



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Ingeniería Básica y de
Detalle del Sistema Eléctrico
para un Gasoducto**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

Ivan Leonardo Garita Pedroza

ASESOR DE INFORME

Ing. Alejandro Sosa Fuentes



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

TABLA DE CONTENIDO

1. Objetivo	4
2. Introducción	4
3. Descripción de la Empresa y Medio en que Labora.	5
3.1. Misión de la Empresa	5
3.2. Responsabilidades Dentro de la Empresa	5
4. Antecedentes del Proyecto	6
4.1. Misión de la Empresa	8
4.2. Condiciones Ambientales del Sitio	9
5. Marco Teórico	10
5.1. Sistema de Puesta a Tierra	10
5.1.1. Criterios de Diseño	10
5.2. Áreas Clasificadas	11
5.2.1. Criterios de Diseño	11
5.2.1.1. Área Clase I, división I	12
5.2.1.2. Área Clase I, División II	12
5.3. Sistema de Protección Contra Descargas Atmosféricas	13
5.3.1. Criterios de Diseño	13
5.3.1.1. Método de la Esfera Rodante	13
5.3.1.2. Instalaciones diversas con peligro de fuego y explosión	14
5.4. Sistema de Fuerza y Control	15
5.4.1. Criterios de Diseño	15
5.4.1.1. Cables de Fuerza y Control	16
5.4.1.2. Aislamiento	16
5.4.1.3. Cable de Baja Tensión Hasta 600 Volts.	16
5.4.1.4. Etiquetado de Cables y Terminales	16
5.4.1.5. Distribución de Fuerza y Control	17
5.4.1.6. Arreglos de Equipo Eléctrico.	18
5.4.1.7. Diagramas Unifilares	18
5.4.1.8. Estudios Eléctricos	18
5.4.1.9. Cálculo de Circuitos Alimentadores	19
6. Definición de Problema	19
7. Participación Profesional y Resultados	19
8. Anexos	21
9. Conclusiones	22
10. Bibliografía	22
8.1. Memorias de Cálculo	24
8.1.1. Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra.	24
8.1.2. Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra Electrónica.	26
8.1.3. Cálculo de Alimentadores en Baja Tensión	31
8.1.4. Estudio de Corto Circuito	49
8.1.4.1. Resultados de escenario 1	60

8.1.4.2.	Resultados de escenario 2	61
8.1.5.	Estudio de Arco Eléctrico	62
8.1.5.1.	Simulación de Arco Electrico y Energía Incidente del Sistema Electrico	74
8.2.	Planos Eléctricos	75
8.2.1.	Diagrama Unifilar Sistema Fotovoltaico	75
8.2.2.	Sistema de Puesta a Tierra Estación ENVÍO	76
8.2.3.	Sistema de Pararrayos	77
	Sistema de Pararrayos, Planta	78
8.2.4.	Áreas Clasificadas,	79
8.2.5.	Sistema de Alumbrado	80
8.2.6.	Sistema de Fuerza y Control	81
8.2.7.	Diagrama Unifilar Estación Envío	82
8.2.8.	Cédula de Cableado Eléctrico	83
8.3.	Especificaciones de Equipo	84
8.3.1.	Generador A Gas	84
8.3.1.	Sistema Fotovoltaico	86
8.3.2.	Sistema de Fuerza Ininterrumpible	87
8.3.3.	Microturbina	88

1. Objetivo

Es demostrar mi participación en el desarrollo del diseño, del gasoducto como son la elaboración de planos del sistema de puesta a tierra, alumbrado y contactos, de distribución de fuerza, de protección contra descargas atmosféricas, cumpliendo con las normas nacionales e internacionales para la operación correcta de las instalaciones eléctricas del gasoducto.

Estos diseños plasman los resultados de cálculos como son: cálculos de circuitos alimentadores, de circuitos derivados, niveles de iluminación, estudios de corto circuito, flujos de potencia, y en el desarrollo de especificaciones técnicas de equipo eléctrico como tableros, sistemas de fuerza ininterrumpiere, plantas de emergencia, interruptores, etc.

2. Introducción

El presente informe hace referencia a la experiencia profesional que he adquirido a través del desarrollo de ingeniería básica y de detalle de los sistemas eléctricos de potencia, en este caso estos conocimientos se plasman en la elaboración de documentos como: planos, memorias de cálculo, especificaciones de equipo eléctrico, diagramas unifilares, estudios eléctricos, detalles constructivos, etc., para el diseño y construcción del sistema eléctrico para un gasoducto.

La característica principal de estos sistemas eléctricos es el de utilizar energías renovables confiables como principal fuente de energía, debido a la lejanía con las redes eléctricas de la compañía suministradora.

Para analizar esta problemática fue necesario acudir a tres tipos de generación eléctrica, y aplicar las normas de seguridad eléctrica más estrictas para evitar cualquier tipo de incidente en la operación y mantenimiento del gasoducto.

Para este gasoducto se tienen las siguientes fuentes de energía eléctrica:

- a) Producir energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos y un banco de baterías, para la operación de sistemas de control y comunicación de cada estación, este tipo de sistema tendrá la capacidad de brindar energía continua hasta en un máximo de 72 hora, cuando las condiciones climáticas varíen por los días nublados.
- b) Energía eléctrica por medio de Termo generadores, utilizar el gas natural como fuente de combustible para producir energía eléctrica para la protección catódica del gasoducto.
- c) Plantas de emergencia, producir energía eléctrica por medio de gas natural, en cada estación como fuentes de respaldo, y estas solo aplicaran en las estaciones de recepción y Envío del gasoducto.

El interés de abordar este tipo de sistemas eléctricos en los gasoductos es por el desarrollo de proyectos similares para el transporte de gas natural en nuestro país

En el ámbito profesional, como ingeniero me dio la oportunidad de plasmar mi experiencia en el diseño para el buen funcionamiento del gasoducto, cumpliendo con las normas más exigentes en cuanto a seguridad

3. Descripción de la Empresa y Medio en que Labora.

La empresa se dedica a desarrollar propuestas económicas, consultoría técnica, apoyo a construcción y proyectos de ingeniería básica y de detalle dentro de las áreas de infraestructura, petróleo y gas.

Dentro del área de Infraestructura se desarrollan proyectos como son la industria automotriz, comercios, hoteles, puertos, aeropuertos, laboratorios y museos.

En el área de petróleo y gas se realizan proyectos como terminales de almacenamiento y reparto de gasolineras, turbosinas, diésel, estaciones de mediciones de gas y estaciones de regulación y compresión, gasoductos, refinerías, gasolineras etc.

Actualmente la empresa se encuentra dentro de las primeras 5 más importantes del mundo, por su gran capacidad de personal que lo integra, así como el dominio de las diferentes especialidades que cuenta para el desarrollo de los proyectos como son arquitectos, ingenieros civiles, químicos, mecánicos, telecomunicaciones, electrónicos y eléctricos

3.1. Misión de la Empresa

Es proporcionar servicios de ingeniería a clientes de todo el mundo, tanto en el sector público como en el sector privado, para el desarrollo de proyectos rentables, profesionales, innovadores y de mayor calidad en el mercado, con menos inversión y mayores ganancias para nuestros clientes, es decir elaborar proyectos sustentables.

3.2. Responsabilidades Dentro de la Empresa

El cargo que desempeñé dentro de la empresa fue el de Ingeniero Eléctrico A, mis responsabilidades fueron: desarrollar proyectos de ingeniería básica e ingeniería de detalle de los sistemas eléctricos de potencia en baja y media tensión, elaborar planos de sistemas de distribución de fuerza y control, diagramas esquemáticos de control, planos de sistemas de puesta a tierra eléctrica, sistemas de puesta a tierra electrónica, sistemas de alumbrado y contactos, sistema de protección contra descargas atmosféricas, planos de arreglos de equipo eléctrico, planos de clasificación de áreas peligrosas, listas de materiales y catálogo de conceptos Realicé cálculos y estudios eléctricos como son: flujos de potencia, corto circuito, factor de potencia, coordinación de protecciones, lista de cargas, especificaciones de equipos eléctricos como transformadores, centro de control de motores, arrancadores a tensión plena, a tensión reducida y sistemas de fuerza ininterrumpible, hojas de datos de equipo eléctrico, cálculos para la designación o tamaño de conductores eléctricos en baja y media tensión, cálculos para el dimensionamiento de interruptores en baja y media tensión, cálculos de transformadores de corriente y de potencial, diagramas unifilares en baja y media tensión, dimensionamiento de sistemas de fuerza ininterrumpible, dimensionamiento de banco de baterías y cálculos de cargadores de baterías.

Realicé la puesta en servicio de los siguientes equipos eléctricos en sitio como: Plantas generadores, arrancadores en baja y media tensión y sistemas de fuerza ininterrumpible.

Todos los proyectos que desarrollé en la empresa debían de cumplir con la normatividad en acorde al sitio donde se iba a llevar a cabo el proyecto.

Para poder desarrollar estos proyectos fue muy importante mi formación como ingeniero dentro de la facultad de ingeniería de la universidad nacional autónoma de México, por los fundamentos teóricos y prácticos que me permitieron interactuar con otras especialidades y poder transmitir las necesidades y requerimientos de las disciplinas para el desarrollo de los proyectos.

Cada proyecto en el que he participado ha sido básico en mi formación, dentro de mi experiencia profesional, pero sin duda, la capacidad de análisis para resolver problemas durante el diseño y resolver problemas al momento de la construcción en sitio, han sido experiencias muy gratas y satisfactorias ya que el cliente ha quedado satisfecho con su proyecto al momento de su operación.

4. Antecedentes del Proyecto

Con la necesidad de distribuir gas natural en el parque industrial, así como el complejo de ciclo combinado del sector gubernamental y otros sectores privados que requieren gas natural, surge la necesidad de instalar un ducto de aproximadamente 220 km para el transporte del gas natural ubicado en el estado de chihuahua, que inicia en la estación de recepción ubicado en el municipio de Ojinaga y finaliza en el municipio del Encino, con un diámetro nominal de 1066.8 mm (42”).

Uno de los factores a vencer fue el enterrar el ducto en parte de la sierra y respetar los caminos del agua cuando hay lluvias, de tal manera que el impacto ambiental sea mínimo, y que las caídas de presión en el ducto no impacten durante el recorrido del gas.

El gas natural se recibe en la estación de recibo, la cual contará con instrumentación y una caseta analizadora para medir parámetros de calidad del gas natural y una trampa de envío y recibo bidireccional para mantenimiento del ducto.

El ducto operará de manera bidireccional, es decir cuando surja la necesidad de regresar el gas natural, se regresará por el mismo gasoducto, En la tabla 4.1, se muestra un esquema del gasoducto con sus puntos de interconexión

Tabla 4.1 Punto de Recepción / Puntos de Entrega.

Punto de Recepción	Puntos de Interconexión-Entrega		
Municipio de Ojinaga Frontera con los EE. UU Gasoducto Waha- Ojinaga	Municipio el Encino Gasoducto Encino- Topolobampo Propiedad del sector privado	Municipio el Encino Gasoducto Encino – La Laguna Propiedad del sector privado	Municipio el Encino Gasoducto Corredor- Chihuahua Propiedad del sector privado

El ducto contara con válvulas de seccionamiento las cuales estarán localizadas con lo indicado en la norma de referencia NRF-030-Pemex [3]. Las válvulas de seccionamiento limitaran el riesgo y daño en el ducto cuando sea ocasionado por rotura o explosión, las cuales deben proporcionar un sello seguro en ambos extremos, independiente de la presión de la línea; así como facilitar el mantenimiento del sistema. Dichas válvulas se deben instalar en lugares de fácil acceso y protegerlas de daños o alteraciones.

En ductos que transporten gas, la localización de las válvulas de seccionamiento, debe estar de acuerdo con la clase de localización conforme a lo indicado en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Espaciamiento máximo de válvulas de seccionamiento para ductos que transportan gas

Clasificación por Clase de localización	Espaciamiento máximo (km)
1	32
2	24
3	16
4	8

Los tipos de clases son las siguientes:

Clase de localización 1. Corresponde con la tubería que en su área unitaria se tienen 10 o menos construcciones destinadas a ocupación humana.

Clase de localización 2. Corresponde a aquella tubería que en su área unitaria se tienen más de 10 pero menos de 46 construcciones destinadas a ocupación humana.

Los ductos que cumplan con las Clases 1 o 2, pero que dentro de su área unitaria se encuentren al menos un sitio de reunión o concentración pública de más de 20 personas, tales como iglesias, escuelas, salas de espectáculos, cuarteles, hospitales o áreas de recreación, se deben considerar dentro de los requerimientos de la Clase de Localización 3.

Clase de localización 3. Es la tubería que cumple con una de las siguientes condiciones:

- a) Cuando en su área unitaria se tengan 46 o más construcciones destinadas a ocupación humana.
- b) Cuando exista una o más construcciones a menos de 90 m (0,056 millas) del eje de la tubería y se encuentre(n) ocupada(s) por 20 o más personas por lo menos 5 días a la semana durante 10 semanas al año.
- c) Cuando exista un área al aire libre bien definida a menos de 100 m (0,062 millas) del eje del ducto y ésta sea ocupada por 20 o más personas durante su uso normal, tal como un campo deportivo, un parque de juegos, un teatro al aire libre u otro lugar público de reunión.
- d) Cuando se tenga la existencia de áreas destinadas a fraccionamientos o casas comerciales, en donde se pretende instalar una tubería a menos de 100 m (0,062 millas), aun cuando al momento

de su construcción, solamente existan edificaciones en la décima parte de los lotes adyacentes al trazo.

e) Cuando el ducto se localice en sitios donde a 100 m (0,062 millas) o menos haya un tránsito intenso u otras instalaciones subterráneas (ductos de agua, eléctricos, drenajes, entre otros), en el entendido de que se considera tránsito intenso un camino o carretera pavimentada con un flujo de 200 o más vehículos en una hora pico de aforo. Cuando exista un cruce de carretera con tráfico intenso, considerar 200 m antes y 200 m después a partir de los límites de esta.

Clase de localización 4. Corresponde a la tubería que en su área unitaria se encuentran edificios de 4 o más niveles contados desde el nivel de suelo, donde el tráfico sea pesado o denso; o bien, donde existan numerosas instalaciones subterráneas. Cuando exista un grupo de casas o edificaciones cercanas a la frontera que divide dos Clases, las áreas unitarias se deben ajustar considerando el nivel de seguridad más crítico (Clases) extendiéndose 200 m (0,124 millas) desde el último edificio del grupo más próximo a la siguiente área unitaria de menor nivel de seguridad, siguiendo el eje de la tubería, y que cumpla con los requerimientos del correspondiente nivel de seguridad. Para ductos cuya longitud sea menor que 1 600 m (1 milla), la clasificación debe ser asignada de acuerdo con la que corresponda a un ducto de 1 600 m (1 milla) de longitud que atravesase la misma área.

Para determinar el número de válvulas, se procede a dividir la longitud total entre los kilómetros máximos de separación de acuerdo con el tipo de clase de la tabla

Se determina que el tipo de clase es 1, por lo tanto, la distancia máxima entre válvulas de seccionamiento es de 32 km, por lo tanto, para este proyecto se requieren colocar 7 válvulas de seccionamiento

En Los puntos de entrega del sistema de transporte de gas natural contarán con estaciones de medición regulación y control (EMRYC), cuyos propósitos serán la medición fiscal para la facturación entre el transportista y la compañía gubernamental, y establecer el punto de transferencia de custodia entre los demás transportistas.

4.1. Misión de la Empresa

La ruta del gasoducto contará con 7 válvulas de seccionamiento de línea principal, todas las válvulas del gasoducto estarán enterradas y contarán con un sistema de suministro de energía proporcionado por un sistema fotovoltaico, este sistema lo contemplarán dos circuitos de 6 paneles solares cada uno de 260 Watts, para recargar 6 baterías del tipo gel modelo 12 PVV 1800, ver diagrama unifilar en el Anexo 2.1.1

Para la protección catódica del gasoducto, el sistema contemplará un termogenerador de 550 Watts a 24 Volts ver especificación en el Anexo 3.1 y estos se instalarán dentro de las estaciones de las válvulas no. 1, 3, 5 y 7.

En el punto de interconexión se instalará una junta monoblock y en todas las demás instalaciones superficiales del gasoducto se pondrán juntas aislantes con el propósito de aislar el sistema de protección catódica con el sistema de puesta a tierra

En la estación de recibo, se instaló una microturbina de 65 kW para generación de energía para uso general, y un generador de emergencia de 30 kW como respaldo para el suministro de energía eléctrica, además de un Sistema de fuerza ininterrumpible de 5 kVA, con respaldo de baterías para 72 hrs.

La operación de los lanzadores/receptores de diablos deberá ser local de tal manera que las válvulas solamente puedan ser operadas manualmente.

En la estación de recepción se considera el suministro de energía por parte de la compañía suministradora, en un voltaje de 23 kV, se conectará un transformador tipo poste de 112.5 kV, de 23-0.22 kV, y un generador de emergencia de 100 kW, en 220 V.

El gasoducto está diseñado para operar 24 horas por día los 365 días del año. La instalación del gasoducto se diseñó con el mínimo de paros no programados de acuerdo con lo siguiente:

- a) 1 día en un periodo continuo de operación de un año
- b) 2 días en un periodo continuo de operación de 5 años
- c) 3 días en un periodo continuo de operación de 10 años

Un paro no programado se define como la interrupción del suministro de gas natural en cualquiera de los puntos de entrega.

4.2. Condiciones Ambientales del Sitio

Para la estación de recibo ubicada en el municipio de Ojinaga, estado de Chihuahua, a una altura sobre el nivel del mar de 792,00 m y con una presión atmosférica de 92.17 kPa, los datos climatológicos se muestran en la Table 4.2.1

Tabla 4.2.1 Datos climatológicos estación de recibo

Localización	Recibo, Chihuahua
Temp. Max. Diaria. (°C)	47,6
Temp. Promedio Anual. (°C)	30,0
Temp. Min. Anual. (°C)	13,7
Velocidad de Diseño por viento. (km/h)	169.65

La Estación de recepción se encuentra ubicada en el municipio del Encino, estado de Chihuahua, en a una altura sobre el nivel del mar de 1502,00 m y con una presión atmosférica de 84,54 kPa, los datos climatológicos se muestran en la Table 4.2.2

Tabla 4.2.2 Datos climatológicos estación de Envío.

Localización	Envío, Chihuahua
Temp. Max. Diaria. (°C)	41.0
Temp. Promedio Anual. (°C)	25,3
Temp. Min. Anual. (°C)	10,6
Humedad Promedio (%)	35 - 40
Velocidad de Diseño por viento. (km/h)	162.18

5. Marco Teórico

El diseño debe cubrir los requerimientos generales para el desarrollo de la ingeniería de detalle de las instalaciones eléctricas bajo las cuáles se desarrollará el gasoducto.

El sistema eléctrico de las estaciones de servicio del Sistema de transporte de Gas Natural considera los siguientes tipos de sistemas, que a continuación se describe

5.1. Sistema de Puesta a Tierra

5.1.1. Criterios de Diseño

Las estaciones de recibo, de medición, regulación y control, válvulas de seccionamiento deben contar con un sistema de puesta a tierra de seguridad para las instalaciones eléctricas. El diseño de la red de tierras del sistema eléctrico debe estar de acuerdo con el artículo 250 de la norma NOM-001-SEDE-2012 [1] y a los siguientes lineamientos.

El sistema de puesta a tierra debe proporcionar trayectorias a tierra para drenar la corriente producida por una sobrecorriente, por corriente de fuga, por descargas electrostáticas, las cuales pueden generarse o acumularse en las cubiertas metálicas de los equipos y poder evitar alguna descarga eléctrica al personal operativo, en otros casos se puede producir algún tipo de explosión cuando se presentan sustancias explosivas.

Para el diseño del sistema de puesta a tierra se debe de utilizar un conductor de tamaño mínimo 33.6 mm² (2 AWG) y la resistencia total de la red no debe ser mayor a 25 Ohm, debido a la alta corrosión, y por protección mecánica, la malla principal en edificios, plantas de proceso no debe ser menor a 67,43 mm² (2/0 AWG).

Para el electrodo de puesta a tierra de los cuartos eléctricos el conductor mínimo a usar es de 107 mm² (4/0 AWG).

La red del sistema de puesta a tierra para el área de proceso, se colocarán los conductores en paralelo a una distancia no mayor de 15 m de separación, y esta deberá estar a una profundidad mínima de 0,75 m del nivel de piso terminado para cumplir con el Artículo 250, sección 250-53 (f) de la NOM-001-SEDE-2012 [1]

La conexión de los equipos, así como el neutro del transformador, el neutro de las plantas de generación, gabinetes de equipo eléctrico, estructuras metálicas, sistemas electrónicos (sistema de control digital, telecomunicaciones) así como el sistema de protección contra descargas atmosféricas, se deben de interconectar a la red del sistema de puesta a tierra general.

Todo equipo o dispositivo eléctrico, debe ser conectado al sistema de puesta a tierra con cable de cobre desnudo suave, el tamaño del conductor debe ser el indicado de acuerdo con la capacidad del dispositivo de protección tabla 250-122 de la NOM-001-SEDE-2012 [1]

Los registros de los electrodos del sistema de puesta a tierra deben ubicarse en las esquinas de la red de puesta a tierra, en cambios de dirección, y en el límite de baterías de las plantas.

Para este proyecto se realizaron memorias de cálculo del sistema de puesta a tierra eléctrica y electrónica, los diseños de este sistema se muestran en el Anexo 2.1.2, las memorias de cálculo de esos sistemas se indican en el Anexo 1.1.1

Otra parte importante que debemos tomar en cuenta es definir las áreas peligrosas para la compra de los equipos por lo tanto se debe de realizar la clasificación de áreas como se indica en el siguiente punto 5.2

5.2. Áreas Clasificadas

5.2.1. Criterios de Diseño

Para el transporte de gas natural, es necesario realizar un plano de clasificación de áreas, donde se indique cuáles son las áreas más peligrosas de todas las instalaciones, así como especificar debidamente los equipos eléctricos y las canalizaciones debidamente, a efecto de reducir al mínimo la posibilidad de ignición, como se indica en el API-RP-500 [4], la NFPA-497 [2] y la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012 [1]

El diseño deberá presentar los planos de clasificación áreas que mostrarán los límites de cada área clasificada, como se requiere por Clase y División. Como lo define la NFPA-497 [2]. Se necesitan tres condiciones básicas para que pueda ocurrir un incendio o explosión:

- a) Debe estar presente en cantidad suficiente un líquido, gas o vapor inflamable.
- b) El líquido, vapor o gas inflamable, debe estar mezclado con aire u oxígeno en las proporciones necesarias para producir una mezcla explosiva. En otras palabras, las explosiones únicamente ocurren dentro de ciertos rangos de composición.
- c) A la mezcla explosiva debe aplicársele una fuente de energía (arco eléctrico, chispa, calor, etc.).

Al aplicarse estos principios deberá considerarse la cantidad del líquido inflamable, vapor o gas que pudiera ser liberado y sus características físicas. Por ejemplo, gases más ligeros que el aire se acumulan en la parte superior de locales cerrados, gases más pesados que el aire se acumulan en partes bajas como lo hacen los líquidos.

Los vapores de líquidos inflamables también tienen una tendencia natural a dispersarse en la atmósfera y rápidamente se diluyen a concentraciones por debajo del límite inferior del rango de explosión, particularmente cuando el aire se está moviendo. Los líquidos inflamables varían en volatilidad y se definen como aquellos líquidos que tienen una temperatura de inflamación inferior a 37.8°C y una presión de vapor no mayor a 40 psi a 37.8°C.

La probabilidad de que la concentración de gases pueda estar por encima del límite superior del rango explosivo, no proporciona ningún grado de seguridad, ya que esta concentración debe pasar primero por el rango explosivo menor para alcanzar el límite superior.

Áreas Clase I. Son áreas en las cuales están o pueden estar presentes en el aire, gases o vapores inflamables en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas o inflamables.

5.2.1.1. Área Clase I, división I

Es el área en la cual se caracteriza por los siguientes puntos:

- a) Pueden existir continuamente bajo condiciones normales de operación, concentraciones de gases o vapores explosivos o inflamables.
- b) Existen intermitente o periódicamente concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables, en condiciones normales de operación.
- c) Pueden existir frecuentemente concentraciones de gases o vapores explosivos o inflamables debido a trabajos de reparación o mantenimiento, o por causa de fugas.
- d) Una interrupción o una falla en la operación de los equipos o del proceso que pueda provocar la formación de concentraciones peligrosas de gases o vapores inflamables y simultáneamente provocar también la falla del equipo eléctrico, convirtiéndose éste en una fuente de ignición.

5.2.1.2. Área Clase I, División II

Es el área en la cual se caracteriza por los siguientes puntos:

- a) Se manejan, procesan o usan líquidos volátiles, gases o vapores inflamables, que están normalmente confinados en recipientes o sistemas cerrados, pero de los cuales puedan escapar en caso de ruptura o avería accidental de los recipientes o sistemas, o en caso del funcionamiento anormal de los equipos por medio de los cuales se manejan dichos líquidos, gases o vapores.

b) Una adecuada ventilación de presión positiva impida normalmente la concentración de gases o vapores inflamables, pero que pueden convertirse en peligrosos por falla o funcionamiento anormal del equipo de ventilación.

c) Están contiguas a las de Clase I, División 1, a las cuales puedan llegar ocasionalmente concentraciones de gases o vapores inflamables, a menos que pueda evitarse tal comunicación por medio de un adecuado sistema de ventilación de presión positiva de una fuente de aire limpio y se provean dispositivos seguros para evitar las fallas del sistema de ventilación.

Aplicando estos criterios en el diseño del gasoducto, se realizó el plano de áreas clasificadas para las estaciones y válvulas de seccionamiento, se muestra un ejemplo en el anexo 8.2.4

5.3. Sistema de Protección Contra Descargas Atmosféricas

5.3.1. Criterios de Diseño

Para determinar la zona de protección se debe tomar en cuenta la geometría de la estructura a proteger, la cual se determinará de acuerdo con la NFPA-780 [5] mediante uno o varios métodos.

5.3.1.1. Método de la Esfera Rodante

La zona de protección se determina por el espacio abarcado por una esfera rodante que tiene un radio de 150 pies (46 m.). Cuando esté tangente a tierra y descansando en una punta de pararrayos, todo el espacio entre los dos puntos de contacto y debajo de la esfera, es la zona de protección. Una zona de protección también es formada cuando dicha esfera está descansando en una o más puntas de pararrayos, e incluye el espacio debajo de la esfera entre las puntas como se muestra en la figura: 4.7.3.1, de la NFPA-780 [5], ver figura 5.3.1.1 todas las direcciones de la esfera deberán ser consideradas cuando se determine la zona de protección usando el concepto de la esfera rodante.

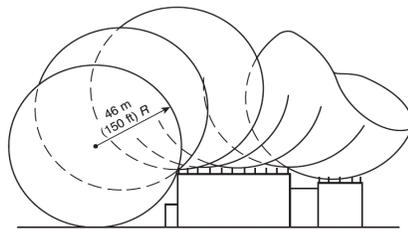


Figura 5.3.1.1 Zona de protección, método de la esfera rodante

El radio de la esfera está determinado en base al nivel de protección el cual se determina como resultado de un análisis de riesgo sobre el impacto de rayo, se muestra en la tabla 3

de la Norma NMX-J-549 [6], las alturas de las terminales como los radios de protección dependiendo del nivel de protección, ver tabla 5.3.1.1.

Tabla 5.3.1.1 Altura de terminales aéreas verticales de acuerdo con el nivel de protección para el metodo de la esfera rodante

Nivel de protección	Radio de la esfera rodante r_s y su correspondiente valor de corriente de rayo i		Altura de la terminal aérea a partir del plano a proteger (h)
	r_s (m)	i (kA)	m
I	20	3	≤ 20
II	30	6	≤ 30
III	45	10	≤ 45
IV	60	16	≤ 60

NOTA - La corriente i (kA) se calcula de acuerdo al Apéndice A, para el radio r_s (m) correspondiente. Esta corriente representa el valor mínimo al cual el nivel de protección ofrece una protección eficiente.

En la tabla 5 de la norma NMX-j-549 [6], se muestra la eficiencia del sistema de protección contra descargas atmosféricas, ver tabla 5.3.1.2

Tabla 5.3.1.2 Eficiencia del sistema de protección contra descargas atmosféricas

Nivel de protección	Eficiencia del SEPTE
I	98 %
II	95 %
III	90 %
IV	80 %

El radio de la esfera está determinado en base al nivel de protección el cual se determina como resultado de un análisis de riesgo sobre el impacto de rayo, se muestra en la tabla 3 de la Norma NMX-J-549 [6], las alturas de las terminales como los radios de protección dependiendo del nivel de protección, ver tabla 5.3.1.1.

Tabla 5.3.1.1 Altura de terminales aéreas verticales de acuerdo con el nivel de protección para el metodo de la esfera rodante

En la tabla 5 de la norma NMX-j-549 [6], se muestra la eficiencia del sistema de protección contra descargas atmosféricas, ver tabla 5.3.1.2

5.3.1.2. Instalaciones diversas con peligro de fuego y explosión

En instalaciones la norma NMX-J-549[6], indica que se debe de diseñar un sistema de protección aislado, si en las estructuras que se utilizaran para montar las terminales, pueda provocar un punto de ignición al paso de la corriente que pueda provocar una explosión, bajo esta primicia se realizó el plano de elevación y planta de la estación de Envío, con un nivel de protección 1 y un radio de esfera de 20 m, estos documentos se muestran en el plano Anexo 2.3, tanto en planta como en elevación, donde se muestra perfectamente como queda protegido las instalaciones.

Para el suministro de energía eléctrica donde se muestren las trayectorias tanto subterráneas como aéreas en tubería Conduit, para las estaciones de Envío y recibo, se muestra a continuación el sistema de fuerza y control.

5.4. Sistema de Fuerza y Control

5.4.1. Criterios de Diseño

La estación de recepción consistirá en una fuente de energía principal y una fuente de energía de respaldo, la fuente principal de energía será una microturbina MT-01, (ver especificaciones técnicas en el Anexo 3), cuyo combustible será el gas natural de una potencia de 65 kW, la fuente de energía de respaldo estará conformado por medio de un generador eléctrico accionado con motor a gas GEN-01 (ver especificaciones técnicas en el Anexo 3) y un sistema de fuerza Ininterrumpible de 5 kVA con un tiempo de 72 hrs. ver especificaciones técnicas en el Anexo 3.1

Para el ducto de 42" se cuentan con siete estaciones de válvulas de seccionamiento. El suministro eléctrico principal para estas válvulas estará dado por medio de 12 paneles solares de 260 W cada uno, en dos circuitos independientes de 6 paneles cada uno, que se interconectan a un bus de corriente continua en 24 VCC, esta fuente estará respaldada por un banco de baterías a para dar servicio de energía a las cargas críticas durante 72 horas.

En las válvulas de seccionamiento se instalará un termogenerador ver especificación en el Anexo 8.3.1 que funcionará por medio de gas natural, el cual suministrará corriente continua a la protección catódica anódica que será parte del sistema de protección a la corrosión del ducto.

En la estación de Envío consistirá en una fuente principal en 23 kV proporcionada por CFE y un respaldo con generador eléctrico accionados con motor de gas GEN-002 de 100 kW, en 220/127 V, 3F, 4H, 2 sistemas de fuerza ininterrumpible de 5 y 15 kVA cada una

A continuación, se muestran los niveles de tensión utilizados en el gasoducto

Microturbina 65 kW 480 VCA, 3F, 3H,

Transformador 75 KVA 480-220/127 VCA 3F,4H

Transferencia automática con transición abierta 220/127 VCA, 3F, 4H,

Tablero de distribución 220/127 VCA, 3F, 4H

Para las válvulas de seccionamiento 24 VCC

Alimentación a tableros de alumbrado y contactos 220/127 VCA, 3F, 4H

Sistema de fuerza ininterrumpible 220 VCA, 3F, 3H

Alimentación de SFI a equipos 127 VCA, 1F, 2H

Alimentación a equipo de HVAC 220 VCA, 2F, 2H

5.4.1.1. Cables de Fuerza y Control

El diseño del sistema de fuerza y control deberá de contemplar los siguientes lineamientos, para el desarrollo de la ingeniería de detalle del gasoducto Ojinaga-Encino.

En general, los conductores deben ser con aislamiento, para operar a una temperatura ambiente máxima de 44.8°C y una temperatura máxima de terreno de 20 °C. El tamaño del conductor se seleccionará de acuerdo con la condición más crítica que dé como resultado, por el tipo de canalización.

El nivel de aislamiento del conductor estará sujeto a la tensión del sistema que estará operando la carga del conductor, El tipo de aislamiento deberá ser determinado por las características físicas, químicas y mecánicas donde será instalado el conductor.

