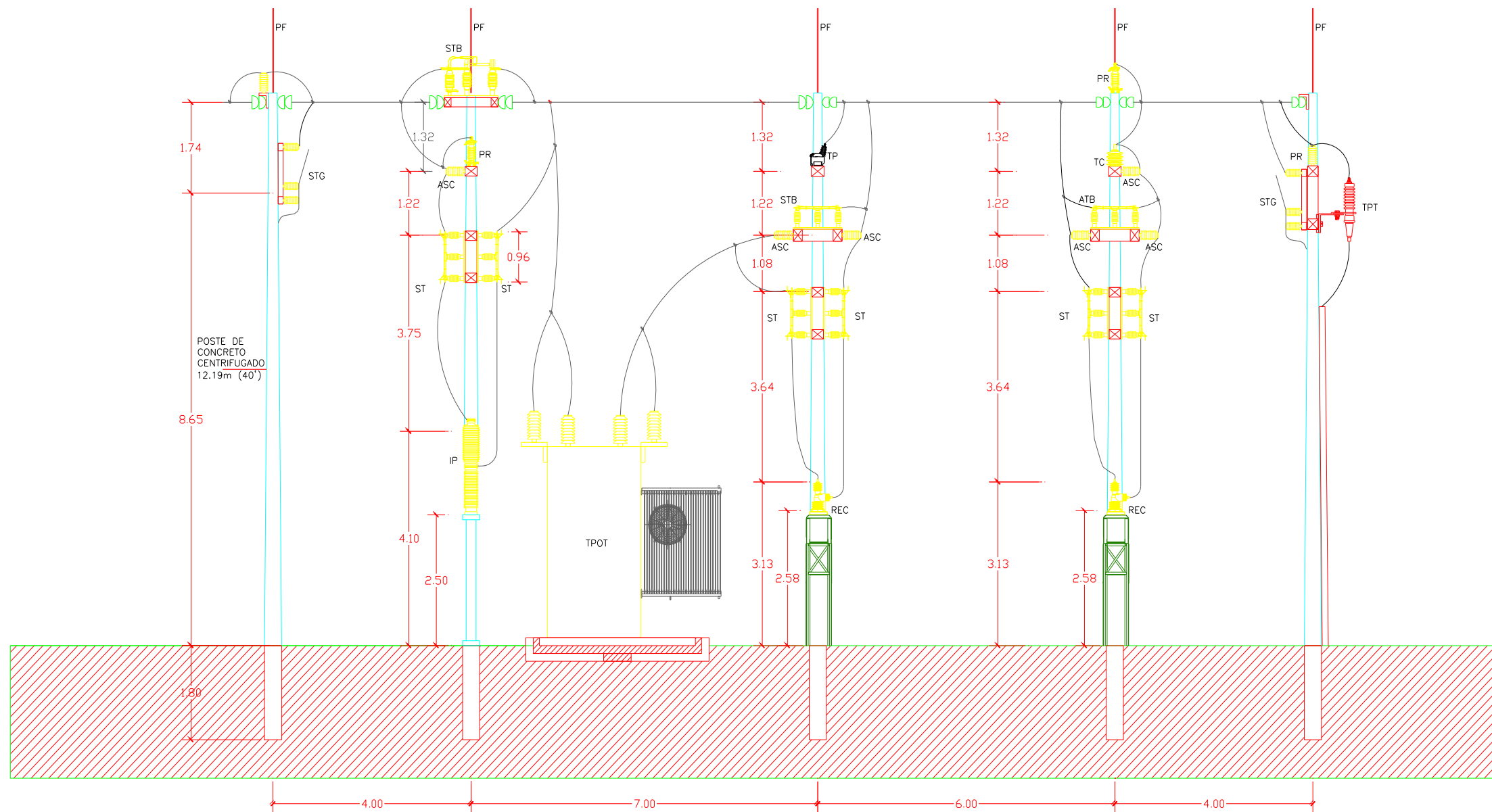
12/13

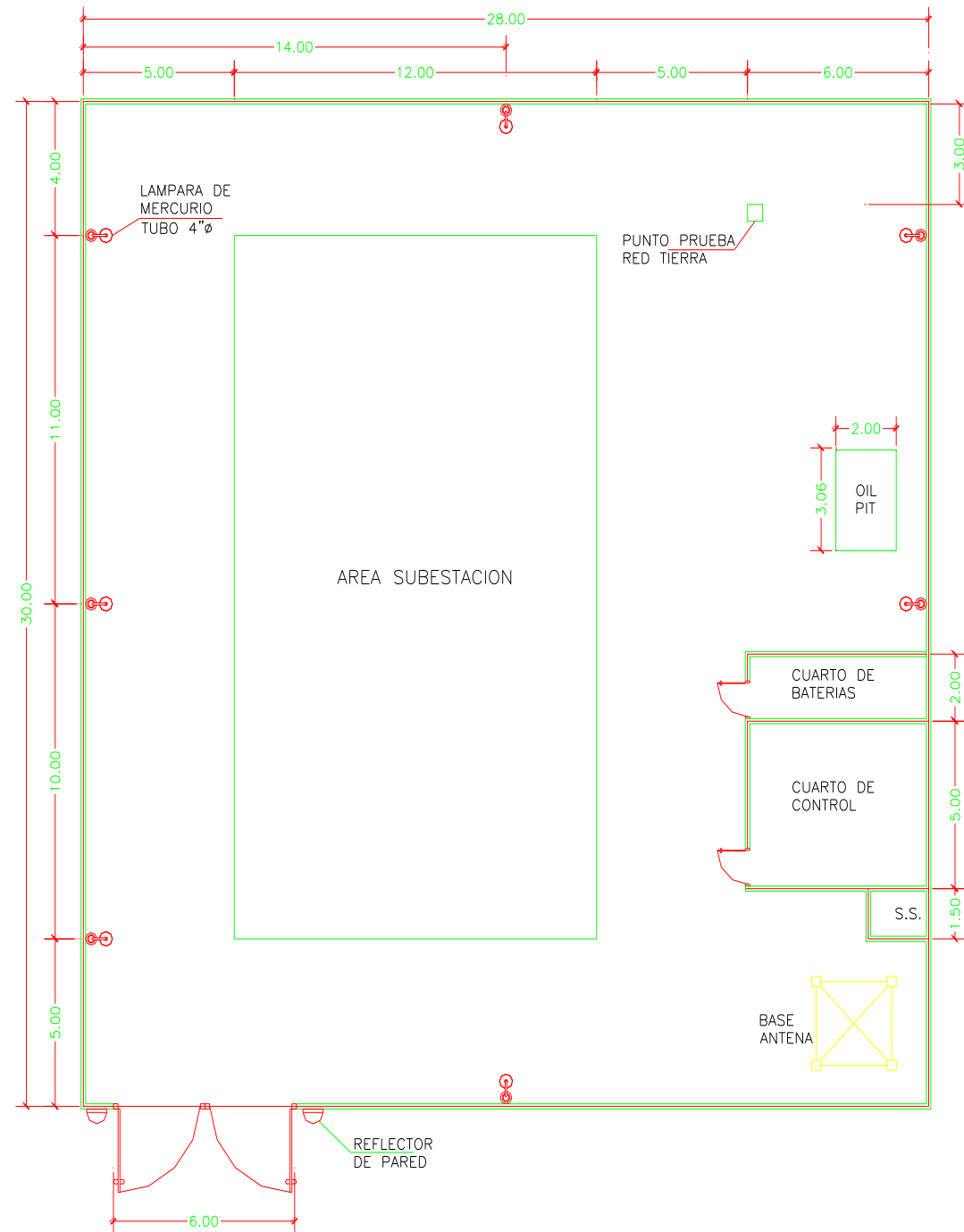
ESCALA :

SIN ESCALA

FECHA :

FEBRERO 2011





PROYECTO :

"Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación, referencia y conmutación, Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 23KV a 23/4.16KV"

CONTENIDO :

Dimensiones de Subestación de Transformación

PRESENTA :

ALVARENGA MARTINEZ, JESUS ANTONIO
AMAYA HERNANDEZ, JOAN MANUEL

ASESOR INTERNO (UES):

ING. JORGE ALBERTO ZETINO

ASESOR EXTERNO (SIGET):

ING. JOSE LUIS REGALADO

FIGURA:

13/13

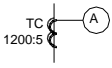





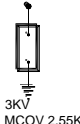


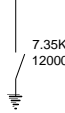
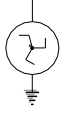

ESCALA :

SIN ESCALA





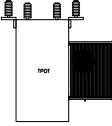




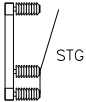
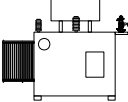


FECHA :

FEBRERO 2011

SIMBOLOGIA ELECTRICA DE DIAGRAMAS UNIFILARES

SIMBOLOGIA	DESCRIPCION
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON RELACION 1200:5 QUE ESTA CONECTADO CON PUNTO "A".
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CON RELACION DE TRANSFORMACION 120:1
<p>15KVA 1Ø60HZ 23KV/240/120V</p> 	TRANSFORMADOR DE SERVICIO PROPIO 15KVA.
	FISIBLE TIPO T DEEXPULSION 3 AMPERIOS
<p>23/4.16KV 8% 8MVA ONAN 10MVA ONAF Yyn1</p> 	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 23/4.16KV.
<p>7.35KV 1200A</p> 	SECCIONADOR TRIPOLAR 7.35KV, 1200 APERIOS
	PARARRAYOS DE 3KV, MCOV 2.55KV
	RECERRADOR # 2
<p>52</p>  <p>25.8KV 600A, 12.5KA</p>	INTERRUPTOR DE POTENCIA 25.8 KV NOMINALES, 600 A NOMINALES, CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 12.5KA E INDICADA LA FUNCION 52 PARA LA APERTURA Y CIERRE DEL INTERUPTOR.
	CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA 7.35KV NOMINALES Y 12000A NOMINALES.
	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA.
	LAMPARA DE VAPOR DE SODIO 200W PARA ALUMBRADO EXTERIOR.

