



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

## DISEÑO DE UN ALIMENTADOR PARA BARRA DE SERVICIOS AUXILIARES EN 12.8KV DE LA PLANTA PALMAS II

CARLOS ALBERTO REYES GUERRA

Asesorado por el Ing. DAVID CORDÓN

Guatemala febrero de 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

DISEÑO DE UN ALIMENTADOR PARA BARRA DE SERVICIOS  
AUXILIARES EN 12.8KV DE LA PLANTA PALMAS II

TRABAJO DE GRADUACION

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA

FACULTAD DE INGENIERIA

POR

CARLOS ALBERTO REYES GUERRA

ASESORADO POR EL ING. DAVID CORDON

AL CONFERÍRSELE EL TITULO DE  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, FEBRERO DE 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



NOMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	ING. MURPHY OLYMPO PAIZ RECINOS
VOCAL I	ING. ALFREDO ENRIQUE BEBER ACEITUNO
VOCAL II	ING. PEDRO ANTONIO AGUILAR POLANCO
VOCAL III	ING. MIGUEL ÁNGEL DÁVILA
VOCAL IV	BR LUIS PEDRO ORTIZ DE LEON
VOCAL V	P.A. JOSÉ ALFREDO ORTÍZ HERINCX
SECRETARIO	ING. HUGO HUMBERTO RIVERA PÉREZ

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	ING. MURPHY OLYMPO PAIZ RECINOS
EXAMINADOR	ING. FERNANDO MOSCOSO
EXAMINADOR	ING. FRANCISCO GONZÁLEZ
EXAMINADOR	ING. PABLO ZUÑIGA
SECRETARIA	INGA. MARCIA IVÓNNE VÉLIZ VARGAS

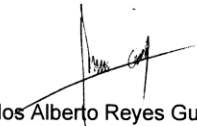
---

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**DISEÑO DE UN ALIMENTADOR PARA BARRA DE SERVICIOS  
AUXILIARES EN 12.8KV DE LA PLANTA PALMAS II**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha de Noviembre del 2009.



Carlos Alberto Reyes Guerra

Guatemala 30 de Julio de 2010

Ingeniero  
Jorge Luis Pérez  
Coordinador del Área de Potencia  
Escuela de Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

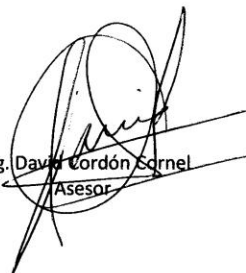
Señor Coordinador:

Por este medio hago de su conocimiento que he revisado el trabajo de tesis titulado: **"Diseño de un alimentador para barra de servicios auxiliares en 12.8KV de la planta Palmas II"** asignado al estudiante Carlos Alberto Reyes Guerra.

Luego de efectuar las correcciones del caso y encontrándolo satisfactorio procedo a dar mi aprobación del mismo.

A si mismo le manifiesto que el autor de la tesis y yo como asesor, somos responsables del contenido de este trabajo.

Atentamente,

  
Ing. David Córdón Corniel  
Asesor

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Ref. EIME 08.2011  
Guatemala, 26 de enero 2011.

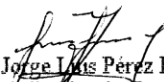
Señor Director  
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
"DISEÑO DE UN ALIMENTADOR PARA BARRA DE SERVICIOS  
AUXILIARES EN 12.8KV DE LA PLANTA PALMAS II", del  
estudiante, Carlos Alberto Reyes Guerra, que cumple con los  
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
ID Y ENSEÑAD A TODOS

  
Ing. Jorge Luis Pérez Rivera  
Coordinador de Potencia

JLPR/sro


**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

REF. EIME 12. 2011.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Carlos Alberto Reyes Guerra titulado: "DISEÑO DE UN ALIMENTADOR PARA BARRA DE SERVICIOS AUXILIARES EN 12.8KV DE LA PLANTA PALMAS II," procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Guillermo Antonio Fuente Romero



GUATEMALA, 08 DE FEBRERO 2,011.

Universidad de San Carlos  
de Guatemala

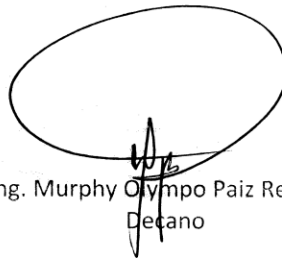


Facultad de Ingeniería  
Decanato

DTG. 041.2011

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **DISEÑO DE UN ALIMENTADOR PARA BARRA DE SERVICIOS AUXILIARES EN 12.8KV DE LA PLANTA PALMAS II**, presentado por el estudiante universitario **Carlos Alberto Reyes Guerra**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos  
Decano

Guatemala, 9 de febrero de 2011.



/gdech



## **ACTO QUE DEDICO A:**

**Dios**

Por permitirme llegar hasta este momento y lograr una meta más en mi vida.

**Mis Padres y  
Hermana**

Por su apoyo para poder estudiar mi carrera y su cariño a lo largo de todos estos años.

**Mi abuelo**

Por ser siempre un soporte para el logro de mis metas.

**Al pueblo de  
Guatemala**

Por permitirme una educación superior en la Universidad de San Carlos.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

**Dios**

**Mis padres**

Marco Vinicio Reyes Pineda  
Paula Ofelia Guerra Sandoval

**Mi hermana**

Gabriela Cristina Reyes Guerra

**Mi abuelo**

Martín Guerra Palma

**Mi asesor**

David Córdón

**La universidad de San Carlos  
de Guatemala**

# ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTACIONES.....	V
GLOSARIO.....	VII
RESUMEN.....	IX
OBJETIVOS.....	XI
INTRODUCCIÓN.....	XIII
<b>1. CONDICIONES GENERALES</b>	<b>1</b>
1.1    Descripción del proceso de generación de la planta	1
1.1.1    Ciclo de combustible	1
1.1.2    Ciclo de aire y gases	2
1.1.3    Ciclo del agua	3
1.1.4    Energía eléctrica	5
1.2    Reseña histórica de la planta	6
1.2.1    Operaciones en Los Estados Unidos	6
1.2.2    Condición del equipo en la subestación de 13.2kV	6
1.2.3    ¿Por qué alimentar en 12.8 kV la subestación de Palmas II?	8