Las ampacidades de los conductores de nivel de tensión de 0 a 2000 V deben estar de acuerdo con el tipo de canalización y a los Artículos 310-15 y 110-14 de la NOM-001-SEDE-2012[1]

Para ampacidades de nivel de tensión de 2001 a 35000 V deben de estar de acuerdo con el tipo de canalización y al artículo 310-60 de la NOM-001-SEDE-2012[1]

5.4.1.2. Aislamiento

El aislamiento del cable y la construcción serán con resistencia al fuego. Para reducir al mínimo el daño que puede ser causado por un incendio, los cables deberán ser termoplásticos, retardante a la flama, a la humedad y al calor, de baja emisión de humos y gas ácido para no propagar el fuego y tener características de auto extinción. Como mínimo, estos cables deberán cumplir con los requisitos de las NMX-J-010 [7], y NOM-063-SCFI [8]

5.4.1.3. Cable de Baja Tensión Hasta 600 Volts.

Cable monopolar constituido por conductor de cobre suave con aislamiento termoplástico de policloruro de vinilo (PVC), tipo THW-2 /THHW-LS 90°C / 75°C 600 V con características de no propagación de incendio, baja emisión de humos y bajo contenido de gas ácido. Aplica para instalaciones, en interiores y exteriores visibles.

El cable monopolar se instalará en tuberías conduit en instalaciones aéreas o en bancos de ductos subterráneos.

Los conductores aislados deben identificarse de acuerdo con los artículos 210-5 y 215-12 de la NOM-001-SEDE-2012[1]

5.4.1.4. Etiquetado de Cables y Terminales

Los conductores aislados en alta, media y baja tensión deben identificarse por algún medio de etiquetado, fijo e imborrable, en el interior de los registros eléctricos, llegadas a

subestación o cuarto eléctrico, así como al inicio y final del conductor, indicar el número de circuito y servicio del conductor. En los registros de llegadas a edificios y subestaciones se debe rotular en las paredes el número y diámetro de tubo conduit (fondo amarillo y círculos y letras negras). Se debe dimensionar para su visualización como lo establece al numeral 8.4 de la NOM-026-STPS [9].

Las zapatas y conectores para llegada a tableros en baja tensión, transformadores y motores se deben de requerir con el equipo y con las características que se establecen

La tornillería utilizada debe ser de material compatible con las zapatas debiéndose aplicar el torque especificado por los fabricantes.

Los empalmes, cuando se requieran, deben seleccionarse teniendo en cuenta la tensión, tamaño, nivel de aislamiento, tipo de conductor, uso interior o exterior y seleccionarse para el ambiente más agresivo húmedo y contaminado en el que pueda operar. Deben ser con tecnología contráctil en frío o termocontráctil, como lo establece la NMX-158-ANCE [10].

La utilización de empalmes se acepta únicamente por limitaciones en la longitud de fabricación y la que resulte por el cálculo de la máxima tensión de jalado.

Los empalmes y terminales para cables de baja tensión deben ser del tipo termocontráctil, contráctil en frío o encintado, también se aceptan empalmes tipo gel.

5.4.1.5. Distribución de Fuerza y Control

El sistema eléctrico deberá ser diseñado en cumplimiento con la NOM-001-SEDE-2012[1], a la clasificación de Áreas de acuerdo con la NFPA 497 [2] y a la API-500 [4], utilizando el medio de canalización o equipo eléctrico que cumpla con la normatividad antes mencionada.

La caída de tensión para la selección de los conductores eléctricos debe cumplir con las buenas prácticas de la ingeniería y con la NOM-001-SEDE-2012 [1], considerando los tamaños mínimos de los conductores de fuerza, contactos y alumbrado indicados.

Para alimentadores principales 2% de caída de Tensión

Para circuitos derivados 3% de caída de Tensión

Tamaño mínimo de conductores

Fuerza 5.26 mm² (10 AWG)

Alumbrado 3.31 mm² (12 AWG)

Contactos 5.26 mm² (10 AWG)

Instrumentación y control 3.31 mm² (12 AWG)

En el Anexo 8.1.3 se indica un ejemplo de cálculo de un circuito alimentador y en Anexo 8.3.4, se muestra una cedula de cableado, donde se indican todos los circuitos eléctricos calculados para este proyecto

5.4.1.6. Arreglos de Equipo Eléctrico.

Todos los arreglos de equipo eléctrico deberán ser hechos considerando las regulaciones de la NOM-001-SEDE-2012 [1].

Todos los equipos de distribución se instalarán en el interior de un cuarto eléctrico, en caso de que se requiera instalar un tablero en el área de proceso, este deberá ser aprobado para utilizarse en áreas exteriores.

El cuarto eléctrico deberá estar dimensionado para alojar los equipos en su interior, de tal manera que se cumpla con los espacios de mantenimiento, y distancias de seguridad como lo indica la NOM-001-SEDE [1].

Todos los equipos eléctricos tales como interruptores, transformadores, deberán cumplir con las normas de fabricación vigentes. Los requisitos específicos se indicarán en las especificaciones técnicas de cada uno de los equipos.

5.4.1.7. Diagramas Unifilares

Realicé los diagramas unifilares de cada una de las estaciones antes mencionadas, en el cual se indicará, los tamaños de los conductores, así como el tipo de canalización, caída de tensión, ampacidad, y longitud,

Se indicarán las protecciones de cada una de las cargas instaladas, con las siguientes características de amperes de marco y amperes de sensor, además de la capacidad de corto circuito.

Se indicarán las potencias nominales de las cargas.

Se utilizarán la simbología ANSI de cada uno de los equipos eléctricos.

En el Anexo 8.3.6 se indica el diagrama unifilar de la estación de recibo como ejemplo

5.4.1.8. Estudios Eléctricos

Realicé los estudios de corto circuito, flujos de potencia, coordinación de protecciones, y de arco eléctrico, de cada uno de los buses principales del sistema de cada una de las estaciones.

En el Anexo 8.1.4 y 8.1.5 están los estudios de corto circuito, arco eléctrico de la estación de Envío

5.4.1.9. Cálculo de Circuitos Alimentadores

El cálculo de conductores para alimentadores principales está basado en los requerimientos de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012 IEEE Std 141 e IEEE Std 399.

El conductor seleccionado debe de cumplir con el Artículo 110-14 de la NOM-001-SEDE-2012.

Los conductores se deben de calcular y seleccionar por capacidad de conducción de corriente corregida por el tipo de canalización, temperatura de operación del conductor en estado estable, caída de tensión permisible y por corto circuito.

En el Anexo 8.2.7 se encontrará una memoria de cálculo de estos alimentadores

6. Definición de Problema

Un gasoducto es una instalación riesgosa por lo que se requieren sistemas eléctricos para energizar otros sistemas de seguridad que nos permiten salvaguardar la integridad física del personal en operación normal, así como en mantenimiento, debido a esto las estaciones y válvulas seccionadoras cuentan con sistemas para evitar en lo posible muertes por intoxicación, muertes por explosión provocadas por descargas atmosféricas y descargas eléctricas, así como evitar caídas, tropiezos, choques etc., debido a que este tipo de gasoductos están ubicadas fuera de las ciudades en México. Los sistemas eléctricos dentro de las estaciones de gas suministran energía eléctrica a los sistemas de iluminación, a los sistemas de instrumentación y control, y al sistema de seguridad como el Sistema de Gas y Fuego donde su principal objetivo es el de detectar fugas de gas combustible, gas toxico y fuego que muchas veces es difícil ser detectadas por el personal o llegan a ser estas fugas muy rápidas que no permitirían al personal que labora ahí tomar acciones rápidas para contener el incidente, por eso es necesario que dichos sistemas no fallen y es por ello que la energía eléctrica se vuelve primordial.

7. Participación Profesional y Resultados

Dentro del proyecto tuve participación en la ingeniería básica y de detalle de los Sistemas Eléctricos, a continuación, enuncio parte de las actividades que desarrolle en este proyecto.

Ingeniería básica: es toda la documentación que describe los requisitos de los sistemas eléctricos en las que se encuentran:

1. Diagramas unifilares: donde se indican las cargas necesarias de los diferentes sistemas que requieren energía eléctrica, se indican las cargas que requieren sistemas de respaldo como sistemas de fuerza ininterrumpible y planta de emergencia, equipos de autogeneración utilizando como combustible el gas natural, como los termogeneradores y celdas fotovoltaicas.
2. Especificación y cuestionario técnico: estos son los dos documentos que contiene toda la información técnica para los proveedores, esta documentación la realice en base a los requerimientos específicos del sistema, como tensión, consumos eléctricos, capacidad

interruptiva, frecuencia, altura sobre nivel del mar, condiciones climáticas etc., tiempo de operación y lugar de instalación (interior o exterior).

Ingeniería de detalle: Es toda la documentación que describe a detalle los sistemas eléctricos que intervienen en la operación de las estaciones, así como equipos eléctricos:

1. Sistema de Iluminación: Son planos en planta y elevación, donde se ubican las luminarias el tipo de luminaria de acuerdo con el tipo de instalación, además de su potencia nominal y voltaje de sistema, también se indican el número de conductores para el alambrado, la altura de montaje y el dispositivo de control.
2. Sistema de puesta a tierra: Son planos en planta donde se indican equipos eléctricos y los conectores a utilizar para realizar las conexiones la red, se indican los tamaños de los conductores principales, y tamaños de los conductores derivados, así como los conectores a utilizar para la conexión del sistema de puesta a tierra.
3. Sistema de protección contra descargas atmosféricas: Son planos en planta donde se indican las puntas de los pararrayos, con el radio de protección, aplicando el método de la esfera rodante, así también se indica la altura de montaje de cada punta.
4. Áreas clasificadas: Son planos en planta y elevación donde se indican los radios de protección en áreas de proceso, venteos, tanques de almacenamiento, dispositivos de control e instrumentación, donde se indican las temperaturas de autoignición para la instalación de los equipos eléctricos.
5. Sistema de Fuerza y Control: Son planos en planta donde se indican las trayectorias de las diferentes canalizaciones aéreas y subterráneas, se indican el tamaño de canalizaciones y conductores, así como accesorios cajas, reducciones, niples, etc.
6. Estudio de Corto Circuito: Es un estudio donde se indican las capacidades interruptivas de los equipos eléctricos y los niveles de falla en el sistema como son las fallas simétricas y asimétricas.
7. Estudio de Flujos de Potencia: Es un estudio que nos ayuda a saber los consumos de los equipos eléctricos, así como las pérdidas en los conductores, la carga en operación de los transformadores, así como el factor de potencia del sistema.
8. Estudio de Coordinación de Protección: En este estudio se realiza la coordinación de protecciones, para lograr una selectividad y realizar las coordinaciones por zonas.
9. Estudio de Arco Eléctrico: Este estudio determina la incidencia de energía, provocada por una falla eléctrica, también determina el equipo de seguridad a utilizar para prevenir quemaduras o descargas eléctricas en caso de mantenimiento, así como las distancias de seguridad que hay que guardar entre el personal y los equipos energizados.

8. Anexos

8.1 Memorias de Cálculo

8.1.1 Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra

8.1.2 Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra Electrónica

8.1.3 Cálculo de Alimentadores en Baja Tensión

8.1.4 Estudio de Corto Circuito

8.1.5 Estudio de Arco Electrico

8.2 Planos Eléctricos

8.2.1 Diagrama Unifilar Sistema Fotovoltaico

8.2.2 Sistema de Puesta a Tierra Estación Envío

8.2.3 Sistema de Pararrayos

8.2.4 Áreas Clasificadas,

8.2.5 Sistema de Alumbrado

8.2.6 Sistema de Fuerza y Control

8.2.7 Diagrama Unifilar Estación Envío

8.2.8 Cédula de Cableado Eléctrico

8.3 Especificaciones de Equipo

8.3.1 Generador a Gas

8.3.2 Sistema Fotovoltaico

8.3.3 Sistema de Fuerza Ininterrumpible

8.3.4 Microturbina

9. Conclusiones

Los sistemas eléctricos para un gasoducto son importantes para la seguridad del personal, así como evitar un incidente como explosiones para los fenómenos de la naturaleza como lluvias, descargas atmosféricas.

Estos sistemas son muy importantes para mantener en operación y control las variables como presión, temperatura, así como la calidad del gas natural que es conducido a través del ducto y llevado a la estación de regulación para ser enviado a los diferentes clientes que requieren del gas.

Todos los sistemas eléctricos deben ser diseñados para el tipo de área clasificada, así como la normativa nacional Mexicana NOM-001-SEDE [1] y normas internacionales para evitar cualquier tipo de incidentes.

Mi participación en este proyecto fue en el diseño de los sistemas eléctricos de iluminación, fuerza, sistemas de puesta a tierra, protección contra descargas atmosféricas, memorias de cálculo de alimentadores, en corriente continua, corriente alterna, estudios de corto circuito, flujos, coordinación de protecciones y arco eléctrico, logrando su construcción y operación en el mes de agosto del año 2016.

Esto fue gracias a la posibilidad de aplicar los conocimientos adquiridos dentro de la carrera de ingeniería eléctrica como Subestaciones, plantas generadoras, sistemas de distribución, sistemas eléctricos de Potencia I y Sistemas eléctricos de Potencia II y también a los conocimientos de ingenieros que me transmitieron para adquirir la experiencia necesaria para ejecutar dicho proyecto.

10. Bibliografía

- [1] NOM-001-SEDE Secretaria de Energia,. «Instalaciones Electricas (utilizacion).» México, 2012.
- [2] NFPA-497 National Fire Protection Association. *Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases, or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas.*. USA: NFPA, 2014.
- [3] NRF-030 Petroleos Mexicanos. *Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento ye Ductos Terrestres para Transporte y Recolección de Hidrocarburos.* México: DOF, 2009.
- [4] API-RP-500 American Petroleum Institute. *Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2.* USA: API, 2014.
- [5] NFPA-780 National Fire Protection Association. *Standard for the Installation of Lightning Protection Systems.* USA: ANSI, 2014.

- [6] NMX-J-549 Asociación de Normalización y Certificación. *Sistema de Protección Contra Tormentas Eléctricas - Especificaciones, Materiales y Métodos de Medición*. México: ANCE, 2005.
- [7] NMX-J-010 Asociación de Normalización y Certificación. *Conductores-Conductores con Aislamiento Termoplástico para Instalaciones hasta 600 V*. México: ANCE, 2015.
- [8] NOM-063-SCFI Secretaria de Economía. «Productos eléctricos-Conductores-Requisitos de seguridad.» México, 2001.
- [9] NOM-026-STPS Secretaria del Trabajo y Previsión Social. *Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías*. México: DOF, 2008.
- [10] NMX-J-158 Asociación de Normalización y Certificación. *Empalmes-Empalmes para Cables de Media y Alta Tensión-Especificaciones y Métodos de prueba*. México: ANCE, 2002.
- [11] IEEE-Std 80 Institute of Electrical and Electronics Engineers. *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*. USA: IEEE Standards, 2013.
- [12] IEEE Std 142 Institute of Electrical and Electronics Engineers. *IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems*. USA: IEEE Standards, 2007.
- [13] IEEE Std 1100 Institute of Electrical and Electronics Engineers. *IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment*. USA: IEEE Standards, 2005.
- [14] IEEE Std 399 Institute of Electrical and Electronics Engineers. *IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis*. USA: IEEE Standards, 1997.
- [15] NFPA-70 National Fire Protection Association. *National Electrical Code*. USA: NFPA, 2014.
- [16] IEEE Std 141 Institute of Electrical and Electronics Engineers. *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*. USA: IEEE Standards, 1993.
- [17] IEEE Std 1584 Institute of Electrical and Electronics Engineers,. *IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations*. USA: IEEE Standards, 2002.
- [18] NFPA-70E National Fire Protection Association. *Standard for Electrical Safety in the Workplace*. USA: NFPA, 2015.

8.1. Memorias de Cálculo

8.1.1. Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra.

Para el cálculo y diseño de la red de tierras, se utilizará la fórmula de Schwartz, como lo recomienda el estándar IEEE Std 80-2000 [11]

ρ_1 = resistividad del suelo = 135.65 Ohm.m * Dato proporcionado por el cliente

h = profundidad de la malla enterrada = 0.7500 m

l_1 = longitud de conductores de la malla = 415.0 m

l_2 = longitud de la varilla de tierra = 3.0 m

n = número de varillas de tierra = 11.0000

d_1 = diámetro del conductor de la malla = 0.0105 m tamaño 64 mm² (2/0 AWG)

d_2 = diámetro de la varilla de tierra = 0.0160 m varilla de 5/8 pulg

a = ancho de la malla = 65.0 m

b = largo de la malla = 85.0 m

Considerando que la resistencia total de un sistema de tierras que consiste en una combinación de conductores horizontales (malla) y electrodos verticales (varillas),

La resistencia total R_g .

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_{1,2}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{1,2}} \dots \dots \dots (1)$$

Dónde:

R_1 = Resistencia de los conductores de la malla;

R_2 = Resistencia de las mallas de tierra;

$R_{1,2}$ = resistencia mutua de todos los conductores y el grupo de varillas;

El valor de resistencia dependerá del contacto que tenga la varilla con el terreno, por lo que las ecuaciones R_1 , R_2 y $R_{1,2}$ se modificaran de la siguiente forma:

$$R_1 = \left(\frac{\rho_1}{\pi L_1} \right) \left[\ln \left(\frac{2L_1}{h'} \right) + k_1 \left(\frac{L_1}{\sqrt{A}} \right) - k_2 \right] \dots \dots \dots (2)$$

$$R_2 = \left(\frac{\rho_a}{2n\pi L_2} \right) \left[\ln \left(\frac{8L_2}{d_2} \right) - 1 + 2k_1 \left(\frac{L_2}{\sqrt{A}} \right) (\sqrt{n} - 1)^2 \right] \dots \dots \dots (3)$$

$$R_{12} = \left(\frac{\rho_a}{\pi L_1} \right) \left[\ln \left(\frac{2L_1}{L_2} \right) + K_1 \left(\frac{L_1}{\sqrt{A}} \right) - k_2 + 1 \right] \dots \dots \dots (4)$$

Las ecuaciones 5, 6, 7 son válidas para los suelos de dos capas, una superior de espesor H, con un cierto valor de resistividad y por donde penetran las varillas y una inferior de más baja resistividad con la cual las varillas quedan en contacto.

En este caso ρ_1, ρ_2 , la malla se localiza en la capa de resistividad ρ_1 pero las varillas están en contacto tanto con la capa de resistividad ρ_1 como con la capa de resistividad ρ_2 por lo que R_2 y R_{12} se calculan con una resistividad aparente vista por las varillas de tierra, ρ_a :

$$\rho_a = \frac{l_2(\rho_1\rho_2)}{(\rho_2H + \rho_1(l_2 - H))} \dots \dots \dots (5)$$

Para el caso más general, en que la parte superior de las varillas están a la misma profundidad que la malla:

$$\rho_a = \frac{l_2(\rho_1\rho_2)}{(\rho_2(H - h) + \rho_1(l_2 + (h - H)))} \dots \dots \dots (6)$$

Para suelos de resistividad uniforme $\rho_1 = \rho_2$

La resistividad, en la estación del encino donde se ubicará el cuarto de control se tiene una resistividad de acuerdo con el estudio de mecánica de suelos de 135.56 Ω .m, ver Tabla 8.1.1.1, en el caso de la varilla no se tiene una profundidad h porque su inicio se encuentra a nivel del terreno natural por lo tanto se utiliza la ecuación (5):

La figura 8.1.1.1 representa la resistividad aparente que ve la varilla cuando se tienen dos capas con diferente resistividad

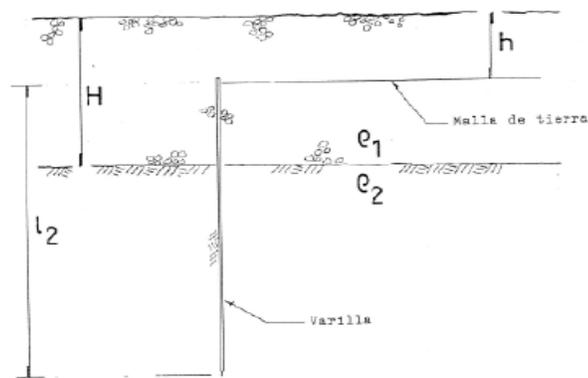


Figura 8.1.1.1 resistividad aparente vista por la varilla en dos capas de resistividad diferente

$$\rho_a = 135.56 \text{ Ohm. m}$$

Utilizando las ecuaciones 2, 3, 4 y 1, se obtiene una resistencia de 1.57 Ohm, comparándolo con el valor 25 Ohm como lo indica la NOM-001-SEDE-2012 [1], cumple

satisfactoriamente, y se procederá a construir la red de la estación, ver plano sistema de puesta a tierra el Encino en Anexo 8.2.1

8.1.2. Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra Electrónica.

De acuerdo con las mediciones de resistividad donde se ubicará la estación, el terreno está formado básicamente por una capa de arena arcillosa con gravilla de 3.43 m de espesor.

La resistividad de acuerdo con la tabla 8.1.1.3 = 135.56 Ω .m

Utilizando la fórmula de Schwarz (2)

La resistencia total de un sistema que consiste en una combinación de conductores horizontales (malla) y electrodos verticales (varillas), es menor que la resistencia de cualquiera de los componentes por separado pero mayor a su combinación en paralelo.

La resistencia se calculará con la ecuación (1)

El valor de resistencia dependerá del contacto que tenga la varilla con el terreno, por lo que las ecuaciones R_1 , R_2 y $R_{1,2}$ se calcularán con las siguientes ecuaciones

R_1 ; con la ecuación (2)

R_2 ; con la ecuación (3)

R_{12} ; con la ecuación (4)

Las ecuaciones 2, 3, 4 son válidas para los suelos de dos capas, una superior de espesor H , con un cierto valor de resistividad y por donde penetran las varillas y una inferior de más baja resistividad con la cual las varillas quedan en contacto.

En este caso $\rho_1 \geq \rho_2$, la malla se localiza en la capa de resistividad ρ_1 pero las varillas están en contacto tanto con la capa de resistividad ρ_1 como con la capa de resistividad ρ_2 , por lo que R_2 y $R_{1,2}$ se calculan con una resistividad aparente vista por las varillas de tierra, ρ_a :

Utilizando la ecuación (5)

Para el caso más general, en que la parte superior de las varillas están a la misma profundidad que la malla:

Ver la ecuación (6)

Para suelos de resistividad uniforme $\rho_1 = \rho_2$

La resistividad, en la estación del encino donde se ubicará el Cuarto de Control se tiene una resistividad aparente y no promedio como se había descrito, ver figura a.2, en el caso de la varilla no se tiene una profundidad h porque su inicio se encuentra a nivel del terreno natural por lo tanto se elimina de la ecuación, donde $\rho_1 = \rho_2$ se tiene utilizando la ecuación (5):

Ver ecuación (7)

Se tiene una resistividad aparente de:

$$\rho_a = 13.556 \text{ ohm.m}$$

$$\rho_a = 1355.6 \text{ ohm.cm}$$

Aplicando la fórmula para una sola varilla de la tabla 4.5 del Std. 142-2007, pág. 167.se tiene:

$$R_1 = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{4l}{a} - 1 \right) \dots \dots \dots (6)$$

Para una varilla de 305 cm de longitud y 1.9 cm de diámetro:

Dónde:

R1 = resistencia a tierra de 1 varilla [Ohm];

ρ = resistividad del suelo [Ohm-cm];

L = longitud de la varilla de tierras [cm];

a = radio de la varilla de tierras [cm];

Sustituyendo

$$R_1 = \frac{1355.6}{2\pi(305)} \left(\ln \frac{4(305)}{1.9} - 1 \right)$$

$$R_1 = 0.70737(5.4647) = 3.865 \Omega$$

La red de tierras requerido para el sistema de comunicaciones se debe diseñar para obtener una resistencia de 1 Ohm de acuerdo con lo indicado por el fabricante de los equipos.

Para lograr reducir este valor de resistencia se agregan más varillas y se aplica un factor multiplicativo de acuerdo con lo indicado en el primer párrafo de la pág. 165 y tabla 4.6 del Std 142-2007 [12]

Obteniéndose la fórmula siguiente:

$$R_{1c} = \frac{R_1}{n} \dots [\Omega - \text{cm}] \dots \dots \dots (7)$$

Dónde:

F = factor multiplicativo para “n” varillas (Ver tabla 8.1.1.2 tomada de la tabla 4-6, de IEEE Std 142, 2007) [12];

R1 = Valor obtenido en la ecuación (2);

n = número de varillas;

R_{1c} = Valor de resistencia a tierra de las 3 varillas;

Para 3 varillas el factor multiplicativo es de 1.29

Tabla 8.1.1.2 factores multiplicativos por número de varillas

Número de varillas	Factor multiplicativo
2	1.16
3	1.29
4	1.36
8	1.68
12	1.80
16	1.92
20	2.00
24	2.16

Sustituyendo los valores en la ecuación (3) se tiene:

$$R_{1c} = \frac{3.865}{3} \times (1.29) = 1.66$$

Valor de la resistencia a tierra de las 3 varillas:

$$R_{1c} = 1.66 \Omega$$

Ahora obtendremos el valor de resistencia a tierra del cable que une a las 3 varillas:

Aplicando la quinta fórmula de la tabla 4.5 del IEEE Std 142, ecuación 8 se tiene lo siguiente

$$R_2 = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \right) \dots \dots \dots (8)$$

Dónde:

ρ = resistividad del suelo [Ohm-cm];

L = longitud del cable [cm];

a = radio del cable 4/0 AWG;

s = profundidad de enterramiento del cable [cm];

Sustituyendo valores se tiene lo siguiente:

R_2 = resistencia a tierra de los conductores que une a las 3 varillas [Ω]

Sustituyendo valores

$$R_2 = \frac{1355.6}{4\pi \times 900} \left(\ln \frac{4 \times 900}{0.67} + \ln \frac{4 \times 900}{80} - 2 + \frac{80}{2 \times 900} - \frac{80^2}{16 \times 900^2} + \frac{80^4}{512 \times 900^4} \right)$$

$$R_2 = 0.1788(8.5891 + 3.8066 - 2 + 0.044 - 4.9382e - 4 + 1.2193e - 7)$$

$$R_2 = 1.7746$$

Resistencia total de la red:

La resistencia total de la red se obtiene calculando la resistencia en paralelo de los resultados (5) y (6).

Utilizando la ecuación (1), sustituyendo tenemos:

$$R_g = \frac{1.66 \times 1.7746}{1.66 + 1.7746}$$

$$R_g = 0.8576 \Omega$$

Como la resistencia a tierra total es de $0.8576 < 1$, procede a su construcción, para cumplir lo que indica el IEEE Std 1100 [13]

En resumen, para las demás estaciones tenemos la siguiente tabla que indica los valores calculados.

Por lo anterior podemos concluir que los cálculos de las redes de puesta a tierra electrónica para cada una de las estaciones que componen el gasoducto son correctos puesto que son menores a 1

Para ejemplos de esta aplicación ver Plano en el Anexo 8.2.1

Tabla 8.1.1.3 Valor de resistividad promedio en la estación el Encino

 EPGC GEOTECNIA Y CONTROL DE CALIDAD EN OBRA CIVIL		Prueba de resistividad Metodo Wenner				Proyecto		Gasoducto Ojinaga-El Encino	
		Profundidad de hincado m (b)	Separación de varillas m(a)	Resistividad medida Ω	Relacion (a/b)	Resistividad calculada Ω^*m	Resistividad aparente Ω^*m	Resistividad de diseño Ω^*m	Ubicación
0.20	0.50	54.6	2.5	100.7566408	135.5634967	135.5634967	Observaciones Arena poco arcillosa con boleros de hasta 28"	Coordenadas	
	1.00	30.5	5	174.0891227				X	409049
	2.00	13.77	10	169.1316225				Y	3147070
	3.00	7.98	15	101.1365623				Temperatura 25-31°C	
	4.00	5.31	20	132.7035355					

Resultado de pruebas de resistividad

TABLA 8

8.1.3. Cálculo de Alimentadores en Baja Tensión

A continuación, se muestra un ejemplo de cálculo del dimensionamiento del tamaño de un conductor para el proyecto del gasoducto aplicando las normas nacionales e internacionales

De acuerdo con los Artículos 215-2, 310-15 incisos (a) de la NOM-001-SEDE [1], Dependerá del tipo de canalización en el que se lleve el conductor, tomando la condición más crítica de la instalación.

Si el conductor se lleva en un soporte tipo charola portacable, la ampacidad del conductor se debe seleccionar por el tipo de conductor a instalar y por las características de la charola a utilizar de acuerdo con el artículo 392 sección 392- 80 inciso a) de la NOM-001-SEDE-2012[1]

Si el conductor se lleva en una tubería conduit aérea la ampacidad del conductor se tomará de la tabla 310-15 (b)(16) de la NOM-001-SEDE-2012[1], en caso de ser instalado en una tubería conduit en un ducto subterráneo, se tomará de la tabla B.310.15(B)(2)(7).

Factores de corrección en la capacidad de conducción de corriente debido al tipo de canalización:

Factor de corrección por agrupamiento en tubería Conduit esto aplica tanto en canalizaciones aéreas y en un ducto subterráneo F_g

La capacidad de conducción de corriente del conductor se tomará de la tabla 310-15(b)(16) de la NOM-001-SEDE-2012[1], ver tabla 8.1.3.8 la cual deberá corregirse de acuerdo con el artículo 310 sección 310-15, incisos (b)(3), ver tabla 310-15(b)(3)(a) de la NOM-001-SEDE-2012[1], ver tabla 8.1.3.7

Factor de corrección por temperatura

De acuerdo con el Artículo 310 sección 310-15 (a) de la NOM-001-SEDE-2012[1], la capacidad de conducción de corriente del conductor debe corregirse de acuerdo con el tipo de temperatura ambiente en donde se encuentre la canalización que contenga al conductor. Los factores de corrección que se aplican son para el tipo de canalización que afecta la capacidad de conducción de corriente de los conductores, de esta manera el factor total de decremento será:

$$F_{\text{total}} = F_{tT} \times F_{th} \times F_g$$

Dónde:

F_{total} = Factor total de corrección por temperatura

F_{tT} = Este factor de corrección de temperatura depende del medio ambiente que rodea al conductor, y varía de acuerdo con el tipo de canalización en que se transporte ya sea en ducto subterráneo, tubería conduit aérea o en charola portacable.

Para una charola portacable y tubería conduit aérea, se tomará el factor de corrección por temperatura indicadas en la tabla 310-15(b)(2)(a) de la NOM-001-SEDE-2012 [1], para

calcular otro factor de corrección por temperatura por cada grado centígrado se utilizará la ecuación 13-5 del IEEE Std 399 [14], tomando como base la temperatura de operación del conductor (60°C) o (75°C) y la temperatura ambiente (31°C) ver la tabla 8.1.3.1

Para tubería conduit en ducto subterráneo, se tomará el factor de corrección por temperatura indicadas en la tabla 310-15(b)(2)(a) de la NOM-001-SEDE-2012[1], para calcular otro factor de corrección por temperatura por cada grado centígrado se utilizará la ecuación 13-5 del IEEE Std 399 [14], tomando como base la temperatura de operación del conductor (60°C) o (75°C) y la temperatura ambiente (20°C) ver la tabla 8.1.3 (a)

F_{th} =Factor de corrección por la resistividad térmica del terreno.

Solo cuando se tenga una canalización en tubería conduit en ducto subterráneo, se seleccionará el factor de acuerdo con la tabla 13-5 del IEEE Std 399 [14], ver tabla 8.1.3.2, para otros tipos de canalizaciones el factor de corrección es 1.0

En la tabla 8.1.3.3 se muestran valores de resistividad típicas de acuerdo con el IEEE Std 399 [14]

F_g = Factor de decremento por agrupamiento en ducto subterráneo.

Este factor depende del número de circuitos que estén en operación continua, es decir, al 100% de su carga nominal, también se debe considerar una reserva adicional del 30% de los circuitos, para cargas futuras.

De acuerdo con la IEEE Std 399 [14] en el inciso c) de la página 390, la disipación de calor para una tubería conduit metálica se considera despreciable, por lo tanto, el caso más crítico a utilizar en cálculos es considerar tubería conduit de PVC.

Se utilizará la tabla 13-8 del IEEE Std 399 [14] para instalaciones de 0 a 5000 V, ver tabla 8.1.3.4 para tubería conduit de PVC para aplicar el factor de ajuste por agrupamiento en ducto subterráneo.

Cálculo por temperatura de operación del conductor en estado estable.

El método para calcular la temperatura del conductor es el Neher-McGrath, es un método para calcular las temperaturas de cables en canalizaciones subterráneas.