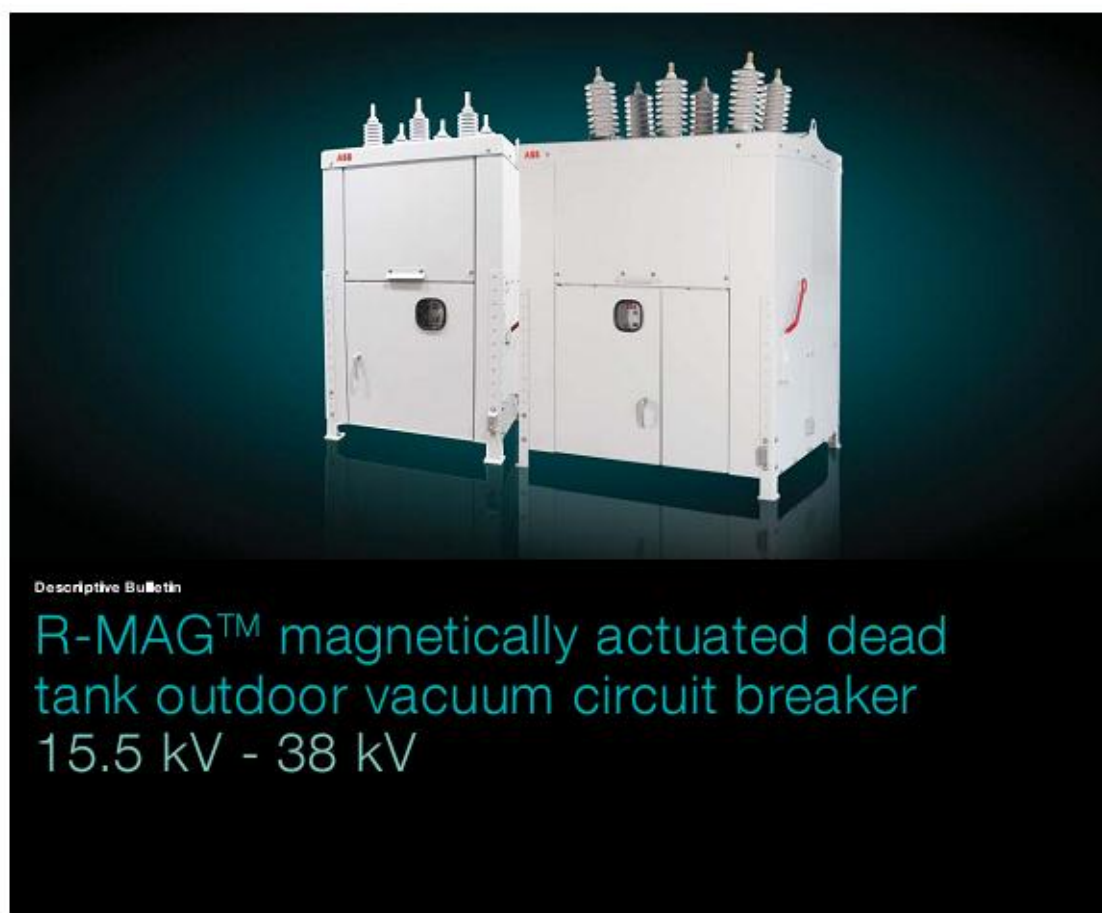
SIMBOLOGIA ELECTRICA DE DIAGRAMAS ESQUEMATICOS

SIMBOLOGIA	DESCRIPCION
TC 	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.
TP 	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
 ASC	AISLADOR TIPO COLUMNA.
 ASS	AISLADOR TIPO SUSPENSION
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 23/4.16KV.
 ST	SECCIONADOR TRIPOLAR.
 PR	PARARRAYOS.
 REC	RECERRADOR
 IP	INTERRUPTOR DE POTENCIA..
 STG	CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA.
	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA.
	INTERRUPTOR DE POTENCIA
 TPT	TERMINAL DE POTENCIA.

ANEXO E

HOJAS DE DATOS DE EQUIPOS A UTILIZAR EN SUBESTACIONES DE MEDIA TENSIÓN.

INTERRUPTOR DE POTENCIA.



		Digit #	1, 2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Style Number		MB	1	1	1	3	6		G	G	M	H	5	K	Z	C	N	0	0	
Type																				
R-MAG *																				
Voltage																				
15 kV																				
27 kV																				
38 kV																				
Bill																				
110 kV																				
125 kV																				
150 kV																				
200 Kv (38kV only)																				
Continuous Current																				
1200A																				
2000A																				
3000A GA (15kV R-Mag breaker Only)																				
3700A FA (15kV R-Mag breaker only)																				
600A																				
1600A																				
800A																				
Interrupting Rating																				
12.5kA																				
16kA																				
20kA																				
25kA																				
31.5kA (38kV only)																				
Auxiliary Switches																				
One 16 Deck Switch (8a + 8b)																				
One 20 Deck Switch (10a + 10b)																				
Two 16 Deck Switches (16a + 16b)																				
Current Transformers 1-3-5																				
Ratio	Accur	Thermal rating factor	1 Set	2 Sets	Notes: Also available in CSA and 60 HZ ratings															
600/5	C100	TR 2.00	A	B															A	B
1200/5	C200	TR 2.00	C	D															C	D
1200/5	C200	TR 1.33	E	F															E	F
1200/5	C400	TR 1.33	G	H															G	H
1200/5	C200	TR 2.00	N/A	I	Two sets of CTs															
1200/5	C400																			
2000/5	C400	TR 1.33	J	K															J	K

Technical data

	Units	R-MAG						
Rated Maximum Voltage	kV	15.5			27			38
Continuous Current	A	800/1250	800/1250/2000	800/1250/2000/3000 ¹ /3700 ²	1250	1250/2000	1250/2000	1250/2000
Operating temperature		-50 °C and 70 °C per IEC 62271-1-100 ³						
Voltage Range Factor K ³		1	1	1	1	1	1	1
Short Circuit Interrupting Current (at Contact Part) kA, RMS, Sym	kA	12.5	20	25	12.5	20	25	31.5
Frequency	Hz	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60	50/60
Power Frequency Withstand Dry 60 Hz for 1 Min	kV	60	50	50	60	60	60	80
Power Frequency Withstand Wet 60 Hz for 10 Sec	kV	45	45	45	60	50	50	75
Lightning Impulse Withstand (BL)	kV	110	110	110	125/150	125/150	125/150	200
Chopped Wave Withstand (kV peak)	kV	14.2	14.2	14.2	19.4 ⁴	19.4 ⁴	19.4 ⁴	25.8
Operating Duty (Standard Duty Cycle)	cycles	Exceeds ANSI standard O-0.3 sec-CO-3 min-CO						
Maximum Interrupting Time	cycles	3	3	3	3	3	3	3
Permissible Tripping Delay Y	sec	2	2	2	2	2	2	2
Closing Time	cycles	6	6	6	6	6	6	6
Reclosing Time	sec	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Short Circuit Interrupting Current (at Contact Part) kA, RMS, Sym	kA	12.5	20	25	12.5	20	25	31.5
Close & Latch (Initial Current Loop) kA, RMS, Asym	kA	20	32	40	20	32	40	50.4
Close & Latch (kA Peak)	kA	32.5	52	65	32.5	52	65	81.9
Short Time Current (3 Sec) kA, RMS, Sym	kA	12.5	20	25	12.5	20	25	31.5
Rated Duration of Short-Circuit @ Short-Time Current	sec	3	3	3	3	3	3	2
Transient Recovery Voltage (kV Peak)	kV	29	29	29	51	51	51	71.7
Load Current Switching Capability	A	600/800	600/800/	600/800/1250/	1250	1250/	1250/	1250/
		1250	1250/2000	2000/3000		2000	2000	2000
Wire Line Charging Current	A	100	100	100	100	100	100	100
Isolated Cable Charging Current	A	600	600	600	400	400	400	600
Isolated Capacitor Bank Switching Current (A RMS)	A	600	600	600	600	600	600	600
Back-to-Back Shunt Capacitor Bank Switching Current (A RMS)	A	600	600	600	600	600	600	600
Transient Overvoltage Factor					C1*	C1*	C1*	C1*
					C1*	C1*	C1*	C1*
Transient Inrush Current (kA Peak) Back-to-Back	A	20	20	20	20	20	20	20
Transient Inrush Frequency (Hz) Back-to-Back	Hz	4240	4240	4240	4240	4240	4240	4240
Grounding of System and Capacitor Bank System		Grounded or Ungrounded						
Capacitor Bank		Grounded or Ungrounded						
Mechanical Life (No Load Operations)		10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000

¹ up to 3000 A standard breaker

² 3700 A forced air cooled breaker

³ above 40 °C breaker derated per ANSI C37.010

⁴ Per C37.09a restrike category

¹ Interrupter life rated for 30,000 operations when interrupting loads no less than 1 kA. For interrupting loads greater than 1 kA, consult interrupter life curves on page 3.

⁴ For 150 kV BL full-wave rating only

PARARRAYOS

Station Class

XPS

The type XPS polymer surge arrester is designed for the protection of transformers, switchgear, and other equipment from damaging overvoltages.

The arrester is a gapless, metal oxide design that meets or exceeds station class per ANSI C62.11; Class 10 kA, per IEC; and Line Discharge Class 3, per IEC.

The silicone rubber housing features high-tracking and arc-resistance, excellent hydrophobic properties, and resistance to weathering, UV radiation, and pollution.