1.3	Subestaciones de energía eléctrica y sus componentes	9
1.3.1	Descripción y tipos de subestaciones eléctricas	9
1.3.2	Descripción de los gabinetes de distribución <i>switchgear</i>	11
1.3.2.1	Distinción entre gabinetes <i>switchgear</i> y <i>switchboard</i>	17
1.3.3	Descripción de los centros de control de motores	19
1.4	Conductores y tubería	20
1.4.1	Conductores eléctricos	21
1.4.1.1	Denominación <i>American Wire Gauge</i>	21
1.4.1.2	Denominación circular Mil	22
1.4.1.3	Denominación milímetros cuadrados	22
1.4.2	Tipos de conductores	22
1.4.2.1	Arreglo de línea concéntrica	23
1.4.2.2	Arreglo de conductores agrupados	23
1.4.2.3	Arreglo tipo lazo	24
1.4.2.4	Arreglo de conductores en sector	25
1.4.2.5	Arreglo en segmentos	25
1.4.2.6	Arreglo anular	26
1.4.2.7	Trenzado compacto	26
1.4.2.8	Trenzado comprimido	27
1.4.3	Tipo de conductor a utilizar	27
1.4.4	Cálculo del conductor	30

1.4.4.1	Cálculo por limitación térmica	30
1.4.4.2	Cálculo por caída de tensión	30
1.4.5	Consideraciones en la elección de un conductor	32
1.4.6	Consideraciones en la elección de la tubería	41
<b>2</b>	<b>ANÁLISIS E IMPLEMENTACIÓN DE LA INSTALACIÓN DE UN ALIMENTADOR DE MEDIO VOLTAJE</b>	<b>43</b>
2.1	Consideraciones generales	43
2.1.1	Distancia del alimentador	43
2.1.2	Descripción y carga de equipos auxiliares a energizar	45
2.1.3	Procedimiento de preparación del gabinete switchgear y centro de control de motores	47
2.2	Selección del conductor adecuado	49
2.2.1	Aislamientos	51
2.2.2	Consideraciones básicas de diseño de cables	57
2.3	Selección de la tubería	59
2.3.1	Cálculo de la tubería apropiada	59
2.4	Sistemas subterráneos	61
2.4.1	Factores en la elección del sistema subterráneo	61
2.4.2	Consideraciones técnicas y económicas	63
2.4.3	Consideraciones de confiabilidad del servicio y otras ventajas de la construcción subterránea	65

2.4.4	Características de los sistemas de distribución subterráneos	66
2.5	Características de instalación	67
2.5.1	Obra civil	67
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DE FALLA EN LA SUBESTACIÓN DE LA PLANTA S&amp;S EN PALMAS I, EN RELACIÓN AL ALIMENTADOR EN 12.8 kV HACIA PALMAS II</b>	<b>75</b>
3.1	Coordinación de protecciones	75
3.1.1	Curvas de disparo de fusibles EJ	75
3.1.2	Relevador de protección SPAG 332 C	78
3.2	Maniobras de carga	80
3.2.1	Diagrama unifilar del alimentador	80
3.2.2	Interruptores de potencia tipo PIF	83
3.2.3	Análisis y propuesta de protecciones del alimentador de 12.8 kV	86
3.2.3.1	Subestación S&S	87
3.2.3.2	Punto de conexión	88
3.2.3.3	Cuchillas de distribución	90
3.2.4	Procedimiento de energización del alimentador	91
	CONCLUSIONES	97
	RECOMENDACIONES	99
	BIBLIOGRAFIA	101

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

1	Intercambio iónico y cationico del agua de alimentación	3
2	Ciclo del agua en Planta Térmica Palmas II	5
3	Gabinete de la subestación 13.2 kV en la Planta Palmas II	7
4	Barras de subestación 13.2 kV planta Palmas II	7
5	Subestación de 13,200 voltios Las Palmas II, después de realizado el Reacondicionamiento	8
6	Libranzas para gabinete switchgear	14
7	Centro de control de motores	20
8	Conductor de línea concéntrica	23
9	Conductor agrupado	24
10	Conductor tipo lazo	24
11	Conductor en sector	25
12	Conductor en segmentos	25
13	Conductor anular	26
14	Conductor compacto	26
15	Distintos tipos de conductores	27
16	Rangos de temperatura para distintos aislantes	35
17	Planta de ubicación y canalización de cable de potencia de 12.8 kV	44
18	Conductor multicapa para instalaciones de medio voltaje subterráneas	50
19	Planta de inicio de canalización, aplica también para tramo final	68
20	Sección Palmas II	69
21	Sección Palmas I	69
22	Detalle de solera de remate	69
23	Planta de puente	70
24	Sección esquemática de zanja Palmas I	71
25	Sección esquemática de zanja Palmas II	71
26	Sección típica de caja de registro	72
27	Sección típica caja de registro	72
28	Bajada de bandeja	73
29	Curvas de disparo fusible EJ	77
30	Diagrama de conexiones relé SPAG 332 C	79
31	Diagrama unifilar Palmas II. Ruta alimentador 12.8 kV	82
32	Distancias en <i>switchgear</i> para montaje de interruptor	84
33	Diagrama unifilar de Palmas II. División de protecciones	86
34	Diagrama unifilar del alimentador 12.8 KV en la subestación S&S	88
35	Diagrama unifilar del alimentador 12.8 kV, punto de conexión	89
36	Diagrama unifilar de alimentador 12.8 kV, cuchillas de alimentación	90

## TABLAS

I	Especificaciones del alimentador de 12.8 kV	29
II	Referencia IEC 947-1	32
III	Distintas constantes dieléctricas de aislantes	36
IV	Carga total de la planta Palmas II	45
V	Carga total equipo turbo generador 2	46
VI	Carga total equipo turbo generador 1	47
VII	Elección del conductor según su área	60
VIII	Distancias en el <i>switchgear</i> para montaje de interruptor	84