El método de Neher – McGrath en ingeniería eléctrica, Neher-McGrath es un método para estimar la temperatura de estado estable de los cables de alimentación eléctrica para algunas configuraciones comunes. Al estimar la temperatura de los cables, se puede calcular la capacidad segura de transporte de corriente a largo de los cables. J. H. Neher y M. H. McGrath fueron dos ingenieros eléctricos que escribieron un artículo sobre cómo calcular la capacidad de corriente (ampacidad) de los cables. El documento describía cálculos simplificados altamente simétricos bidimensionales que han formado la base para muchas pautas y regulaciones de aplicación para los cables. Las geometrías complejas, o configuraciones que requieren un análisis tridimensional del flujo de calor, requieren herramientas más complejas, como el análisis de elementos finitos.

Su artículo se usó como referencia para la ampacidad en la mayoría de las tablas indicadas en las normas NOM-001-SEDE-2012 [1] y del NFPA-70 [15]

El artículo de Neher-McGrath resumió años de investigación en el análisis del problema práctico de la transferencia de calor desde cables de alimentación. Los métodos descritos incluían todos los mecanismos de generación de calor de un cable de alimentación (pérdida de conductor, pérdida dieléctrica y pérdida de blindaje).

De los principios básicos de que la corriente eléctrica conduce al calentamiento térmico y la transferencia de energía térmica al entorno ambiental requiere alguna diferencia de temperatura, se sigue que la corriente conduce a un aumento de la temperatura en los conductores. La ampacidad, o la corriente máxima permitida, de un cable de alimentación eléctrica depende de las temperaturas permitidas del cable y de cualquier material adyacente, como el aislamiento o el equipo de terminación. Para cables aislados, la temperatura máxima de aislamiento es normalmente la propiedad limitante del material que restringe la ampacidad. Para cables no aislados (generalmente utilizados en la instalación aérea), la resistencia a la tracción del cable (según se ve afectado por la temperatura) es normalmente la propiedad limitante del material.

El método de Neher-McGrath es el estándar de la industria eléctrica para calcular la ampacidad de los cables, que se emplea con más frecuencia mediante el uso de tablas precalculadas para configuraciones comunes.

La ecuación en la sección 310-15 c) del National Electrical Code, llamada la ecuación de Neher-McGrath (NM) (que se muestra a continuación), se puede usar para estimar la ampacidad efectiva de un cable.

$$I = \sqrt{\frac{T_c - (T_a + \Delta T_d)}{R_{dc}(1 + Y_c)R_{ca}}} \dots \dots \dots (1)$$

En la ecuación

T_c Es la temperatura límite del conductor derivada de las limitaciones de aislamiento o resistencia a la tracción

ΔT_d es un término agregado a la temperatura ambiente.

T_a para compensar el calor generado en la camisa y el aislamiento para voltajes más altos.

ΔT_d Se denomina aumento de temperatura de pérdida dieléctrica y generalmente se considera insignificante para voltajes por debajo de 2000 V.

Término $(1 + Y_c)$ es un multiplicador usado para convertir la resistencia de corriente continua

R_{dc} la resistencia efectiva a la corriente alterna (que normalmente incluye los efectos de la piel del conductor y las pérdidas por corrientes de Foucault). Para tamaños de cable más pequeños que 33.6 mm² (2AWG) Este término generalmente se considera como insignificante

R_{ac} es la resistencia térmica efectiva entre el conductor y las condiciones ambientales, que puede requerir un esfuerzo empírico o teórico significativo para estimar. Con respecto a los términos sensibles a la CA, la presentación tabular de los resultados de la ecuación del National Electrical Code se desarrolló asumiendo la frecuencia de potencia estándar de América del Norte de 60 Hertz y formas de onda sinusoidal para la corriente y el voltaje.

Los desafíos planteados por la complejidad de estimar R_{ca} y de estimar el aumento local de la temperatura ambiente que se obtiene al ubicar muchos cables (en un banco de ductos) crean un nicho de mercado en la industria de la energía eléctrica para software dedicado a la estimación de la ampacidad

La corriente eléctrica produce un calentamiento en el conductor y existe una transferencia de energía térmica hacia el medio ambiente, y solo se da cuando existe una diferencia de temperatura entre ambos.

La corriente máxima permitida de un conductor depende, del área del conductor y los materiales adyacentes, tales como su aislamiento y las terminales del equipo.

Para cables aislados, la temperatura máxima de aislamiento es normalmente la propiedad material que limita la capacidad de corriente.

Debido a la complejidad del método Neher-McGrath, para realizar el estudio en forma manual se usará el software ETAP 19.0, el cual emplea dicho método para este cálculo.

Calculo por caída de tensión

El cálculo por caída de tensión para un sistema trifásico de 220 VCA, 3F, 4H, 60 Hz se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula del IEEE Std 141 [16]

$$V_d = \sqrt{3}I(R\cos\theta + X_L\sin\theta)L \dots \dots \dots (2)$$

Dónde:

V_d = Caída de voltaje [voltaje de fase-a-fase] rms (raíz cuadrática media);

$\sqrt{3}$ = Para sistemas trifásicos balanceados;

I = Corriente máxima de carga dividida entre el número de conductores paralelos por fase cuando se tienen más de un conductor por fase;

$\cos\theta$ = Ángulo cuyo coseno es el factor de potencia de la carga, bajo Condiciones de operación a plena carga;

R = Resistencia por fase del conductor en C.A. (Corriente Alterna);

En (Ohm / unidad de longitud, a una temperatura de 75°C Tabla 4A-7 del IEEE Std 141 [16] ver tabla 8.1.3.5;

X_L = Reactancia por fase del conductor en (Ohm / unidad de longitud), Tabla 4A-7 del IEEE Std 141 [16] ver tabla 8.1.3.5;

L= Longitud total del circuito (km);

Se calcula la caída de tensión en porciento por medio de la siguiente fórmula:

$$V_d\% = \left[\frac{V_d}{E} \right] \times 100 \dots \dots \dots (3)$$

Dónde:

$V_d\%$ Caída de tensión en porciento fase a fase;

E = Es el voltaje fase a fase del sistema;

Los límites recomendados de caída de tensión en los conductores estarán de acuerdo con el Artículo 210-19 Nota 4 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012 [1];

La máxima caída de tensión permitida en el cálculo de conductores en media tensión se calculará bajo los lineamientos siguientes:

- Alimentadores principales: 2%
- Alimentadores derivados: 3%

Calculo por corto circuito

Para calcular el área de conductores de cobre que puedan soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos, sin producir daños permanentes, debido a la corriente de corto circuito, se tomara la siguiente fórmula del IEEE Std 141 [16]

$$\left[\frac{I}{A} \right]^2 t = 0.0297 \log \left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right) \dots \dots \dots (4)$$

Dónde:

I = Corriente de corto circuito en amperes;

t = Tiempo de apertura del interruptor para liberar la falla en segundos;

A = Área de la sección transversal del conductor en circular mil;

T1 = Temperatura de operación del conductor en °C;

T2 = Temperatura del aislamiento del conductor;

Cálculo del conductor de puesta a tierra;

De acuerdo con el Artículo de 250-122 para el tamaño nominal del conductor de puesta a tierra se tomará lo especificado en la Tabla 250-122 de la NOM-001-SEDE [1], ver tabla 8.1.3.6

Ejemplo de cálculo

Circuito F-TD00201-A del Tablero TD-002-01

Datos generales

Temperatura ambiente máxima (instalaciones aéreas)	30 °C
Temperatura ambiente (instalaciones subterráneas)	25 °C
Resistividad térmica del terreno (RHO)	90.0 °C- cm/W
Tipo de conductor	Monopolar
Material del conductor	Cobre

Máxima temperatura de operación del conductor

En presencia de aceite	60°C
Ambiente mojado y seco	90°C
Sobrecarga	105°C
Corto Circuito	150°C
Nivel y tipo de aislamiento del conductor	600 V, THHW-LS
Sistema de canalización.	Ducto subterráneo
Arreglo de conductores en	3 conductores monopolares más 1 conductor puesto a tierra, más un conductor de puesta a tierra

Cálculos

Cálculo del alimentador a un transformador, para el circuito CF-TD-002-01.

Cálculo de la corriente nominal del transformador

Datos del circuito secundario del transformador:

Tensión	220 V
Fases:	3 F
Frecuencia:	60 Hz.
Potencia:	112.5 kVA

Calculando la Corriente nominal del transformador

$$I_n = \frac{112.5 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 220} = 295.2445 \text{ A}$$

$$I_{req} = I_n$$

Donde I_{req} = la corriente requerida para seleccionar el conductor por capacidad de conducción de corriente.

$$I_{req} = 295.2445 \text{ A}$$

Por el Artículo 110-14 (1) de la NOM-001-SEDE-2012 [1] tenemos:

Selección del conductor por ampacidad en una canalización en tubería conduit en ducto subterráneo.

De acuerdo con el artículo 310-15(b) de la NOM-001-SEDE-2012 [1], la tabla que aplica para seleccionar el conductor por capacidad de conducción en una canalización de tubería conduit en ducto subterráneo, es la tabla 310-15(b)(16) de la NOM-001-SEDE-2012 [1] ver tabla 8.1.3.8.

Para esta carga de 295.2445 A, no se tiene un conductor que tenga la capacidad para conducir esta corriente. Por lo tanto, de acuerdo con el artículo 310-10(h)(2) de la NOM-001-SEDE-2012 [1] tenemos:

$$N = \frac{I_{req}}{I_b}$$

Dónde:

N = Número de conductores por fase

I_{req} = Corriente requerida por el transformador

I_b = Capacidad de conducción de corriente del conductor seleccionado

Sustituyendo valores en la ecuación anterior, tenemos:

$$N = \frac{295.2445}{310} = 0.95$$

Por tanto, para esta carga de 295.2445 A se tiene 1 conductor por fase de 177 mm² (350 kCM) que, de acuerdo a la tabla 310-15(b)(16) de la NOM-001-SEDE-2012 [1], ver tabla 8.1.3.8 a una temperatura ambiente de 30°C y una temperatura de operación del conductor de 75°C, conducen una corriente base individual de 310 A y que al multiplicar este valor por uno, que son los conductores por fase, tenemos una corriente de 310 A, la cual es mayor a la corriente requerida por el transformador.

Selección del conductor por ampacidad afectado por los factores de corrección aplicados en una canalización en ducto subterráneo

Obteniendo los factores de corrección para ducto subterráneo tenemos:

Del Artículo 310-15 inciso (g) y la tabla 310-15 (g) ver tabla 8.1.3.7 de la NOM-001-SEDE [1]:

F_g: Factor de corrección por agrupamiento en tubería conduit

F_g: 1.0

F_{td}: Factor de corrección por temperatura ambiente máxima en el terreno

En ductos subterráneos, la temperatura ambiente que se considera es la temperatura ambiente del terreno que rodea al ducto.

Se tomaron mediciones de temperatura del terreno 30°C, donde varia la temperatura 20 – 31 °C, para uniformizar los cálculos de toda la aérea de la estación de Envío tomamos una temperatura de 31°C.

En la tabla 310-15(b)16 de la NOM-001-SEDE-2012 [1], ver tabla 8.1.3.8 las capacidades de los conductores están dadas a una temperatura ambiente de 30 °C, por lo tanto, de acuerdo con la ecuación (13-5) del IEEE Std 399 página 391, calculamos el factor de temperatura para una temperatura de 31°C.

El factor de temperatura calculado para un conductor de 75°C de operación y una temperatura ambiente en el terreno tenemos 0.89 ver tabla 8.1.3 (a)

F_{td} = 0.89

F_{th}: Factor de corrección por resistividad térmica del terreno.

En la tabla 310-15(b)16 de la NOM-001-SEDE-2012 [1] ver tabla 8.1.3.8 las ampacidades están basadas a una resistividad térmica del terreno de RHO=90°C-cm/W de acuerdo con el IEEE Std 399 pag 395 ver tabla 8.1.3.3

Esta resistividad térmica del terreno afecta la ampacidad del conductor que de acuerdo con la tabla 13-5 del IEEE Std 399 ver tabla 8.1.3.2 para un conductor en el rango de 250-1000 kCM es $F_{th} = 1.0$

F_{dg} = Factor de corrección por agrupamiento en ducto.

Este factor de corrección depende del arreglo del banco de ductos que resulte del número de conductores por fase que se requieran para poder transportar la corriente eléctrica del transformador hacia el tablero de distribución TD-002-01. En condiciones normales de operación el transformador tomara normalmente el 100%

Por capacidad de conducción de corriente tenemos un conductor por fase de 177 mm^2 (350 kCM), por lo tanto, consideraremos un arreglo de una fila por dos columnas

De acuerdo con la tabla 13-8 del IEEE Std 399, ver 8.1.3.4, para un conductor de 177 mm^2 (350 kCM), con un arreglo de 1 fila por 2 columnas únicamente circuitos en operación, tenemos:

$$F_{dg} = 0.942$$

Una vez obtenidos los factores de corrección por el tipo de canalización debemos de calcular el factor total de corrección que debemos de aplicar a la capacidad del conductor seleccionado de la tabla 310-15(b)16 de la NOM-001-SEDE-2012 [1], en la columna de 75°C , ver tabla 8.1.3.8 tenemos:

$$F_{total} = F_g \times F_{td} \times F_{th} \times F_{dg} = 1.0 \times 0.89 \times 1.00 \times 0.942 = 0.838$$

Tomando como base la capacidad de corriente de un conductor de 177 mm^2 (350 kCM) de la tabla 310-15(b)16 en la columna de 75°C de la NOM-001-SEDE-2012 [1] ver tabla 8.1.3.8 es de:

$$I_b = 310 \text{ A}$$

Aplicando el factor total de corrección a la ampacidad del conductor tenemos:

$$I_{corr} = I_b \times F_{total} = 310 \times 0.838 = 259.89 \text{ A que es menor a } 295.24 \text{ A}$$

Se concluye entonces que con un conductor de 177 mm^2 (350 kCM) por fase no cumple con el criterio de ampacidad corregida por ducto subterráneo.

Aumentando a dos conductores por fase de 177 mm^2 (350 kCM)

Aplicando los factores de corrección por el tipo de canalización, donde el único factor de corrección que cambia es el de factor por agrupamiento por ducto F_g considerando dos tubos con corriente con un arreglo de 1 fila por 3 columnas se tiene lo siguiente:

$$F_g = 1.0$$

$$F_{td} = 0.89$$

$$F_{th} = 1.0$$

$$F_{dg} = 0.830$$

$$F_{total} = F_g \times F_{td} \times F_{th} \times F_{dg} = 1.0 \times 0.89 \times 1.00 \times 0.830 = 0.738$$

Aplicando el factor total de corrección a la ampacidad del conductor tenemos:

$$I_{corr} = I_b \times F_{total} = (310 \times 2) \times 0.738 = 457.56 \text{ A}$$

La ampacidad del conductor corregida por los factores de temperatura es mayor que la corriente requerida de 295.24 A

Por lo tanto, la capacidad de conducción de dos conductores por fase de 177 mm² (350 kCM) cumple para ser instalado en un banco de ductos subterráneo con un arreglo de 1 fila por 3 columnas.

Cálculo de temperatura de operación de los conductores en una canalización en tubería conduit en ducto subterráneo.

Para realizar este estudio se utiliza el método de Neher-McGrath aceptado por NEC.

El método de Neher-McGrath calcula la temperatura que se tiene en el conductor al ser instalado en un ducto subterráneo en condiciones estables con la finalidad de no afectar el aislamiento del conductor y evitar puntos calientes en las terminales del equipo.

Para este método es importante conocer los materiales que intervienen en la fabricación del ducto y el arreglo de este, por que intervienen directamente las resistividades térmicas de los materiales y del terreno

Para este estudio se consideran todos los circuitos que estén en operación continua a un 100% de la carga, no se consideran los circuitos de respaldo e intermitentes

Cada circuito se considera como una fuente de calor que impacta en su temperatura a los conductores adyacentes, es decir las distancias entre conductores afectan directamente las temperaturas de operación.

Debido a la complejidad del método Neher-McGrath, para realizar el estudio en forma manual se usará el software ETAP 19.0, el cual emplea dicho método para este cálculo.

Para el circuito de este ejemplo, se tienen los siguientes datos:

Tubería acero galvanizado 103 mm de diámetro (4 pulgadas).

Resistividad térmica del Terreno 90.0 °C- cm/W

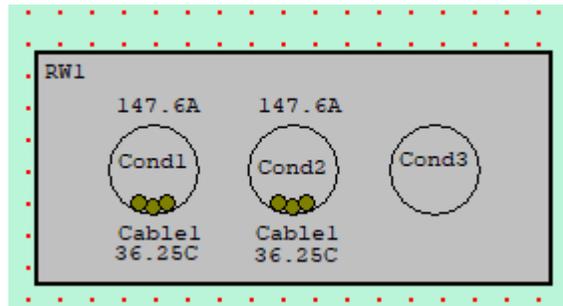
Resistividad térmica del concreto 85.0 °C- cm/W

Temperatura ambiente del terreno 31 °C

Profundidad del ducto 500 mm (31.3 pulgadas)

Dimensión del ducto Ancho 660 mm (25.98 pulgadas)

Alto de 300 mm (11.81 pulgadas)



Los circuitos para analizar son:

El circuito CF-TD-002-01 se considera al 100% carga,

Haciendo el análisis por temperatura del conductor en estado estable (quiere decir que la carga se mantiene constante) se tienen los siguientes resultados. El conductor no elevará su temperatura a más de 36.25°C

De los resultados podemos concluir que la temperatura está por debajo de la temperatura de 75 °C y por lo tanto los conductores seleccionados considerando la carga máxima que podrá demandar el tablero de distribución.

Cálculo por caída de tensión

Para este circuito se tienen tres conductores por fase, tres impedancias en paralelo, produciendo un divisor de corriente, esto quiere decir que la caída de tensión que tenga en un cable es la misma caída de tensión que tendré en los tres conductores.

Para un calibre = 177 mm² (350 kCM)

Longitud = 0.040 km

% V = 1.0 %

In = 295.24 A

Utilizando la tabla 4A -7 (Ver Anexo 5.2)

R_{75°C} del cond. = 0.0378 Ohm/1000 ft

X del cond. = 0.0491 Ohm/1000 ft

Convirtiendo a Ohm/km tenemos:

R_{75°C} del cond. = 0.1240 Ohm/km (Anexo 5.2 tabla 4A-7)

X del cond. = 0.1610 Ohm/km (Anexo 5.2 tabla 4A-7)

La caída de tensión a través del circuito es:

$$V_d = \sqrt{3}I(R \cos \theta + X \sin \theta)L$$

Como tenemos 2 conductores por fase dividimos la corriente nominal entre el número de conductores obteniendo:

$$I_{xcon} = \frac{I_n}{N}$$

Dónde:

I_{xcon} = Corriente nominal por conductor

I_n = Corriente nominal del transformador

N = Número de conductores por fase

Sustituyendo valores en la ecuación anterior:

$$I_{xcon} = \frac{295.24}{2} = 147.62 \text{ A}$$

Esta corriente es la que tomaremos para calcular la caída de tensión en un conductor, ya que la caída de tensión en los conductores paralelos produce la misma caída de tensión de acuerdo con el Artículo 310-10(h)(2) de la NOM-001-SEDE-2012 [1].

Sustituyendo valores tenemos:

$$V_d = 1.7320 \times 147.62 \times [(0.1240 \times 0.9) + (0.1610 \times 0.4359)] \times 0.040$$

$$V_d = 1.8589 \text{ V (fase a fase)}$$

La caída de tensión en porciento es:

$$V_d\% = \left[\frac{V_d}{E} \right] \times 100$$

Sustituyendo valores tenemos:

$$V_d\% = \left[\frac{1.8589}{220} \right] \times 100$$

$$V_d\% = 0.84 \%$$

Con los resultados obtenidos, se observa que la caída de tensión determinada no rebasa el 1 % máximo permitido, por lo que se procede a seleccionar 2 conductores por fase de 177 mm² (350 kCM).

Cálculo del conductor por corto circuito.

Dada la siguiente formula, despejaremos el área del conductor que es la incógnita que queremos hallar.

Tomando el valor de corto circuito en el tablero TD-002-01, 28172 A simétricos Ver Resumen de corto en la tabla 8.1.3.9, resumen de corto circuito a medio ciclo

$$\left[\frac{I}{A}\right]^2 = 0.0297 \log\left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}\right)$$

Despejando A tenemos:

$$A = \frac{I}{\sqrt{\frac{0.0297}{t} \log\left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}\right)}}$$

T1 = 75 °C temperatura de operación del conductor

T2 = 150 °C temperatura máxima del aislamiento

I = Corriente máxima de corto circuito en 0.5 ciclos

t = 0.5 tiempo de liberación de la falla de acuerdo con la tabla 9-3b

Sustituyendo valores

$$A = \frac{3799}{\sqrt{\frac{0.0297}{0.016} \log\left(\frac{150 + 234}{75 + 234}\right)}}$$

$$A = \frac{3799}{0.4185} = 9077.6583 \text{ cmil}$$

Convirtiendo la circular mil a mm² tenemos:

$$1\text{mm}^2 = 1973.53 \text{ cmil}$$

Para 9077.6583 cmil =

$$\frac{9077.6583}{1973.53} = 4.59 \text{ mm}^2$$

De acuerdo con la tabla 310-15(b)16 de la NOM-001-SEDE-2012 [1] el área necesaria para conducir la corriente de corto circuito es de 5.26 mm² (10 AWG)

Por lo tanto 2 conductores de 177 mm² (350 kCM) pueden soportar la corriente de corto circuito cuando se presente en el bus del TD-002-01.

Cálculo del dispositivo de protección

El dispositivo de protección del alimentador es el interruptor principal del Centro de control de motores TD-002-01

De acuerdo con la capacidad máxima del transformador tenemos una corriente máxima de 295.24 A, por lo tanto, las barras del tablero de distribución deben ser de 400 A.

Del Artículo 409-21 de la NOM-001-SEDE-2012 [1], el dispositivo de protección debe ser un interruptor

$$Int = 295.24 \times 1.25$$

$$Int = 369.05$$

$$Int = 400 \text{ AD y } 400 \text{ AM}$$

Selección del conductor de puesta a tierra.

De acuerdo con el Artículo 250-122 el conductor de puesta a tierra no debe de ser menor a lo especificado en la tabla 250-122(b) (ver Anexo 5.2) de la NOM-001-SEDE-2012 [1], considerando el ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente.

Como en este caso el conductor por fase no se seleccionó por caída de tensión, el conductor de puesta a tierra no será ajustado como lo indica Artículo de 250-122 de la NOM-001-SEDE-2012 [1].

Para este circuito tenemos como protección del alimentador un interruptor termomagnético de 400 AM y como máximo 400 AD, tomando como la corriente máxima de ajuste 400 AD y de acuerdo con la tabla 250-122 de la NOM-001-SEDE-2012 [1], le correspondería un calibre 33.6 mm² (2 AWG).

Dimensionamiento de una canalización.

Para este circuito tenemos:

Un alimentador de 2 conductores por fase de 177 mm² (350 kCM) más un conductor de puesta a tierra 33.6 mm² (2 AWG):

Se llevarán en un tubo conduit, tres conductores (Fase A, B, C), un conductor Puesto a Tierra y un conductor de Puesta a tierra.

Por lo tanto, el diámetro de la tubería se calculará de la siguiente manera:

De acuerdo con datos del fabricante y por el tipo de aislamiento THHW-LS se tienen las siguientes secciones transversales incluyendo el aislamiento, ver tabla 8.1.3.10

Conductor de Fase A, Fase B, Fase C - 177 mm² (350 kCM) tiene un diámetro de 21.6 mm

Conductor Puesto a Tierra de 177 mm² (350 kCM) tiene un diámetro de 21.6 mm

Conductor Puesta a Tierra de 33.6 mm² (2 AWG) tiene un diámetro de 10.3 mm

$$\text{Area total} = 4 \left(\pi \left(\frac{21.6}{2} \right)^2 \right) + \pi \left(\frac{10.3}{2} \right)^2$$

$$\text{Area total} = 4(366.4362) + 83.3230$$

$$\text{Area total} = 1549.067$$

Por lo tanto, de acuerdo con la tabla 4 Fr=40% de la NOM-001-SEDE-2012 [1], ver tabla 8.1.3.11

El diámetro de tubería que corresponde al 40% de relleno es de 103 mm (4 pulg).

Diámetro de tubería mínimo requerido para este circuito es de 103 mm.

Para los casos donde el área utilizada sea próxima al 40% del área disponible se utilizará el diámetro inmediato superior.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para el cálculo de este circuito, se anexa cedula de cableado donde se muestran los circuitos de la estación Envío ver anexo 8.2.7 Cédula de cableado electrico

RESUMEN DE RESULTADOS

Criterios	Número de conductores y designación
Ampacidad	2 conductores por fase de 177 mm ² (350 kCM)
Caída de tensión	2 conductores por fase 177 mm ² (350 kCM)
Tamaño por corto circuito	1 conductor por fase de 5.26 mm ² (10 AWG)
Tamaño seleccionado	2 conductores por fase de 177 mm ² (350 kCM)
Conductor de puesta a tierra	2 conductores de 33.6 mm ² (2 AWG)

Tabla 8.1.3.1 Factores decreméntales para una temperatura ambiente base de 20°C y temperatura base de operación del conductor de 75°C,

T'_c in °C	T'_a in °C					
	10	15	20	25	30	35
60	0.98	0.93	0.87	0.82	0.76	0.69
75	1.09	1.04	1.00	0.95	0.90	0.85
90	1.18	1.14	1.10	1.06	1.02	0.98
110	1.29	1.25	1.21	1.18	1.14	1.11

Tabla 8.1.3 (a) factores decreméntales por cada grado centígrado tomada de la tabla 13-3 del IEEE Std 399 [14]

T'_c in °C	T'_a in °C																									
	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
60	0.98	0.97	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91	0.90	0.89	0.87	0.86	0.85	0.84	0.83	0.82	0.81	0.79	0.78	0.77	0.76	0.74	0.73	0.72	0.70	0.69
75	1.09	1.08	1.07	1.06	1.05	1.04	1.04	1.03	1.02	1.01	1.00	0.99	0.98	0.97	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91	0.90	0.89	0.88	0.87	0.86	0.85
90	1.18	1.17	1.16	1.16	1.15	1.14	1.13	1.13	1.12	1.11	1.10	1.09	1.09	1.08	1.07	1.06	1.05	1.05	1.04	1.03	1.02	1.01	1.00	0.99	0.99	0.98
110	1.28	1.27	1.27	1.26	1.25	1.25	1.24	1.23	1.23	1.22	1.21	1.21	1.20	1.19	1.19	1.18	1.17	1.16	1.16	1.15	1.14	1.14	1.13	1.12	1.11	1.11

Tabla 8.1.3.2 Factores de ajuste de resistividad térmica para conductores de 0-1000 V en banco de ductos con una ampacidad base a una RHO de 90°C-cm/W

Cable Size	Number of CKT	RHO (°C-cm/W)							
		60	90	120	140	160	180	200	250
#12-#1	1	1.03	1.0	0.97	0.96	0.94	0.93	0.92	0.90
	3	1.06	1.0	0.95	0.92	0.89	0.87	0.85	0.82
	6	1.09	1.0	0.93	0.89	0.85	0.82	0.79	0.75
	9+	1.11	1.0	0.92	0.87	0.83	0.79	0.76	0.71
1/0-4/0	1	1.04	1.0	0.97	0.95	0.93	0.91	0.89	0.86
	3	1.07	1.0	0.94	0.90	0.87	0.85	0.83	0.80
	6	1.10	1.0	0.92	0.87	0.84	0.81	0.78	0.74
	9+	1.12	1.0	0.91	0.85	0.81	0.78	0.75	0.70
250-1000	1	1.05	1.0	0.96	0.94	0.92	0.90	0.88	0.85
	3	1.08	1.0	0.93	0.89	0.86	0.83	0.81	0.77
	6	1.11	1.0	0.91	0.86	0.83	0.80	0.77	0.72
	9+	1.13	1.0	0.90	0.84	0.80	0.77	0.74	0.69

Tabla 8.1.3.3

Valores típicos de resistividad de varios materiales

CABLE AMPACITY STUDIES

IEEE
Std 399-1997

Typical values of thermal resistivity for various materials are as follows (see the NEC).