► **Energy capability (kJ/kV of duty cycle rating):**

- Single impulse: Design performance rating (4 msec. duration)—4.5 kJ/kV
- Line discharge impulses: Per IEC 60099 within 1 min.—7.4 kJ/kV



SPECIFICATIONS

Electrical Characteristics

Duty Cycle (kV-rms)	MCOV Rating (kV-rms)	TOV ¹ (kV-rms)		Switching Surge ²	Maximum Discharge Voltage Impulse 8 x 20 Microsecond Wave								FOW ² kV-Crest
		for 1 sec	for 10 sec		1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	15 kA	20 kA	40 kA		
3	2.65	3.5	2.9	8.8	9.5	9.9	10.3	10.8	11.5	11.9	13.3	11.7	
4	3.40	4.7	4.5	9.0	9.7	10.1	10.5	11.0	11.7	12.1	13.5	11.9	
5	4.25	5.9	5.6	11.8	12.7	13.2	13.7	14.4	15.3	15.8	17.7	15.6	
6	5.10	7.0	6.7	12.3	13.2	13.8	14.3	15.0	16.0	16.5	18.5	16.2	
7	5.95	8.2	7.8	17.7	19.1	19.9	20.5	21.6	23.0	23.8	26.6	23.3	
8	6.80	9.4	9.0	18.0	19.4	20.2	20.9	22.0	23.4	24.2	27.1	23.8	
9	7.65	10.6	10.1	18.5	19.9	20.8	21.5	22.6	24.1	24.9	27.8	24.4	
10	8.40	11.7	11.2	20.4	22.1	23.0	23.8	25.0	26.6	27.5	30.8	27.0	
12	10.20	14.1	13.4	24.5	26.5	27.6	28.5	30.0	32.0	33.0	36.9	32.4	
15	12.70	17.6	16.8	30.7	33.1	34.5	35.6	37.5	39.9	41.3	46.1	40.5	
18	15.30	21.1	20.2	36.8	39.7	41.4	42.8	45.0	47.9	49.5	55.4	48.6	
21	17.00	24.7	23.5	41.7	45.0	46.9	48.5	51.0	54.3	56.1	62.7	55.1	
24	19.50	28.2	26.9	47.1	50.8	52.9	54.7	57.6	61.3	63.4	70.8	62.2	
27	22.00	31.7	30.2	53.3	57.5	59.9	61.9	65.2	69.4	71.7	80.2	70.4	
30	24.40	35.2	33.6	58.9	63.5	66.2	68.4	72.0	76.7	79.2	88.6	77.8	
36	29.00	42.3	40.3	70.6	76.2	79.4	82.1	86.4	92.0	95.0	106.0	93.3	
39	31.50	45.8	43.7	76.5	82.6	86.0	88.9	93.6	99.7	103.0	115.0	101.0	
45	36.50	52.8	50.4	88.3	95.3	99.0	103.0	108.0	115.0	119.0	133.0	117.0	
48	39.00	56.4	53.8	93.4	101.0	105.0	109.0	114.0	122.0	126.0	141.0	123.0	
54	42.00	63.4	60.5	105.0	113.0	118.0	122.0	129.0	137.0	141.0	158.0	139.0	
60	48.00	70.4	67.2	116.0	125.0	131.0	135.0	142.0	151.0	156.0	175.0	154.0	
72	57.00	84.5	80.6	139.0	151.0	157.0	162.0	171.0	182.0	188.0	210.0	184.0	
90	70.00	106.0	101.0	174.0	188.0	196.0	203.0	213.0	227.0	235.0	262.0	230.0	
96	76.00	113.0	108.0	185.0	201.0	209.0	216.0	228.0	242.0	250.0	280.0	246.0	
108	84.00	127.0	121.0	209.0	226.0	235.0	243.0	256.0	273.0	282.0	315.0	276.0	
110	88.00	129.0	123.0	214.0	231.0	241.0	249.0	262.0	279.0	288.0	322.0	283.0	
114	91.00	134.0	128.0	221.0	238.0	248.0	257.0	270.0	288.0	297.0	332.0	292.0	
120	98.00	141.0	134.0	232.0	251.0	261.0	270.0	284.0	303.0	313.0	350.0	307.0	
132	106.00	155.0	148.0	256.0	276.0	287.0	297.0	313.0	333.0	344.0	385.0	338.0	
144	115.00	169.0	161.0	288.0	301.0	314.0	324.0	341.0	363.0	375.0	420.0	369.0	
168	131.00	197.0	188.0	333.0	348.0	363.0	375.0	395.0	421.0	435.0	486.0	427.0	
172	140.00	202.0	193.0	344.0	359.0	374.0	387.0	407.0	433.0	448.0	501.0	440.0	
180	144.00	211.0	202.0	357.0	373.0	389.0	402.0	423.0	450.0	465.0	520.0	457.0	
192	152.00	225.0	215.0	381.0	399.0	415.0	429.0	452.0	481.0	497.0	556.0	488.0	
216	173.00	254.0	242.0	429.0	448.0	467.0	483.0	508.0	541.0	559.0	625.0	549.0	
228	180.00	268.0	255.0	452.0	473.0	493.0	509.0	536.0	571.0	590.0	659.0	579.0	
234	187.00	275.0	262.0	464.0	485.0	505.0	523.0	550.0	586.0	605.0	677.0	594.0	
240	190.00	282.0	269.0	476.0	497.0	518.0	536.0	564.0	601.0	620.0	694.0	609.0	

¹Temporary overvoltage with no prior energy surge

²Switching surge with a time to actual crest of 45 to 60 microseconds. 800 A switching surge current amplitude for ratings 3 — 132 kV. 1000 A switching surge

CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

UniMix

Cuadros de media tensión aislados en aire



CARACTERÍSTICAS GENERALES

Características eléctricas del cuadro

Tensión nominal	kV	12	17,5	24
Tensión de prueba (50-60 Hz/1 min)	kV	28	38	50
Tensión de ensayo a impulso	kV	75	95	125
Frecuencia nominal	Hz	50-60	50-60	50-60
Corriente nominal de las barras principales (*)	A	400/630/800/1250		
Corriente térmica nominal (*)				
• interruptores	A	630 - 1250	630 - 1250	630 - 1250
• interruptores de maniobra-seccionadores	A	400/630	400/630	400/630
• seccionadores	A	400/630	400/630	400/630
Corriente nominal admisible de breve duración	kA (1s) kA (3s)	12,5 - 16 - 20 - 25 12,5 - 16 - 20		
Corriente de cresta	kA	31,5 - 40 - 50 - 63		
Corriente de resistencia al arco interno				
Anchura unidad				
• 500 - 750 mm	kA x 0,5 s	12,5 - 16 - 20		
• 500 - 750 mm	kA x 1 s	12,5 - 16		
• 375 mm	kA x 0,5 s	12,5 - 16		
• 375 mm	kA x 1 s	12,5 - 16 (*)		

(*) Los valores indicados son válidos para temperatura ambiente máxima de 40°C. Para temperaturas superiores contactenos.

(*) Sólo para compartimentos intermedios.

RELEVADOR MULTIFUNCION

SEL SEL-387E Current Differential and Voltage Protection Relay

Versatile Solution for Power Apparatus Protection



Major Features and Benefits

The SEL-387E Relay includes three-phase voltage inputs for metering, overexcitation, frequency, and over-/undervoltage functions. The three winding current differential elements use second-, fourth-, and fifth-harmonic elements, augmented by the dc element, to provide security during transformer energization and overexcitation conditions in a user-defined choice of either harmonic restraint or harmonic blocking. Overcurrent elements, over-/underfrequency elements, over-/undervoltage elements, power and energy metering, and overexcitation protection all contribute to relay versatility. Oscillographic event reports, Sequential Events Recorder (SER), circuit breaker contact wear monitor, and substation battery monitor are all standard features. Four communications ports, local display panel, and extensive automation features are also standard. Expanded I/O is available as an option.

- ▶ **Protection.** Protect transformers, buses, generators, reactors, and other apparatus with a combination of differential, overcurrent, and volts/hertz protection. The differential element is set with either a single- or dual-slope percentage differential characteristic for increased security during through-fault conditions.
- ▶ **Metering.** Interrogate the relay for instantaneous measurements of voltage, current, MW, MVAR, MVA, MWh, MVARh, and demand current. The recorded peak demand, including the date and time of occurrence, is provided.
- ▶ **Monitoring.** Schedule breaker maintenance when the breaker monitor indicates. Notify personnel of substation battery voltage problems. Use the SEL-387E through-fault event monitor for information on system through faults and resulting cumulative I^2t wear on transformer banks. Monitor critical operating temperatures through use of the SEL-2600A RTD module.
- ▶ **Automation.** Take advantage of automation features that include 16 elements for each of the following: local control and local indication with front-panel LCD and pushbuttons, remote control, and latch control. Use the serial communications ports for efficient transmission of such key information as metering data, protection elements and contact I/O status, SER reports, breaker contact wear monitor, relay summary event reports, and time synchronization. Select optional DNP3 Level 2 Slave protocol with virtual terminal support for SCADA system interface capability. Equip the SEL-387E with optional Ethernet communications for Telnet, FTP, and IEC 61850 communications support.

- **Relay and Logic Settings Software.** ACSELERATOR[®] QuickSet SEL-5030 software reduces engineering costs for relay settings and logic programming. The built-in HMI provides phasor diagrams that help support commissioning and troubleshooting.

Functional Overview

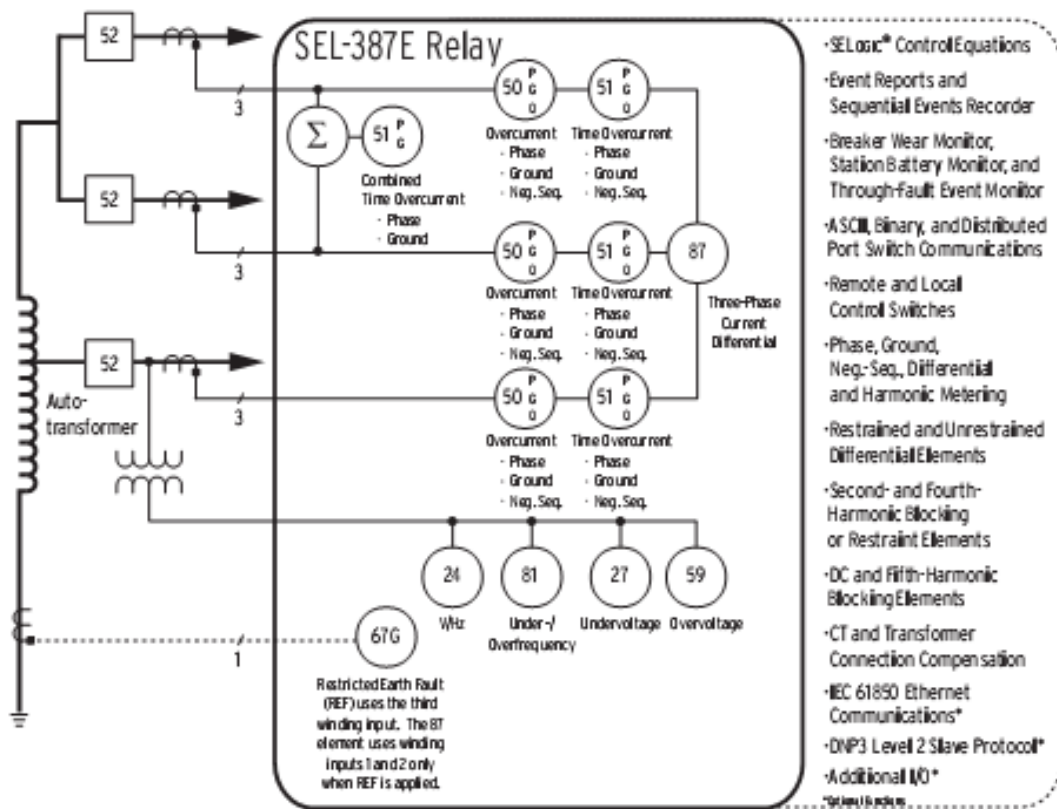


Figure 1 Functional Diagram

Specifications

General Specifications

Terminal Connections

Rear Screw-Terminal Tightening Torque

Terminal Block	
Minimum	8 in-lb (0.9 Nm)
Maximum	12 in-lb (1.4 Nm)

Connectors (for further information, see *SEL Application Guide 2001-03, Installing and Servicing Connectors for Connectorized® Relays*)

Minimum	4.4 in-lb (0.5 Nm)
Maximum	8.8 in-lb (1.0 Nm)

Terminals or stranded copper wire. Ring terminals are recommended. Minimum temperature rating of 105°C.