## GLOSARIO

<b>Barra</b>	Elemento conductor solido para alto amperaje.
<b>Bloqueado</b>	Instalar candados y elementos que hagan inoperable el equipo, con la finalidad de tener un área de trabajo aislada y segura.
<b>Carbón activado</b>	Es un material que se caracteriza por poseer una cantidad muy grande de micro poros (poros menores que 2 nanómetros).
<b>Comisionamiento</b>	Proceso de primera prueba de equipos, consiste en verificar que el equipo mida, transmita y reciba adecuadamente.
<b>Deareador</b>	Dispositivo mecánico cuya finalidad es la extracción de gases y aire del agua de alimentación a la caldera.
<b>Diagrama unifilar</b>	Dibujo representativo de una instalación trifásica mediante una sola línea.
<b>Etiquetado</b>	Ubicar etiquetas en los equipos que no deben ser operados con la finalidad de aislar de manera segura el área de trabajo.
<b>Intercambio iónico</b>	Las partículas cargadas negativamente se unen a la matriz sólida cargada positivamente, y son retenidas.
<b>Intercambio cationico</b>	Las partículas cargadas positivamente se unen a la matriz sólida cargada negativamente, y son retenidas.
<b>Lecho mixto</b>	Combinación de resinas iónicas y cationicas, reteniendo tanto partículas cargadas positivamente como negativamente.
<b>Patio de transformación</b>	Área donde se ubica los elementos de potencia tales como transformadores, interruptores y cuchillas.
<b>Tap</b>	Rango variable de conexión en un transformador, cuya finalidad es el variar la relación de transformación.

## SIGLAS

<b>ANSI C37 y UL 489</b>	Son normas paralelas tanto para el diseño, construcción, pruebas de funcionamiento, mantenimiento y certificaciones de equipos switchgear y switchboard.
<b>AMM</b>	“Administrador del mercado mayorista”, entidad encargada de garantizar la seguridad y abastecimiento de energía eléctrica.
<b>AWG</b>	“ <i>American wire gauge</i> ”, es un sistema de mediciones estándar utilizado desde 1857 en los Estados Unidos.
<b>IEEE</b>	Asociación técnico-profesional mundial dedicada a la estandarización
<b>INDE</b>	Instituto Nacional de Electrificación, cuyo objetivo es impulsar el desarrollo energético en Guatemala.
<b>NEC</b>	Es un estándar estadounidense para la instalación segura de alambrado y equipos eléctricos
<b>NEMA</b>	Es una asociación industrial norteamericana responsable de numerosos estándares industriales comunes usados en el campo de la electricidad.
<b>NFPA</b>	“ <i>National fire protection association</i> ”, entidad estadounidense creadora de normas de seguridad en el área de trabajo.
<b>S&amp;S</b>	Turbina de gas marca Stewart & Stevenson, ubicada en la planta Palmas I.

## **RESUMEN**

El proceso de montaje de una central térmica de carbón transita por distintos procesos, uno de ellos es la energización durante la puesta en marcha de equipo eléctrico para comisionamiento y pruebas de funcionamiento, tanto de éstos, como de los equipos mecánicos involucrados. La planta Palmas II es, además, una planta que operó en Los Estados Unidos durante 20 años, lo que hace que las pruebas del equipo instalado sean críticas para asegurar una correcta operación una vez la planta entre en operación.

La energización de los equipos se realiza a través de la red de distribución de la planta, la cual parte de la subestación de media tensión ubicada en el edificio de turbogeneradores. Dicha subestación se energizará mediante una instalación temporal trifásica en 12.8 kV a partir de la subestación S&S en Palmas I.

Las consideraciones pertinentes para lograr una instalación segura, capaz de suplir las necesidades de potencia, y con una ingeniería apegada a las normas, nacen de un cálculo correcto de conductor, tubería y canalización, así como de un esquema de protecciones adecuado a la particularidad de la instalación.



# OBJETIVOS

## General

- 1 Describir del proceso de diseño, cálculo e instalación de un alimentador de 12.8kV proveniente de la subestación en la planta S&S de Palmas I, hacia los switchgear de 13.2kV en Palmas II.

## Específicos

- 1 Desarrollar un análisis de falla en la subestación de la Planta S&S de Palmas I, a razón del punto de la conexión del alimentador en 12.8kV hacia Palmas II.
- 2 Describir los distintos criterios de ingeniería adecuados para el diseño de un alimentador en 12.8 kV temporal para maniobras de puesta en marcha en el montaje de la Termoeléctrica Palmas II.
- 3 Analizar las consideraciones de protección en la subestación de la Planta S&S en Palmas I, a razón del punto de la conexión del alimentador en 12.8kV hacia Palmas II.
- 4 Describir los criterios técnicos y prácticos llevados a cabo en la realización de la instalación del alimentador.



# INTRODUCCIÓN

En la actualidad nuestro país experimenta un crecimiento en la generación de energía eléctrica, parte de este crecimiento se encuentra en instalaciones donde la quema de carbón mineral es la fuente de energía para el proceso. Dentro de éstas, la planta Palmas II, con 85 MVA, es una de ellas, la cual, al momento de realizado este trabajo, se encuentra en el proceso de montaje y construcción.

En el proceso de arranque y puesta en marcha de la planta Palmas II se requiere de actividades para comisionamiento y energización de distintos equipos, estas deberán ser suplidas con una fuente de potencia eléctrica de medio voltaje.

Este trabajo tiene como objetivo principal el realizar un análisis y una descripción de la instalación eléctrica en medio voltaje subterráneo como solución para el arranque de la planta Palmas II. Para ello, en el primer capítulo, se realiza una descripción del proceso, así como de los conceptos involucrados como una familiarización con la emblemática del trabajo.

Luego, en el segundo capítulo, se describen las características propias de la instalación, así como los cálculos necesarios para la elección de una instalación eléctrica segura y en cumplimiento con los requerimientos técnicos.

Por último, en el tercer capítulo, se aborda el tema de protección eléctrica en el alimentador de medio voltaje, cerrando de esta forma los distintos puntos a considerar en el diseño de un alimentador de medio voltaje para servicios auxiliares en la planta Palmas II.



## **1. CONSIDERACIONES GENERALES**

### **1.1 Descripción del proceso de generación de la Planta Palmas II**

La planta térmica “Palmas II” es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor mediante la combustión de carbón, el cual es empleado por un ciclo termodinámico convencional que transmite la energía a un generador y así producir energía eléctrica.