<u>Material type</u>	<u>(°C-cm/W)</u>
Solid paper insulation	700
Varnished cambric	600
Polyvinyl chloride (PVC)	650
Paper	550
Neoprene	519
Rubber, jute, textiles	500
Fiber duct	480
Polyethylene (PE)	450
Transite duct	200
Somastic	100
Concrete	55-85
Average soil	90
Very dry soil (rocky or sandy)	120
Damp soil (coastal areas, high water table)	60
EPR	400
Crosslinked polyethylene	370

Tabla 8.1.3.4 Factores de corrección para cables en ductos subterráneos de 0- 5000 V, tres conductores monopolares o en configuración tríplex en conduit de 5 pulgadas y con un espacio de 190 mm entre centros

Cable size	No. of rows	Number of columns														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
#8	1	1.00	.942	.885	.835	.795	.768	.745	.727	.710	.698	.688	.679	.671	.664	.658
	2	.930	.840	.772	.723	.687	.660	.638	.620	.604	.592	.582	.572	.564	.557	.550
	3	.870	.772	.694	.632	.596	.569	.548	.532	.519	.508	.498	.490	.482	.476	.470
	4	.820	.710	.629	.571	.536	.509	.490	.472	.458	.446	.436	.428	.420	.412	.405
#6	1	1.00	.930	.874	.826	.790	.760	.737	.718	.702	.690	.680	.671	.663	.656	.650
	2	.920	.813	.747	.700	.665	.638	.615	.598	.583	.572	.561	.552	.544	.537	.530
	3	.860	.747	.679	.625	.588	.560	.540	.525	.510	.498	.490	.481	.473	.467	.460
	4	.810	.700	.620	.565	.531	.503	.484	.467	.452	.440	.431	.422	.415	.408	.400
#4	1	1.00	.925	.871	.817	.781	.750	.726	.707	.691	.678	.668	.659	.651	.646	.640
	2	.920	.809	.742	.693	.659	.632	.610	.593	.579	.567	.555	.547	.539	.530	.525
	3	.850	.742	.668	.615	.578	.551	.531	.514	.500	.489	.480	.471	.464	.458	.450
	4	.805	.690	.610	.560	.524	.497	.477	.460	.447	.435	.425	.418	.410	.401	.395
#2	1	1.00	.918	.858	.808	.770	.741	.720	.701	.688	.677	.667	.658	.650	.641	.635
	2	.920	.800	.723	.680	.648	.623	.602	.586	.572	.560	.549	.540	.530	.522	.514
	3	.840	.723	.657	.608	.568	.540	.520	.504	.490	.479	.470	.461	.454	.447	.440
	4	.800	.685	.608	.553	.518	.490	.471	.453	.440	.429	.420	.411	.402	.395	.390
#1	1	1.00	.918	.849	.799	.753	.721	.699	.682	.669	.659	.650	.643	.639	.632	.630
	2	.920	.795	.702	.650	.613	.583	.563	.546	.530	.520	.510	.502	.494	.488	.482
	3	.830	.702	.618	.562	.525	.500	.480	.464	.450	.440	.430	.421	.413	.406	.400
	4	.740	.634	.551	.497	.465	.440	.421	.405	.392	.383	.374	.366	.359	.352	.348
1/0	1	1.00	.910	.842	.791	.745	.716	.694	.678	.665	.655	.646	.639	.635	.628	.626
	2	.915	.790	.700	.642	.604	.575	.555	.537	.523	.511	.503	.494	.486	.480	.475
	3	.817	.700	.610	.554	.520	.494	.474	.457	.444	.432	.424	.415	.408	.400	.394
	4	.735	.629	.546	.492	.460	.435	.417	.402	.391	.381	.371	.363	.355	.349	.343
2/0	1	1.00	.910	.842	.791	.745	.716	.694	.678	.665	.655	.646	.639	.635	.628	.626
	2	.915	.790	.700	.642	.604	.575	.555	.537	.523	.511	.503	.494	.486	.480	.475
	3	.817	.700	.610	.554	.520	.494	.474	.457	.444	.432	.424	.415	.408	.400	.394
	4	.735	.629	.546	.492	.460	.435	.417	.402	.391	.381	.371	.363	.355	.349	.343
3/0	1	1.00	.910	.842	.791	.745	.716	.694	.678	.665	.655	.646	.639	.635	.628	.626
	2	.915	.790	.700	.642	.604	.575	.555	.537	.523	.511	.503	.494	.486	.480	.475
	3	.817	.700	.610	.554	.520	.494	.474	.457	.444	.432	.424	.415	.408	.400	.394
	4	.735	.629	.546	.492	.460	.435	.417	.402	.391	.381	.371	.363	.355	.349	.343
4/0	1	1.00	.908	.830	.780	.737	.709	.690	.673	.660	.650	.642	.635	.628	.623	.619
	2	.910	.770	.684	.635	.599	.570	.550	.532	.518	.506	.498	.489	.481	.475	.470
	3	.810	.684	.602	.548	.515	.489	.469	.452	.440	.429	.420	.411	.403	.397	.391
	4	.730	.624	.541	.487	.456	.431	.414	.399	.388	.378	.368	.360	.352	.346	.341
250	1	1.00	.905	.830	.777	.725	.692	.668	.646	.628	.615	.603	.597	.590	.583	.580
	2	.890	.770	.675	.609	.570	.542	.519	.500	.485	.474	.466	.458	.450	.445	.440
	3	.780	.675	.579	.518	.480	.454	.434	.420	.408	.398	.390	.383	.378	.373	.370
	4	.694	.588	.512	.460	.422	.397	.379	.364	.352	.345	.338	.331	.327	.323	.320

Tabla 8.1.3.4 Factores de corrección para cables en ductos subterráneos de 0- 5000 V, tres conductores monopolares o en configuración tríplex en conduit de 5 pulgadas y con un espacio de 190 mm entre centros (continuación)

Cable size	No. of rows	Number of columns														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
350	1	1.00	.905	.830	.770	.720	.688	.661	.640	.622	.608	.597	.590	.583	.578	.573
	2	.887	.749	.664	.609	.570	.540	.518	.499	.484	.474	.465	.458	.450	.445	.440
	3	.775	.664	.575	.515	.479	.453	.433	.419	.406	.397	.389	.382	.377	.372	.369
	4	.690	.587	.511	.457	.421	.395	.377	.362	.351	.343	.336	.330	.325	.321	.318
500	1	1.00	.897	.815	.762	.708	.678	.652	.630	.613	.599	.588	.581	.575	.570	.565
	2	.882	.745	.656	.608	.569	.539	.516	.498	.483	.473	.463	.457	.450	.444	.439
	3	.770	.656	.570	.514	.478	.452	.432	.417	.404	.395	.388	.381	.375	.370	.367
	4	.685	.585	.510	.454	.420	.393	.374	.360	.349	.340	.333	.328	.323	.319	.315
750	1	1.00	.890	.802	.747	.700	.670	.640	.622	.605	.590	.580	.572	.566	.560	.555
	2	.870	.725	.641	.591	.552	.522	.500	.484	.469	.457	.448	.440	.434	.430	.425
	3	.760	.641	.560	.507	.470	.445	.425	.410	.398	.389	.380	.374	.369	.363	.360
	4	.680	.579	.501	.448	.413	.389	.371	.357	.346	.337	.330	.323	.318	.314	.310
1000	1	1.00	.885	.795	.740	.695	.665	.639	.618	.600	.585	.574	.567	.561	.555	.551
	2	.858	.716	.632	.582	.544	.513	.493	.474	.460	.448	.439	.431	.425	.420	.415
	3	.748	.632	.551	.499	.464	.439	.419	.403	.392	.383	.375	.369	.363	.358	.355
	4	.676	.574	.497	.444	.409	.385	.367	.353	.342	.333	.326	.319	.315	.311	.308

Tabla 8.1.3.5 Datos de impedancias para conductores trifásicos de cobre, en ohm por 1000 ft a 75°C (a) tres conductores monoplares

AWG or kcmil	In magnetic duct						In nonmagnetic duct					
	600 V and 5 kV nonshielded			5 kV shielded and 15 kV			600 V and 5 kV nonshielded			5 kV shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
8	0.811	0.0754	0.814	0.811	0.0860	0.816	0.811	0.0603	0.813	0.811	0.0688	0.814
8 (solid)	0.786	0.0754	0.790	0.786	0.0860	0.791	0.786	0.0603	0.788	0.786	0.0688	0.789
6	0.510	0.0685	0.515	0.510	0.0796	0.516	0.510	0.0548	0.513	0.510	0.0636	0.514
6 (solid)	0.496	0.0685	0.501	0.496	0.0796	0.502	0.496	0.0548	0.499	0.496	0.0636	0.500
4	0.321	0.0632	0.327	0.321	0.0742	0.329	0.321	0.0506	0.325	0.321	0.0594	0.326
4 (solid)	0.312	0.0632	0.318	0.312	0.0742	0.321	0.312	0.0506	0.316	0.312	0.0594	0.318
2	0.202	0.0585	0.210	0.202	0.0685	0.214	0.202	0.0467	0.207	0.202	0.0547	0.209
1	0.160	0.0570	0.170	0.160	0.0675	0.174	0.160	0.0456	0.166	0.160	0.0540	0.169
1/0	0.128	0.0540	0.139	0.128	0.0635	0.143	0.127	0.0432	0.134	0.128	0.0507	0.138
2/0	0.102	0.0533	0.115	0.103	0.0630	0.121	0.101	0.0426	0.110	0.102	0.0504	0.114
3/0	0.0805	0.0519	0.0958	0.0814	0.0605	0.101	0.0766	0.0415	0.0871	0.0805	0.0484	0.0939
4/0	0.0640	0.0497	0.0810	0.0650	0.0583	0.0929	0.0633	0.0398	0.0748	0.0640	0.0466	0.0792
250	0.0552	0.0495	0.0742	0.0557	0.0570	0.0797	0.0541	0.0396	0.0670	0.0547	0.0456	0.0712
300	0.0464	0.0493	0.0677	0.0473	0.0564	0.0736	0.0451	0.0394	0.0599	0.0460	0.0451	0.0644
350	0.0378	0.0491	0.0617	0.0386	0.0562	0.0681	0.0368	0.0393	0.0536	0.0375	0.0450	0.0586
400	0.0356	0.0490	0.0606	0.0362	0.0548	0.0657	0.0342	0.0392	0.0520	0.0348	0.0438	0.0559
450	0.0322	0.0480	0.0578	0.0328	0.0538	0.0630	0.0304	0.0384	0.0490	0.0312	0.0430	0.0531
500	0.0294	0.0466	0.0551	0.0300	0.0526	0.0505	0.0276	0.0373	0.0464	0.0284	0.0421	0.0508
600	0.0257	0.0463	0.0530	0.0264	0.0516	0.0580	0.0237	0.0371	0.0440	0.0246	0.0412	0.0479
750	0.0216	0.0445	0.0495	0.0223	0.0497	0.0545	0.0194	0.0356	0.0405	0.0203	0.0396	0.0445

NOTE—Resistance based on finned copper at 60 Hz; 600 V and 5 kV nonshielded cable based on varnished cambric insulation; 5 kV shielded and 15 kV cable based on neoprene insulation.

*Resistance values (R_L) at lower copper temperatures (T_L) are obtained by using the formula $R_L = \frac{R_{75} (234.5 + T_L)}{309.5}$.

Tabla 8.1.3.6 Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc., sin exceder de: (amperes)	Tamaño			
	Cobre		Cable de aluminio o aluminio con cobre	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2.08	14	—	—
20	3.31	12	—	—
60	5.26	10	—	—
100	8.37	8	—	—
200	13.30	6	21.20	4
300	21.20	4	33.60	2
400	33.60	2	42.40	1
500	33.60	2	53.50	1/0
600	42.40	1	67.40	2/0
800	53.50	1/0	85.00	3/0
1000	67.40	2/0	107	4/0
1200	85.00	3/0	127	250
1600	107	4/0	177	350
2000	127	250	203	400
2500	177	350	304	600
3000	203	400	304	600
4000	253	500	380	750
5000	355	700	608	1200
6000	405	800	608	1200

Para cumplir con lo establecido en 250-4(a)(5) o (b)(4), el conductor de puesta a tierra de equipos podría ser de mayor tamaño que lo especificado en esta Tabla.

*Véase 250-120 para restricciones de instalación.

Tabla 8.1.3.7 factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización

Número de conductores ¹	Porcentaje de los valores en las tablas 310-15(b)(16) a 310-15(b)(19), ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario.
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y más	35

Tabla 8.1.3.8 Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 Volts y 60°C a 90°C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30°C

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la tabla 310-104(a)]					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm ²	AWG o kcmil	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW- LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW- 2, ZW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW, XHHW, USE	TIPOS SA, SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
		COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		
0.824	18"	—	—	14	—	—	—
1.31	16"	—	—	18	—	—	—
2.08	14"	15	20	25	—	—	—
3.31	12"	20	25	30	—	—	—
5.26	10"	30	35	40	—	—	—
8.37	8"	40	50	55	—	—	—
13.3	6"	55	65	75	40	50	55
21.2	4"	70	85	95	55	65	75
26.7	3"	85	100	115	65	75	85
33.6	2"	95	115	130	75	90	100
42.4	1"	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	195	230	260
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	350	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	315	375	425
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	445
456	900	435	520	585	355	425	480
507	1000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	525	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1013	2000	555	665	750	470	560	630

* Véase 310-15(b)(2) para los factores de corrección de la ampacidad cuando la temperatura ambiente es diferente a 30 °C.

** Véase 240-4(d) para limitaciones de protección contra sobrecorriente del conductor.

Tabla 8.1.3.9 Resumen de corto circuito estación Envío a ½ ciclo

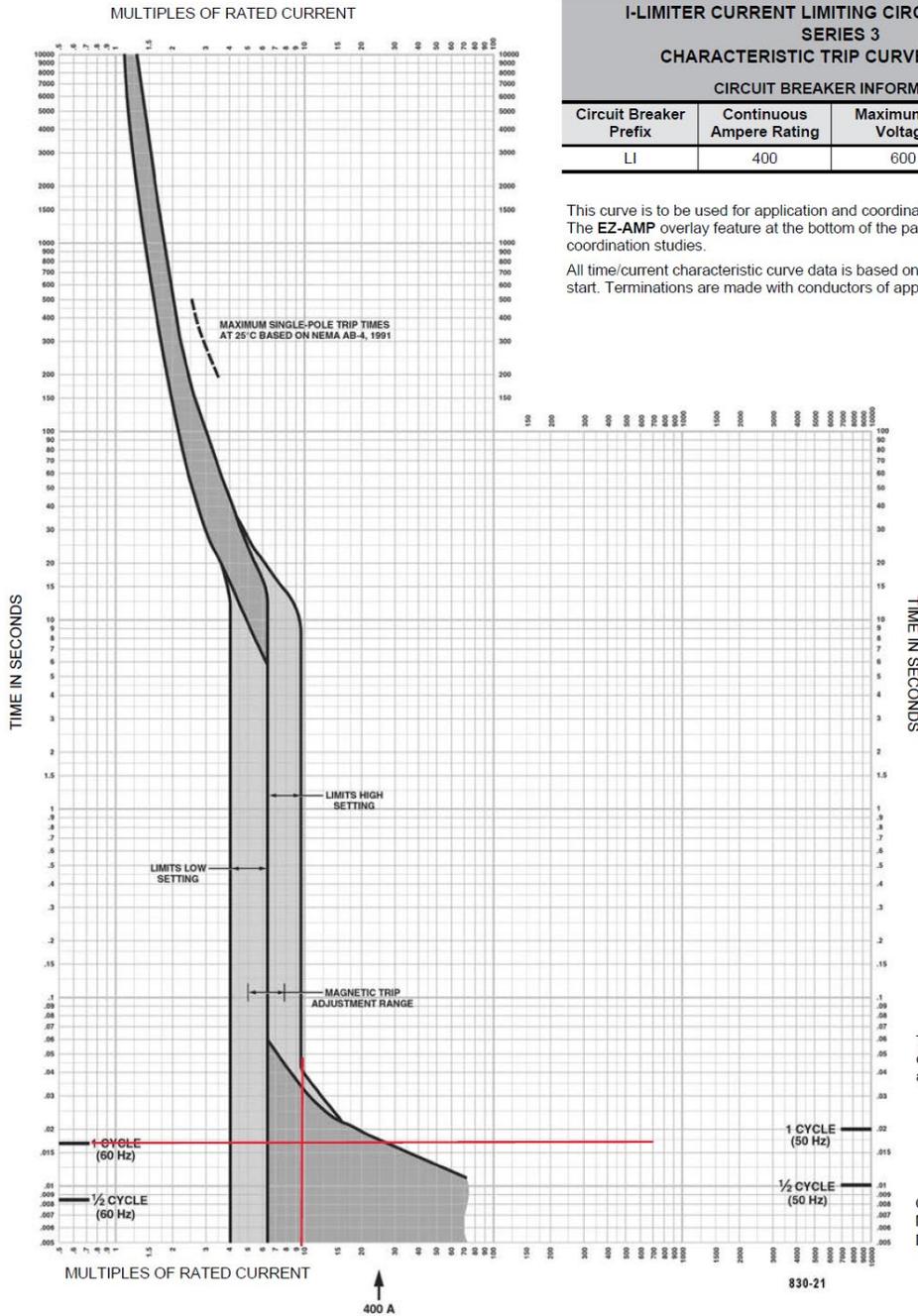
Short-Circuit Summary Report

1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
CG-00201	0.220	0.523	-0.113	0.535	0.320	-0.050	0.324	0.098	0.453	0.464	-0.213	-0.438	0.487
SFI-00201	0.220	1.694	-2.657	3.151	1.714	-2.109	2.718	2.301	1.467	2.729	-3.125	-0.616	3.185
SFI-00202	0.220	1.497	-3.169	3.505	1.553	-2.837	3.234	2.744	1.297	3.035	-3.529	-0.022	3.529
STA-002-01	0.220	1.525	-3.479	3.799	1.595	-3.263	3.632	3.013	1.321	3.290	-3.835	0.209	3.840
TA-00201	0.220	1.686	-2.705	3.187	1.718	-2.179	2.775	2.343	1.460	2.760	-3.175	-0.570	3.225
TA-00202	0.220	1.704	-1.184	2.075	1.327	-0.642	1.474	1.025	1.476	1.797	-1.554	-1.274	2.009
TA-00203	0.220	0.523	-0.113	0.535	0.318	-0.049	0.321	0.098	0.453	0.464	-0.212	-0.439	0.487
TA-00204	0.220	0.716	-0.273	0.767	0.471	-0.140	0.491	0.237	0.620	0.664	-0.411	-0.575	0.707
TA-BD1	0.220	0.902	-0.488	1.026	0.618	-0.256	0.669	0.422	0.782	0.888	-0.655	-0.699	0.958
TA-BD2	0.220	0.877	-0.466	0.994	0.599	-0.244	0.647	0.404	0.760	0.861	-0.629	-0.681	0.927
TA-BD3	0.220	1.102	-0.682	1.296	0.784	-0.365	0.865	0.591	0.954	1.122	-0.891	-0.836	1.222
TD-00201	0.220	0.110	0.000	0.110	0.114	-0.002	0.114	0.000	0.095	0.095	-0.059	0.097	0.114
TD-00204	0.220	1.702	-2.605	3.111	1.721	-2.063	2.687	2.256	1.474	2.695	-3.083	-0.643	3.149
TD-BT-002-01	0.220	1.494	-3.302	3.624	1.556	-3.024	3.401	2.859	1.294	3.138	-3.653	0.094	3.654

All fault currents are symmetrical (1/2 Cycle network) values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.



I-LIMITER CURRENT LIMITING CIRCUIT BREAKERS SERIES 3 CHARACTERISTIC TRIP CURVE NO. 830-21			
CIRCUIT BREAKER INFORMATION			
Circuit Breaker Prefix	Continuous Ampere Rating	Maximum AC Voltage	Number of Poles
LI	400	600	2, 3

This curve is to be used for application and coordination purposes only. The EZ-AMP overlay feature at the bottom of the page should be used during coordination studies. All time/current characteristic curve data is based on 104 °F (40 °C) ambient cold start. Terminations are made with conductors of appropriate length and ratings.

Tripping curves for coordination studies are available upon request.

Curve No. 0830TC0221
March 2002
Drawing No. B48095-830-21

Figura 8.1.3.1 Curva característica de interruptor termomagnético de 400 ampere de marco y 400 ampere de disparo

Tabla 8.1.3.10 diámetros de conductores de acuerdo con el fabricante

CABLE VIAKON® THHW-LS 600V									
Núm de artículo	Calibre	Área nominal de la sección transversal	Número de hilos	Espesor nominal del aislamiento	Diámetro exterior aproximado	Peso total aproximado	Capacidad de conducción de corriente* Ampere		
							60°C	75°C	90°C
	AWG/kcmil	mm ²		mm	mm	kg/100 m			
SLX569	14	2.08	19	0.76	3.4	2.9	20	20	25
SLX579	12	3.31	19	0.76	3.9	4.2	25	25	30
SLX589	10	5.26	19	0.76	4.5	6.2	30	35	40
SLX596	8	8.37	19	1.14	5.9	10.4	40	50	55
SLX600	6	13.3	19	1.52	7.6	16.8	55	65	75
SLC327	4	21.2	19	1.52	8.8	24.8	70	85	95
SLC326	2	33.6	19	1.52	10.3	37.2	95	115	130
SLN133	1	42.4	19	2.03	12.2	49.0	110	130	150
SLC325	1/0	53.5	19	2.03	13.2	59.9	125	150	170
SLC334	2/0	67.4	19	2.03	14.3	73.7	145	175	195
SLC324	3/0	85.0	19	2.03	15.6	90.9	165	200	225
SLC323	4/0	107	19	2.03	17.0	112.6	195	230	260
SLC322	250	127	37	2.41	19.0	134.2	215	255	290
SLC321	300	152	37	2.41	20.3	158.4	240	285	320
SLC333	350	177	37	2.41	21.6	182.4	260	310	350
SLC332	400	203	37	2.41	22.7	207.4	280	335	380
SLC331	500	253	37	2.41	24.8	254.9	320	380	430
SLG436	600	304	61	2.79	27.6	306.4	355	420	475
SLF793	750	380	61	2.79	30.2	383.5	400	475	535
SLG437	1 000	507	61	2.79	34.0	504.3	455	545	615

Estos números de artículo corresponden a conductores con aislamiento de color negro y en empaque de carrete.

Si se requiere en otros colores o empaques, favor de solicitarlo.

* Basada en la tabla 310-16 de la NOM-001-SEDE para una temperatura ambiente de 30°C.

Nota: Las dimensiones y pesos están sujetos a tolerancias de manufactura.

Tabla 8.1.3.11 Dimensiones y porcentaje disponible para los conductores del área del tubo conduit

Artículo 358 – Tubo conduit no metálico (EMT)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
16	½	15.8	196	118	104	61	78
21	¾	20.9	343	206	182	106	137
27	1	26.6	556	333	295	172	222
35	1 ¼	35.1	968	581	513	300	387
41	1 ½	40.9	1314	788	696	407	526
53	2	52.5	2165	1299	1147	671	866
63	2 ½	69.4	3783	2270	2005	1173	1513
78	3	85.2	5701	3421	3022	1767	2280
91	3 ½	97.4	7451	4471	3949	2310	2980
103	4	110.1	9521	5712	5046	2951	3808

8.1.4. Estudio de Corto Circuito

El estudio presentado contiene el análisis de corto circuito para el sistema eléctrico de la estación de Envío. Se obtiene la corriente de falla trifásica y la corriente de falla monofásica a tierra, ambas en su magnitud simétrica en los buses representados por el diagrama unifilar que se encuentra anexo al final del documento.

Objetivo.

Calcular la magnitud de la corriente de cortocircuito momentánea, de tiempo retardado y línea a tierra en los tableros la Estación de Medición, Control y Regulación El Encino para seleccionar la capacidad de los dispositivos de protección

Alcance.

Estudio de corto circuito del sistema eléctrico de corriente alterna de la Estación de Medición, Control y Regulación El Encino comprende el modelado de la red eléctrica en los niveles de tensión de 23 kV y 220 V, desde el punto de acometida hasta los Tablero de Distribución de Alumbrado y Control que operan en el nivel de tensión de 220 V y están ubicados en el cuarto eléctrico de la estación de Envío

El estudio se elabora bajo el estándar ANSI/IEEE y para obtener la corriente de cortocircuito interruptiva en todos los buses del sistema por medio de computadora utilizando el módulo de análisis de corto circuito (Short-Circuit Analysis) del software ETAP® Versión 19.0

Los resultados obtenidos en este estudio de cortocircuito servirán de referencia para la elaboración de otros documentos y memorias de cálculo del proyecto.

El análisis considera dos escenarios de operación que pueden ocurrir en la estación de Envío

Escenario 1 (Acometida compañía suministradora).

Condición normal de operación, el suministro eléctrico toma toda la carga de la estación, la transferencia STA-002-01 se encuentra abierta y el generador esta sin operar.

Escenario 2 (Generador).

Condición de falla de suministro por parte de la compañía suministradora, el generador toma toda la carga de la estación, la transferencia STA-002-01 está cerrada.

Procedimiento

El estudio de cortocircuito se elaboró con base en el procedimiento ANSI/IEEE utilizando como herramienta de cálculo el Módulo de Análisis de Cortocircuito del software ETAP. Este procedimiento se detalla en el IEEE Std. 141 [16].

Toda la información del sistema eléctrico se obtuvo de los diagramas unifilares del proyecto.

La topología del sistema eléctrico de distribución se configuró con base en los diagramas unifilares, los datos de cada uno de los elementos del sistema se capturaron según lo indicado en la información recopilada.

Se configuraron 2 escenarios para los cuales se calculará la corriente de cortocircuito.

Se configuró el caso de estudio como se indica en este documento. En esta configuración se indican los factores de multiplicación, el voltaje de pre-falla y los ajustes en la tolerancia de la impedancia.

Se ejecutó la rutina de cálculo de cortocircuito del software, se obtuvieron los reportes de resultados y se analizaron los resultados.

Verificar y/o seleccionar la capacidad de los dispositivos de interrupción

Se emiten conclusiones y recomendaciones.

Modelado del sistema.

Acometida

Debido a que no se cuenta con datos de la compañía suministradora, se emplea el método de Bus infinito ver tabla 8.1.4.1

Tabla 8.1.4.1 Datos de contribución en el punto de conexión

Bus de conexión	Tipo de falla	MVAsc	X/R	kAsc
Compañía suministradora	3-Phase	100	10	2.51
	1-Phase	100	10	2.51

Esta consideración se hizo debido a que no se ha recibido la información oficial por parte del cliente.

a) Transformadores.

Los datos de potencia nominal (kVA), tipo de conexión de los devanados primario y secundario, tensión nominal de los devanados primario y secundario (kV), impedancia en por ciento ($Z\%$) fueron obtenidos de los diagramas unifilares del proyecto. La relación X/R se calculó con el software con base en el IEEE Std. 141 [16]

b) Cables.

El calibre y longitud de los cables fueron obtenidos del diagrama unifilar y las cédulas de cables, los datos de impedancia están basadas en los datos de del IEEE Std 141 [16] y el NFPA 70 [15].

c) Generadores.

Los datos de potencia nominal (kW), tensión nominal, impedancia en por ciento ($Z\%$) fueron obtenidos de los diagramas unifilares del proyecto. La relación X/R se calculó con el software con base en el IEEE Std. 141 [16]

Consideraciones Generales.

En el modelo del sistema eléctrico construido en el software ETAP todas las máquinas eléctricas están representadas por su impedancia interna.

El cálculo de la corriente de cortocircuito se hace por medio de componentes simétricas, con base en tres redes de secuencia: positiva, negativa y cero.

Para calcular una falla trifásica, se considera una falla balanceada, es decir las tres redes de secuencia son iguales, por lo que la corriente se calcula utilizando solamente la red de secuencia positiva.

Para falla desbalanceada como línea a tierra, línea a línea y doble línea a tierra, las redes de secuencia positiva, negativa y cero son diferentes.

El programa de cálculo usa la impedancia de las máquinas eléctricas en su forma compleja para calcular la relación X/R que se utiliza para determinar el factor de asimetría de la corriente de cortocircuito como se indica en el procedimiento ANSI/IEEE.

La capacitancia de las líneas y cargas estáticas; cuando estas existen en el sistema, es ignorada.

Se consideró el voltaje de pre-falla de 1.00 pu.

La relación X/R de cada máquina se consideró constante.

El factor de multiplicación de la capacidad momentánea se calculó con base en la relación X/R de punto de falla.

El factor de multiplicación para interruptores de baja tensión se determinó con base en la corriente asimétrica.

Cálculo de las corrientes de cortocircuito.

Con el programa calculamos la corriente de cortocircuito en tres diferentes momentos después de que ocurre la falla como se indica en el procedimiento ANSI:

a) Corriente de cortocircuito Momentánea ($\frac{1}{2}$ ciclo).

El software calcula las corrientes de cortocircuito trifásico, línea-tierra, línea-línea, línea-línea-tierra con base en el estándar ANSI. Este permite calcular la corriente de cortocircuito a medio ciclo después de que inicia la falla y es considerada como la corriente máxima de cortocircuito.

Los generadores y motores son modelados por su reactancia subtransitoria de secuencia positiva, negativa y cero. En este estudio se considera la conexión de puesta a tierra de generadores y transformadores para construir las redes de secuencia positiva, negativa y cero del sistema.

Cualquier ajuste en la tolerancia de la impedancia es considerado como negativo con la finalidad de tener una menor impedancia que produzca corrientes de cortocircuito mayores.

b) Corriente de cortocircuito Interruptiva (1.5 a 4 ciclos).

El software calcula las corrientes de cortocircuito trifásico, línea-tierra, línea-línea, línea-línea a tierra con base en el estándar ANSI. Este estudio calcula la corriente de cortocircuito rms entre 1.5 y 4 ciclos después de que inicia la falla.

Para construir esta red los generadores son modelados por su reactancia subtransitoria de secuencia positiva, negativa y cero

En este estudio se considera la conexión de puesta a tierra de generadores, y transformadores para construir las redes de secuencia positiva, negativa y cero del sistema.

Cualquier ajuste en la tolerancia de la impedancia es considerado como negativo con la finalidad de tener una menor impedancia que produzca corrientes de cortocircuito mayores.

c) Corriente de cortocircuito de tiempo retardado (30 ciclos).

El software calcula las corrientes de cortocircuito trifásico, línea-tierra, línea-línea, línea-línea a tierra con base en el estándar ANSI. Este estudio calcula la corriente de cortocircuito RMS 30 ciclos después de que inicia la falla, esta corriente es considerada la corriente mínima de cortocircuito.

Los generadores son modelados por su reactancia de secuencia positiva, negativa y cero,

El ajuste en la tolerancia de la impedancia puede ser considerado como negativo o positivo dependiendo de las necesidades para el ajuste de las protecciones con retardo de tiempo.

d) Capacidad de cortocircuito.

Esta rutina del programa calcula la corriente momentánea simétrica, momentánea asimétrica RMS, momentánea asimétrico pico, interruptiva simétrica RMS e interruptiva simétrica RMS ajustada.

Las corrientes calculadas son utilizadas para verificar la capacidad de los dispositivos de protección y barras.

Si se cuenta con la información detallada de los dispositivos de protección cargados en la base de datos, el programa verifica automáticamente la capacidad momentánea (Closing and Latching) e interruptiva (Interrupting) ajustada de los dispositivos de protección con las corrientes calculadas, y alerta cuando la capacidad del equipo es superada.

Los generadores son modelados con su reactancia subtransitoria de secuencia positiva.

Escenarios de operación.

En este estudio de cortocircuito se consideran dos escenarios de operación para el cálculo de la corriente de cortocircuito, debido a que se tiene un generador de emergencia en caso de falla de la acometida eléctrica de la EMRYC.

A) Escenario 1 (Acometida CFE).

Este escenario considera STA-002-01 abierta SC-NA

La acometida toma toda la carga del tablero TD-002-01.

B) Escenario 2 (Generador).

Este escenario considera STA-002-01 Cerrado SC-NC

El generador toma toda la carga del tablero TD-002-01.

Resultados

En la siguiente tabla se resumen las corrientes de cortocircuito simétricas calculadas para los dos escenarios en los tableros de distribución y centros de control de motores ver tabla 8.1.4.2, para ver los resultados de la simulación ver el escenario 1 con la transferencia STA-002-01 abierta SC-NA, Compañía suministradora toma toda la carga del TD-002-01, en el punto ver 8.1.4.1.

Para ver los resultados del Escenario 2 con la transferencia STA-002-01 Cerrada SC-NC, la planta de emergencia toma toda la carga del tablero TD-002-01 ver el punto 8.1.4.2

Tabla 8.1.4.2 Datos de corto circuito en cada bus del sistema eléctrico de la estación Envío

#	Bus		Escenario 1				Escenario 2			
			Tipos de Falla				Tipos de Falla			
	ID	Volts	*Mom	*Int	*30 ciclos	*LG	*Mom	*Int	*30 ciclos	*LG
			*kA sim	kA sim	kA sim	kA sim	kA sim	kA sim	kA sim	kA sim
1	CG-00201	220	0.535	0.535	0.535	0.324	0.519	0.519	0.488	0.326
2	SFI-00201	220	3.151	3.151	3.151	2.718	1.558	1.558	1.095	1.966
3	SFI-00202	220	3.505	3.505	3.505	3.234	1.599	1.599	1.113	1.119
4	STA-002-01	220	3.799	3.799	3.799	2.632	1.647	1.647	1.135	2.257
5	TA-00201	220	3.187	3.187	3.187	2.775	1.563	1.563	1.097	1.986
6	TA-00202	220	2.075	2.075	2.075	1.474	1.381	1.381	1.026	1.352
7	TA-00203	220	0.535	0.535	0.535	0.321	0.519	0.519	0.488	0.324
8	TA-00204	220	0.767	0.767	0.767	0.491	0.700	0.700	0.624	0.487
9	TA-BD1	220	1.026	1.026	1.026	0.669	0.868	0.868	0.734	0.653
10	TA-BD2	220	0.994	0.994	0.994	0.647	0.847	0.847	0.720	0.632
11	TA-BD3	220	1.296	1.296	1.296	0.865	1.024	1.024	0.830	0.830
12	TD-00201	220	0.110	0.110	0.110	0.114	0.11	0.11	0.11	0.114
13	TD-00204	220	3.11	3.11	3.11	2.684	1.552	1.552	1.092	1.953
14	TD-BT-002-01	220	3.624	3.624	3.624	3.401	1.618	1.618	1.122	2.175

*Mom = Falla momentánea, *Int = Falla interruptiva, *30 = Falla a 30 ciclos trifásica
 *LG= Falla monofásica a medio ciclo, *kA sim = kilo ampere simétrico

En los Anexos se incluyen los reportes de resultados del estudio de cortocircuito. Los reportes de texto proporcionan la información detallada de los resultados del estudio de cortocircuito.

La figura 8.1.4.2 muestra un ejemplo típico de la interpretación que se debe dar al diagrama unifilar con resultados obtenido del software.

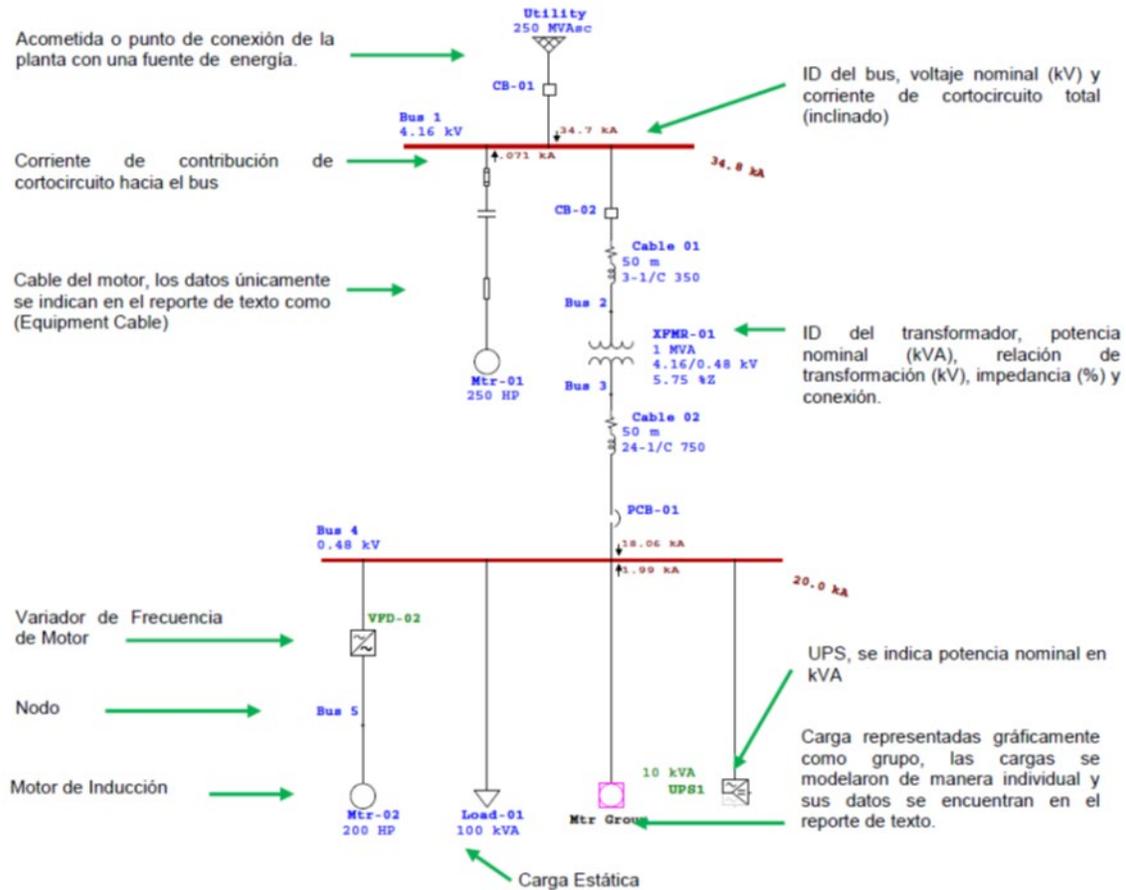


Figura 8.1.4.2 Diagrama Esquemático para interpretación de resultados

Este diagrama no es el diagrama del proyecto y únicamente se utiliza como ejemplo para explicar la interpretación de los resultados, los diagramas unifilares con resultados del estudio de este proyecto se encuentran en los Anexos.