AC Current Inputs

5 A nominal	15 A continuous, 500 A for 1 s, linear to 100 A symmetrical I ² t50 A for 1 cycle
Burden	0.27 VA @ 5 A, 2.51 VA @ 15 A
1 A nominal	3 A continuous, 100 A for 1 s, linear to 20 A symmetrical 250 A for 1 cycle
Burden	0.13 VA @ 1 A, 1.31 VA @ 3 A

AC Voltage Inputs

300 V _{L-N} , three-phase, four-wire connection	
300 V continuous (connect any voltage from 0 to 300 Vdc)	
600 V for 10 s	
Burden	0.03 VA @ 67 V; 0.06 VA @ 120 V; 0.8 VA @ 300 V

Power Supply

Rated	125/250 Vdc or Vac
Range	85–350 Vdc or 85–264 Vac
Burden	<25 W
Interruption	45 ms @ 125 Vdc
Ripple	100%
Rated	48/125 Vdc or 125 Vac
Range	38–200 Vdc or 85–140 Vac
Burden	<25 W
Interruption	100 ms @ 125 Vdc
Ripple	100%
Rated	24/48 Vdc
Range	18–60 Vdc polarity dependent
Burden	<25 W
Interruption	110 ms @ 48 Vdc
Ripple	100%

Note: Interruption and Ripple per IEC 60255-11 [IEC 255-11]-1979.

Output Contacts

Standard	
Make	30 A
Carry	6 A continuous carry at 70°C, 4 A continuous carry at 85°C
1 s Rating	50 A
MOV Protected	270 Vdc, 360 Vdc, 40 J
Pickup Time	<5 ms
Dropout Time	<5 ms, typical
Breaking Capacity (10000 operations):	
24 V 0.75 A	L/R = 40 ms
48 V 0.50 A	L/R = 40 ms
125 V0.30 A	L/R = 40 ms
250 V0.20 A	L/R = 40 ms
Cyclic Capacity (2.5 cycles/second):	
24 V 0.75 A	L/R = 40 ms
48 V 0.50 A	L/R = 40 ms
125 V0.30 A	L/R = 40 ms
250 V0.20 A	L/R = 40 ms

High Current Interrupting Option

Make	30 A
Carry	6 A continuous carry at 70°C, 4 A continuous carry at 85°C
1 s rating	50 A
MOV Protected	330 Vdc, 130 J
Pickup Time	<5 ms
Dropout Time	<8 ms, typical
Breaking Capacity (10000 operations):	
24 V10 A	L/R = 40 ms
48 V10 A	L/R = 40 ms
125 V10 A	L/R = 40 ms
250 V10 A	L/R = 20 ms
Cyclic Capacity (4 cycles in 1 second, followed by 2 minutes idle for thermal dissipation):	
24 V10 A	L/R = 40 ms
48 V10 A	L/R = 40 ms
125 V10 A	L/R = 40 ms
250 V10 A	L/R = 20 ms

Note: Do not use high current interrupting output contacts to switch a control signal. These outputs are polarity dependent.

Note: Make per IEEE C37.90:1989; Breaking and Cyclic Capacity per IEC 60255-23 [IEC 255-23]-1994.

Optoisolated Inputs

250 Vdc	Pickup 200–300 Vdc; Dropout 150 Vdc
125 Vdc	Pickup 105–150 Vdc; Dropout 75 Vdc
110 Vdc	Pickup 88–132 Vdc; Dropout 66 Vdc
48 Vdc	Pickup 38.4–60 Vdc; Dropout 28.8 Vdc
24 Vdc	Pickup 15.0–30 Vdc

Note: 24, 48, and 125 Vdc optoisolated inputs draw approx. 4 mA of current, 110 Vdc inputs draw approx. 8 mA of current, and 250 Vdc inputs draw approximately 5 mA of current. All current ratings are at nominal input voltage.

Routine Dielectric Strength

V ₁ inputs, optoisolated inputs, output contacts	2500 Vac for 10 s
Power supply	3100 Vdc for 10 s
EIA-485 Comm. Port	2200 Vdc

Frequency and Rotation

System Frequency	50 or 60 Hz
Phase Rotation	ABC or ACB
Frequency	
Tracking Range	40.1–65.0 Hz
Note: V ₁ required for frequency tracking.	

Communications Ports

EIA-232:	1 front and 2 rear
EIA-485:	1 rear, 2100 Vdc isolation
Band Rate	300–19200 bps

Time-Code Input

Relay accepts demodulated IRIG-B time-code input at Port 1 or 2. Relay is time synchronized to within ±5 ms of time source input.

Operating Temperature

–40° to +85°C (–40° to +185°F)

Weight

2U rack unit height	15 lbs (6.8 kg)
3U rack unit height	17.75 lbs (8 kg)

Type Tests

*Generic Emissions, Heavy Industrial	EN 50081-2-1993, Class A
*Generic Immunity, Heavy Industrial	EN 50082-2-1995
*Radiated and Conducted Emissions	EN 55011-1998, Class A
*Conducted Radio Frequency	EN 61000-4-6-1996, ENV 50141-1993, 10 Vrms
Radiated Radio Frequency (900 MHz with modulation)	ENV 50204-1995, 10 Vrms

HERRAJES ESPECIALES



CONECTORES PARA SUBESTACIONES

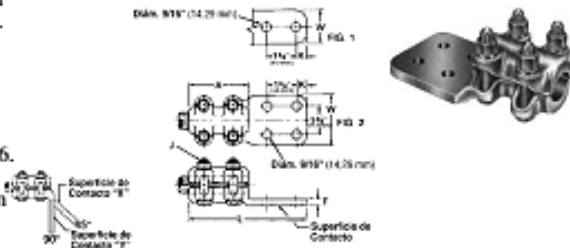
SECCION SA

TERMINALES A TORNILLOS UN CABLE A SUPERFICIE PLANA ALUMINIO

ALUMINIO
ACF

Estos terminales en Aleación de Aluminio, se utilizan para conectar un cable de Aluminio a una superficie plana de Aluminio o Cobre. La placa de contacto está a un costado del eje del cable, quedando éste por sobre el nivel de la conexión. Poseen un encastre hexagonal para la cabeza de los tornillos lo cual permite utilizar sólo una bocallave. Los agujeros de la placa están espaciados según NEMA. Se recomienda utilizar compuesto sellador.

Material: Cuerpo y Apretador—aleación de aluminio 356-T6.
Herrajes—aleación de aluminio.
Sobre pedido, podemos suministrar conectores con placas a 45° y 90°
Ejemplo: ACF-11-B2-Y 90



Número de Catálogo	Figura Nro.	Rango de Conductores Admisidos AWG/MCM (mm ²)			Dimensiones Pulgadas (mm)						Peso Aprox. Libras (kg)
		AAC	ACSR	Diámetro Pulgadas (mm)	L	A	K	T	W	J	
*ACF-6-B	1	#4 a 250 (21,16 a 127)	#4 a 4/0 Cable (21,16 a 107)	0,232 a 0,575 (5,89 a 14,6)	6 (152,4)	3 (76,2)	5/8 (15,88)	5/16 (7,94)	1 1/2 (38,1)	1/2 (12,7)	1,0 (0,45)
*ACF-6-B2	1				6 (152,4)	3 (76,2)	5/8 (15,88)	5/16 (7,94)	2 (50,8)	1/2 (12,7)	1,0 (0,45)
*ACF-6-C	2				6 (152,4)	3 (76,2)	5/8 (15,88)	5/16 (7,94)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,1 (0,50)
ACF-7-B	1	250 a 400 (127 a 203)	4/0 a 336 (107 a 170)	0,563 a 0,744 (14,3 a 18,9)	6 (152,4)	3 (76,2)	5/8 (15,88)	5/16 (7,94)	1-1/2 (38,1)	1/2 (12,7)	1,0 (0,45)
ACF-7-B2	1				6 (152,4)	3 (76,2)	5/8 (15,88)	5/16 (7,94)	2 (50,8)	1/2 (12,7)	1,0 (0,45)
ACF-7-C	2				6 (152,4)	3 (76,2)	5/8 (15,88)	5/16 (7,94)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,1 (0,50)
ACF-9-B2	1	350 a 600 (177 a 304)	336 a 477 (170 a 242)	0,681 a 0,893 (17,3 a 22,68)	6 1/4 (158,75)	3 1/4 (82,55)	5/8 (15,88)	3/8 (9,52)	2 (50,8)	1/2 (12,7)	1,2 (0,54)
ACF-9-C	2				6 1/4 (158,75)	3 1/4 (82,55)	5/8 (15,88)	3/8 (9,52)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,4 (0,64)
ACF-11-B2	1	600 a 900 (304 a 456)	556,5 a 795 (282 a 403)	0,870 a 1,108 (22,1 a 28,14)	6 1/2 (165,1)	3 1/2 (88,9)	5/8 (15,88)	3/8 (9,52)	2 (50,8)	1/2 (12,7)	1,4 (0,64)
ACF-11-C	2				6 1/2 (165,1)	3 1/2 (88,9)	5/8 (15,88)	3/8 (9,52)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,5 (0,68)
ACF-13-B2	1	900 a 1250 (456 a 634)	715 a 1113 (362 a 564)	1,081 a 1,293 (27,46 a 32,84)	6 7/8 (174,6)	3 3/4 (95,25)	5/8 (15,88)	3/8 (9,52)	2 (50,8)	1/2 (12,7)	1,6 (0,72)
ACF-13-C	2				7 1/8 (181,0)	3 3/4 (95,25)	5/8 (15,88)	3/8 (9,52)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,7 (0,77)
ACF-13-D	2				7 3/4 (196,85)	3 3/4 (95,25)	1 1/8 (28,58)	3/8 (9,52)	4 (101,6)	1/2 (12,7)	2,1 (0,95)
ACF-15-C	2	1250 a 1600 (634 a 811)	1113 a 1272 (564 a 645)	1,289 a 1,459 (32,74 a 37,06)	7 1/4 (184,15)	4 1/4 (107,95)	5/8 (15,88)	5/8 (15,88)	3 (76,2)	5/8 (15,88)	2,8 (1,27)
ACF-15-D	2				8 1/4 (209,55)	4 1/4 (107,95)	1 1/8 (28,58)	1/2 (12,7)	4 (101,6)	5/8 (15,88)	3,1 (1,4)
ACF-16-C	2	1500 a 2000 (761 a 1014)	1272 a 1590 (645 a 806)	1,382 a 1,632 (35,10 a 41,45)	7 1/2 (190,5)	4 1/2 (114,3)	5/8 (15,88)	7/16 (11,11)	3 (76,2)	5/8 (15,88)	3,0 (1,36)
ACF-16-D	2				8 1/2 (215,9)	4 1/2 (114,3)	1 1/8 (28,58)	7/16 (11,11)	4 (101,6)	5/8 (15,88)	3,3 (1,50)