Para comprender el proceso, se debe indagar en los distintos ciclos presentes en el mismo.

#### **1.1.1 Ciclo de combustible**

La fuente de energía en Palmas II, es el carbón, el ciclo que transcurre el mismo inicia por su descarga en el patio, lugar donde los camiones que ingresan a la planta lo depositan en tres tolvas que lo direccionan en transportadores encargados de trasladarlo a la torre de trituración, acá su diámetro promedio con el que ingresa es de 1” y es reducido a  $\frac{1}{4}$ ” para ser almacenado en el “almacén de carbón”.

Un segundo transportador lo trasladará a los “silos de almacenamiento” en el edificio de calderas en el momento que sea requerido. En este punto el carbón será conducido por los “alimentadores de carbón”, los cuales, con una banda controlada por un motor de velocidad variable, alimentan el “pulverizador” que dirigirá el carbón pulverizado hacia los “quemadores”.

Los quemadores que obtienen la ignición inicial con bunker, son los encargados de lograr una mezcla de combustible y comburente óptima. Esta combustión da origen a los “gases de combustión” los cuales poseen una alta temperatura que intercambiarán luego con el agua de la caldera.

### **1.1.2 Ciclo de aire y gases**

El aire es tomado del ambiente por los ventiladores de tiro forzado, ubicados en la parte superior del edificio de calderas, es direccionado a través de ductos donde intercambia calor tanto con gases de combustión como con vapor en los “calentadores de aire”.

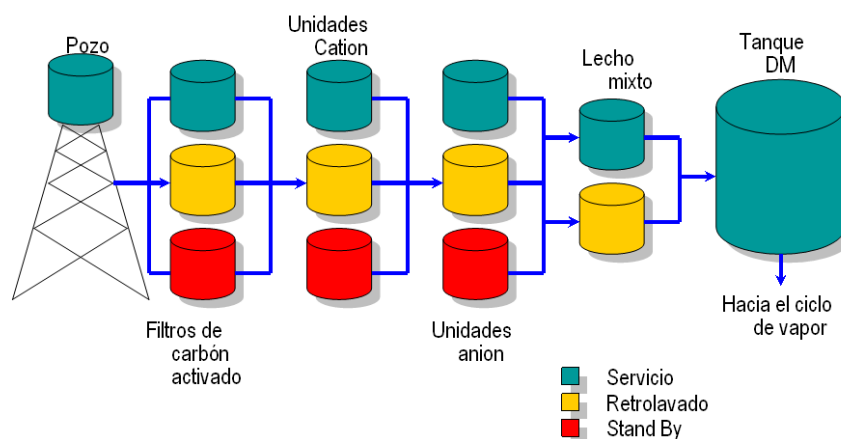
El aire tendrá dos propósitos, el primero de ellos es extraer el carbón pulverizado de los pulverizadores, y el segundo es la combustión en los quemadores a través de la caja de viento.

Los gases de combustión generados por los quemadores en el interior del horno, son direccionados a través de los súper-calentadores primario y secundario, los tubos de bajada de la caldera, filtrados en la casa de filtros y finalmente dirigido al exterior por las chimeneas. Este ciclo es completado gracias a una presión negativa producida por los ventiladores de tiro inducido, ubicados en la parte inferior de la chimenea, dicha presión negativa obliga a los gases de combustión a seguir la ruta anteriormente descrita.

### 1.1.3 Ciclo del agua

El agua se obtiene directamente de pozos de agua subterránea, luego se almacena en tanques y se bombea a los distintos sistemas de la planta. El agua que será utilizada en la caldera deberá someterse a un tratamiento químico de purificación, el cual consiste de cuatro filtros; carbón activado, anión, catión y lechos mixtos, como se muestra en la figura 1.

Figura 1. Intercambio iónico y catiónico del agua de alimentación.



Fuente: elaboración del autor

El agua desmineralizada o agua “DM” obtenida del proceso de purificación, debe conducirse a los deareadores, los cuales constan de un domo y un tanque en los cuales el oxígeno y el dióxido de carbono son eliminados el agua de alimentación, para luego bombearse al calentador de agua donde realizará un intercambio térmico con el vapor, y así dirigirse al domo superior de la caldera.

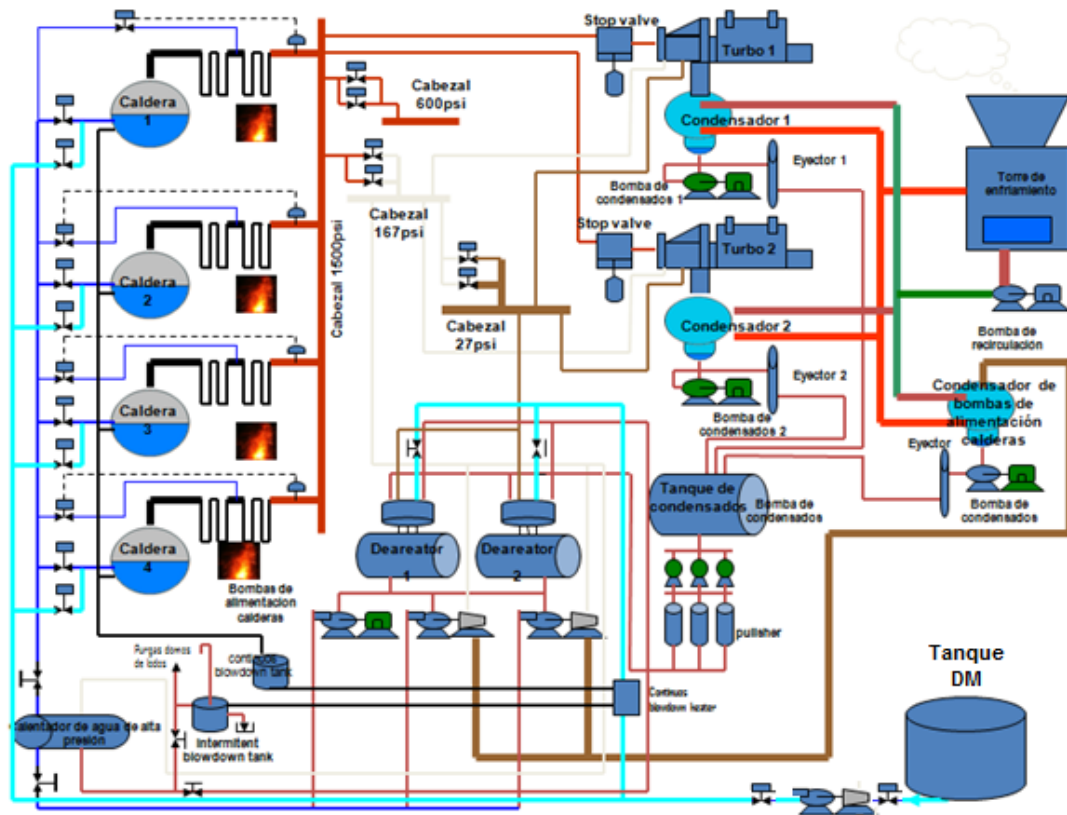
El agua que se encuentra en el interior de la caldera, realiza un intercambio térmico con los gases de combustión a través de los tubos de bajada. El agua que se encuentra en estado de vapor se direcciona a través de los súper-calentadores primario y secundario, donde una vez más se encuentra en un intercambio térmico con los gases de combustión, alcanzando así un estado de sobrecalentamiento.