Selección de Capacidad Interruptiva

La mayor corriente de cortocircuito en los buses se presenta en el escenario 1, con este resultado será seleccionada la capacidad de cortocircuito de los interruptores.

En la tabla 8.1.4.3, se indica la capacidad interruptiva de los tableros y dispositivos de protección del sistema eléctrico.

La corriente indicada en las columnas de resultados de cada tabla corresponde a la corriente calculada que resultó mayor al comparar los resultados de los dos escenarios analizados.

Para verificar que la capacidad interruptiva de los equipos de baja tensión sea adecuada se debe cumplir que la capacidad interruptiva del equipo sea superior a la corriente interruptiva ajustada indicada en la columna de resultados.

Tabla 8.1.4.3 capacidad interruptiva de tableros y equipos eléctricos

#	Bus		Calculado		Capacidad	
	ID	Volts	Int	LG	Equipo	
			kA	kA	kA	%
1	CG-00201	220	0.535	0.324	10	95%
2	SFI-00201	220	3.151	2.718	10	68%
3	SFI-00202	220	3.505	3.234	22	84%
4	STA-002-01	220	3.799	2.632	42	91%
5	TA-00201	220	3.187	2.775	18	68%
6	TA-00202	220	2.075	1.474	10	79%
7	TA-00203	220	0.535	0.321	10	95%
8	TA-00204	220	0.767	0.491	10	92%
9	TA-BD1	220	1.026	0.669	10	90%
10	TA-BD2	220	0.994	0.647	10	90%
11	TA-BD3	220	1.296	0.865	10	87%
12	TD-00201	220	0.110	0.114	10	99%
13	TD-00204	220	3.11	2.684	10	69%
14	TD-BT-002-01	220	3.624	3.401	22	64%

Conclusiones

Para la verificación de capacidad interruptiva se consideró la corriente de cortocircuito máxima, esta condición se presenta cuando los tableros operan con la acometida de CFE (Escenario 1).

Bajo las condiciones actuales del sistema, la capacidad de cortocircuito de los interruptores y tableros nuevos es adecuada ver tabla 8.1.4.3 estos resultados están basados en estándares ANSI/IEEE.

Tablas de Datos de Entrada

Tabla 8.1.4.4 Datos de conductores

Tabla 8.1.4.5 Datos de Tableros

Tabla 8.1.4.6 Datos de Transformador

Tabla 8.1.4.7 Datos de SFI

Tabla 8.1.4.8 Datos de Planta de Emergencia

Tabla 8.1.4.9 Datos Compañía Suministradora

Tabla 8.1.4.4 Datos de conductores

<u>Line/Cable/Busway Input Data</u>									
ohms or siemens/1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)									
Line/Cable/Busway		Length							
ID	Library	Size	Adj. (ft)	% Tol.	#/Phase	T (°C)	R	X	Y
CF-CG00201-A	0.6MCUN1	8	278.9	0	1	60	0.78000	0.06500	0.0000000
CF-SFI00201-A	0.6MCUN1	2	36.1	0	1	60	0.20000	0.05700	0.0000000
CF-SFI00202-A	0.6MCUN1	4/0	16.4	0	1	75	0.06300	0.05100	0.0000000
CF-STAA00201-A	0.6MCUN1	350	131.2	0	2	75	0.03780	0.04910	0.0000000
CF-STAA00201-B	0.6MCUN1	350	65.6	0	1	75	0.03900	0.05000	0.0000000
CF-TA00201-A	0.6MCUN3	2	32.8	0	1	60	0.20200	0.05760	0.0000000
CF-TA00202-A	0.6MCUN1	8	45.9	0	1	60	0.78000	0.06500	0.0000000
CF-TA00203-A	0.6MCUN1	8	278.9	0	1	60	0.78000	0.06500	0.0000000
CF-TA00204-A	0.6MCUN1	4	452.8	0	1	60	0.31000	0.06000	0.0000000
CF-TABD1-A	0.6MCUN1	2	472.4	0	1	75	0.20000	0.05700	0.0000000
CF-TABD2-A	0.6MCUN1	2	492.1	0	1	75	0.20000	0.05700	0.0000000
CF-TABD3-A	0.6MCUN1	2	344.5	0	1	75	0.20000	0.05700	0.0000000
CF-TD00204-A	0.6MCUN1	2	39.4	0	1	60	0.20000	0.05700	0.0000000
CF-TDB00201-A	0.6MCUN1	350	26.2	0	1	75	0.03900	0.05000	0.0000000

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

Tabla 8.1.4.5 Datos de Tableros

Bus Input Data						
ID	Type	Bus			Initial Voltage	
		Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
CG-00201	Load	0.220	0.220	1	97.87	-0.45
SFI-00201	Load	0.220	0.220	1	98.19	-0.53
SFI-00202	Load	0.220	0.220	1	98.23	-0.55
STA-002-01	Load	0.220	0.220	1	98.56	-0.45
SUMINISTRO	SWNG	23.000	23.000	1	100.00	0.00
TA-00201	Load	0.220	0.220	1	98.13	-0.53
TA-00202	Load	0.220	0.220	1	97.74	-0.42
TA-00203	Load	0.220	0.220	1	97.50	-0.37
TA-00204	Load	0.220	0.220	1	96.37	-0.27
TA-BD1	Load	0.220	0.220	1	97.25	-0.45
TA-BD2	Load	0.220	0.220	1	97.20	-0.44
TA-BD3	Load	0.220	0.220	1	97.52	-0.47
TD-00201	Load	0.220	0.220	2	100.00	0.00
TD-00204	Load	0.220	0.220	1	97.91	-0.51
TD-BT-002-01	Load	0.220	0.220	1	98.28	-0.54
18 Buses Total						

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Tabla 8.1.4.6 Datos de Transformador

2-Winding Transformer Input Data													
Transformer	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
	ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+5%	-5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type
TR-002-01	0.113	23.000	0.220	6.75	2.47	0	0	0	0	0	6.75	Dyn	30.00

2-Winding Transformer Grounding Input Data													
Transformer	Rating			Grounding									
	ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Conn.		Primary			Secondary			
				Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm	
TR-002-01	0.113	23.000	0.220	D/Y									Solid

Tabla 8.1.4.7 Datos de SFI

UPS Input Data													
ID	AC Rating										Bypass Switch	% Impedance Equipment Base	
	kVA	kV		FLA		DC Rating			% Imax	R		X	
		Input	Output	Input	Output	% EFF	% PF	V					FLA
SFI-002-01	28.00	0.220	0.220	80.75	73.48	91.00	90.00	125.00	211.569	150.0	No	66.67	0.00
SFI-002-02	58.40	0.220	0.220	168.42	153.26	91.00	90.00	125.00	441.273	150.0	No	66.67	0.00

Tabla 8.1.4.8 Datos de Planta de Emergencia

Synchronous Generator Input Data

Synchronous Generator		Connected Bus	Rating			X/R Ratio		% Impedance in Machine Base			
ID	Type	ID	MVA	kV	RPM	X"/R	X'/R	R	Adj.	Tol.	Xd'
Gen1	Gas Turbo	Bus4	0.125	0.220	1800	19.00	19.00	1.000	19.00	0.0	28.00

Total Connected Synchronous Generators (= 1): 0.125 MVA

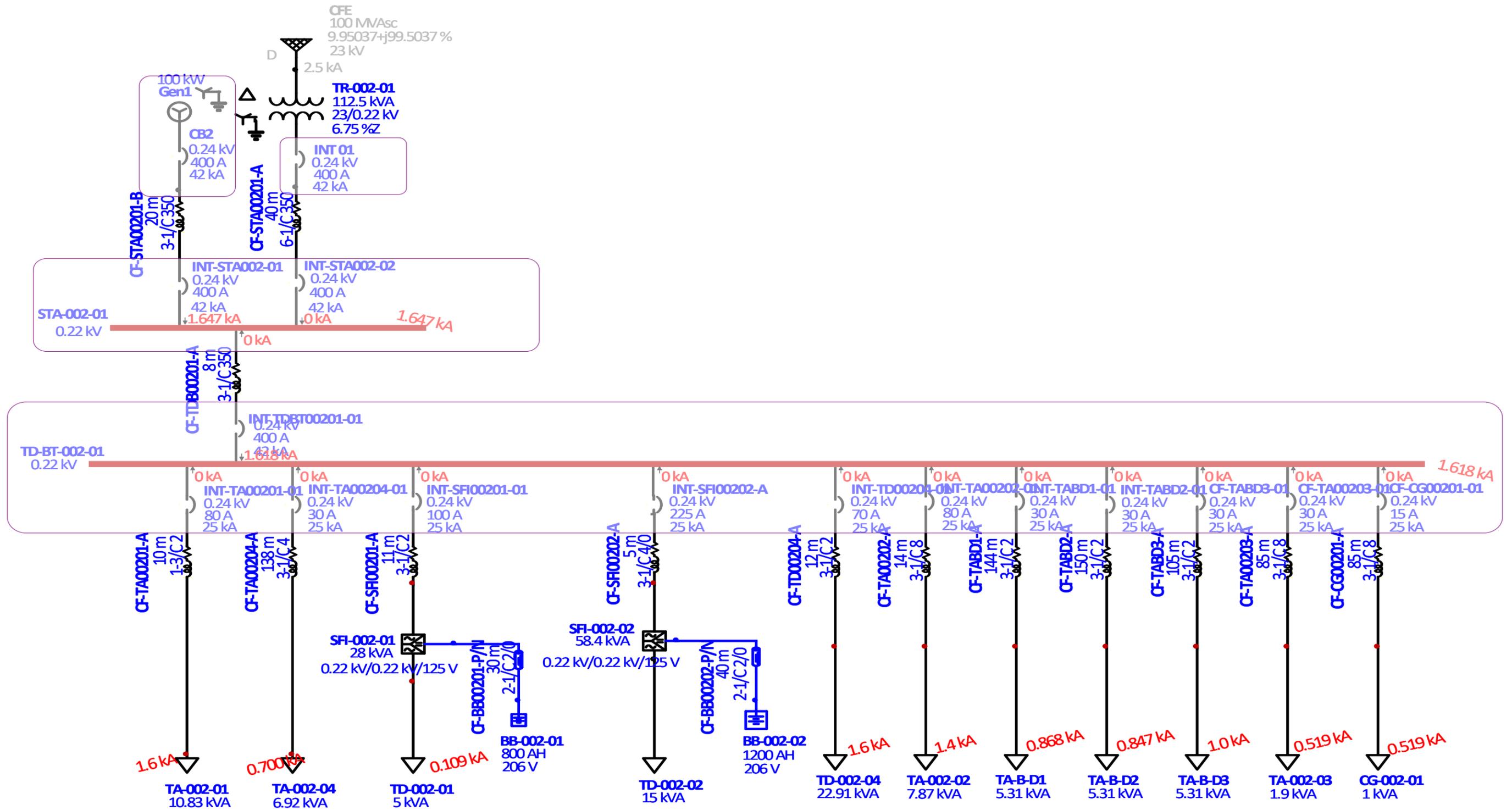
Tabla 8.1.4.9 Datos Compañía Suministradora

Power Grid Input Data

Power Grid	Connected Bus	Rating		% Impedance 100 MVA Base		
ID	ID	MVASC	kV	X/R	R	X
CFE	SUMINISTRO	100.000	23.000	10.00	9.95037	99.50372

Total Connected Power Grids (= 1): 100.000 MVA

8.1.4.2. Resultados de escenario 2



8.1.5. Estudio de Arco Eléctrico

Objetivo

Definir las distancias de los límites de protección contra flameo por arco eléctrico, describir de forma general el Equipo de Protección Personal y calcular el nivel de energía incidente que puede presentarse en equipo eléctrico energizado que cuenta con partes eléctricas expuestas.

Alcance

Esta memoria de cálculo describe los criterios empleados para la definición de las distancias de los límites de seguridad para protección contra flameo y el cálculo de la energía incidente causados por fallas que pudieran presentarse durante la operación o mantenimiento de equipo eléctrico energizado y con partes eléctricas expuestas. Así mismo, la presente memoria de cálculo define los criterios generales acerca del Equipo de Protección Personal que debe ser usado de acuerdo con los criterios del estándar IEEE Std.1584 [17] al operar equipo eléctrico. El equipo eléctrico analizado comprende los dispositivos de interrupción, modelados en el estudio realizado para la estación del Encino

Definiciones

Arco eléctrico (Arc): Es una descarga de electricidad a través de un gas, normalmente caracterizada por una caída de tensión en la vecindad inmediata del cátodo aproximadamente igual al potencial de ionización del gas.

Peligro de flameo (Flash hazard): Condición peligrosa asociada con la liberación de energía causada por un arco eléctrico

American Society for Testing and Materials (ASTM): Es una organización sin fines de lucro dedicada al desarrollo y publicación de estándares para la regulación de materiales, productos, sistemas y servicios.

Introducción

Cuando un equipo eléctrico energizado es examinado, se le da servicio, mantenimiento o se ajusta de alguna manera, siempre existe el peligro potencial de que ocurra un flameo por arco (Arc flash), el cual resulte en daños al personal o a los equipos. Por lo tanto, el entender la información técnica que se relaciona con los peligros de flameo por arco ayuda a minimizar la exposición a los arcos eléctricos y a flameos producidos por la incorrecta operación, falla o accidentes en las labores de mantenimiento de algunos equipos eléctricos.

El estándar OSHA 1910.333 indica que las partes vivas a las que los trabajadores puedan estar expuestos deben ser desenergizadas antes de que el empleado trabaje en o cerca de ellas, a menos que el empleador pueda demostrar que la desenergización genera o incrementa el peligro, o que la desenergización es imposible debido al diseño

del equipo o a las condiciones operacionales. Algunos ejemplos de estas últimas excepciones son: Pruebas a circuitos que solamente pueden ser realizadas cuando el circuito está energizado; Circuitos que forman parte de un proceso continuo que requerirían la desenergización total de la planta para ser ingresado; la interrupción en la operación de equipos necesarios para la seguridad de la vida; sistemas de emergencia, equipo de ventilación para áreas clasificadas, etc. Cuando los equipos no puedan ser desenergizados se deben tomar las medidas necesarias para proteger al empleado acerca de los daños relacionados a la condición de riesgo.

Es una obligación del empleador informar al trabajador acerca de los riesgos de operar un equipo. Cuando se trata de equipo eléctrico, una parte de estos riesgos son evaluados realizando un análisis de Flameo por Arco. El empleado y el empleador deben ser responsables de asegurar que las guardas o las medidas de protección son adecuadas para las condiciones de trabajo. Así mismo, los empleados deben cumplir con los métodos de trabajo y el uso de Equipo de Protección Personal adecuado lo cual complementa los criterios de seguridad en el trabajo.

De forma general existen dos límites que se deben definir para lograr una adecuada protección del personal durante la operación de equipo energizado. El límite de descarga (Shock) y el límite de flameo (Flash). Para poder trabajar dentro de estos límites, es necesario utilizar Equipo de Protección Personal (EPP), herramientas adecuadas, procedimientos de trabajo, etc.

Los límites de acercamiento para evitar una descarga eléctrica se indican en la siguiente tabla 130.4 (D) (a) del NFPA 70E [18] ver tabla 8.1.5.1

Tabla 8.1.5.1 Distancias Máximas para Acercarse a Equipos Energizados para Evitar Descargas Eléctricas

(1)	(2)	(3)	(4)
Nominal System Voltage Range, Phase to Phase ^a	Limited Approach Boundary ^b		Restricted Approach Boundary ^b ; Includes Inadvertent Movement Adder
	Exposed Movable Conductor ^c	Exposed Fixed Circuit Part	
<50 V	Not specified	Not specified	Not specified
50 V–150 V ^d	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.0 m (3 ft 6 in.)	Avoid contact
151 V–750 V	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.0 m (3 ft 6 in.)	0.3 m (1 ft 0 in.)
751 V–15 kV	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.5 m (5 ft 0 in.)	0.7 m (2 ft 2 in.)
15.1 kV–36 kV	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.8 m (6 ft 0 in.)	0.8 m (2 ft 7 in.)
36.1 kV–46 kV	3.0 m (10 ft 0 in.)	2.5 m (8 ft 0 in.)	0.8 m (2 ft 9 in.)
46.1 kV–72.5 kV	3.0 m (10 ft 0 in.)	2.5 m (8 ft 0 in.)	1.0 m (3 ft 3 in.)
72.6 kV–121 kV	3.3 m (10 ft 8 in.)	2.5 m (8 ft 0 in.)	1.0 m (3 ft 4 in.)
138 kV–145 kV	3.4 m (11 ft 0 in.)	3.0 m (10 ft 0 in.)	1.2 m (3 ft 10 in.)
161 kV–169 kV	3.6 m (11 ft 8 in.)	3.6 m (11 ft 8 in.)	1.3 m (4 ft 3 in.)
230 kV–242 kV	4.0 m (13 ft 0 in.)	4.0 m (13 ft 0 in.)	1.7 m (5 ft 8 in.)
345 kV–362 kV	4.7 m (15 ft 4 in.)	4.7 m (15 ft 4 in.)	2.8 m (9 ft 2 in.)
500 kV–550 kV	5.8 m (19 ft 0 in.)	5.8 m (19 ft 0 in.)	3.6 m (11 ft 10 in.)
765 kV–800 kV	7.2 m (23 ft 9 in.)	7.2 m (23 ft 9 in.)	4.9 m (15 ft 11 in.)

Para conocer hasta donde un individuo puede acercarse a un equipo eléctrico con partes energizadas expuestas de manera segura se establecen tres límites de protección:

Análisis de Protección Contra Flameo por Arco (Arc Flash Analysis)

En los estudios de flameo por arco eléctrico se calcula la distancia a la que una persona puede encontrarse en la cercanía de un arco eléctrico sin que esto represente una quemadura letal durante una falla.

Las quemaduras son provocadas por una cantidad de energía calorífica que incide en el cuerpo humano. Algunos estudios han demostrado que los tejidos humanos tienen una tolerancia al calor dependiente del tiempo de exposición y de la energía a la que el cuerpo humano se encuentra expuesto.

En instalaciones industriales el tiempo de exposición a un arco eléctrico comprende todo el tiempo transcurrido para censar la falla y lograr su disipación. Así mismo las corrientes de falla son los valores de falla obtenidos del estudio de cortocircuito.

Los estudios de riesgo de flameo por arco eléctrico deben ser realizados en asociación con o como una continuación de los estudios de cortocircuito y de coordinación de protecciones. Los resultados del estudio de cortocircuito son usados para determinar los valores de falla disponibles y la capacidad interruptiva de los equipos. Los resultados del estudio de coordinación de protecciones son usados para determinar el tiempo requerido para que los dispositivos de protecciones aislen el circuito bajo condiciones de sobrecarga y cortocircuito. Los resultados de ambos, el estudio de cortocircuito y de coordinación de protecciones, proporcionan la información necesaria para realizar el estudio de flameo por arco. Los resultados del estudio de flameo por arco son usados para identificar los límites de protección y la energía incidente a distancias de trabajo definidas para cada posición o nivel en cualquier parte del sistema.

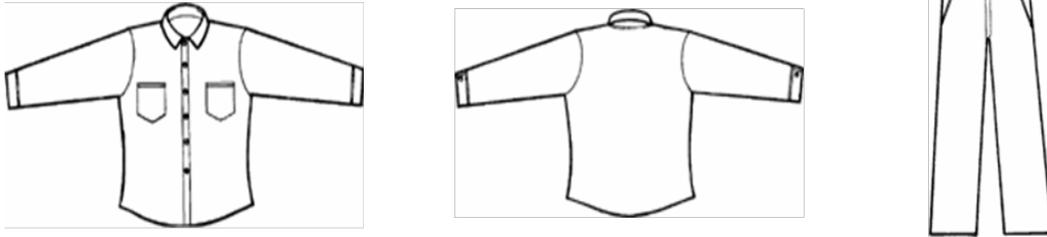
Determinación del Equipo de Protección Personal (Epp)

El Equipo de Protección Personal debe ser seleccionado para proteger a una persona contra la máxima exposición térmica a la que pueda someterse. El Equipo de Protección Personal se selecciona a partir de la protección térmica que debe proporcionar. Las características de la ropa de protección y la categoría de riesgo que deben de cumplir los fabricantes de acuerdo con la tabla 130.7 (C) (16) de la NFPA 70E [18] ver tabla 8.1.5.2

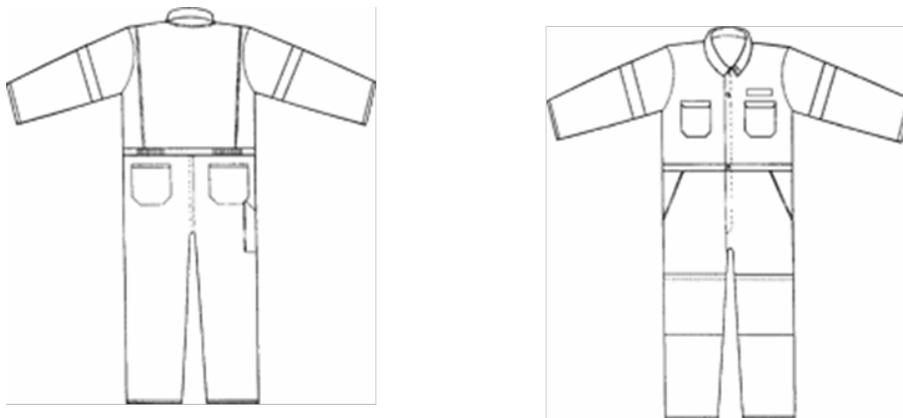
Tabla 8.1.5.2 Equipo de protección personal

PPE Category	PPE
1	<p>Arc-Rated Clothing, Minimum Arc Rating of 4 cal/cm² (see Note 1) Arc-rated long-sleeve shirt and pants or arc-rated coverall Arc-rated face shield (see Note 2) or arc flash suit hood Arc-rated jacket, parka, rainwear, or hard hat liner (AN)</p> <p style="text-align: center;">Protective Equipment Hard hat Safety glasses or safety goggles (SR) Hearing protection (ear canal inserts) Heavy duty leather gloves (see Note 3) Leather footwear (AN)</p>
2	<p>Arc-Rated Clothing, Minimum Arc Rating of 8 cal/cm² (see Note 1) Arc-rated long-sleeve shirt and pants or arc-rated coverall Arc-rated flash suit hood or arc-rated face shield (see Note 2) and arc-rated balaclava Arc-rated jacket, parka, rainwear, or hard hat liner (AN)</p> <p style="text-align: center;">Protective Equipment Hard hat Safety glasses or safety goggles (SR) Hearing protection (ear canal inserts) Heavy duty leather gloves (see Note 3) Leather footwear</p>
3	<p>Arc-Rated Clothing Selected so That the System Arc Rating Meets the Required Minimum Arc Rating of 25 cal/cm² (see Note 1) Arc-rated long-sleeve shirt (AR) Arc-rated pants (AR) Arc-rated coverall (AR) Arc-rated arc flash suit jacket (AR) Arc-rated arc flash suit pants (AR) Arc-rated arc flash suit hood Arc-rated gloves (see Note 3) Arc-rated jacket, parka, rainwear, or hard hat liner (AN)</p> <p style="text-align: center;">Protective Equipment Hard hat Safety glasses or safety goggles (SR) Hearing protection (ear canal inserts) Leather footwear</p>
4	<p>Arc-Rated Clothing Selected so That the System Arc Rating Meets the Required Minimum Arc Rating of 40 cal/cm² (see Note 1) Arc-rated long-sleeve shirt (AR) Arc-rated pants (AR) Arc-rated coverall (AR) Arc-rated arc flash suit jacket (AR) Arc-rated arc flash suit pants (AR) Arc-rated arc flash suit hood Arc-rated gloves (see Note 3) Arc-rated jacket, parka, rainwear, or hard hat liner (AN)</p> <p style="text-align: center;">Protective Equipment Hard hat Safety glasses or safety goggles (SR) Hearing protection (ear canal inserts) Leather footwear</p>

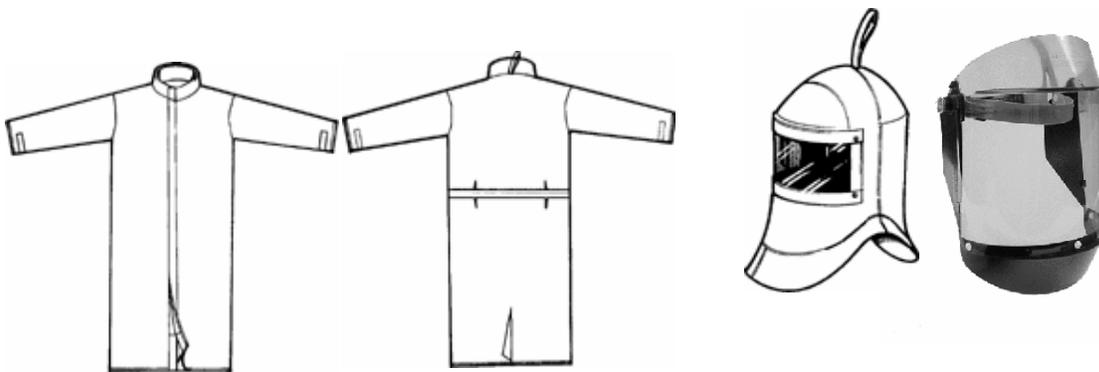
Esquemas del equipo de protección personal indicado en la 130.7 (C) (16) de la NFPA 70E [18]



Camisa y pantalones resistentes a la flama



Overol de espalda plegada (Coverall)



Traje de maniobras (Switching coat) Capucha y protector facial

Etiquetado

Los tableros de potencia, tableros de alumbrado, tableros de control industrial deben ser marcados en campo para advertir al personal calificado acerca de los peligros de flameo por arco eléctrico presentes cuando el equipo se encuentra energizado. El

marcado debe ser localizado de forma que sea claramente visible al personal calificado antes de la inspección, ajuste, servicio o mantenimiento de los equipos.

Los formatos para señales o etiquetas consisten en una palabra de señalización más un mensaje. Es posible emplear un símbolo para comunicar una parte o la totalidad de los elementos del mensaje. Las señales o etiquetas pueden estar en arreglo vertical u horizontal. El tamaño, arreglo y proporción pueden variar de acuerdo con los requisitos de la aplicación

A continuación, se presenta una etiqueta de ejemplo que puede ser utilizada para cumplir con estos requisitos. Ver figura 8.1.5.1

	! WARNING Flash & Shock Hazard with Covers or Doors Open Appropriate PPE Required	
Flash Protection Level E Incident Energy (cal/cm ²) 33.4 Working Distance 18.0 in Arc Flash Boundary 7.9 ft		Shock Protection 440 VAC Shock Hazard when covers removed Limited Approach 3.5 ft Restricted Approach 1.0 ft PPE Glove Class 00 V-Rating 500 VAC
Equipment: CCM-001		Source Protective Device: INT-CCM001-01
Equipment Name:		
Contract #	Engineer	Date 06-30-2017
Changes in equipment settings or system configuration will invalidate the calculated values and PPE requirements which may result in a hazardous condition.		

Figura 8.1.5.1 Ejemplo de Etiqueta

Desarrollo

Estudio de Corto Circuito

Los valores de falla son obtenidos del estudio de cortocircuito

Condiciones de Operación

El sistema cuenta con una acometida de la compañía suministradora y una planta de emergencia, no se presentan redundancias. Las condiciones y datos empleados para el modelo del cortocircuito

Tiempo de Operación de los Dispositivos de Protección

Los tiempos de operación para los dispositivos de protección empleados en el estudio de flameo por arco fueron obtenidos de un levantamiento en sitio, por lo que no existe una memoria de corto circuito ni coordinación de protecciones.

Adicionalmente a estos tiempos se consideró el tiempo de apertura para los contactos de los interruptores de acuerdo con la siguiente tabla 1 del IEEE std 1584, ver tabla 8.1.5.3

Tabla 8.1.5.3 Tiempo de apertura de interruptores de potencia

Circuit breaker rating and type	Opening time at 60 Hz (cycles)	Opening time (seconds)
Low voltage (molded case) (< 1000 V) (integral trip)	1.5	0.025
Low voltage (insulated case) (< 1000 V) power circuit breaker (integral trip or relay operated)	3.0	0.050
Medium voltage (1–35 kV)	5.0	0.080
Some high voltage (> 35 kV)	8.0	0.130

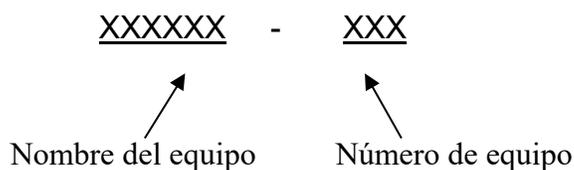
^aThis table does not include the external relay trip times.

Convenciones para la Identificación de los Equipos y Dispositivos

El presente estudio empleó las siguientes leyendas de letras y dígitos clave para la identificación de los equipos y dispositivos.

Equipos

Para equipos se empleó una identificación compuesta por 6 elementos los cuales se describen a continuación:



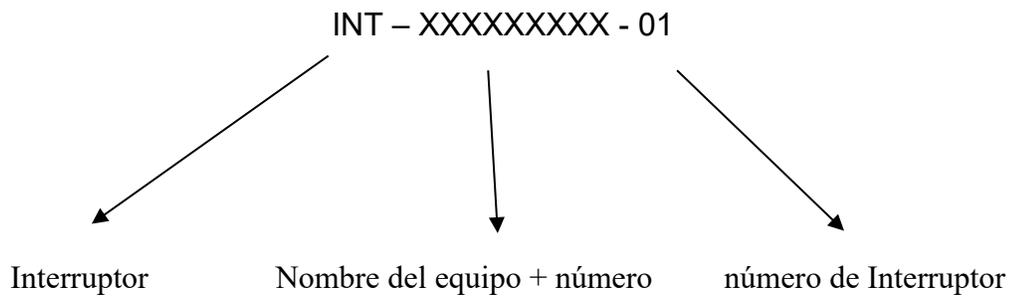
Dónde

Nombre de equipo: Es la identificación con la que los equipos cuentan actualmente

Numero de equipo: es la numeración que existe en el equipo actualmente.

Dispositivos

Para dispositivos y elementos del sistema tales como interruptores, se empleará una identificación compuesta por una letra separada por un guion y un número, la identificación del equipo al cual se encuentra asociado como se describe a continuación:



Dónde:

Tipo de elemento o dispositivo: Es una letra que distingue el tipo del elemento que está siendo representado.

INT = Interruptor

R = Relevador

CF = Conductor

F = Fusible

Equipo asociado: Es una palabra que distingue al elemento al que este dispositivo se encuentra interconectado, pero es escrito sin separación y omitiendo los guiones del nombre del equipo. Los elementos y dispositivos se encuentran asociados de acuerdo con el correspondiente dispositivo de protección contra sobrecorriente. Por ejemplo, si se tiene un Interruptor que protege al transformador denominado 01-TR-02, el nombre del interruptor de protección será INT-01TR02-01.

Descripción del Programa

El estudio de Arc Flash se elaboró utilizando el módulo “Arc Flash” del programa para computadora ETAP 19.0 usado para el análisis de sistemas eléctricos de potencia industriales, comerciales y de empresas de suministro. Este programa cuenta con sistemas de consulta directa a la información obtenida de los estudios de cortocircuito y de coordinación de protecciones para la realización de los estudios de flameo por arco. Adicionalmente cuenta con una amplia biblioteca de datos obtenidos de las normas y estándares aplicables para este estudio.