CONECTORES PARA SUBESTACIONES

SECCION SA

TERMINALES A TORNILLOS BARRA TUBULAR A SUPERFICIE PLANA ALUMINIO

ALUMINIO
ASTF

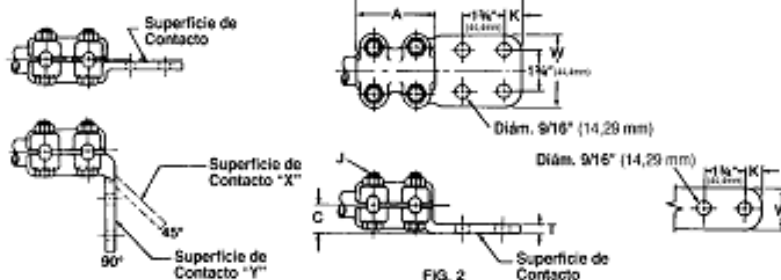
Estos terminales en Aleación de Aluminio, se utilizan para conectar una barra tubular de Aluminio a una superficie plana de Aluminio o Cobre. La placa de contacto está a un costado del eje del tubo, quedando éste por sobre el nivel de la conexión. Poseen un encastre hexagonal para la cabeza de los tornillos lo cual permite utilizar sólo una bocallave. Los agujeros de la placa están espaciados según NEMA. Se recomienda utilizar compuesto sellador.

Material: Cuerpo y Apretador—aleación de aluminio 356-T6.
Herrajes—aleación de aluminio.



Se dispone de conectores con la placa plana en línea con el eje del tubo. Agregue el sufijo -CF al número de catálogo. Ejemplo: ASTF-20-B2-CF.

Sobre pedido, podemos suministrar conectores con placas a 45° y 90°.
Ejemplo: ASTF-20-B2-Y90.



Número de Catálogo	Figura Nro.	Medidas del Tubo según IPS/EHIPS	Dimensiones Pulgadas (mm)							Peso Aprox. Libras (kg)
			L	A	C	K	T	W	J	
ASTF-06-B2	1	3/4	5-7/8 (149,2)	2-1/2 (63,5)	1-3/8 (34,92)	5/8 (15,88)	1/2 (12,7)	2 (50,8)	1/2 (12,7)	1,2 (0,5)
ASTF-06-C	2	3/4	5-3/4 (146,05)	2-1/2 (63,5)	1-3/8 (34,92)	5/8 (15,88)	3/8 (9,52)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,2 (0,5)
ASTF-10-B2	1	1	6-1/8 (155,6)	2-3/4 (69,85)	1-3/8 (34,92)	5/8 (15,88)	1/2 (12,7)	2 (50,8)	1/2 (12,7)	1,5 (0,7)
ASTF-10-C	2	1	6 (152,4)	2-3/4 (69,85)	1-3/8 (34,92)	5/8 (15,88)	3/8 (9,52)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,5 (0,7)
ASTF-12-B2	1	1-1/4	6-1/4 (158,75)	3 (76,2)	1-5/8 (41,28)	5/8 (15,88)	3/8 (9,52)	2 (50,8)	1/2 (12,7)	1,6 (0,7)
ASTF-12-C	2	1-1/4	6-1/4 (158,75)	3 (76,2)	1-5/8 (41,28)	5/8 (15,88)	3/8 (9,52)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,6 (0,7)
ASTF-14-B2	1	1-1/2	6-1/2 (165,1)	3-1/4 (82,55)	1-1/2 (38,1)	5/8 (15,88)	7/16 (11,11)	2 (50,8)	1/2 (12,7)	1,7 (0,8)
ASTF-14-C	2	1-1/2	6-1/2 (165,1)	3-1/4 (82,55)	1-1/2 (38,1)	5/8 (15,88)	1/2 (12,7)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,9 (0,9)
ASTF-20-B2	1	2	6-7/8 (174,6)	3-1/2 (88,9)	1-3/4 (44,45)	5/8 (15,88)	7/16 (11,11)	2 (50,8)	1/2 (12,7)	2,0 (0,9)
ASTF-20-C	2	2	6-7/8 (174,6)	3-1/2 (88,9)	1-3/4 (44,45)	5/8 (15,88)	7/16 (11,11)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	2,2 (1,0)
ASTF-20-D	2	2	7-3/4 (196,85)	3-1/2 (88,9)	1-3/4 (44,45)	1-1/8 (28,58)	3/8 (9,52)	4 (101,6)	1/2 (12,7)	2,4 (1,1)

Continúa en la página siguiente.



CONECTORES PARA SUBESTACIONES

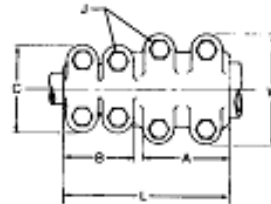
SECCION SB

UNIONES DE ALUMINIO A TORNILLOS RECTAS

BARRA TUBULAR A BARRA TUBULAR

Estas uniones rectas de Aleación de Aluminio se utilizan para acoplar barras tubulares Aluminio-Aluminio o Aluminio-Cobre, aceptando combinaciones de distintas medidas. Poseen encastres hexagonales para la cabeza de los tornillos de ajuste lo cual, permite utilizar sólo una bocallave. Se recomienda utilizar compuesto sellador.

Material: Cuerpo—aleación de aluminio 356-T6.
Herrajes—aleación de aluminio.



ALUMINIO
ASTT



Número de Catálogo	Medidas IPS/EHIPS del Tubo		Dimensiones Pulgadas (mm)						Peso Aprox. Libras (kg)
	Principal	Derivación	L	A	B	W	C	J	
ASTT-0606	3/4	3/4	5-1/4 (133,35)	2-1/2 (63,5)	2-1/2 (63,5)	3 (76,2)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,1 (0,50)
ASTT-1006	1	3/4	5-1/2 (139,7)	2-3/4 (69,85)	2-1/2 (63,5)	3-1/4 (82,55)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,3 (0,59)
ASTT-1010	1	1	5-3/4 (146,05)	2-3/4 (69,85)	2-3/4 (69,85)	3-1/4 (82,55)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	1,5 (0,68)
ASTT-1206	1-1/4	3/4	5-5/8 (142,88)	3 (76,2)	2-1/2 (63,5)	3-5/8 (92,08)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,3 (0,59)
ASTT-1210	1-1/4	1	6 (152,4)	3 (76,2)	2-3/4 (69,85)	3-5/8 (92,08)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	1,5 (0,72)
ASTT-1212	1-1/4	1-1/4	6-1/4 (158,75)	3 (76,2)	3 (76,2)	3-5/8 (92,08)	3-5/8 (92,08)	1/2 (12,7)	2,4 (1,09)
ASTT-1406	1-1/2	3/4	6-1/8 (155,58)	3-1/4 (82,55)	2-1/2 (63,5)	3-7/8 (98,42)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,5 (0,68)
ASTT-1410	1-1/2	1	6-1/4 (158,75)	3-1/4 (82,55)	2-3/4 (69,85)	3-7/8 (98,42)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	1,8 (0,82)
ASTT-1412	1-1/2	1-1/4	6-1/2 (165,1)	3-1/4 (82,55)	3 (76,2)	3-7/8 (98,42)	3-5/8 (92,08)	1/2 (12,7)	2,5 (1,13)
ASTT-1414	1-1/2	1-1/2	6-3/4 (171,45)	3-1/4 (82,55)	3-1/4 (82,55)	3-7/8 (98,42)	3-7/8 (98,42)	1/2 (12,7)	2,8 (1,27)
ASTT-2010	2	1	6-3/4 (171,45)	3-1/2 (88,9)	2-3/4 (69,85)	4-3/8 (111,12)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	1,8 (0,82)
ASTT-2012	2	1-1/4	6-7/8 (174,62)	3-1/2 (88,9)	3 (76,2)	4-3/8 (111,12)	3-5/8 (92,08)	1/2 (12,7)	2,7 (1,22)
ASTT-2014	2	1-1/2	7-1/8 (180,98)	3-1/2 (88,9)	3-1/4 (82,55)	4-3/8 (111,12)	3-7/8 (98,42)	1/2 (12,7)	3,2 (1,45)
ASTT-2020	2	2	7-1/4 (184,15)	3-1/2 (88,9)	3-1/2 (88,9)	4-3/8 (111,12)	4-3/8 (111,12)	1/2 (12,7)	3,4 (1,54)
ASTT-2410	2-1/2	1	6-7/8 (174,62)	3-3/4 (95,25)	2-3/4 (69,85)	4-1/8 (123,82)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	2,0 (0,91)
ASTT-2412	2-1/2	1-1/4	7-1/8 (180,98)	3-3/4 (95,25)	3 (76,2)	4-7/8 (123,82)	3-5/8 (92,08)	1/2 (12,7)	3,0 (1,36)
ASTT-2414	2-1/2	1-1/2	7-1/2 (190,5)	3-3/4 (95,25)	3-1/4 (82,55)	4-7/8 (123,82)	3-7/8 (98,42)	1/2 (12,7)	3,3 (1,50)
ASTT-2420	2-1/2	2	7-3/8 (187,32)	3-3/4 (95,25)	3-1/2 (88,9)	4-7/8 (123,82)	4-3/8 (111,12)	1/2 (12,7)	3,5 (1,59)
ASTT-2424	2-1/2	2-1/2	7-3/4 (196,85)	3-3/4 (95,25)	3-3/4 (95,25)	5-1/4 (133,35)	5-1/4 (133,35)	5/8 (15,88)	3,7 (1,69)
ASTT-3010	3	1	7-1/4 (184,15)	4 (101,6)	2-3/4 (69,85)	5-1/2 (133,35)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	2,2 (1,00)
ASTT-3012	3	1-1/4	7-1/2 (190,5)	4 (101,6)	3 (76,2)	5-1/2 (133,35)	3-5/8 (92,08)	1/2 (12,7)	3,3 (1,50)
ASTT-3014	3	1-1/2	7-3/4 (196,85)	4 (101,6)	3-1/4 (82,55)	5-1/2 (133,35)	3-7/8 (98,42)	1/2 (12,7)	3,7 (1,69)