El vapor sobrecalentado de las cuatro calderas alimenta un cabezal y este, a su vez, alimenta las dos turbinas.

Las turbinas son motores rotativos que convierten en energía mecánica la energía cinética de la corriente de vapor, esta energía es transmitida al generador a través de un eje.

La expansión del vapor en la turbina disminuye su presión y, al extraerse en la última etapa, es necesario condensarlo para completar el ciclo y así recircular el agua. Esta condensación se logra mediante un intercambio de calor con agua proveniente de la torre de enfriamiento. El proceso completo se detalla en la figura 2.

Figura 2. Ciclo del agua en planta térmica Palmas II.



Fuente: elaboración del autor

### 1.1.4 Energía eléctrica

Las turbinas se encuentran acopladas mediante un eje a los generadores, los cuales en un voltaje de 13.2 kV, generan un total de 88 MVA en su punto máximo, este voltaje es luego elevado a 230 kV en el patio de transformación y su punto de conexión es a la subestación del INDE “Escuintla I”.

## **1.2 Reseña histórica de la Planta**

La planta térmica inicia en Carolina del Norte, Estados Unidos, donde opera durante 20 años, sale de operación y completa un período de 5 años en un abandono total, donde todo equipo perteneciente a la planta sufre un deterioro considerable.

### **1.2.1 Operaciones en estados unidos**

La planta es adquirida por Duke-Energy, es desmontada, embarcada y trasladada a Guatemala para su montaje y puesta en operación. La realización de dicha tarea requiere de un mantenimiento preventivo y correctivo previo al montaje de los equipos; este mantenimiento busca la eliminación de futuras fallas en la planta. La subestación de 13,200 V no es la excepción a dicho mantenimiento.

### **1.2.2 Condición del equipo a instalar subestación de 13.2 kV**

El equipo de las figura 3 muestra algunos de los problemas para la elaboración del mantenimiento preventivo, algunos de ellos son; oxidación, falta de etiquetado, equipo de control y monitoreo obsoletos, así como el espacio de diseño sobredimensionado para el uso de la tecnología actual.

Figura 3. **Gabinete de la subestación 13.2 kV en la planta Palmas II.**



Fuente: elaboración del autor

Las barras se encuentran en perfecto estado como se muestran en la figura 4, llevándose a cabo únicamente un trabajo de limpieza superficial en las mismas.

Figura 4. **Barras de subestación 13.2kV en la planta Palmas II.**



Fuente: elaboración del autor

En general, el mantenimiento llevado a cabo consistió en pintura, limpieza superficial y reemplazo de aquel equipo en estado inoperable. El resultado es el mostrado en la figura 5.

**Figura 5. Subestación 13,200 voltios de la planta Palmas II, después de realizado el reacondicionamiento.**



Fuente: elaboración del autor

### **1.2.3 ¿Por qué alimentar en 12.8kV la subestación de Palmas II?**

La puesta en operación de la planta no contará en un inicio con las 4 calderas que dispone, lo hará únicamente con la caldera número cuatro, para luego aumentar su potencia de operación gradualmente con las tres calderas restantes.

Previo a este arranque, no se cuenta con la conexión de la subestación de 230 kV a la subestación del INDE Escuintla I, por lo tanto, para la prueba de los equipos se deberá contar con otro ramal de alimentación. La solución es entonces la conexión a la subestación de 12.8 kV de la planta S&S de Palmas I.



Se busca entonces, de esta manera, contar con un suministro de potencia lo más pronto posible para la prueba y arranque de equipos tales como: bomba de alimentación de agua de caldera, centros de control de motores, compresores, etc.

### **1.3 Subestaciones de energía eléctrica y sus componentes**

Es un nodo que forma parte de un sistema de potencia, en el cual encontramos equipo instalado que tiene como objetivo aprovechar de la mejor manera posible la energía eléctrica, además, la subestación está conformada por una serie de elementos que sirven para transformar las características de la energía eléctrica (voltaje, corriente), o bien por medio de esta se puede transformar la energía eléctrica de corriente alterna a corriente directa. Sus funciones principales son transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

#### **1.3.1 Descripción y tipos de subestaciones eléctricas**

Las subestaciones eléctricas intervienen en las distintas etapas que tiene la energía eléctrica desde su generación, transmisión, distribución hasta la utilización de la misma. Por lo que estas se pueden clasificar:

Por su operación:

- De corriente alterna CA.
- De corriente directa CD.

Por la función a desempeñar:

- Elevadoras (elevan tensión)
- Reductoras (reducen tensión)
- De enlaces (para interconectar líneas)
- Rectificadoras (convertir corriente alterna a corriente directa).

Por su construcción:

- Tipo intemperie (para operación en el exterior)
- Tipo interior (para operar bajo techo)
- Tipo blindada (para operación en interiores o exteriores)

A su vez una subestación cuenta con un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento.