Interpretación de Reportes

A continuación, se presenta la definición de los datos indicados en el reporte generado por el módulo Arc Flash del programa ETAP 19 generado bajo los criterios del estándar IEEE Std 1584-2002 [17]

Arc Fault at Bus: Es la identificación del bus donde se realiza el análisis

Solution Method: método de solución, en que tiempo se está tomando el valor del corto circuito

Nominal kV: Voltaje nominal

Base kV: Voltaje Base considerado

Bus Arc Flash Results: indica el punto donde se está realizando el estudio de Arc Flash

Total, Bolted (kA): Es el valor de la corriente de falla trifásica en el bus considerando que la falla es franca.

Total, Arcing (kA): corriente total en kilo amperes cuando existe el arco.

Fault Clearing Time: Tiempo que tarda en librarse la falla dada en ciclos o en segundos.

Incident Energy: Es la energía generada por el arco eléctrico en cal /cm². En función de este valor es determinado el Equipo de Protección Personal

For Protective Device: INT-002-01 = 9.506 kA: Es el valor de falla que circula a través del dispositivo de protección contra sobrecorriente cuando la falla se genera en el bus.

Energy Level: Categoría

Gap: Es la distancia que existe entre electrodos para la fuente de arqueo expresada en milímetros.

Arc Flash Boundary: Es el límite de protección contra flameo. Es la distancia a la que una persona se puede aproximar a un equipo sin el uso de Equipo de Protección Personal.

Working Distance: Es la distancia de trabajo a la cual una persona se puede aproximar a un equipo.

Reporte de Arc Flash Método IEEE Std 1584 [17]

Bus Arc Flash Hazard Analysis Summary

Faulted Bus				Fault Current			Trip Device				Arc Flash Boundary (ft)	Incident Energy (cal/cm ²)	Working Distance (inches)	Energy Level
ID	Nom. kV	Equipment Type	Gap (mm)	Bolted Fault (kA) Bus	PD Arc Fault (kA) PD	PD Arc Fault (kA)	Source Trip Device ID	Trip (cycle)	Open (cycle)	FCT (cycle)				
CG-00201	0.220	Other	13	0.535	0.535	0.194	CF-CG00201-01	39.43	0.00	39.43	0.5	0.2	18	Level A
SFI-00201	0.220	Other	13	3.151	3.151	1.334	INT-SFI00201-01	56.61	0.00	56.61	2.2	2.2	18	Level B
SFI-00202	0.220	Other	13	3.505	3.505	1.740	INT-SFI00202-A	1.00	0.00	1.00	0.2	0.1	18	Level A
STA-002-01	0.220	Other	13	3.799	3.799	1.640	INT-STA002-02	5796.24	0.00	5796.24	45.4	279.7	18	>Max.
# SUMINISTRO	23.000	Other		2.510							0.0	0.0	18	
TA-00201	0.220	Other	13	3.187	3.187	1.351	INT-TA00201-01	34.55	0.00	34.55	1.6	1.4	18	Level A
TA-00202	0.220	Other	13	2.075	2.075	0.843	INT-TA00202-01	93.00	0.00	93.00	2.2	2.2	18	Level B
TA-00203	0.220	Other	13	0.535	0.535	0.194	CF-TA00203-01	129.37	0.00	129.37	1.0	0.7	18	Level A
TA-00204	0.220	Other	13	0.767	0.767	0.285	INT-TA00204-01	62.77	0.00	62.77	0.8	0.5	18	Level A
TA-BD1	0.220	Other	13	1.026	1.026	0.391	INT-TABD1-01	32.13	0.00	32.13	0.7	0.3	18	Level A
TA-BD2	0.220	Other	13	0.994	0.994	0.378	INT-TABD2-01	34.60	0.00	34.60	0.7	0.4	18	Level A
TA-BD3	0.220	Other	13	1.296	1.296	0.504	CF-TABD3-01	19.59	0.00	19.59	0.6	0.3	18	Level A
TD-00201	0.220	Other	13	0.110							0.0	0.0	18	
TD-00204	0.220	Other	13	3.111	3.111	1.316	INT-TD00204-01	21.70	0.00	21.70	1.2	0.8	18	Level A
TD-BT-002-01	0.220	Other	13	3.624	3.624	1.557	INT-TDBT00201-01	6454.97	0.00	6454.97	47.0	294.9	18	>Max.

Reporte de Energía Incidente

Bus Incident Energy Summary

Bus			Total Fault Current (kA)		Arc-Flash Analysis Results			
ID	Nom. kV	Type	Bolted	Arcing	FCT (cycles)	Incident E (cal/cm ²)	AFB (ft)	Energy Level
CG-00201	0.220	Other	0.535	0.194	39.432	0.201	0.49	Level A
SFI-00201	0.220	Other	3.151	1.334	56.610	2.198	2.19	Level B
SFI-00202	0.220	Other	3.505	1.740	1.002	0.051	0.21	Level A
STA-002-01	0.220	Other	3.799	1.640	5796.237	279.726	45.44	>Max.
# SUMINISTRO	23.000	Other	2.510	2.510				
TA-00201	0.220	Other	3.187	1.351	34.554	1.359	1.62	Level A
TA-00202	0.220	Other	2.075	0.843	93.002	2.225	2.21	Level B
TA-00203	0.220	Other	0.535	0.194	129.370	0.658	1.03	Level A
TA-00204	0.220	Other	0.767	0.285	62.775	0.480	0.85	Level A
TA-BD1	0.220	Other	1.026	0.391	32.129	0.342	0.68	Level A
TA-BD2	0.220	Other	0.994	0.378	34.600	0.356	0.70	Level A
TA-BD3	0.220	Other	1.296	0.504	19.589	0.273	0.59	Level A
TD-00201	0.220	Other	0.110	0.041				
TD-00204	0.220	Other	3.111	1.316	21.702	0.830	1.19	Level A
TD-BT-002-01	0.220	Other	3.624	1.557	6454.967	294.850	46.96	>Max.

Conclusiones

El reporte de energía incidente ver reporte de energía incidente, y el reporte de arc flash, donde se muestra las distancias de los límites de acercamiento para los buses de la estación de Envío, estas distancias y los niveles de energía incidente deben ser empleados para la selección del Equipo de Protección Personal.

Del análisis de los resultados se identifica que en la estación no se tienen puntos en los que el valor del nivel de la energía incidente alcanza valores peligrosos, esto se debe a que los dispositivos de protección son del tipo instantáneo, es decir, operan en un rango de 0.016 seg al haber un corto circuito, otro punto importante es que las cargas instaladas en la estación en su totalidad son cargas del tipo lineal, es decir ninguna de ellas contribuye al corto circuito, ya que no son del tipo rotatorio.

En los tableros de distribución de las UPS, se puede observar que los niveles de corto circuito se encuentran limitados debido a la UPS, ya que en esta etapa se encuentra una etapa de conversión y de inversión de corriente alterna a corriente directa, el nivel de corto circuito la proporciona únicamente el inversor, y las cargas al ser en su mayoría cargas lineales, no contribuyen a incrementar el nivel de corto circuito.

Sin embargo, para evitar condiciones de riesgo es recomendable que se establezcan políticas que limiten realizar cualquier tipo de trabajo, incluso para verificar la presencia de tensión en barras. Para la realización de cualquier actividad en estos equipos se deberán desenergizar los equipos y verificar la presencia de tensión en el punto de desconexión del lado secundario del transformador.

Se deben de seguir ciertos procedimientos internos para evitar o disminuir las condiciones de riesgo en la operación y mantenimiento de equipos de baja tensión.

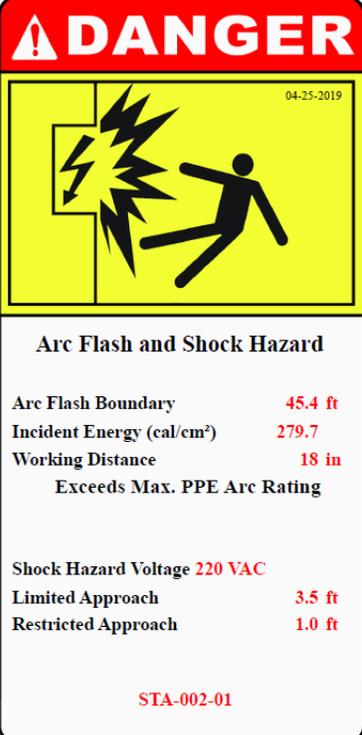
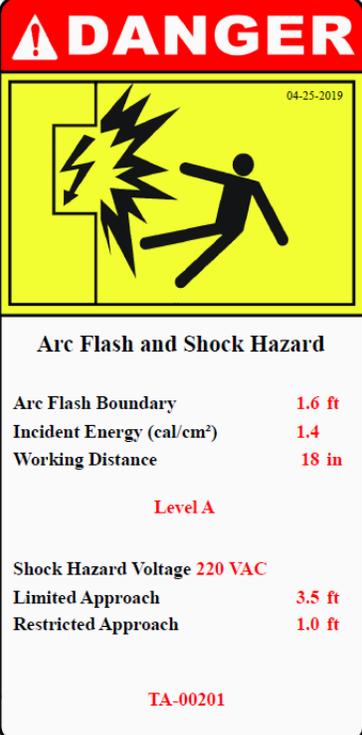
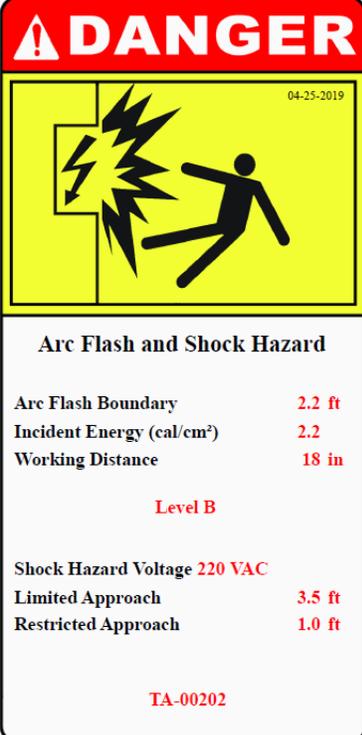
Lista de Verificación

A continuación, se presenta una lista de tareas recomendadas para complementar los resultados de este estudio establecer políticas estrictas para que no se realicen trabajos cerca de los tableros o equipos de baja tensión. realizar la impresión de etiquetas indicando el nivel de riesgo y el EPP adecuado, colocar etiquetas al frente de tableros, ver reporte de etiquetas

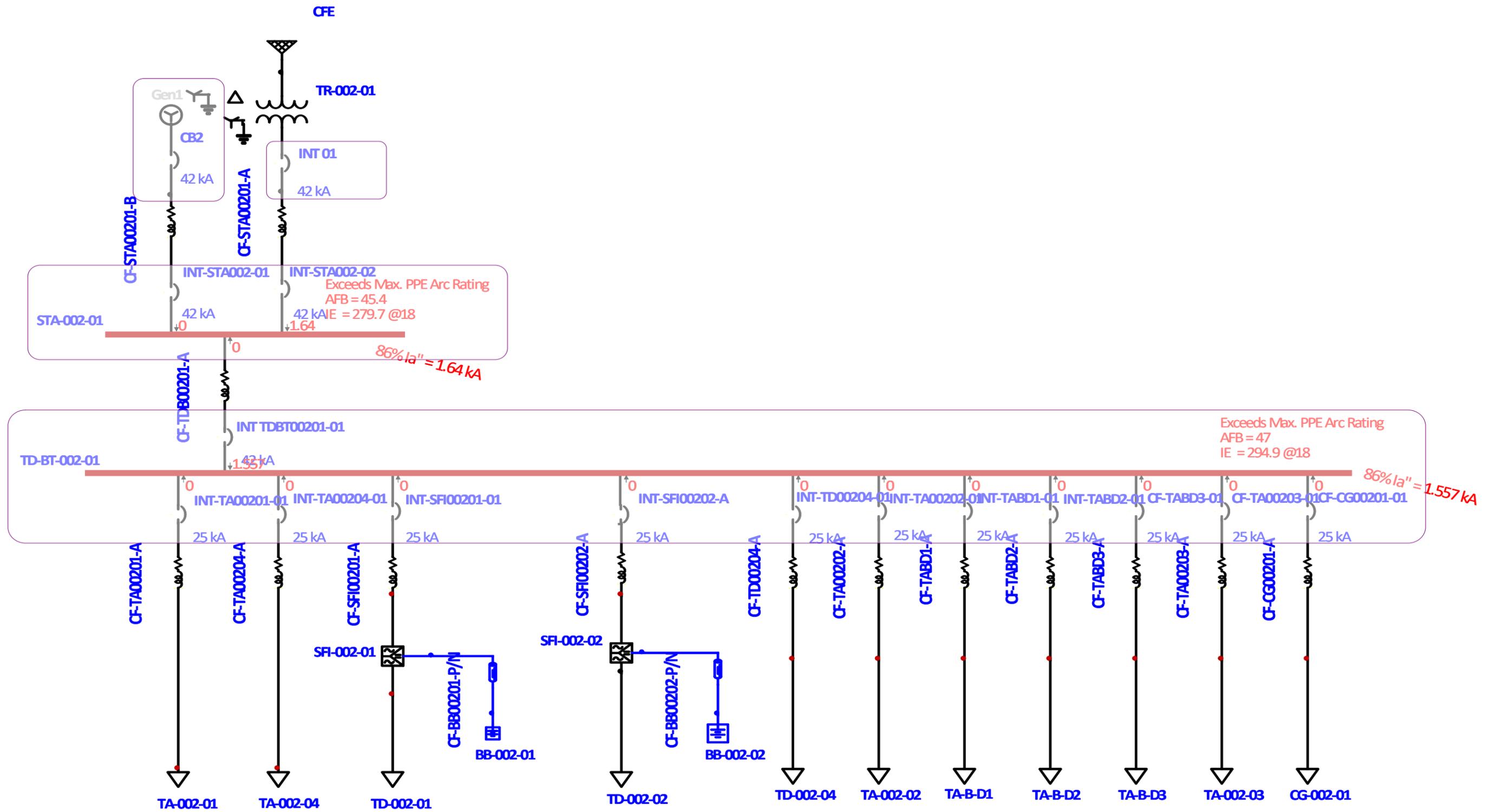
Capacitar al personal acerca de las condiciones de riesgo de flameo por arco eléctrico

En el punto 8.1.5.1 se muestra una simulación de energía incidente

Reporte de Energía Incidente

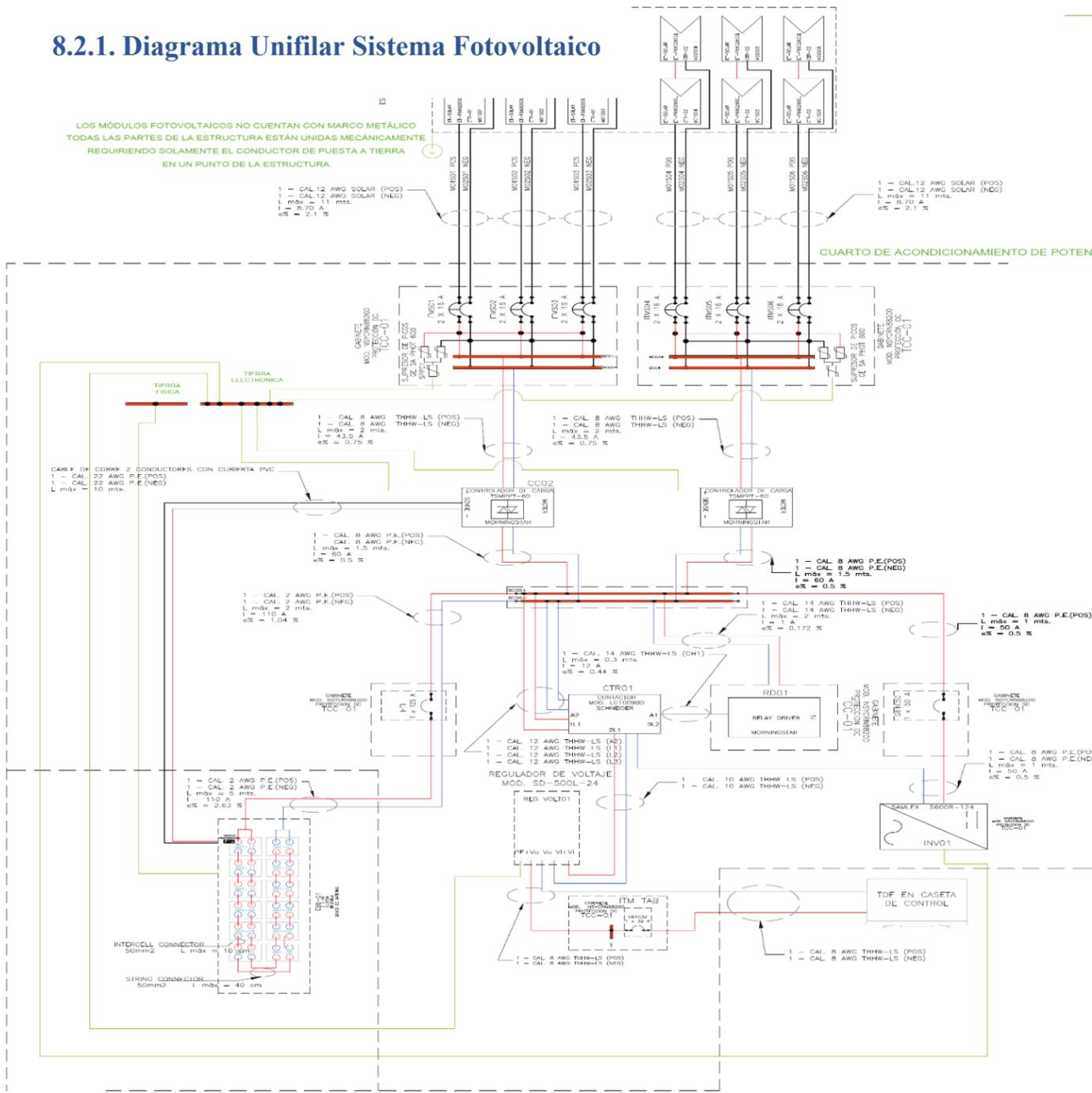
		
<p>Arc Flash and Shock Hazard</p> <p>Arc Flash Boundary 45.4 ft</p> <p>Incident Energy (cal/cm²) 279.7</p> <p>Working Distance 18 in</p> <p style="padding-left: 40px;">Exceeds Max. PPE Arc Rating</p> <p>Shock Hazard Voltage 220 VAC</p> <p>Limited Approach 3.5 ft</p> <p>Restricted Approach 1.0 ft</p> <p style="color: red; font-weight: bold;">STA-002-01</p>	<p>Arc Flash and Shock Hazard</p> <p>Arc Flash Boundary 1.6 ft</p> <p>Incident Energy (cal/cm²) 1.4</p> <p>Working Distance 18 in</p> <p style="color: red; font-weight: bold;">Level A</p> <p>Shock Hazard Voltage 220 VAC</p> <p>Limited Approach 3.5 ft</p> <p>Restricted Approach 1.0 ft</p> <p style="color: red; font-weight: bold;">TA-00201</p>	<p>Arc Flash and Shock Hazard</p> <p>Arc Flash Boundary 2.2 ft</p> <p>Incident Energy (cal/cm²) 2.2</p> <p>Working Distance 18 in</p> <p style="color: red; font-weight: bold;">Level B</p> <p>Shock Hazard Voltage 220 VAC</p> <p>Limited Approach 3.5 ft</p> <p>Restricted Approach 1.0 ft</p> <p style="color: red; font-weight: bold;">TA-00202</p>

8.1.5.1. Simulación de Arco Elctrico y Energía Incidente del Sistema Elctrico



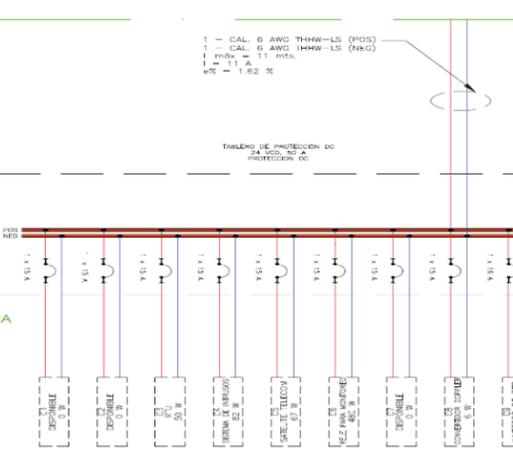
8.2. Planos Eléctricos

8.2.1. Diagrama Unifilar Sistema Fotovoltaico

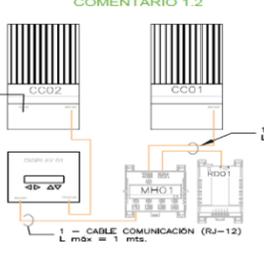


D-01 DIAGRAMA TRIFILAR
ESC: SIN
DIAGRAMA ELÉCTRICO

CONEXIÓN A TABLERO DE ALIMENTACIÓN TDF



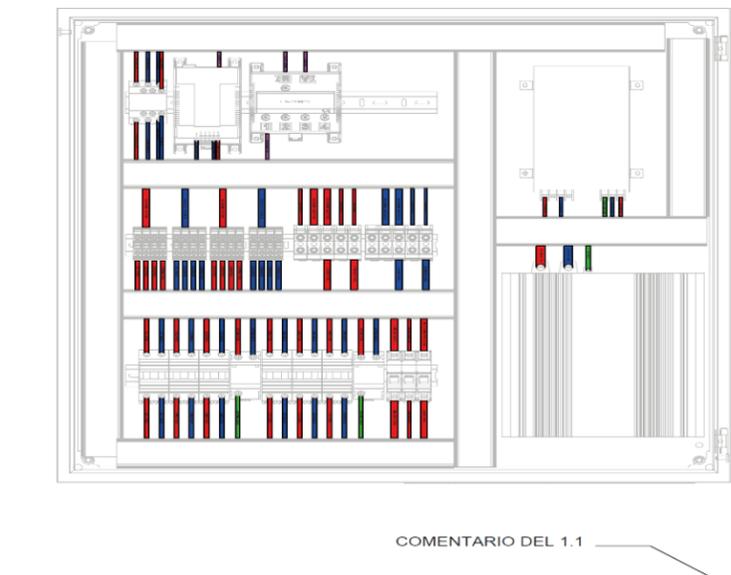
CONEXIÓN DE COMUNICACIÓN COMENTARIO 1.2



SIMBOLOGÍA

- MÓDULO FOTOVOLTAICO MCA. FT-SOLAR MOD. FT-P660260G1 POTENCIA. 260 WATTS
- BATERÍA BAE BATTERIEN GmbH MODELO 12 PVV 1800
- TABLERO GENERAL DE FUERZA
- INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO CAP. MOD. INDICADA EN PLANO.
- SUPRESOR DE FUSOS MCA.GF MOD. SA PHOT 600
- RELEVADOR PROGRAMABLE MCA.MORNINGSTAR MOD. RELAY DRIVER
- REGULADOR DE VOLTAJE MCA.MEAN WELL MOD. SD 500L 24
- SENSOR TEMPERATURA REMOTO MCA. MORNINGSTAR MOD. RTS-MS
- CONTACTOR MCA. SCHNEIDER MOD. DIL LC1D09B24 VCD
- INVERSOR DE CORRIENTE MCA. SAMLEX MOD.
- CONTROLADOR DE CARGA MCA. MORNINGSTAR MOD. TS MPPT-60
- CLEMAS DE INTERCONEXIÓN MCA. ABB MOD. ZS35 125A
- CLEMAS DE INTERCONEXIÓN MCA. ABB MOD. ZS16 76A

TCC-01



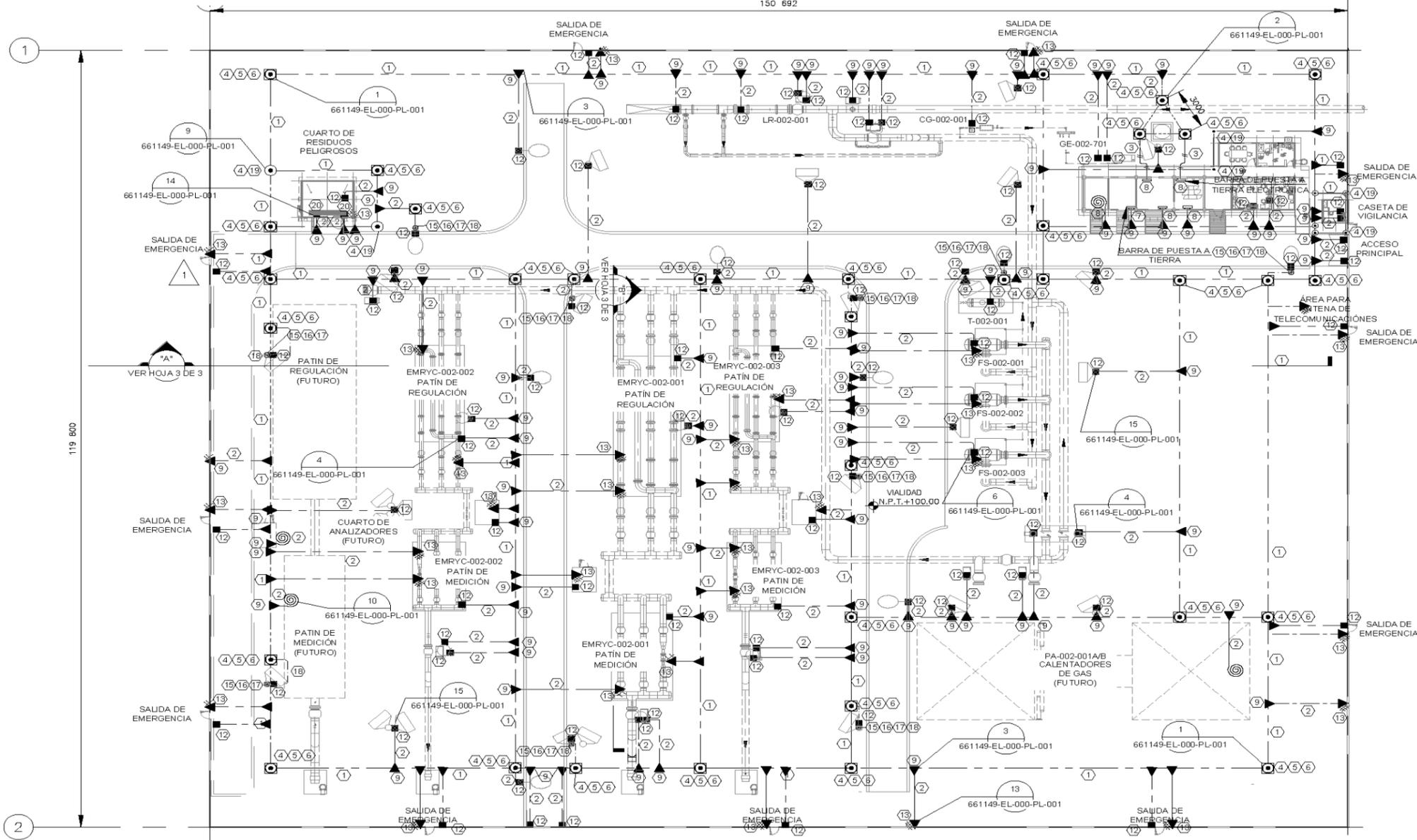
D-02 TABLERO TCC-01
ESC: 1:5
VISTA FRONTAL

COMENTARIO DEL 1.1

Conector	Parte de	Etiqueta	Llega a	Etiqueta
M01501-ITMS01	M01501	ITMS01 +	ITMS01	M02501 -
M01502-ITMS02	M01502	ITMS02 +	ITMS02	M02502 -
M01503-ITMS03	M01503	ITMS03 +	ITMS03	M02503 -
M01504-ITMS04	M01504	ITMS04 +	ITMS04	M02504 -
M01505-ITMS05	M01505	ITMS05 +	ITMS05	M02505 -
M01506-ITMS06	M01506	ITMS06 +	ITMS06	M02506 -
M02501-ITMS01	M02501	ITMS01 -	ITMS01	M01501 +
M02502-ITMS02	M02502	ITMS02 -	ITMS02	M01502 +
M02503-ITMS03	M02503	ITMS03 -	ITMS03	M01503 +
M02504-ITMS04	M02504	ITMS04 -	ITMS04	M01504 +
M02505-ITMS05	M02505	ITMS05 -	ITMS05	M01505 +
M02506-ITMS06	M02506	ITMS06 -	ITMS06	M01506 +
ITMS01-BC01	ITMS01	BC01 +	BC01 +	ITMS01 +
ITMS02-BC01	ITMS02	BC01 +	BC01 +	ITMS02 +
ITMS03-BC01	ITMS03	BC01 +	BC01 +	ITMS03 +
ITMS04-BC03	ITMS04	BC03 +	BC03 +	ITMS04 +
ITMS05-BC03	ITMS05	BC03 +	BC03 +	ITMS05 +
ITMS06-BC03	ITMS06	BC03 +	BC03 +	ITMS06 +
ITMS01-BC02	ITMS01	BC02 -	BC02 -	ITMS01 -
ITMS02-BC02	ITMS02	BC02 -	BC02 -	ITMS02 -
ITMS03-BC02	ITMS03	BC02 -	BC02 -	ITMS03 -
ITMS04-BC04	ITMS04	BC04 -	BC04 -	ITMS04 -
ITMS05-BC04	ITMS05	BC04 -	BC04 -	ITMS05 -
ITMS06-BC04	ITMS06	BC04 -	BC04 -	ITMS06 -
SPP01-BC01	SPP01	BC01 +	BC01 +	SPP01
SPP02-BC03	SPP02	BC03 +	BC03 +	SPP02
SPP01-BC02	SPP01	BC02 -	BC02 -	SPP01
SPP02-BC04	SPP02	BC04 -	BC04 -	SPP02
ITMTAB-BC05	ITMTAB	BC05 +	BC05 +	ITMTAB+
BAT1-ITMTAB	BAT1	ITMTAB +	ITMTAB	BAT12 +
BAT1-BC05	BAT1	BC05 -	BC05 -	BAT11 -
ITMTAB-REGVOLT01	ITMTAB	REGVOLT01 DUF +	REGVOLT01	ITMTAB +
ITMNV01-BC05	ITMNV01	BC05 +	BC05 +	ITMNV01 +
ITMNV01-INVO1	ITMNV01	INVO1 +	INVO1	ITMNV01 +
BC01-CC01	BC01 +	CC01 +	CC01	BC01 +
BC03-CC02	BC03 +	CC02 +	CC02	BC03 +
BC02-CC01	BC02 -	CC01 -	CC01	BC01 -
BC04-CC02	BC04 -	CC02 -	CC02	BC04 -
BC05-CC01	BC05 +	CC01 BAT +	CC01	BC05 +
BC05-CC02	BC05 +	CC02 BAT +	CC02	BC05 +
BC06-CC01	BC06 -	CC01 BAT -	CC01	BC06 -
BC06-CC02	BC06 -	CC02 BAT -	CC02	BC06 -
BC05-CT01	BC05 +	CT01 L1	CT01 L1	BC01 +
BC05-CT01	BC05 +	CT01 A1	CT01 A1	BC01 +
BC05-RD01	BC05 +	RD01 PWR	RD01 PWR	BC05 +
BC06-CT01	BC06 -	CT01 3L2	CT01 3L2	BC06 -
BC06-CT01	BC06 -	CT01 3L3	CT01 3L3	BC06 -
BC06-RD01	BC06 -	RD01 GND	RD01 GND	BC06 -
CT01-REGVOLT01	CT01 2T1	REGVOLT01 V+	REGVOLT01 V+	CT01 2T1
CT01-REGVOLT01	CT01 4T2	REGVOLT01 V-	REGVOLT01 V-	CT01 4T2
CT01-INVO1	CT01 6T5	INVO1 -	INVO1 -	CT01 6T5
CT01-RD01	CT01 A2	RD01 CH1	RD01 CH1	CT01 A2
ITMTAB-TDF	ITMTAB	TDF +	TDF +	ITMTAB
REGVOLT01-TDF	REGVOLT01 V+	TDF +	TDF +	REGVOLT01 V+
SPP01-TERRA ELEC.	SPP01	TERRLECT	TERRA ELECTRONICA	SPP01 GND
SPP02-TERRA ELEC.	SPP02	TERRLECT	TERRA ELECTRONICA	SPP02 GND
REGVOLT01-TERRA ELEC.	REGVOLT01	TERRLECT	TERRA ELECTRONICA	REGVOLT01 GND
INVO1-TERRA ELEC.	INVO1	TERRLECT	TERRA ELECTRONICA	INVO1 GND
TCC01-TERRA FISICA	TCC01	TERRA FISICA	TERRA FISICA	TCC01
RACK BA TERRAS TERRA FISICA	RACK DE BATERIAS	TERRA FISICA	TERRA FISICA	RACKBAT
RD01-MH01	RD01	MH01 A	MH01 A	RD01 IN
DPV01-TSR-CC02	CC02	DPV01-TSR	DISPLAY 01	CC02 METER
CC01-MH01	CC01	MH01 B	MH01 B	CC01 METER
DISPLAY01-MH01	DISPLAY01	MH01 1	MH01	DPY01-MTR
CC02-SENSE-BAT12+	CC02-SENSE	MH011-SENSE	BAT12+	CC02

8.2.2. Sistema de Puesta a Tierra Estación ENVÍO

NORTE DE CONSTRUCCIÓN



NOTAS

- EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA CUMPLE CON LA NOM-001-SEDE-2012
- LOS CONDUCTORES DE PUESTA A TIERRA DEBERÁN INSTALARSE A 750 mm MÍNIMO BAJO NIVEL DE PISO TERMINADO (N.P.T.)
- EL TAMAÑO DEL CONDUCTOR SERÁ 67.43 mm² (2/0 AWG), PARA LA RED PRINCIPAL, Y DEL TAMAÑO DEL CONDUCTOR ES DE 33.6 mm² (2 AWG) PARA CONECTAR LOS EQUIPOS A TIERRA.
- LAS ACOTACIONES SON EN MILIMETROS Y ELEVACIONES EN METROS.