CONECTORES PARA SUBESTACIONES

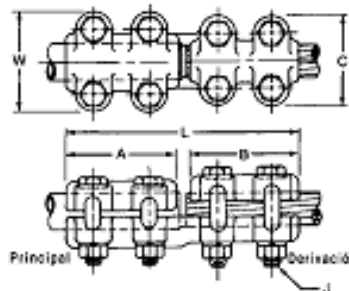
SECCION SB

UNIONES DE ALUMINIO A TORNILLOS RECTAS CABLE A BARRA TUBULAR

Estas uniones rectas de Aleación de Aluminio se utilizan para acoplar cables de Cobre o Aluminio a barras tubulares de Aluminio formando distintas combinaciones Aluminio-Aluminio o Aluminio-Cobre. Posee encastramientos hexagonales para la cabeza de los tornillos de ajuste lo cual, permite utilizar sólo una bocallave. Se recomienda utilizar compuesto sellador.

ALUMINIO
ASTC

Material: Cuerpo y Apretador—aleación de aluminio 356-T6.
Herrajes—aleación de aluminio.



Dimensiones (1 MCM=0,5067 mm² - 1 Pulgada=25,4mm)

Número de Catálogo	Medidas IPS/EHPS del Tubo	Conductores Admitidos			Dimensiones Pulgadas (mm)						Peso Aprox. Libras (kg)
		AAC	ACSR	Diámetro Pulg. (mm)	L	A	B	W	C	J	
*ASTC-066	3/4	#4 a 250 MCM	#4 a 40 Cable	0,232 a 0,575 (5,89 a 14,60)	5-3/4 (146,05)	2-1/2 (63,5)	3 (76,2)	3 (76,2)	2-1/2 (63,5)	1/2 (12,7)	1,0 (0,45)
ASTC-067	3/4	250 a 400 MCM	4/0 a 336.4 MCM	0,563 a 0,744 (14,30 a 18,90)	6 (152,4)	2-1/2 (63,5)	3 (76,2)	3 (76,2)	2-1/2 (63,5)	1/2 (12,7)	1,1 (0,50)
ASTC-069	3/4	350 a 600 MCM	336.4 a 477 MCM	0,681 a 0,893 (17,30 a 22,68)	6-1/4 (158,75)	2-1/2 (63,5)	3-1/4 (82,55)	3 (76,2)	2-3/4 (69,85)	1/2 (12,7)	1,2 (0,54)
*ASTC-106	1	#4 a 250 MCM	#4 a 40 Cable	0,232 a 0,575 (5,89 a 14,60)	6-1/4 (158,75)	2-3/4 (69,85)	3 (76,2)	3-1/4 (82,55)	2-1/2 (63,5)	1/2 (12,7)	1,1 (0,50)
ASTC-107	1	250 a 400 MCM	4/0 a 336.4 MCM	0,563 a 0,744 (14,30 a 18,90)	6-1/4 (158,75)	2-3/4 (69,85)	3 (76,2)	3-1/4 (82,55)	2-1/2 (63,5)	1/2 (12,7)	1,2 (0,54)
ASTC-109	1	350 a 600 MCM	336.4 a 477 MCM	0,681 a 0,893 (17,30 a 22,68)	6-1/2 (165,1)	2-3/4 (69,85)	3-1/4 (82,55)	3-1/4 (82,55)	2-3/4 (69,85)	1/2 (12,7)	1,4 (0,64)
ASTC-1011	1	600 a 900 MCM	556.5 a 795 MCM	0,870 a 1,108 (22,10 a 28,14)	6-3/8 (161,92)	2-3/4 (69,85)	3-1/2 (88,9)	3-1/4 (82,55)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,7 (0,77)
*ASTC-126	1-1/4	#4 a 250 MCM	#4 a 4/0 MCM	0,232 a 0,575 (5,89 a 14,60)	6-5/8 (168,28)	3 (76,2)	3 (76,2)	3-5/8 (92,08)	2-1/2 (63,5)	1/2 (12,7)	1,2 (0,54)
ASTC-127	1-1/4	250 a 400 MCM	4/0 a 336.4 MCM	0,563 a 0,744 (14,30 a 18,90)	6-1/2 (165,1)	3 (76,2)	3 (76,2)	3-5/8 (92,08)	2-1/2 (63,5)	1/2 (12,7)	1,3 (0,59)
ASTC-129	1-1/4	350 a 600 MCM	336.4 a 477 MCM	0,681 a 0,893 (17,30 a 22,68)	6-3/4 (171,45)	3 (76,2)	3-1/4 (82,55)	3-5/8 (92,08)	2-3/4 (69,85)	1/2 (12,7)	1,6 (0,72)
ASTC-1211	1-1/4	600 a 900 MCM	556.5 a 795 MCM	0,870 a 1,108 (22,10 a 28,14)	7 (177,8)	3 (76,2)	3-1/2 (88,9)	3-5/8 (92,08)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,9 (0,86)
*ASTC-146	1-1/2	#4 a 250 MCM	#4 a 4/0 MCM	0,232 a 0,575 (5,89 a 14,60)	6-3/4 (171,45)	3-1/4 (82,55)	3 (76,2)	3-7/8 (98,42)	2-1/2 (63,5)	1/2 (12,7)	1,2 (0,54)
ASTC-147	1-1/2	250 a 400 MCM	4/0 a 336.4 MCM	0,563 a 0,744 (14,30 a 18,90)	6-3/4 (171,45)	3-1/4 (82,55)	3 (76,2)	3-7/8 (98,42)	2-1/2 (63,5)	1/2 (12,7)	1,3 (0,59)
ASTC-149	1-1/2	350 a 600 MCM	336.4 a 477 MCM	0,681 a 0,893 (17,30 a 22,68)	7 (177,8)	3-1/4 (82,55)	3-1/4 (82,55)	3-7/8 (98,42)	2-3/4 (69,85)	1/2 (12,7)	1,5 (0,68)
ASTC-1411	1-1/2	600 a 900 MCM	556.5 a 795 MCM	0,870 a 1,108 (22,10 a 28,14)	7-1/4 (184,15)	3-1/4 (82,55)	3-1/2 (88,9)	3-7/8 (98,42)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	2,0 (0,91)
ASTC-1413	1-1/2	900 a 1250 MCM	715.5 a 1113 MCM	1,081 a 1,295 (27,46 a 32,84)	7-1/2 (190,5)	3-1/4 (82,55)	3-3/4 (95,25)	3-7/8 (98,42)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	2,4 (1,09)



CONECTORES PARA SUBESTACIONES

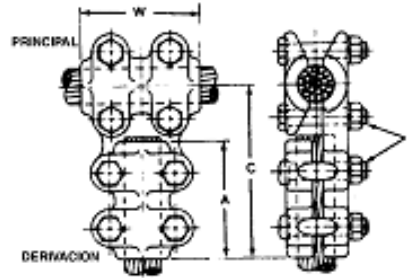
SECCION SC

TEES A TORNILLOS - ALUMINIO PRINCIPAL CABLE DERIVACION CABLE

ALUMINIO
ATCC

Estas Tees de Aleación de Aluminio se utilizan para derivar un cable de otro principal en combinaciones Aluminio-Aluminio y Aluminio-Cobre. Poseen encastres hexagonales para la cabeza de los tornillos de ajuste lo cual, permite utilizar sólo una bocallave. Se recomienda utilizar compuesto sellador.

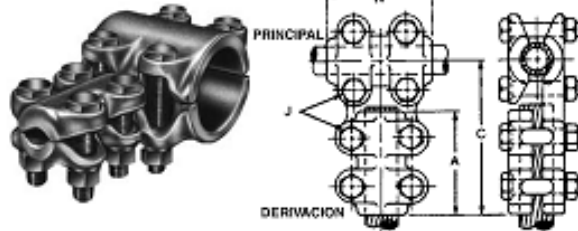
Material: Cuerpo—aleación de aluminio 356-T6.
Herrajes—aleación de aluminio.