Las principales partes de una subestación eléctrica son:

- Cuchillas.
- Interruptor.
- Transformado de Corriente.
- Transformador de Potencial.
- Barras de conexión.
- Aisladores soporte.
- Conexión a tierra.
- Transformador.

El uso de las subestaciones eléctricas es de vital importancia en la industria, ya que nos permiten el control del flujo de la energía necesaria para llevar a cabo los procesos.

### **1.3.2 Descripción de Gabinetes de distribución del *switchgear***

El término *switchgear*, utilizado en conjunto con el sistema eléctrico de potencia o red de distribución, se refiere a la combinación de conexiones eléctricas, fusibles e interruptores utilizados para aislar equipo eléctrico. El equipo *switchgear* cumple la función tanto para des-energizar equipo, y así permitir maniobras de trabajo de mantenimiento como para aislamiento de fallas. *Switchgear* es un término plural y nunca deberá ser utilizado como *switchgears*.

En el inicio de las centrales eléctricas de potencia, estas utilizaban interruptores tipo cuchilla montados en paneles aislantes de asbestos. Rápidamente los niveles de potencia y voltaje aumentaron haciendo que la operación manual de interruptores fuera muy peligrosa, naciendo así los equipos aislados en aceite que permiten al arco eléctrico ser contenido y controlado de manera segura. A principios del siglo veinte, un *switchgear* sería una estructura metálica cerrada con interruptores operados eléctricamente, utilizando interruptores aislados en aceite.

Hoy en día, equipos aislados en aceite han sido reemplazados por equipos aislados en vacío o SF<sub>6</sub>, permitiendo que mayores niveles de corriente y potencia sean seguramente controladas por equipo automático, incorporando controles digitales, protección, medición y comunicación.

El uso de un *switchgear* en subestaciones, es el de ubicarse tanto del lado de alto voltaje como en el de lado de bajo voltaje del transformador de potencia. El *switchgear* ubicado del lado de bajo voltaje del transformador en subestaciones de distribución, son ubicados en lo que es llamado el Centro de Distribución de Potencia. Dentro de este se encuentran interruptores de medio voltaje alimentando el sistema de distribución. De igual forma dentro del Centro de Distribución de Potencia, encontramos varios relevadores, medidores, y equipo de comunicación que permiten un control inteligente de la subestación.

### **Funciones:**

Una de las funciones básicas de un *switchgear* es la protección, que consiste en la interrupción de falla por cortocircuito ó corrientes de falla por sobrecarga mientras el servicio a los circuitos no afectados es mantenido de manera ininterrumpida. El equipo *switchgear* también permite la redundancia en el sistema, ya que más de una fuente puede alimentar la carga.

El equipo *switchgear* de la subestación de 13,200 voltios en la planta Palmas II está diseñado en acuerdo con estándares ANSI, NEMA y IEEE.

Las secciones verticales contienen los interruptores, el equipo auxiliar, la barra y los cables. Las secciones verticales son construidas de lámina de acero atornillada a un marco rígido de acero. La instalación de un *switchgear* consiste de una o más de estas secciones verticales atornillados en conjunto y conectadas eléctricamente para lograr un sistema integrado.

**Descripción breve del *switchgear*:**

Cada sección vertical es dividida por barreras de metal en cuatro compartimientos. Los interruptores y el equipo auxiliar se encuentran montados al frente de la sección vertical, justo atrás esta el compartimiento de la barra y directamente detrás del mismo el compartimiento del cable. Los interruptores varían en rangos de 1200 amperios, 2000 amperios y 3000 amperios, siendo posible tener una gran variedad de componentes arreglados en muchas combinaciones.

**Detalles del procedimiento de instalación:**

Revisar los instructivos y planos detenidamente. Regularmente los planos son enviados anticipadamente a la llegada del *switchgear* para que se tenga la suficiente cantidad de tiempo para planear la instalación.

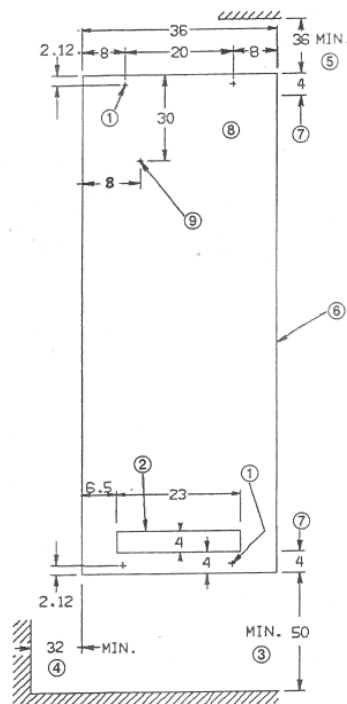
**Preparación de los cimientos:**

- a. Ubique el *switchgear* de manera que se tenga suficiente espacio libre tanto en la parte frontal como trasera del equipo.
- b. Deje suficiente espacio para que las puertas puedan abrir sin ningún problema y los interruptores y transformadores puedan ser halados fuera del compartimiento para su inspección y mantenimiento.

Las libranzas mínimas se muestran en la figura 6.

- Lugares para ubicar pernos de 0.5 pulgadas.
- Espacio de tubería secundaria, proyección de 1 pulgada máximo.
- Mínimo espacio al frente del gabinete.
- Mínimo espacio a la izquierda del gabinete.
- Espacio posterior recomendado.
- Superficie para montaje terminada, debe ser plana y nivelada.
- Piso de acero; si es utilizado no debe exceder esta medida (en Palmas II no aplica este punto).
- Área de conducto primario.
- Conexión a tierra.

Figura 6. Libranzas para gabinete *switchgear*.



Fuente: Westinghouse, switchgear manual 1984, Pág. No. 32-254

- c. Asegurarse que los cimientos estén a nivel y completamente planos así como que sea lo suficientemente fuerte para soportar el peso del equipo. Si este trabajo se realiza cuidadosamente, ayudará en la reducción de los costos de instalación y lleva a un buen desempeño del *switchgear*.
- d. Instalar la tubería para los conductores en los cimientos.
- e. Atornillar las distintas secciones a través de los orificios para pernos.
- f. Anclar el *switchgear* a los cimientos, ya sea atornillado ó soldado.
- g. Conecte la barra de tierra.
  - i. La barra de tierra está compuesta por varias secciones las cuales deberán ser acopladas debidamente.
  - ii. La barra de tierra estándar es una barra de cobre atornillada al marco en el fondo de cada compartimiento, de 0.25-pulgadas x 2-pulgadas.