SIMBOLOGÍA

- CABLE DESNUDO DE TIERRAS 67.43 mm² (2/0 AWG).
- - - CABLE DESNUDO DE TIERRAS 33.6 mm² (2 AWG).
- / — / — CABLE AISLADO DE TIERRAS 21.02 mm² (4 AWG).
- ■ — CONEXIÓN SOLDABLE.
- CONECTOR MECÁNICO.
- VARILLA DE TIERRAS CON REGISTRO.
- ■ — BARRA DE COBRE DE 30.48 cm x 10.16 cm x 6.35 mm.
- PREPARACIÓN PARA HILO DE TIERRA PARA CONEXIÓN DE EQUIPOS FUTUROS.
- CABLE QUE SUBE (SE ACERCA AL OBSERVADOR)
- PUNTA PARARRAYOS TIPO DIPOLO CORONA DE ALUMINIO

LISTA DE MATERIAL

CLAVE	UNIDAD	DESCRIPCION
1	M	CABLE DE COBRE DESNUDO TEMPLE SEMIDURO DE TAMAÑO 67.4 mm ² (2/0 AWG)
2	M	CABLE DE COBRE DESNUDO TEMPLE SEMIDURO DE TAMAÑO 33.6 mm ² (2 AWG)
3	M	CABLE DE COBRE AISLADO, CLASE B COLOR VERDE DE TAMAÑO 21.02 mm ² (4 AWG)
4	PZA	VARILLA DE PUESTA A TIERRAS DE 16 mm DE Ø. Y 3 048 mm.
5	PZA	TUBO TIPO ALBAÑAL DE CONCRETO Y TAPA CON ASADERA
6	PZA	CONECTOR MECÁNICO TIPO GK PARA CONECTAR CABLE DE TIERRA CAL. 2/0 A VARILLA DE 16mm, CAT. GK-6426.
7	PZA	BARRA DE COBRE DE 30.48 cm x 10.16 cm x 6.35 mm.
8	PZA	BARRA DE COBRE DE 20 cm x 5 cm x 6.35 mm.
9	PZA	CONEXIÓN SOLDABLE TIPO "TE" PARA CABLE 2/0 AWG A 2 AWG MOD. TAC-2G1V. CARGA No. 45
12	PZA	CONECTOR MECÁNICO PARA CABLE CAL. (4 - 1/0) AWG A SUPERFICIE PLANA MOD. GAIC-B
13	PZA	CONEXIÓN SOLDABLE PARA CABLE DE COBRE CAL. 2 AWG A VARILLA DE ACERO DEL No. 3, CAT. BRC-5111.
14	PZA	TRENCILLA DE COBRE FLEXIBLE DE 300 mm x 35 mm DE ANCHO
15	PZA	PUNTA PARARRAYOS TIPO DIPOLO CORONA DE ALUMINIO PULIDO, 1.90 m. ALTURA TOTAL, CON PUNTA RECEPTORA, ANILLO EQUIPOTENCIAL DE DESCARGA, BOBINA EXITADORA, BARRA DE DESCARGA, CONECTOR AISLANTE CON CUERDA INTERIOR DE 3/4" DEL MASTIL A LA PUNTA, ZAPATA Y PRISIONEROS PARA CABLE, CAT. No. AME-009, MCA. AMESA O EQUIVALENTE.
16	PZA	MASTIL DE DURALUMINIO, DE 3.05 m. DE LONG. 2" Ø CAT. No. AME-038, MCA. AMESA O EQUIVALENTE.
17	PZA	POSTE CÓNICO CUADRADO ABISAGRADO DE 9.00 m DE ALTURA MARCA METALPOL CAT. No. 8-MPCU-6.4WINCH.
18	M	CABLE AISLADO DE TIERRAS COLOR VERDE. 33.6 mm ² (2 AWG)
19	PZA	CONEXIÓN SOLDABLE DE 2/0 AWG A VARILLA DE 5/8" TIPO GT (16 mm) CAT. No. GTC-312G CARGA No. 150.
20	PZA	CONECTOR MECÁNICO TIPO GAR, PARA CONECTAR CABLE DE COBRE A TUBO, CAT. GAR2026.

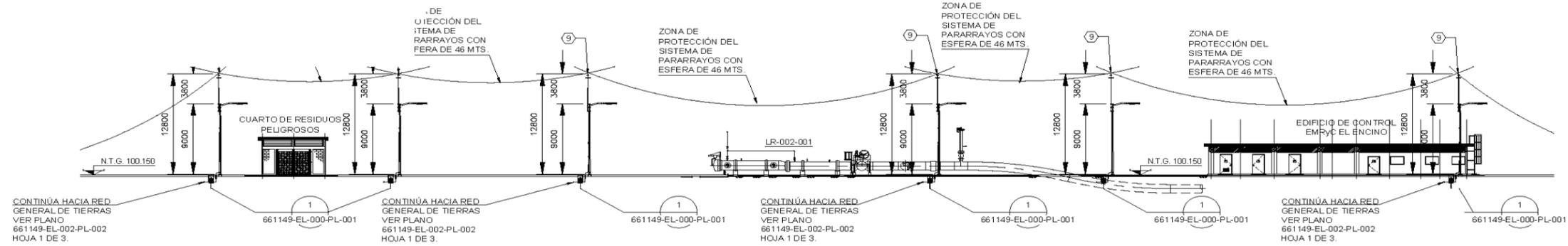
DISTRIBUCIÓN GENERAL DE TIERRAS EMRYC EL ENCINO

NOMENCLATURA

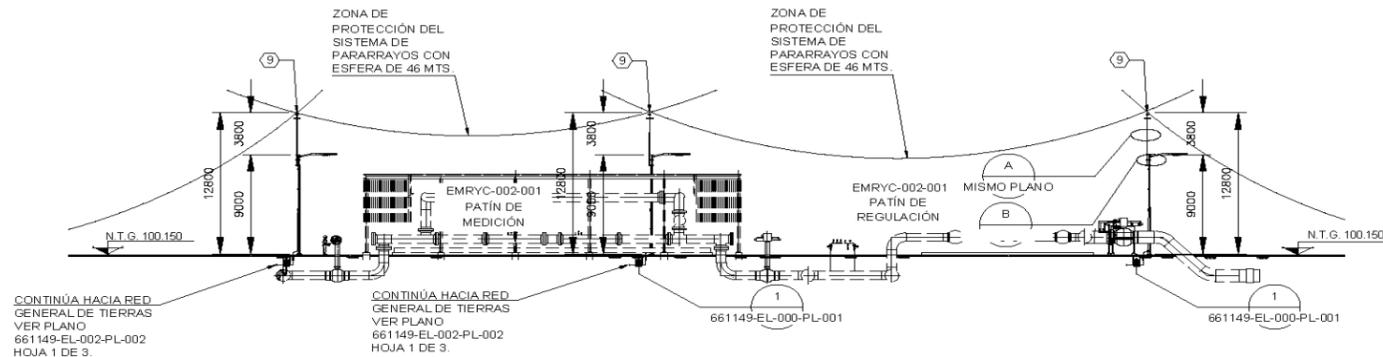
N.P.T. NIVEL DE PISO TERMINADO.
N.T.G. NIVEL TOPE DE GRAVA.

AS	20-04-17	COMO CONSTRUIDO	ILGP	ILGP	M.H.	661149-EL-002-PL-002	DISTRIBUCIÓN GENERAL DE TIERRAS HOJA 2 DE 3	DWG BY / DIBUJO	ILGP.	g	DISTRIBUCIÓN GENERAL DE TIERRAS ENVÍO	DRAWING NO. / No. DIBUJO	SHEET / HOJA	REV
REV.	DATE / FECHA	DESCRIPTION / DESCRIPCION	BY	CHK	APR	NO. DISEÑO / No. DIBUJO	TITLE / TITULO	CHK / REVISO	ILGP.	h				
								APVD / APROBO	MH					
								COORD / COORDINO	L.M.D.	1/20/2017				

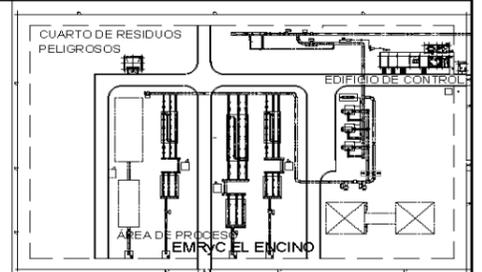
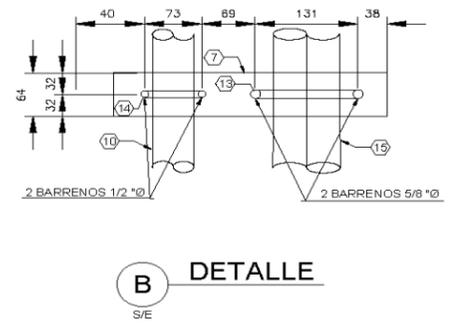
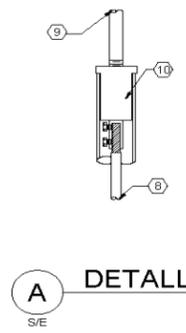
8.2.3. Sistema de Pararrayos



CORTE A
ESC: 1:250



CORTE B
ESC: 1:250



NOTAS

- EL DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS CUMPLE CON LA NOM-001-SEDE-2012.
- PARA DETALLES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS VER PLANO No. 661149-EL-000-PL-001.
- ACOTACIONES EN MILÍMETROS Y ELEVACIONES EN METROS.
- LAS ABRAZADERAS PARA SUJETAR LOS EL CONDUCTOR DEL SISTEMA DE PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS DEBE SER DE 1.5 m COMO MÁXIMO.
- LAS PUNTAS DE PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS, SE LOCALIZAN EN POSTES DE ALUMBRADO
- LOS POSTES DONDE SE INSTALEN UNIDADES DE ALUMBRADO Y PARARRAYOS SON TIPO CÓNICO CIRCULAR DE LÁMINA CALIBRE 11 U.S.G., ALTURA DE 9 METROS.

NOMENCLATURA

N.T.G. INDICA NIVEL DE TOPE DE GRAVA.

LISTA DE MATERIAL

CLAVE	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
①	M	CABLE DE COBRE DESNUDO TEMPLE SEMIDURO DE TAMAÑO 67.4 mm ² (2/0 AWG).
②	M	CABLE DE COBRE DESNUDO TEMPLE SEMIDURO DE TAMAÑO 33.6 mm ² (2 AWG).
③	M	CABLE DE COBRE AISLADO, CLASE B COLOR VERDE DE TAMAÑO 21.02 mm ² (4 AWG).
④	PZA	CONEXIÓN SOLDABLE TIPO "TE" PARA CABLE 67.4 mm ² (2/0 AWG A 33.6 mm ² (2 AWG) MOD. TAC-2G1V, CARGA No. 45.
⑤	PZA	CONECTOR MECÁNICO PARA CABLE TAMAÑO. (4 - 1/0) AWG A SUPERFICIE PLANA MOD. GA1C-B.
⑥	PZA	SOLERA DE ACERO GALVANIZADO POR INMERSION EN CALIENTE ASTM-A-36, 2 1/2" x 1/2", 35 cm. LONG.
⑦	M	CABLE AISLADO DE TIERRAS COLOR VERDE DE TAMAÑO. 33.6 mm ² (2 AWG).
⑧	PZA	PUNTA PARARRAYOS TIPO DIPOLO CORONA DE ALUMINIO PULIDO, 1.90 m. ALTURA TOTAL, CON PUNTA RECEPTORA, ANILLO EQUIPOTENCIAL DE DESCARGA, BOBINA EXITADORA, BARRA DE DESCARGA, CONECTOR AISLANTE CON CUERDA INTERIOR DE 3/4" DEL MASTIL A LA PUNTA, ZAPATA Y PRISIONEROS PARA CABLE, CAT. No. AME-009, MCA. AMESA O EQUIVALENTE.
⑩	PZA	MASTIL DE DURALUMINIO, DE 3.05 m DE LONG. 2" Ø CAT. No. AME-038, MCA. AMESA O EQUIVALENTE.
⑪	PZA	TORNILLO PARA LAMINA, DE CABEZA HEXAGONAL CON RANURA, FABRICADO EN ACERO GALVANIZADO, DE 1/4" DE DIAMETRO x 1 1/2" LONGITUD.
⑫	PZA	ABRAZADERA DE COBRE PARA CABLE, CAT. AME-034, MCA. AMESA O EQUIVALENTE.
⑬	PZA	ABRAZADERA U-BOLT SERVICIO PESADO, FABRICADA DE VARILLA DE ACERO GALVANIZADO POR INMERSION EN CALIENTE DE 1/2" DE DIAMETRO, CON ROSCA ESTANDAR, TUERCAS, ARANDELAS PLANAS Y DE PRESION, PARA TUBERIA DE 4" DE DIAMETRO, CAT. No. AU137-4, MCA. CROSS LINE O EQUIVALENTE.
⑭	PZA	ABRAZADERA U-BOLT SERVICIO PESADO, FABRICADA DE VARILLA DE ACERO GALVANIZADO POR INMERSION EN CALIENTE DE 3/8" DE DIAMETRO, CON ROSCA ESTANDAR, TUERCAS, ARANDELAS PLANAS Y DE PRESION, PARA TUBERIA DE 2" DE DIAMETRO, CAT. No. AU137-2, MCA. CROSS LINE O EQUIVALENTE.
⑮	PZA	POSTE CÓNICO CIRCULAR DE LÁMINA CALIBRE 11 U.S.G., ALTURA DE 9 METROS, CON DIÁMETRO DE CORONA DE 80 MM, ACABADO EN GALVANIZADO NATURAL, MARCA POLESA O EQUIVALENTE.

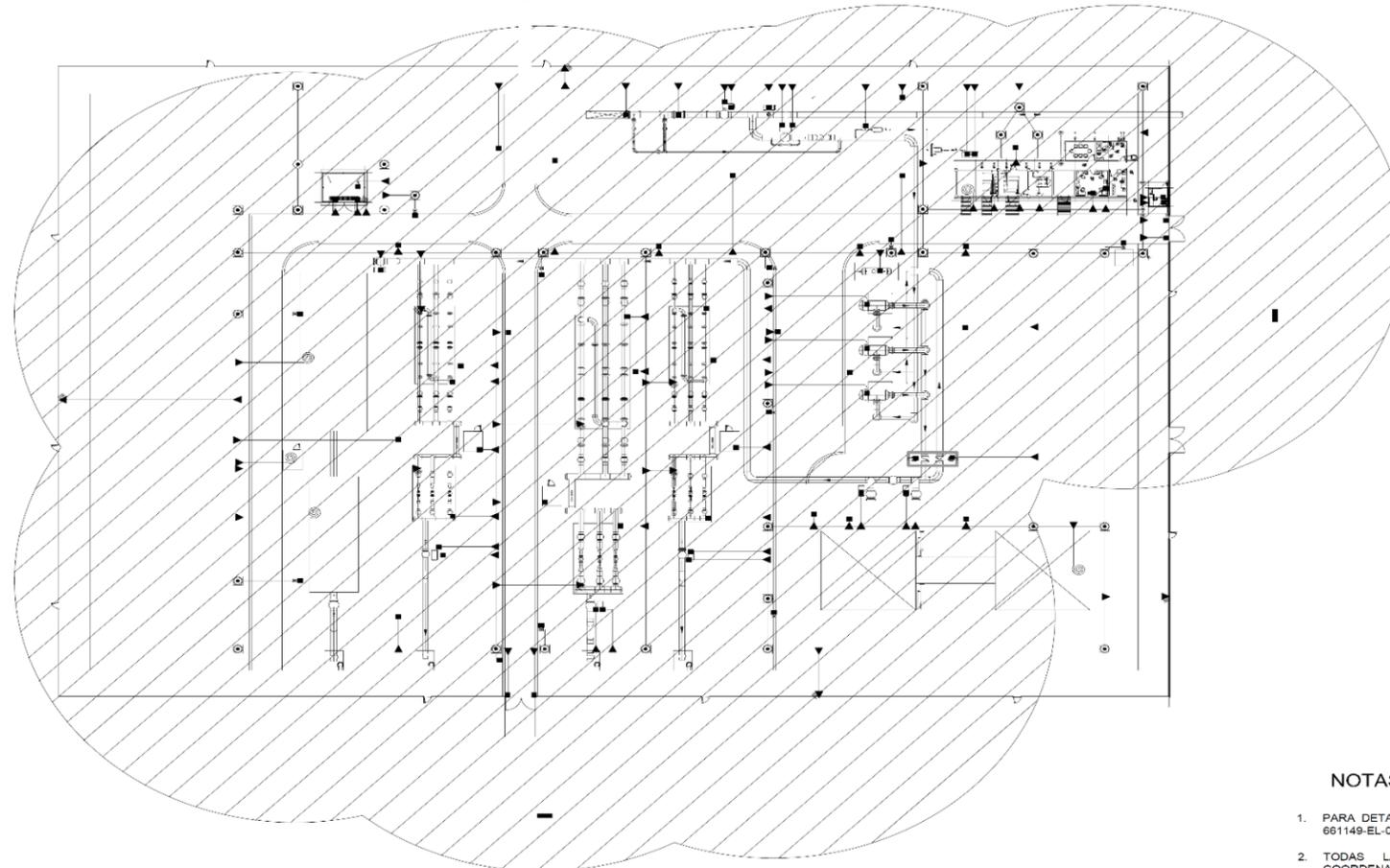
AS	20-04-17	COMO CONSTRUIDO	IL.G.P.	IL.G.P.	M.H.	661149-EL-002-PL-002	DISTRIBUCIÓN GENERAL DE TIERRAS HOJA 1 DE 3	DWG BY / DIBUJO	IL.G.P.	G	DISTRIBUCIÓN GENERAL DE TIERRAS ENVÍO	PROJECT NO. / No. DE PROYECTO	DRAWING NO. / No. DIBUJO	SHEET / HOJA	REV
REV.	DATE / FECHA	DESCRIPTION / DESCRIPCION	BY	CHK / REVISO	APV / APROBO	NO. DRAWING / No. DIBUJO	TITLE / TITULO	COORD / COORDINO	L.M.D.	H					
REVISION / REVISION REFERENCE DRAWING / DIBUJOS DE REFERENCIA DATE / FECHA: 20-04-17															

Sistema de Pararrayos, Planta

NORTE DE CONSTRUCCIÓN

VER HOJA 3 DE 3

VER HOJA 3 DE 3



PLANTA
ESC: 1:250

LISTA DE MATERIAL

CLAVE	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
①	M	CABLE DE COBRE DESNUDO TEMPLE SEMIDURO CAL. 67,4 mm ² (2/0 AWG).
②	M	CABLE DE COBRE DESNUDO TEMPLE SEMIDURO CAL. 33,6 mm ² (2 AWG).
③	M	CABLE DE COBRE AISLADO, CLASE B COLOR VERDE CAL. 21,02 mm ² (4 AWG).
⑤	PZA	CONEXIÓN SOLDABLE TIPO "TE" PARA CABLE 2/0 AWG A 2 AWG MOD. TAC-2G1V. CARGA No. 45.
⑥	PZA	CONECTOR MECÁNICO PARA CABLE CAL. (4 - 1/0) AWG A SUPERFICIE PLANA MOD. QA1C-B.
⑦	PZA	SOLERA DE ACERO GALVANIZADO POR INMERSION EN CALIENTE, ASTM-A-36, 2 1/2" x 1/2", 35 cm. LONG.
⑧	M	CABLE AISLADO DE TIERRAS COLOR VERDE. 33,6 mm ² (2 AWG).
⑨	PZA	PUNTA PARARRAYOS TIPO DIPOLO CORONA DE ALUMINIO PULIDO, 1,90 m. ALTURA TOTAL, CON PUNTA RECEPTORA, ANILLO EQUIPOTENCIAL DE DESCARGA, BOBINA EXITADORA, BARRA DE DESCARGA, CONECTOR AISLANTE CON CUERDA INTERIOR DE 3/4" DEL MASTIL A LA PUNTA, ZAPATA Y PRISIONEROS PARA CABLE, CAT. No. AME-009, MCA. AMESA O EQUIVALENTE.
⑩	PZA	MASTIL DE DURALUMINIO, DE 3,05 m. DE LONG. 2" Ø CAT. No. AME-038, MCA. AMESA O EQUIVALENTE.
⑪	PZA	TORNILLO PARA LAMINA, DE CABEZA HEXAGONAL CON RANURA, FABRICADO EN ACERO GALVANIZADO, DE 1/4" DE DIAMETRO x 1 1/2" LONGITUD.
⑫	PZA	ABRAZADERA DE COBRE PARA CABLE, CAT. AME-034, MCA. AMESA O EQUIVALENTE.
⑬	PZA	ABRAZADERA U-BOLT SERVICIO PESADO, FABRICADA DE VARILLA DE ACERO GALVANIZADO POR INMERSION EN CALIENTE DE 1/2" DE DIAMETRO, CON ROSCA ESTANDAR, TUERCAS, ARANDELAS PLANAS Y DE PRESION, PARA TUBERIA DE 4" DE DIAMETRO, CAT. No. AU137-4, MCA. CROSS LINE O EQUIVALENTE.
⑭	PZA	ABRAZADERA U-BOLT SERVICIO PESADO, FABRICADA DE VARILLA DE ACERO GALVANIZADO POR INMERSION EN CALIENTE DE 3/8" DE DIAMETRO, CON ROSCA ESTANDAR, TUERCAS, ARANDELAS PLANAS Y DE PRESION, PARA TUBERIA DE 2" DE DIAMETRO, CAT. No. AU137-2, MCA. CROSS LINE O EQUIVALENTE.
⑮	PZA	POSTE CÓNICO CIRCULAR DE LÁMINA CALIBRE 11 U.S.G., ALTURA DE 9 METROS, CON DIAMETRO DE CORONA DE 80 MM, ACABADO EN GALVANIZADO NATURAL, MARCA POLESA O EQUIVALENTE.

NOTAS

- PARA DETALLES DEL SISTEMA DE PARARRAYOS VER PLANO No. 661149-EL-000-PL-001.
- TODAS LAS DIMENSIONES ESTÁN INDICADAS EN mm, COORDENADAS Y NIVELES EN METROS A MENOS QUE SE INDIQUE OTRA COSA EN EL PLANO.
- EL DISEÑO ES DE ACUERDO A LA NOM-001-SEDE-2012.
- LA SEPARACIÓN DE ABRAZADERAS PARA EL SISTEMA DE PARARRAYOS, DEBE SER DE 1.5 m COMO MÁXIMO.
- NINGUNA CURVA DEL CONDUCTOR DEBE FORMAR UN ANGULO DE MENOS DE 90°, NI DEBE TENER UN RADIO MENOR DE 200 mm.
- SISTEMA DE PARARRAYOS CON PUNTA TIPO DIPOLO CORONA ESTÁN LOCALIZADAS EN POSTES DE ALUMBRADO.
- LOS POSTES DONDE SE INSTALEN UNIDADES DE ALUMBRADO Y PARARRAYOS SON TIPO CÓNICO CIRCULAR DE LÁMINA CALIBRE 11 U.S.G., ALTURA DE 9 METROS.

NOMENCLATURA

N.T.G. INDICA NIVEL DE TOPE DE GRAVA.

CONTROL DE CAMBIOS

REV. 1 ACTUALIZACIÓN DE ARREGLO DE EQUIPO Y TUBERIAS EN LA ESTACIÓN

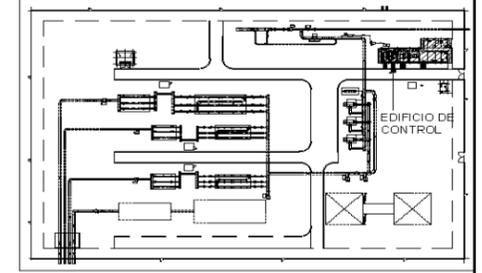
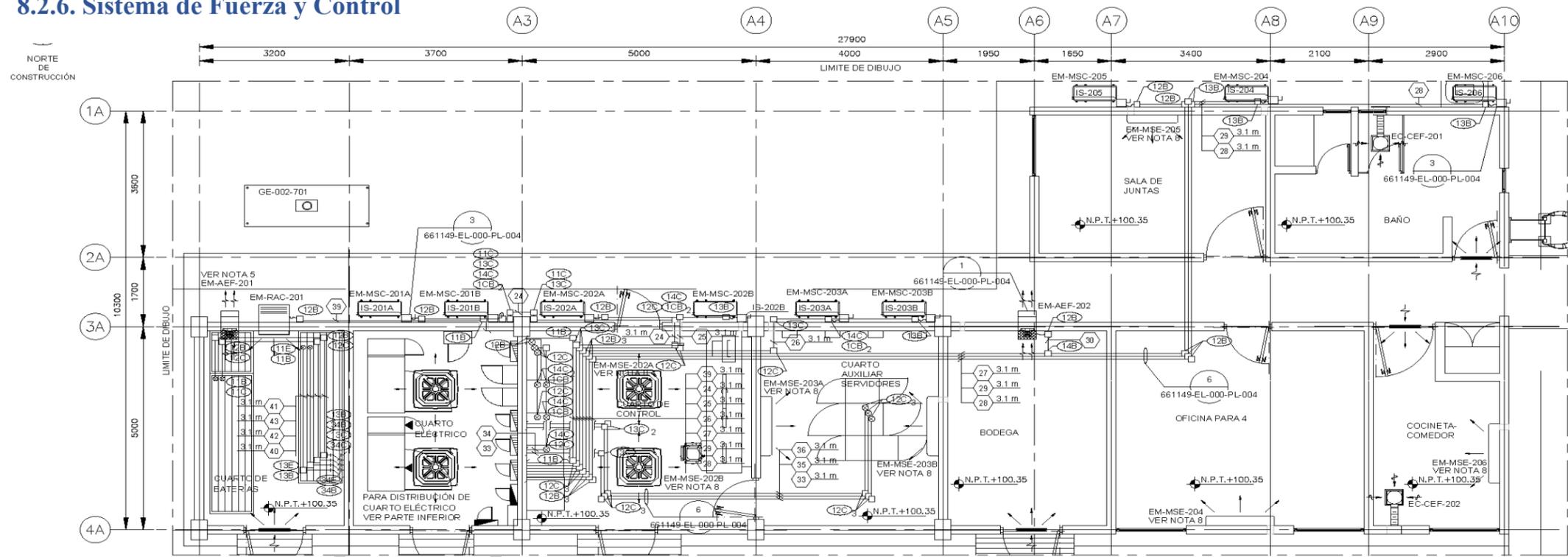
REV.	DATE / FECHA	DESCRIPTION / DESCRIPCIÓN	BY / POR	CHK / REVISO	APVD / APROBO	NO. DIBUJO / NO. DRAWING	TÍTULO / TITULO
1	25-01-16	EMITIDO PARA CONSTRUCCIÓN	I.L.G.P.	I.L.G.P.	B.C.E.	661149-EL-002-PL-002	DISTRIBUCION GENERAL DE TIERRAS HOJA 1 DE 3
0	10-11-15	EMITIDO PARA CONSTRUCCIÓN	R.M.R.	A.A.S	B.C.E.	661149-EL-000-PL-001	DETALLES DE PUESTA A TIERRA Y PARARRAYOS

DWG BY / DIBUJO	I.L.G.P.
CHK / REVISO	I.L.G.P.
APVD / APROBO	B.C.E.
COORD / COORDINO	A.P.
REACT / REACTA	INDICADA
DATE / FECHA	17-08-15

DISTRIBUCIÓN GENERAL DE TIERRAS EMRYC EL ENCINO

PROJECT NO. / No. DE PROYECTO	DRAWING NO. / No. DIBUJO	SHEET / HOJA	REV
		3 DE 3	1

8.2.6. Sistema de Fuerza y Control



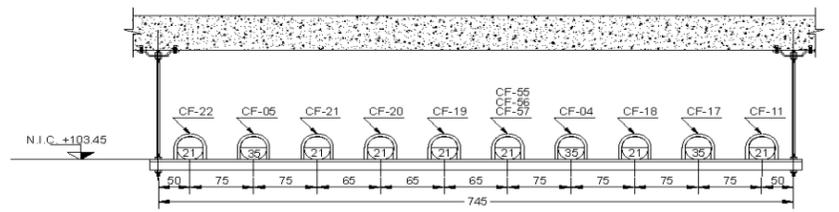
EMRYC EL ENCINO

- SIMBOLOGIA**
- TABLERO PARA ALUMBRADO Y CONTACTOS GENERALES, 220/127 VCA, 3 Ø 4 H.
 - TABLERO DE DISTRIBUCIÓN, 220/127 V, 3 F., 4 H.
 - CAJA REGISTRO SERIE OVALADA
 - SELLO DE ALUMINIO PARA AREAS PELIGROSAS
 - TUBO CONDUIT GALVANIZADO TIPO PESADO CONFORME A NMX-J-534-ANCE-2008. INSTALACION VISIBLE.
 - CONDUIT QUE SUBE (SE ACERCA AL OBSERVADOR)
 - CONDUIT QUE BAJA (SE ALEJA DEL OBSERVADOR)
 - INTERRUPTOR DE SEGURIDAD DE 2P-30A.

- NOTAS**
- 1- EL DISEÑO DEL SISTEMA DE FUERZA CUMPLE CON LA NOM-001-SEDE-2012.
 - 2- ACOTACIONES EN MILÍMETROS Y ELEVACIONES EN METROS.
 - 3- LAS TRAYECTORIAS Y SALIDAS DE LAS TUBERÍAS SON INDICATIVAS, EN CAMPO SE DEBERÁ VERIFICAR LAS POSIBLES INTERFERENCIAS.
 - 4- ESTE PLANO DEBERÁ EJECUTARSE EN CONJUNTO CON LOS PLANOS DE REFERENCIA.
 - 5- LA ALIMENTACIÓN DE FUERZA Y CONTROL DEL EQUIPO DE VENTILACIÓN EM-AEF-201 EN CUARTO DE BATERÍAS, ES ALCANCE DE INSTRUMENTACIÓN.
 - 6- PARA CÉDULA DE CABLES VER DOC. No. 661149-EL-002-CCC-01.
 - 7- LA ALIMENTACIÓN A LOS EQUIPOS EC-CEF-201, EC-CEF-202 SE MOSTRará EN EL PL. No. 661149-EL-002-PL-005.
 - 8- LA INTERCONEXIÓN DE LOS EQUIPOS CONDENSADOS A LAS EVAPORADORAS SERÁN ALCANCE DEL CONTRATISTA DE LOS EQUIPOS DE AIRE ACONDICIONADO, VER PL. No. 661149-HV-000-PL-002.
 - 9- LA TUBERÍA CONDUIT DEBERÁ SOPORTARSE COMO MÁXIMO A CADA 2.5m. ADICIONALMENTE EL CONDUIT DEBERÁ SOPORTARSE A NO MÁS DE 0.9m DE CADA REGISTRO (CONDULET, CAJA, ETC), CADA CONEXIÓN, GABINETE O ACCESORIO.
 - 10- PARA DETALLES DE INSTALACIÓN VER PL. No. 661149-EL-000-PL-004.