Dimensiones (1 MCM=0,5097 mm ² - 1 Pulgada=25,4mm)									
Número de Catálogo	Conductores Admitidos AWG (mm ²)				Dimensiones Pulgadas (mm)				Peso Aprox. Libras (kg)
	Principal		Derivación		C	A	W	J	
	AAC	ACSR	AAC	ACSR					
*** ATCC-66	#4 (21,16) AL a 250 MCM	#4 (21,16) a 4/0 (107) Cable	#4 (21,16) AL a 250 MCM	#4 (21,16) a 4/0 (107) Cable	4-3/8 (111,12)	3 (76,2)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	0,9 (0,41)
*ATCC-76	250 a 400 MCM	4/0 (107) a 336,4 MCM	#4 (21,16) AL a 250 MCM	#4 (21,16) a 4/0 (107) Cable	4-3/8 (111,12)	3 (76,2)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,0 (0,45)
ATCC-77			250 a 400 MCM	4/0 (107) a 336,4 MCM	4-3/8 (111,12)	3 (76,2)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,0 (0,45)
*ATCC-96	350 a 600 MCM	336,4 a 477 MCM	#4 (21,16) AL a 250 MCM	#4 (21,16) a 4/0 (107) Cable	4-1/2 (114,3)	3 (76,2)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	1,1 (0,50)
ATCC-97			250 a 400 MCM	4/0 (107) a 336,4 MCM	4-1/2 (114,3)	3 (76,2)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	1,1 (0,50)
ATCC-99			350 a 600 MCM	336,4 a 477 MCM	4-3/4 (120,65)	3-1/4 (82,55)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	1,1 (0,50)
*ATCC-116	600 a 900 MCM	556,5 a 795 MCM	#4 (21,16) AL a 250 MCM	#4 (21,16) a 4/0 (107) Cable	4-5/8 (117,48)	3 (76,2)	3-1/2 (88,9)	1/2 (12,7)	1,2 (0,54)
ATCC-117			250 a 400 MCM	4/0 (107) a 336,4 MCM	4-5/8 (117,48)	3 (76,2)	3-1/2 (88,9)	1/2 (12,7)	1,3 (0,59)
ATCC-119			350 a 600 MCM	336,4 a 477 MCM	4-7/8 (123,82)	3-1/4 (82,55)	3-1/2 (88,9)	1/2 (12,7)	1,3 (0,59)
ATCC-1111			600 a 900 MCM	556,5 a 795 MCM	5-1/8 (130,18)	3-1/2 (88,9)	3-1/2 (88,9)	1/2 (12,7)	1,4 (0,64)
*ATCC-136	900 a 1250 MCM	715,5 a 1113 MCM	#4 (21,16) AL a 250 MCM	#4 (21,16) a 4/0 (107) Cable	4-3/4 (120,65)	3 (76,2)	3-3/4 (95,25)	1/2 (12,7)	1,7 (0,77)
ATCC-137			250 a 400 MCM	4/0 (107) a 336,4 MCM	4-3/4 (120,65)	3 (76,2)	3-3/4 (95,25)	1/2 (12,7)	1,8 (0,82)
ATCC-139			350 a 600 MCM	336,4 a 477 MCM	5 (127,0)	3-1/4 (82,55)	3-3/4 (95,25)	1/2 (12,7)	2,0 (0,91)
ATCC-1311			600 a 900 MCM	556,5 a 795 MCM	5-1/4 (133,35)	3-1/2 (88,9)	3-3/4 (95,25)	1/2 (12,7)	2,1 (0,95)
ATCC-1313			900 a 1250 MCM	715,5 a 1113 MCM	5-1/2 (139,7)	3-3/4 (95,25)	3-3/4 (95,25)	1/2 (12,7)	2,2 (1,0)

Continúa en la página siguiente.

TEES
 A TORNILLOS - ALUMINIO
 PRINCIPAL BARRA TUBULAR
 DERIVACION CABLE

 ALUMINIO
 ATTC


Estas Tees de Aleación de Aluminio se utilizan para derivar un cable de Aluminio o Cobre de una barra tubular principal de Aluminio. Poseen encastes hexagonales para la cabeza de los tornillos de ajuste lo cual, permite utilizar sólo una bocallave.

Se recomienda utilizar compuesto sellador.

Material: Cuerpo—aleación de aluminio 356-T6.
 Herrajes—aleación de aluminio.

Dimensiones (1 MCM=0,3087 mm ² - 1 Pulgada=25,4 mm)									
Número de Catálogo	Conductores Admitidos				Dimensiones Pulgadas (mm)				Peso Aprox. Libras (kg)
	Medida IPS/EHPS del Tubo Principal	Cable de la Derivación AWG (mm ²)			C	A	W	J	
		AAC	ACSR	Diámetro Pulg. (mm)					
*ATTC-066	3/4	#4 (21,16) a 250 MCM	#4 (21,16) a 4/0 (107) Cable	0,232 a 0,575 (5,89 a 14,60)	4-5/8 (117,48)	3 (76,2)	2-1/2 (63,5)	1/2 (12,7)	1,3 (0,59)
ATTC-067	3/4	250 a 400 MCM	4/0 a 336,4 MCM	0,563 a 0,744 (14,3 a 18,9)	4-5/8 (117,48)	3 (76,2)	2-1/2 (63,5)	1/2 (12,7)	1,4 (0,52)
ATTC-069	3/4	350 a 600 MCM	336,4 a 477 MCM	0,681 a 0,893 (17,3 a 22,88)	4-5/8 (117,48)	3-1/4 (82,55)	2-1/2 (63,5)	1/2 (12,7)	1,4 (0,52)
ATTC-0611	3/4	600 a 900 MCM	556,5 a 715,5 MCM	0,870 a 1,108 (22,1 a 28,14)	5-1/8 (130,18)	3-1/2 (88,9)	2-1/2 (63,5)	1/2 (12,7)	1,4 (0,52)
*ATTC-106	1	#4 (21,16) a 250 MCM	#4 (21,16) a 4/0 (107) Cable	0,232 a 0,575 (5,89 a 14,60)	4-3/4 (120,65)	3 (76,2)	2-3/4 (69,85)	1/2 (12,7)	1,3 (0,59)
ATTC-107	1	250 a 400 MCM	4/0 (107) a 336,4 MCM	0,563 a 0,744 (14,3 a 18,9)	4-3/4 (120,65)	3 (76,2)	2-3/4 (69,85)	1/2 (12,7)	1,4 (0,52)
ATTC-109	1	350 a 600 MCM	336,4 a 477 MCM	0,681 a 0,893 (17,3 a 22,88)	5 (127,0)	3-1/4 (82,55)	2-3/4 (69,85)	1/2 (12,7)	1,5 (0,68)
ATTC-1011	1	600 a 900 MCM	556,5 a 795 MCM	0,870 a 1,108 (22,1 a 28,14)	5-1/4 (133,35)	3-1/2 (88,9)	2-3/4 (69,85)	1/2 (12,7)	1,7 (0,77)
*ATTC-126	1-1/4	#4 (21,16) a 250 MCM	#4 (21,16) a 4/0 (107) Cable	0,232 a 0,575 (5,89 a 14,6)	5 (127,0)	3 (76,2)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,4 (0,52)
ATTC-127	1-1/4	250 a 400 MCM	4/0 (107) a 336,4 MCM	0,563 a 0,744 (14,3 a 18,9)	5 (127,0)	3 (76,2)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,5 (0,68)
ATTC-129	1-1/4	350 a 600 MCM	336,4 a 477 MCM	0,681 a 0,893 (17,3 a 22,88)	5-1/4 (133,35)	3-1/4 (82,55)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,6 (0,72)
ATTC-1211	1-1/4	600 a 900 MCM	556,5 a 795 MCM	0,870 a 1,108 (22,1 a 28,14)	5-1/2 (139,7)	3-1/2 (88,9)	3 (76,2)	1/2 (12,7)	1,9 (0,86)
*ATTC-146	1-1/2	#4 (21,16) a 250 MCM	#4 (21,16) a 4/0 (107) Cable	0,232 a 0,575 (5,89 a 14,6)	5 (127,0)	3 (76,2)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	2,2 (1,0)
ATTC-147	1-1/2	250 a 400 MCM	4/0 (107) a 336,4 MCM	0,563 a 0,744 (14,3 a 18,9)	5 (127,0)	3 (76,2)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	2,3 (1,04)
ATTC-149	1-1/2	350 a 600 MCM	336,4 a 477 MCM	0,681 a 0,893 (17,3 a 22,88)	5-1/4 (133,35)	3-1/4 (82,55)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	2,4 (1,09)
ATTC-1411	1-1/2	600 a 900 MCM	556,5 a 795 MCM	0,870 a 1,108 (22,1 a 28,14)	5-1/2 (139,7)	3-1/2 (88,9)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	3,0 (1,36)
ATTC-1413	1-1/2	900 a 1250 MCM	715,5 a 1113 MCM	1,081 a 1,293 (27,46 a 32,84)	5-3/4 (146,05)	3-3/4 (95,25)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	3,2 (1,45)
ATTC-1415	1-1/2	1250 a 1600 MCM	1113 a 1272 MCM	1,289 a 1,459 (32,74 a 37,06)	6-1/4 (158,75)	4-1/4 (107,95)	3-1/4 (82,55)	1/2 (12,7)	3,6 (1,6)
*ATTC-206	2	#4 (21,16) a 250 MCM	#4 (21,16) a 4/0 (107) Cable	0,232 a 0,575 (5,89 a 14,60)	5-1/2 (139,7)	3 (76,2)	3-1/2 (88,9)	1/2 (12,7)	2,0 (0,9)

Continúa en la página siguiente.

CONECTORES PARA SUBESTACIONES


**SOPORTES DE BARRA PARA MONTAR SOBRE AISLADOR
ALUMINIO**
 Elemento Soportado: UNION DE BARRA TUBULAR

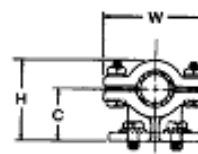
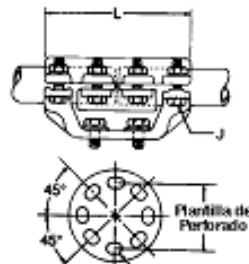
ALUMINIO
AURC



Estos soportes de Aleación de Aluminio se utilizan para soportar una unión de dos barras tubulares de Aluminio. Poseen un encastre hexagonal para la cabeza de los tornillos lo cual permite utilizar sólo una bocallave.

Se proveen con tornillos de cabeza hexagonal sin tuerca para montaje sobre el aislador.

Material: Cuerpo y Sujetadores—aleación de aluminio 356-T6.
 Herrajes de presión—aleación de aluminio.
 Herrajes de soporte—acero galvanizado.