Para estaciones de generación y subestaciones de gran tamaño, la resistencia a tierra debe ser de un ohmio o menos. Para aplicaciones industriales la resistencia debe ser menor a 5 ohmios (debido a especificaciones del fabricante.)

- h. Reconectar la barra de alto voltaje entre las secciones.
  - i. Retirar las barreras verticales y horizontales del compartimiento de cables.

- ii. Observe que la sección de la barra es estañada o plateada. Limpie la superficie mediante un cepillo y luego con un trapo.
  - iii. Deslice la sección de la barra a través de los soportes de porcelana en el lado de la sección vertical. Deslice hasta que encaje.
  - iv. Repita los pasos anteriores para cada sección.
- 
- i. Reconecte el cableado según el etiquetado que lo identifica.
  - j. Conecte los cables de potencia principales.
    - i. Antes de conectar un cable, determine la fase. El *switchgear* cuenta con conexiones para fases 1-2-3 de izquierda a derecha (visto de frente).
    - ii. Si dos sistemas se conectaran en paralelo, asegúrese que la secuencia de fases y el ángulo de fases sea el mismo.
  - k. Asegúrese que el compartimiento para interruptores esté funcionando correctamente e instale los mismos.
  - l. Revise los transformadores de potencial, transformadores de potencia para controles y los fusibles en el compartimiento auxiliar.
  - m. Realice una revisión de carga de los circuitos de control.

Antes de energizar los circuitos de control, revise la barra de control con un óhmetro para asegurarse que no existan cortos circuitos.



### 1.3.2.1 Distinción entre gabinetes *switchgear* y *switchboard*

Cuando nos referimos a equipo de distribución de hasta 480-voltios los términos *switchgear* y *switchboard* son utilizados indistintamente. Pero existen diferencias notables en configuraciones, componentes, estándares, aplicaciones, fiabilidad y criterio de selección entre estos dos tipos de equipos de distribución.

Una de las mayores diferencias radica en el tipo de interruptores utilizados, ya que son diseñados y puestos a prueba bajo distintos estándares, dando como resultado distintas aplicaciones y capacidades.

Otra distinción es el espacio. El equipo *switchgear* es de mayor tamaño y requiere acceso frontal y trasero. Además, el espacio frontal debe ser lo suficientemente amplio como para retirar un interruptor manteniendo los estándares del NEC. Similarmente, *switchboards* conectados en la parte trasera, pueden requerir igualmente consideraciones de espacio. *Switchboards* accesibles en la parte frontal tienen los requerimientos de espacio mínimo y uno puede ser ubicado junto a la pared.

Tanto *switchgear* como *switchboard* son equipos probados en la industria. Pero existen ciertas ventajas en *switchgear* y *switchboards* de conexión trasera que pueden reducir tiempo y fallas. Primero, existe la idea de compartimientos individuales para interruptores. En caso de un corto circuito en un compartimiento de cable. Segundo, la habilidad de tener interruptores extraíbles también permite reparaciones, inspecciones y reemplazo de un interruptor mientras el resto del *switchgear* o *switchboard* continúa operando.

## ¿Cómo elegimos el equipo indicado?

Los costos iniciales regularmente juegan un rol importante en la selección. Las diferencias de costo entre un *switchboard* de conexión inferior y un *switchgear* de conexión superior pueden ser substanciales –tanto como dos o tres veces- y tiene que ser sopesado contra los tiempos de mantenimiento, fiabilidad y tiempo de trabajo. El tipo de proyecto y complejidad regularmente determinan la elección. Una oficina simple sin equipo de mantenimiento es muy diferente a una industria. Aplicaciones recomendadas para *switchgear* incluyen manufacturas o instalaciones industriales con operaciones durante las 24 horas, centros de información, locaciones con interruptores de telecomunicaciones, aeropuertos y centros de convención. *Switchboards* son utilizados en instalaciones médicas, laboratorios, pequeñas empresas de manufactura e instalaciones comerciales e industriales de gran tamaño.

Los estándares bajo los cuales se rige la construcción del equipo *switchgear* son: ANSI C37; así mismo el equipo *switchboard*: UL 489.

En su configuración mas básica, un *switchboard* contiene interruptores “tipo sellado” en un recinto común. Los interruptores son conectados directamente a la barra y no típicamente expuestos uno con otro en el interior del recinto. El cableado es hecho al frente del tablero. Usualmente requieren únicamente acceso por el frente y pueden ser montados contra una pared. Se ubica regularmente en instalaciones comerciales e institucionales de mediano y pequeño tamaño.

El equipo *switchgear* consiste de interruptores “tipo abierto” extraíbles en compartimientos. Existen barreras físicas entre cada uno de los interruptores así como de estos con la barra. El cableado se realiza en el compartimiento trasero. Son de mayor tamaño y requieren de acceso frontal y trasero. Típicamente utilizados en instalaciones industriales, comerciales e institucionales de gran tamaño.

### **1.3.3 Descripción Centros de Control de Motores**

El centro de control de motores es un tablero eléctrico que alimenta, controla y protege circuitos eléctricos cuya carga esencialmente consiste en motores y/o iluminación, se compone principalmente de contactores o arrancadores como componentes de control.

Está diseñado para satisfacer los requerimientos en la Industria de la Construcción e Industria Ligera, ya que cuenta con unidades de alta densidad, lo que permite un mejor aprovechamiento del espacio.

El CCM brinda alojamiento a las unidades removibles que toman su alimentación a través de un arreglo de barras horizontales y verticales que distribuyen la energía a todas y cada una de ellas como se muestra en la figura 7.

**Figura 7. Centro de control de motores.**



Fuente: elaboración propia

Las unidades del Centro de Control de Motores constan de componentes tales como: contactores, térmicos, guarda motores, combinaciones arrancadoras para motores, interruptores alimentadores derivados, tableros de distribución de alumbrado, etc.

Adicional a los anteriores componentes, existen más dispositivos de gran importancia para el funcionamiento del Centro de Control de Motores, tales como: transformadores, botones de mando, selectores de voltaje y luces indicadoras.