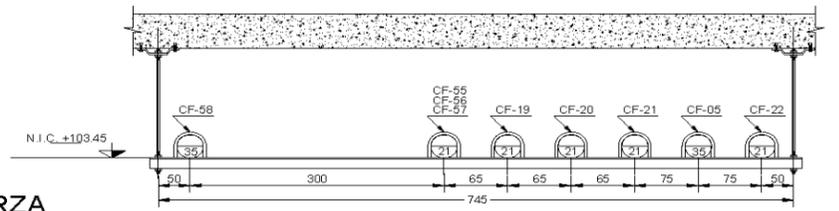
DISTRIBUCIÓN DE FUERZA EDIF. DE CONTROL EMRYC EL ENCINO

ESC: 1:50



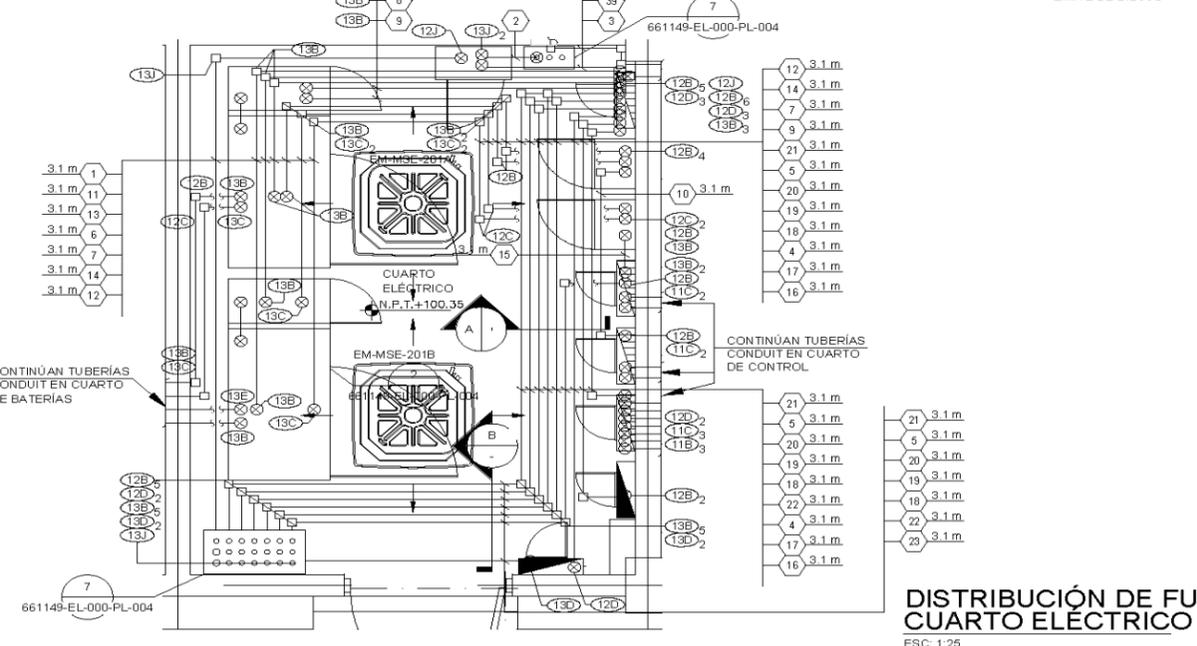
CORTE A

ESC: 1:5



CORTE B

ESC: 1:5



DISTRIBUCIÓN DE FUERZA CUARTO ELÉCTRICO

ESC: 1:25

NOMENCLATURA

- N.P.T. NIVEL DE PISO TERMINADO.
- N.S.C. NIVEL SUPERIOR DE CUBIERTA.
- N.I.C. NIVEL INFERIOR DE CONDUIT.
- IS-201A INTERRUPTOR DE SEGURIDAD UNIDAD 201A

CLAVES DE CIRCUITOS

- | | |
|------------------|--------------------------------|
| 1 CF-01, T-103mm | 22 CF-55, CF-56, CF-57, T-21mm |
| 2 CF-02, T-103mm | 23 CF-58, T-35mm |
| 3 CF-03, T-103mm | 24 CF-33, 34, 35, 36, T-27mm |
| 4 CF-04, T-35mm | 25 CF-37, 38, 39, 40, T-27mm |
| 5 CF-05, T-35mm | 26 CF-41, 42, 43, 44, T-27mm |
| 6 CF-07, T-35mm | 27 CF-47, 48, 52, T-21mm |
| 7 CF-08, T-21mm | 28 CF-49, 50, T-21mm |
| 8 CF-09, T-21mm | 29 CF-45, 46, T-21mm |
| 9 CF-10, T-21mm | 30 CF-52, T-21mm |
| 10 CF-11, T-21mm | 31 CF-42, 44, T-21mm |
| 11 CF-12, T-53mm | 32 CF-41, 43, T-21mm |
| 12 CF-13, T-27mm | 33 CF-63, 65, 66, T-27mm |
| 13 CF-14, T-21mm | 34 CF-83, 84, 85, 86, T-27mm |
| 14 CF-15, T-27mm | 35 CF-64, 67, 68, T-27mm |
| 15 CF-16, T-21mm | 36 CF-70, 71, 72, T-27mm |
| 16 CF-17, T-35mm | 37 CF-82, T-21mm |
| 17 CF-18, T-21mm | 38 CF-96, T-21mm |
| 18 CF-19, T-21mm | 39 CF-97, T-21mm |
| 19 CF-20, T-21mm | 40 CFD-01, T-27mm |
| 20 CF-21, T-21mm | 41 CFD-02, T-41mm |
| 21 CF-22, T-21mm | |

661149-EL-002-PL-010	CUADROS DE CARGA EMRYC EL ENCINO	DWG BY / DIBUJO	I.L.G.P.	g
661149-EL-002-PL-004	DISTRIBUCIÓN GENERAL DE ALUMBRADO EMRYC EL ENCINO	CHK / REVISO	I.L.G.P.	H
661149-EL-002-PL-008	DISTRIBUCIÓN DE FUERZA GENERAL EMRYC EL ENCINO	APVD / APROBO	MH	
661149-EL-002-PL-001	DIAGRAMA UNIFILAR EMRYC EL ENCINO	COORD / COORDNO	L.M.D.	
661149-EL-002-PL-006	ARREGLO DE EQUIPO ELÉCTRICO EMRYC EL ENCINO	SCALE / ESCALA		
661149-EL-002-PL-009	CORTES DE DUCTOS ELÉCTRICOS, EMRYC EL ENCINO	DATE / FECHA		20-04-17

AS	20-04-17	COMO CONSTRUICDO	I.L.G.P.	I.L.G.P.	M.H.	661149-EL-002-PL-009	DISTRIBUCIÓN DE FUERZA EDIFICIO DE CONTROL ENVIÓ	PROJECT NO. / No. DE PROYECTO	DRAWING NO. / No. DIBUJO	SHEET / HOJA	REV
REV.	DATE / FECHA	DESCRIPTION / DESCRIPCION	BY / POR	CHK / REVISO	APVD / APROBO	NO. DRAWING / No. DIBUJO	TITLE / TITULO			1 DE 1	AS
		REVISION / REVISION				REFERENCE DRAWING / DIBUJOS DE REFERENCIA					

8.2.8. Cédula de Cableado Eléctrico

Número de Circuito	Descripción	Trayectoria		Área	Potencia	Unidades	Tensión del Circuito	Longitud (m)	Corriente Nominal	Caída de Tensión %	Cal Selec (AWG/kCM)	Cond. Por Fase	Tamaño Puesta a Tierra	Canalización	Tubería (mm/plg)	Tubería (mm/plg)
		DE	A													
CF-41	UNIDAD EVAPORADORA EM-MSE-203A	EM-MSC-203A	EM-MSE-203A	C. AUX.	0.07	KW	220	17	0.35	0.0189	10	1	12	Tubo conduit		
CF-42	UNIDAD EVAPORADORA EM-MSE-203B	EM-MSC-203B	EM-MSE-203B	C. AUX.	0.07	KW	220	19	0.35	0.0212	10	1	12	Tubo conduit		27 / 1
CF-43	UNIDAD CONDENSADORA EM-MSC-203A	TD-002-04	EM-MSC-203A	C. AUX.	2.37	KW	220	17	11.96	0.6219	10	1	12	Tubo conduit		
CF-44	UNIDAD CONDENSADORA EM-MSC-203B	TD-002-04	EM-MSC-203B	C. AUX.	2.37	KW	220	19	11.96	0.6951	10	1	12	Tubo conduit		
CF-45	UNIDAD EVAPORADORA EM-MSE-204	EM-MSC-204	EM-MSE-204	S. JUNTAS	0.07	KW	220	31	0.35	0.0345	10	1	12	Tubo conduit		21 / 3/4
CF-46	UNIDAD CONDENSADORA EM-MSC-204	TD-002-04	EM-MSC-204	S. JUNTAS	2.37	KW	220	31	11.96	1.1341	10	1	12	Tubo conduit		
CF-47	UNIDAD EVAPORADORA EM-MSE-205	EM-MSC-205	EM-MSE-205	S. JUNTAS	0.07	KW	220	31	0.35	0.0345	10	1	12	Tubo conduit		21 / 3/4
CF-48	UNIDAD CONDENSADORA EM-MSC-205	TD-002-04	EM-MSC-205	S. JUNTAS	1.87	KW	220	31	9.09	0.8876	10	1	12	Tubo conduit		
CF-49	UNIDAD EVAPORADORA EM-MSE-206	EM-MSC-206	EM-MSE-206	COMEDOR	0.07	KW	220	36	0.35	0.0401	10	1	12	Tubo conduit		21 / 3/4
CF-50	UNIDAD CONDENSADORA EM-MSC-206	TD-002-04	EM-MSC-206	COMEDOR	2.37	KW	220	36	11.62	1.3171	10	1	12	Tubo conduit		
CF-52	VENTILADOR AXIAL EM-AEF-202	TD-002-04	EM-AEF-202	BODEGA	0.19	KW	127	21	1.66	0.1905	10	1	12	Tubo conduit		21 / 3/4
CF-55	TAB-C1 ANALIZADOR 1	TD-002-03	TAB-C1	ANALIZ 1	4.83	KW	220	144	19.03	1.9860	8	1	12	Ducto /Tubería		
CF-56	TAB-C2 ANALIZADOR 2	TD-002-03	TAB-C2	ANALIZ 2	4.83	KW	220	150	19.03	1.67	2	1	6	Ducto /Tubería	41 / 1 1/2	27 / 3/4
CF-57	TAB-C3 ANALIZADOR 3	TD-002-03	TAB-C3	ANALIZ 3	4.83	KW	220	105	19.03	1.74	2	1	6	Ducto /Tubería		
CF-58	RECEPTÁCULO RCP-002-01	TA-002-01	RCP-002-01	ANALIZ 1	6	KW	220	150	19.33	1.82	4	1	8	Ducto /Tubería	41 / 1 1/2	35 / 1 1/4
CF-59	CIRCUITO TA-002-01, 15	TA-002-01	TA-002-01, 15	FILTROS	1.04	KW	220	126	5.26	1.4955	8	1	12	Ducto /Tubería		
CF-60	CIRCUITO TA-002-01, 16	TA-002-01	TA-002-01, 16	FILTROS	1.04	KW	220	100	5.26	1.1869	8	1	12	Tubo conduit	41 / 1 1/2	27 / 1
CF-61	CIRCUITO TA-002-01, 24	TA-002-01	TA-002-01, 24	FILTROS	1.04	KW	220	150	5.26	1.7804	8	1	12	Tubo conduit		
CF-62	CIRCUITO TA-002-01, 20	TA-002-01	TA-002-01, 20	EDIF EXTERIOR	0.96	KW	220	42	4.85	1.1065	12	1	12	Tubo conduit		21 / 3/4
CF-63	SER-002-01 SCADA/SERVIDORES	TD-002-02	SER-002-01	SCADA/SERVIDORES	0.5	KW	127	18	6.56	0.4296	10	1	12	Tubo conduit		27 / 1
CF-64	SER-002-02 SCADA/SERVIDORES	TD-002-03	SER-002-02	SCADA/SERVIDORES	0.5	KW	127	18	6.56	0.4296	10	1	12	Tubo conduit		27 / 1
CF-65	SER-002-011 LEAK DETECTION	TD-002-02	SER-002-011	SCADA/SERVIDORES	0.5	KW	127	18	6.56	0.4296	10	1	12	Tubo conduit		27 / 1
CF-66	SW-002-01 SCADA/SWITCH	TD-002-02	SW-002-01	SCADA/SWITCH	0.37	KW	127	18	3.59	0.3179	10	1	12	Tubo conduit		27 / 1
CF-67	SW-002-02 SCADA/SWITCH	TD-002-03	SW-002-02	SCADA/SWITCH	0.37	KW	127	18	3.59	0.3179	10	1	12	Tubo conduit		27 / 1
CF-68	ROUTER MULTISERVICIOS SERV RM-002-01	TD-002-03	ROUTER MULT	RM-002-01	0.15	KW	127	18	3.24	0.0859	10	1	12	Tubo conduit		27 / 1
CF-70	MODEM SATELITAL SERV RM-002-01	TD-002-03	MODEM SATELI	RM-002-01	0.07	KW	127	18	1.05	0.0601	10	1	12	Tubo conduit		
CF-71	CONMUTADOR TELÉFONO PBX	TD-002-03	CONMUTADOR T	---	0.25	KW	127	18	1.49	0.2148	10	1	12	Tubo conduit		27 / 1
CF-72	FIREWALL	TD-002-03	FIREWALL	---	0.065	KW	127	18	0.61	0.0516	10	1	12	Tubo conduit		
CF-73	UNIDAD CONDENSADORA A EM-MSC-207	TA-002-03	EM-MSC-207	C. VIGILANCIA	1.02	KW	220	10	5.15	0.1622	10	1	12	Tubo conduit		21 / 3/4
CF-74	UNIDAD EVAPORADORA A EM-MSE-207	EM-MSC-207	EM-MSE-207	C. VIGILANCIA	0.025	KW	220	10	0.16	0.0048	10	1	12	Tubo conduit		
CF-82	UNIDAD ACONDICIONADORA EM-RAC-201	TD-002-04	EM-RAC-201	BATERIAS	1.9	KW	220	12	9.6	0.3627	10	1	12	Tubo conduit		21 / 3/4
CF-83	COMPUTADOR DE FLUJO 1 FC-02011	TD-002-02	FC-02011	SERVIDORES	0.2	KW	127	10	1.21	0.0955	10	1	12	Tubo conduit		
CF-84	COMPUTADOR DE FLUJO 2 FC-02021	TD-002-02	FC-02021	SERVIDORES	0.2	KW	127	10	1.21	0.0955	10	1	12	Tubo conduit		27 / 1
CF-85	COMPUTADOR DE FLUJO 3 FC-02031	TD-002-02	FC-02031	SERVIDORES	0.2	KW	127	10	1.21	0.0955	10	1	12	Tubo conduit		
CF-86	UNIDAD TERMINAL REMOTA UTR-002-01	TD-002-02	UTR-002-01	SERVIDORES	0.24	KW	127	10	1.21	0.1146	10	1	12	Tubo conduit		
CF-87	CIRCUITO TA-002-01, 36	TA-002-01	TA-002-01, 36	VIALIDADES	1.36	KW	220	185	6.85	2.8575	8	1	12	Ducto /Tubería	41 / 1 1/2	35 / 1 1/4
CF-88	CIRCUITO TA-002-01, 39	TA-002-01	TA-002-01, 39	PROCESO	0.89	KW	220	270	4.44	2.7064	8	1	12	Ducto /Tubería		
CF-89	CIRCUITO TA-002-01, 40	TA-002-01	TA-002-01, 40	PROCESO	0.89	KW	220	296	4.44	2.9839	8	1	12	Ducto /Tubería		
CF-90	CIRCUITO TA-002-01, 32	TA-002-01	TA-002-01, 32	EDIF EXTERIOR	0.67	KW	220	50	3.39	0.9222	12	1	12	Tubo conduit		21 / 3/4
CF-91	CIRCUITO TA-002-01, 01	TA-002-01	PC-002-01	C. ELEC. EXT.	0.035	KW	127	10	0.35	0.0315	12	1	12	Tubo conduit		
CF-92	CIRCUITO TA-002-01, 03	TA-002-01	PC-002-02	C. ELEC. EXT.	0.035	KW	127	10	0.35	0.0315	12	1	12	Tubo conduit		21 / 3/4
CF-93	CIRCUITO TA-002-01, 05	TA-002-01	PC-002-03	C. ELEC. EXT.	0.035	KW	127	10	0.35	0.0315	12	1	12	Tubo conduit		
CF-94	CIRCUITO TA-002-03, 13	TA-002-03	PC-002-04	C. VIGIL. EXT.	0.035	KW	127	10	0.35	0.0315	12	1	12	Tubo conduit		21 / 3/4
CF-96	CIRCUITO TA-002-04, 07	TA-002-04	PC-002-05	C. RESID. EXT.	0.035	KW	127	10	0.35	0.0315	12	1	12	Tubo conduit		21 / 3/4
CF-97	SENSOR DE TEMPERATURA BB-002-01	UPS-002-01	BB-002-01	C. BATERÍAS	0.1	KW	125 VCD	18	0.8	0.21	12	1	12	Tubo conduit		21 / 3/4
CF-98	SENSOR DE TEMPERATURA BB-002-02	UPS-002-02	BB-002-02	C. BATERÍAS	0.1	KW	125 VCD	13	0.8	0.28	12	1	12	Tubo conduit		21 / 3/4
CFD-01	BANCO DE BATERÍAS B8-002-01	UPS-002-01	BB-002-01	C. BATERÍAS	5	KVA	125 VCD	12	100	0.82	2	1	-	Tubo conduit		41 / 1-1/2
CFD-02	BANCO DE BATERÍAS B8-002-02	UPS-002-02	BB-002-02	C. BATERÍAS	15	KVA	125 VCD	12	250	2.74	4/0	1	-	Tubo conduit		41 / 1 1/2

NOTAS

1.-LOS VALORES DE POTENCIA SON PRELIMINARES HASTA TENER INFORMACIÓN DE LOS PROVEEDORES

AS	20-04-17	COMO CONSTRUIDO	I.L.G.P.	I.L.G.P.	M.H.	NO DRAWINGS	TITLE / TITULO	DWG BY / DIBUJO	I.L.G.P.	9	CÉDULA DE CABLE Y CONDUIT ESTACIÓN ENVIÓ	PROJECT NO. / No. DE PROYECTO	DRAWING NO. / No. DIBUJO	SHEET / HOJA	REV
REV.	DATE / FECHA	DESCRIPTION / DESCRIPCION	BY	CHK / REVISOR	APPROB	NO. DIBUJO		CHK / REVISO	I.L.G.P.	H					
		REVISION / REVISION				REFERENCE DRAWING / DIBUJOS DE REFERENCIA		APVD / APROBDO	M.H.						
								COORD / COORDINADO	L.M.D.						
								SCALE / ESCALA							
								DATE / FECHA		20-04-17					

8.3. Especificaciones de Equipo

8.3.1. Generador A Gas

No. Proyecto / Tag: 495904 / GE-002-701		Área / Planta: Estación Envío	
Cantidad: 1		NOTAS	
DATOS GENERALES			
Potencia del equipo	100 kW		
Potencia a respaldar	59.2 kW		
Voltaje	220/127 VAC		
Fases	3		
Hilos	4		
Frecuencia	60 Hz		
Factor de potencia	0,8		
RPM	1 800		
Conexión	Delta () Estrella (X)		
Puesta a tierra	Directa (X) Resistor ()		
Construcción	Industrial (X) Otro ()		
DATOS DEL MOTOR			
Tipo de regulación de velocidad	Electrónica (X) Mecánica ()		
Sistema de enfriamiento	Radiador (X) Otro ()		
Sistema de ignición.	Electrónico (X) Mecánico ()		
Tipo de combustible	Gas Natural (X) Diésel ()		
Presión de suministro en sitio	4 722,9 kPa man (685 psig)		
Presión requerida por el equipo	Por proveedor deberá indicar la presión de operación y el diseño de los accesorios donde circula el combustible (gas natural).		
MISCELÁNEOS			
Tanque de combustible de Reserva	Si () No (X)		
Silenciador supresor de chispa	Si (X) No ()		
Tipo de tablero de control	Interior (X) Exterior () A prueba de explosión ()		
Capacidad de comunicación	Si (X) No () Con protocolo basado en Modbus RS-485 Y RJ45 Ethernet		
Interruptor general	Si (X) No () Montado en el patín del generador.		
Resistencias calefactoras	Voltaje: 220 VCA	Fases: 3	Frecuencia: 60 Hz
DATOS DEL GENERADOR			
Regulación de voltaje	+/- 0,5 %		
Interruptor principal	Si (X) No ()		
SISTEMA DE TRANSFERENCIA			
Sistema de transferencia requerido	Si (X) No ()		
Tiempo de transferencia	10 s		
Tipo de transferencia	Automática /Manual de Transición Abierta		
CONDICIONES AMBIENTALES			
Temperatura máxima mensual	35.4	°C	
Temperatura mínima mensual	-1.3	°C	

Humedad relativa	35-40	%	
Altitud de operación	1 100,0	msnm	
UBICACIÓN DEL EQUIPO	Interior () Intemperie (X)		
ALARMAS POR FALLA REQUERIDAS			
Alarma de alta temperatura de líquido refrigerante.			
Alarma por baja presión de aceite.			
Alarma por alto voltaje en batería.			
Alarma por bajo voltaje en batería.			
Alarma de falla por sobre frecuencia.			
Alarma de falla por sobre velocidad.			
Alarma de falla por sobre voltaje.			
Alarma de falla de baja frecuencia.			
Alarma de falla de bajo voltaje.			
PRUEBAS REQUERIDAS			
Resistencia de aislamiento del estator			
Resistencia de aislamiento del rotor			
Resistencia óhmica de devanados del estator			
Resistencia óhmica del devanado del rotor			
Pruebas al circuito de control			
Pruebas a instrumentos de medición			
Pruebas de alarmas propias del generador de gas y prueba real de sobre velocidad.			
Pruebas de diferentes arranques del generador de gas, local manual y remoto automático			
Prueba de capacidad del generador de gas			
Pruebas de transferencia al bus de servicios esenciales, manual y automática y regreso en automático a la fuente normal.			
Prueba de arranque en frío un paso.			
Prueba de Transitorios, respuesta a la pérdida de tensión repentina, tensión constante, verificación de la velocidad (frecuencia).			
Prueba de consumo de combustible (sin carga, 1/4, 1/3, 1/2, y plena carga).			
Prueba de elevación de temperatura del generador.			
Ajustes y pruebas a protecciones eléctricas del generador a gas			
PRUEBAS DE APROBACIÓN.			
Prueba de arranque inicial y verificación del sistema final.			
NOTAS			
El proveedor deberá proporcionar toda la información técnica, planos, diagramas de cableado, arreglo de equipo con dimensiones, manual de operación y procedimientos de arranque y transferencia del generador			

8.3.1. Sistema Fotovoltaico

No. de proyecto: 661149 Sistema: SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA		Área/Planta: 003_MLV		Tag. N.A
DATOS GENERALES				
Cantidad. Por el proveedor. 7(siete) sistemas, 1 (uno) por cada MLV				
Consumo a suministrar	300	Watts		
Voltaje de Salida	24 VCD			
Frecuencia	60 hz			
Factor de Potencia	0.9			
Fases	1			
Tipo de Tierra	Solidamente a Tierra			
Combustible				
Presión del SGE		Por proveedor		
Tipo de combustible	GN	1440 psi @50 C	Presión de diseño en el ducto	
		1143/ 613 psi	Presión de operación en el ducto	
BANCO DE BATERÍAS				
Tipo de Baterías	Plomo Acido		Sellado libre de mantenimiento	
Tiempo de Respaldo	72 horas			
Tipo de Montaje	Marco (X) Gabinete ()			
Uso	Interior (X) Exterior ()			
Potencia a respaldar	234 W (Potencia preliminar hasta contar con información de proveedor y/o Los equipos y/o sistemas de instrumentación).			
Comunicación	RS-232/RS-485 para comunicación por protocolo <i>Modbus RTU</i> . y/o RJ-45 <i>Ethernet</i> .			
CONDICIONES AMBIENTALES				
Temperatura Máxima	46.1	°C		
Humedad Relativa	40-45	%		
Altura de Operación	792.0	msnm		
Zona sísmica	B(media)			
NOTAS. El proveedor deberá proporcionar toda la información técnica, dibujos, diagramas de cableado, equipos de acuerdo con las dimensiones, la manipulación manual y los procedimientos de puesta en marcha. (Sección 5 de este documento)				

8.3.2. Sistema de Fuerza Ininterrumpible

No. de proyecto: 661149 Sistema: Telecomunicaciones/ SCADA		Área/Planta: Estación Envío		Tag. UPS-002-02
DATOS GENERALES				
Capacidad de Salida	7.5	kVA		
Capacidad de Salida	6.75	kW		
Voltaje de Salida	120	VCA		
Frecuencia	60	Hz		
Factor de Potencia	0.9			
Fases	1			
Tipo de Tierra	Sólidamente a Tierra			
RECTIFICADOR / CARGADOR DE BATERÍAS				
Voltaje de Entrada	220 – 3F	VCA		
Voltaje de salida	120	VCD		
DATOS DEL INVERSOR ESTÁTICO				
Capacidad de Salida	5.0	kVA		
Eficiencia	90	%		Mínima
Voltaje de Salida	120	VCA		
Frecuencia de Salida	60	Hz		
Fases	1			
Protección de Sobrecarga	125	%		10 min y 150 % para 1 min
BANCO DE BATERÍAS				
Tipo de Baterías	Níquel-Cadmio		Sellado libre de mantenimiento	
Tiempo de Respaldo	24 hrs			
Tipo de Montaje	Marco (<input checked="" type="checkbox"/>) Gabinete ()			
Uso	Interior (<input checked="" type="checkbox"/>) Exterior ()			
Potencia a respaldar	7.5 kVA (Potencia preliminar hasta contar con información de proveedor. Los equipos y/o sistemas de instrumentación).			
TRANSFORMADOR DE LA FUENTE ALTERNA				
Requerido	Si (<input checked="" type="checkbox"/>) No ()			
Voltaje de Salida	120	VCA		
Voltaje entrada transformador	220-3F	VCA		
INTERRUPTOR DE DERIVACIÓN MANUAL				
Requerido	Si (<input checked="" type="checkbox"/>) No ()			
DIAGNÓSTICO DE FUNCIONES DE UPS				
Protocolo de comunicación	Puertos de comunicación RS 232/485 Modbus RTU y RJ 45 <i>ethernet</i> IE 61850			
CONDICIONES AMBIENTALES				
Temperatura Máxima		35.4	°C	
Humedad Relativa		35-40	%	
Altura de Operación		1 502	msnm	
Zona sísmica		B(media)		
Ambiente salino		--	ppm	
NOTAS				
El proveedor deberá proporcionar toda la información técnica, dibujos, diagramas de cableado, equipos de acuerdo con las dimensiones, la manipulación manual y los procedimientos de puesta en marcha y transferencia de <i>UPS</i> .				

8.3.3. Microturbina

CLIENTE:	GASODUCTO DE AGUAPRIETA S DE RL DE CV	No. PROYECTO:	691149
PLANTA:	GASODUCTO OJINAGA -EL ENCINO	LOCALIZADO EN	001. ESTACIÓN DE RECIBO OJINAGA
UBICACIÓN:	CHIHUAHUA, MÉXICO	FABRICANTE:	Capstone

LÍNEA	SECCIÓN	REQUISITOS ESPECÍFICOS	EQUIPO No.	MT-001-001
1	CONDICIONES DEL SITIO	ALTITUD <u>792.0</u> m.s.n.m. TEMPERATURA <u>46.1</u> °C MAX <u>-1.6</u> °C MIN. <u>30</u> °C PROMEDIO		
2		ZONA SÍSMICA <u>B</u> VELOCIDAD DEL VIENTO <u>169.65</u> km/h HUMEDAD RELATIVA <u>40-45</u> % PROMEDIO		
3		CONDICIONES AMBIENTALES ESPECIALES		
DESCRIPCIÓN				
4	DATOS GENERALES	POTENCIA ELÉCTRICA NETA	65 kW	
5		POTENCIA TÉRMICA	120 kWt	
6		RENDIMIENTO ELÉCTRICO (%)	29%	
7		POTENCIA EFICAZ DE SALIDA	52 kW (1000 MSNM y 18 °C)	
8		POTENCIA INSTALADA EN SITIO	28.4 kVA	
9		POTENCIA DEMANDADA EN SITIO	22.7 kVA	
10		CAJA DE CONEXIONES DE POTENCIA	AL PIE DEL EQUIPO	
11		VOLTAJE	480 V ± 2%	
12		No. FASES	3	
13		No. HILOS	4	
14		FRECUENCIA (Hz)	60 ± 1%	
15		CONEXIÓN	DELTA (<u> </u>)	ESTRELLA (<u>X</u>)
16	CONEXIÓN A TIERRA	DIRECTO (<u>X</u>)	RESISTENCIA (<u> </u>)	
17	USO	INDUSTRIAL		
18	DISTORSION ARMÓNICA TOTAL	5%	IEEE 519-1992	
19	BAJA EMISION DE GASES	REQUERIDO		
20	BAJO MANTENIMIENTO	REQUERIDO		
21	DATOS DE TURBINA	COMPOSICIÓN DE GAS COMBUSTIBLE	NOTA 6	
22		VELOCIDAD (RPM)	POR PROVEEDOR	
23		PRESION DE OPERACIÓN	75 - 80 psig	
24		TEMPERATURA DE ENTRADA DE COMBUSTIBLE	≤ 50 °C	
25	BATERIAS	POR PROVEEDOR	*DEBERÁ INCLUIRLAS Y ENTREGARLAS TOTALMENTE CARGADAS.	
26	COMBUSTIBLE	TIPO DE COMBUSTIBLE	GAS NATURAL	
27		PRESION DE OPERACIÓN MÍNIMA	75 psig	* SE CONFIRMARÁ DURANTE EL DISEÑO.
28		PRESION DE OPERACIÓN MÁXIMA	80 psig	* SE CONFIRMARÁ DURANTE EL DISEÑO.
29		FLUJO	842,000 Btu/hr	* SE CONFIRMARÁ DURANTE EL DISEÑO.
30		DIÁMETRO DE ENTRADA DE COMBUSTIBLE	3/4" MNPT	* SE CONFIRMARÁ DURANTE EL DISEÑO.
31		PRESIÓN DE DISEÑO EN SITIO	1440 PSIG	
32		PRESION DE OPERACIÓN EN SITIO	1143/ 613 PSIG	
33	TEMPERATURA MÁXIMA / MÍNIMA EN SITIO	50 / 10 °C		
34	TABLERO CONTROL MONITOREO	PROTOCOLO DE COMUNICACIONES	MODBUS-RTU	
35		PUERTOS	RS 232/ 485	
36		INTERFASE	ETHERNET / RJ45	
37		LOCALIZACIÓN	A PIE DE EQUIPO	
38	DIMENSIONES Y PESO	DIMENSIONES ANCHO X PROFUNDIDAD X ALTURA (m)	.76m X 1.90m X 1.90m	
39		PESO (kg)	1,121 kg	
40		NIVEL DE RUIDO (dB)	≤ 85 dB	
41		SERVICIO	EXTERIOR	
42		ACABADO	PARA AMBIENTES SECOS CON ALTAS TEMPERATURAS	
43		TIPO DE USO	INDUSTRIAL	
44	FIJACIÓN	INDICAR UBICACION DE ANCLAS		

NOTAS:

- 1.- EL PROVEEDOR DEBE SUMINISTRAR TODA INFORMACIÓN TÉCNICA, DIBUJOS, DIAGRAMAS DE ALAMBRAO, ARREGLO DE EQUIPO CON DIMENSIONES Y PESOS, INDICANDO REQUERIMIENTOS POR OTROS COMO NECESIDADES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA CARGA DE BATERIAS, CIMENTACIONES, ESPACIOS DE MANTENIMIENTO, ETC. TIPO DE VÁLVULAS REGULADORAS Y/O FILTROS.
- 2.- EL PROVEEDOR DEBERÁ SUMINISTRAR EL EQUIPO, REALIZAR PRUEBAS EN FÁBRICA Y EN SITIO, EN SU ALCANCE QUEDA LA PUESTA EN MARCHA.
- 3.- EL PROVEEDOR DEBERÁ ENTREGAR MANUALES DE MANTENIMIENTO, Y REALIZAR CAPACITACIÓN EN SITIO Y/O DONDE INDIQUE EL CLIENTE.
- 4.- EL PROVEEDOR DEBERÁ ENTREGAR PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS.
- 5.- EL EQUIPO DEBERÁ OPERAR DE ACUERDO A LA DISPONIBILIDAD DE SERVICIO, INDICADO EN ESTE DOCUMENTO.
- 6.- COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL (% VOL.): 94.9% METANO, 2.23% ETANO, 0.47% PROPANO, 0.11% N-BUTANO, 0.05% ISOBUTANO, 0.03% ISOPENTANO, 0.03% N-PENTANO, 0.01% HEXANO, 1.35% NITROGENO, 0.82% DIOXIDO DE CARBONO. PESO MOLECULAR: 16.93.