Número de Catálogo	Medida de Tubo según IPS/EHIPS	Diám. BC Fijación Pulg. (mm)	Dimensiones Pulgadas (mm)						Peso Aprox. Libras (kg)
			L	H	C	W	J	K	
AURC-06-3	3/4	3 (76)	7-3/8 (187,32)	2 (50,8)	2-7/8 (73,02)	3-3/8 (85,72)	1/2 (12,7)	9/16 x 3/4	3,2 (1,4)
AURC-10-3	1	3 (76)	7-3/8 (187,32)	2 (50,8)	3 (76,2)	3-5/8 (92,08)	1/2 (12,7)	9/16 x 3/4	3,5 (1,6)
AURC-10-5	1	5 (127)	9-3/8 (238,12)	2-1/4 (57,15)	3-1/4 (82,55)	3-5/8 (92,08)	1/2 (12,7)	11/16 x 7/8	4,0 (1,8)
AURC-12-3	1-1/4	3 (76)	7-3/8 (187,32)	2-1/4 (57,15)	3-1/2 (88,9)	4 (101,6)	1/2 (12,7)	9/16 x 3/4	3,8 (1,7)
AURC-12-5	1-1/4	5 (127)	9-3/8 (238,12)	2-3/8 (60,32)	3-5/8 (92,08)	4 (101,6)	1/2 (12,7)	11/16 x 7/8	4,6 (2,1)
AURC-14-3	1-1/2	3 (76)	7-3/8 (187,32)	2-1/2 (63,5)	3-7/8 (98,42)	4-1/8 (104,78)	1/2 (12,7)	9/16 x 3/4	4,9 (2,2)
AURC-14-5	1-1/2	5 (127)	9-3/8 (238,12)	2-1/2 (63,5)	4 (101,6)	4-1/8 (104,78)	1/2 (12,7)	11/16 x 7/8	5,2 (2,4)
AURC-20-3	2	3 (76)	7-1/2 (190,5)	2-3/4 (69,85)	4-3/8 (111,12)	4-3/4 (120,65)	1/2 (12,7)	9/16 x 3/4	5,1 (2,3)
AURC-20-5	2	5 (127)	9-1/2 (241,3)	2-3/4 (69,85)	4-3/8 (111,12)	4-3/4 (120,65)	1/2 (12,7)	11/16 x 7/8	6,2 (2,8)
AURC-24-3	2-1/2	3 (76)	8-1/4 (209,55)	3-1/8 (76,38)	5 (127,0)	5-5/8 (142,88)	1/2 (12,7)	9/16 x 3/4	6,6 (3,0)
AURC-24-5	2-1/2	5 (127)	10-1/4 (260,35)	3-1/8 (76,38)	5-1/8 (130,18)	5-5/8 (142,88)	5/8 (15,88)	11/16 x 7/8	7,5 (3,4)
AURC-30-3	3	3 (76)	8-3/8 (212,72)	3-5/8 (92,08)	5-7/8 (149,22)	6-1/4 (158,75)	5/8 (15,88)	9/16 x 3/4	9,0 (4,1)
AURC-30-5	3	5 (127)	10 (254,0)	3-5/8 (92,08)	6 (152,4)	6-1/4 (158,75)	5/8 (15,88)	11/16 x 7/8	10,1 (4,6)
AURC-34-3	3-1/2	3 (76)	8-3/8 (212,72)	4 (101,6)	6-1/2 (165,1)	6-7/8 (174,62)	5/8 (15,88)	9/16 x 3/4	9,6 (4,4)
AURC-34-5	3-1/2	5 (127)	10-3/8 (263,52)	4 (101,6)	6-7/8 (174,62)	6-7/8 (174,62)	5/8 (15,88)	11/16 x 7/8	10,4 (4,7)
AURC-40-3	4	3 (76)	8-1/4 (209,55)	4-1/2 (114,3)	7-1/4 (184,15)	7-3/8 (187,32)	5/8 (15,88)	9/16 x 3/4	10,8 (4,9)
AURC-40-5	4	5 (127)	10-1/4 (260,35)	4-1/2 (114,3)	7-1/4 (184,15)	7-3/8 (187,32)	5/8 (15,88)	11/16 x 7/8	12,5 (5,7)

ANEXO F

FIGURAS

DATOS INICIALES

Vred = KV

Sbase = MVA

Icc 3F = KA

% Lim = %

CALCULO DE TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA



RESULTADOS

ITF = KA

S3F = MVA

Scc(0) = MVA

Zbase = Ohms

Ibase = KA

Z1 p.u = p.u

Z2 p.u = p.u

Ig p.u = p.u

Io p.u = p.u

Ztotal = p.u

Zo p.u = p.u

Zohms = Ohms

Slt = MVA

Xo/X1 =

CDG =

EFF =

ELG = KV

ESPECIFICACION DE TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA ZIG-ZAG

Voltaje del Sistema = 23KV

Impedancia = 1.9 ohms/Fase

Capacidad en MVA = 85.87MVA termica por paso de corriente de falla

Corriente de Falla a Tierra = 11.2KA

Tipo de Conexion = Zig-Zag

Frecuencia del Sistema = 60 Hz

Corriente Continua =336 A

Potencia Continua =13.37 MVA

Tiempo de Duracion de Corriente en el Neutro

Fig. F1 Hoja de cálculo para la especificación de un transformador de puesta a tierra

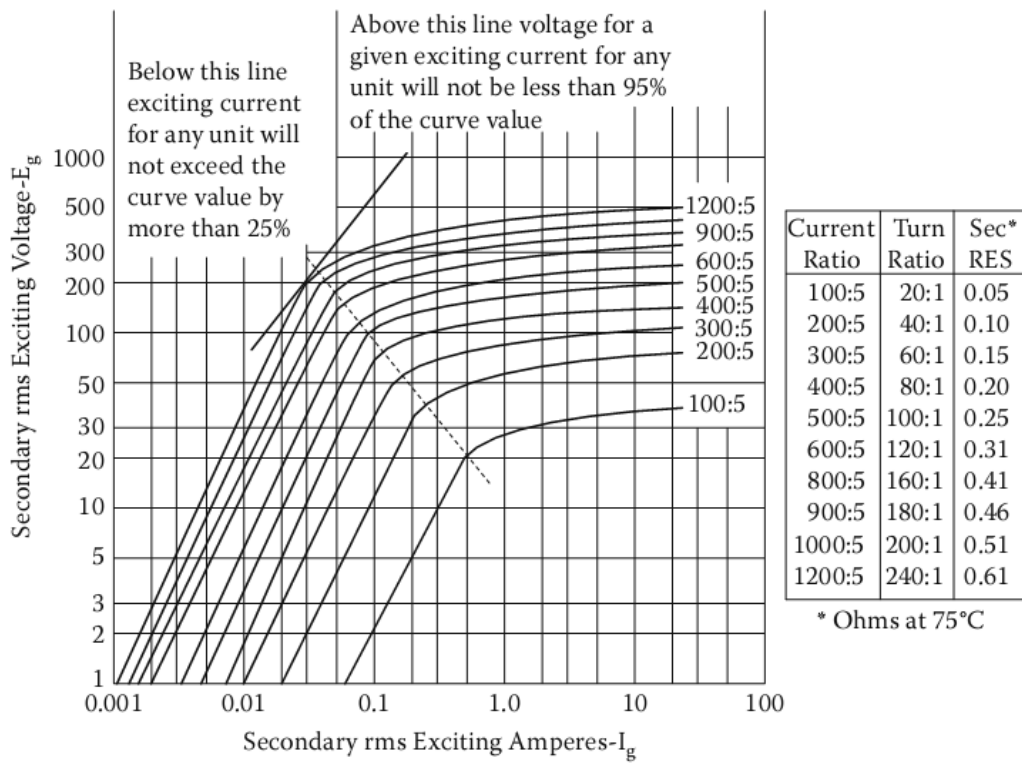


FIGURE F.2 Typical exciter curve of a Class C or Class K multiratio CT (From IEEE C57.13-1993, IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers, 1993. With permission.)

Fig. F2 Curva característica de un transformador de corriente multirelación.

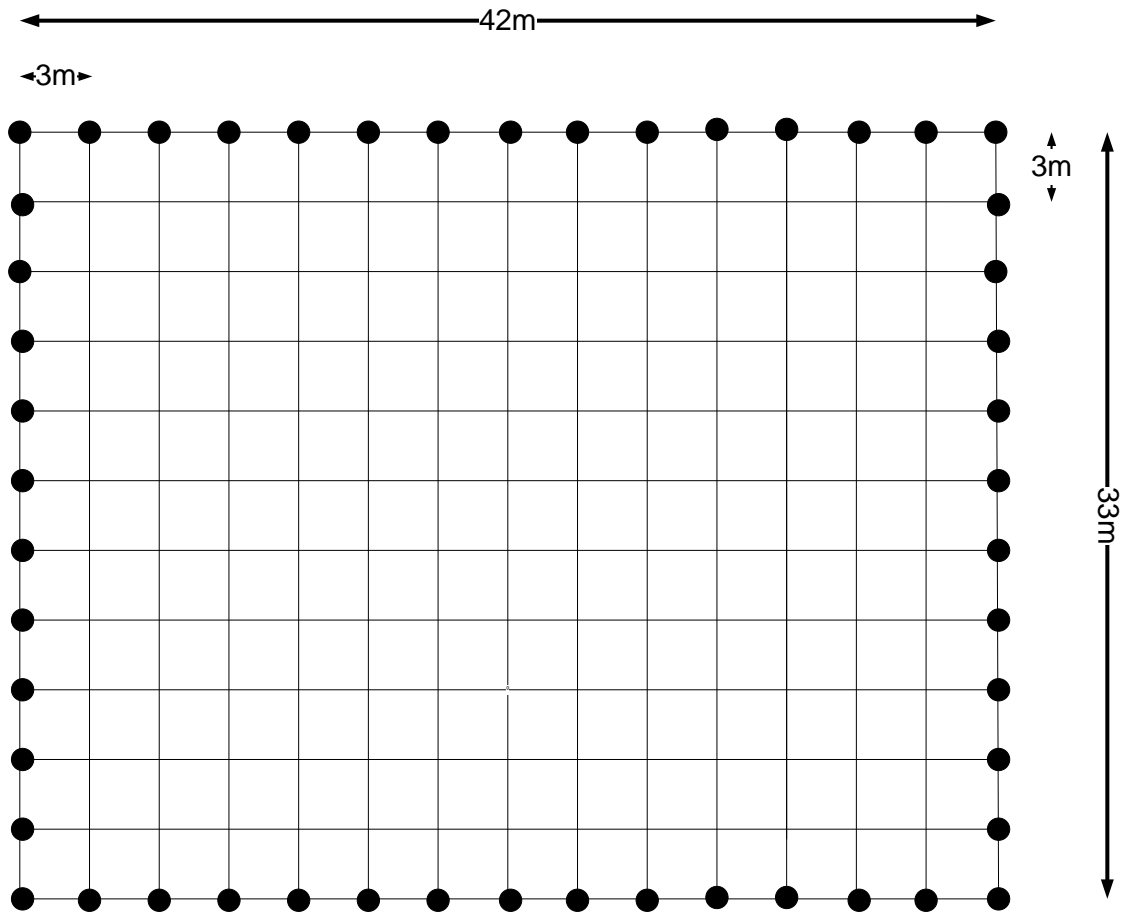


Fig. F3 Red de tierra de subestación de referencia.