#### **1.4 Conductores y Tubería**

Ambos deben de cumplir con los requisitos de la instalación tanto desde el punto de vista eléctrico como el mecánico.

## 1.4.1 Conductores eléctricos

El conductor es el componente metálico de cables a través del cual la potencia eléctrica o las señales eléctricas son transmitidas. El tamaño de un conductor usualmente es denominado por: área circular mil, milímetros cuadrados o por “American Wire Gauge (AWG)”

### 1.4.1.1 Denominación *American Wire Gauge*

La “American Wire Gauge” es utilizada mayormente en los estados unidos para cable de cobre y aluminio.

El diámetro según AWG se define de la siguiente manera: el diámetro del tamaño 4/0 igual a 0.4600 pulgadas y el tamaño #36 es igual a 0.0050 pulgadas; los tamaños intermedios se encuentran por progresión geométrica. Así, la proporción del diámetro de un tamaño a aquel del tamaño inmediatamente más pequeño es:

$$\sqrt[39]{\frac{0.4600}{0.0050}} = 1.122932$$

### **1.4.1.2 Denominación Circular Mil**

Tamaños mayores a 4/0 son especificados en términos del área total de la sección transversal en circular mils. Un circular mil es una unidad del área igual al área de un círculo con una milésima de pulgada de diámetro (un mil=0.001pulgadas). Un conductor solido de una pulgada de diámetro tiene el área de 1, 000,000 circular mils.

### **1.4.1.3 Denominación Milímetros cuadrados**

Los tamaños en el sistema métrico se especifican en milímetros cuadrados (mm<sup>2</sup>).

## **1.4.2 Tipos de conductores**

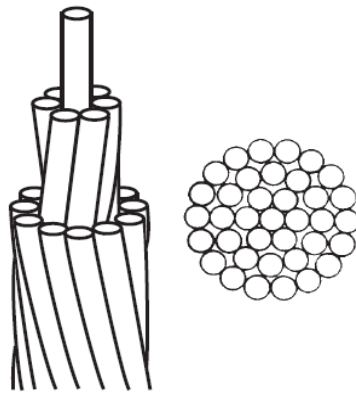
Debido a las distintas aplicaciones en la industria, variando voltaje, amperaje, condiciones ambientales, condiciones mecánicas, entre otras, existe una gran variedad en la forma de construir los mismos.

A continuación se muestran algunas de estas:

### 1.4.2.1 Arreglo de línea concéntrica

Un conductor de línea concéntrica consiste de un alambre central o núcleo rodeado por una o más capas de alambres trenzados helicoidalmente. Cada capa después de la anterior tiene seis conductores más que la anterior. Cada capa es usualmente diseñada en la dirección opuesta de la capa anterior. El arreglo se muestra en la figura 8.

Figura 8. **Conductor de línea concéntrica.**

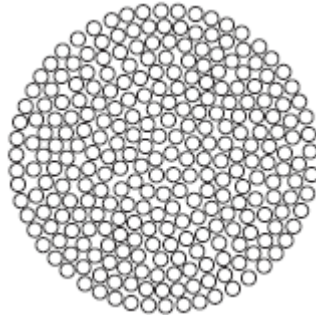


Fuente: Anixter; technical information handbook. Pág. No. 7

### 1.4.2.2 Arreglo de conductores agrupados

En este caso los conductores se encuentran juntos y en la misma dirección sin el cuidado de un arreglo geométrico como se muestra en la figura 9.

Figura 9. **Conductor agrupado**

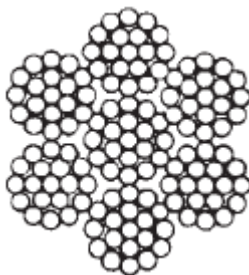


Fuente: Anixter; technical information handbook. Pág. No. 7

### 1.4.2.3 Arreglo tipo lazo

Se compone de un conductor concéntrico trenzado, en el cual, a su vez cada uno de sus componentes se encuentra trenzado. Este tipo de conductor es descrito dando el número de grupos atados juntos para formar el lazo y el número de conductores de cada grupo. El arreglo se muestra en la figura 10.

Figura 10. **Conductor tipo lazo.**



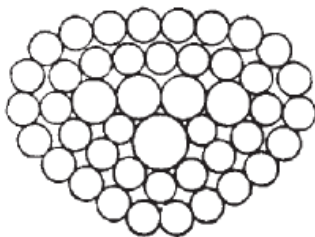
Fuente: Anixter; technical information handbook. Pág. No. 8



#### 1.4.2.4 Arreglo de conductores en sector

Su sección transversal tiene la forma aproximada a la de un sector circular mostrada en la figura 11. Un conductor múltiple aislado con conductores en arreglo de sector tiene un diámetro menor que el correspondiente con conductores redondos.

Figura 11. **Conductor en sector.**

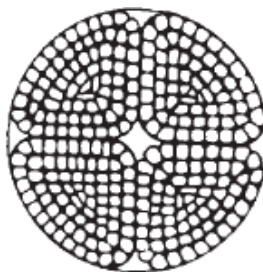


Fuente: Anixter; technical information handbook. Pág. No. 8

#### 1.4.2.5 Arreglo en segmentos

Es un conductor redondo y trenzado, compuesto de tres o cuatro sectores levemente aislados el uno del otro. Esta construcción tiene la ventaja de una resistencia AC menor (menos efecto piel). Se muestra en la figura 12.

Figura 12. **Conductor en segmentos.**

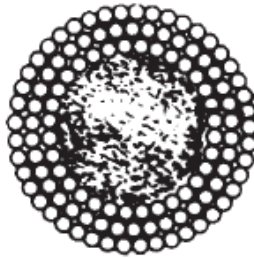


Fuente: Anixter; technical information handbook. Pág. No. 8

#### 1.4.2.6 Arreglo anular

Es un conductor redondo trenzado, cuyas líneas son dispuestas en un núcleo adecuado, como se muestra en la figura 13. Esta construcción tiene la ventaja de una resistencia AC inferior para una sección dado que elimina el efecto piel en el centro.

Figura 13. **Conductor anular.**

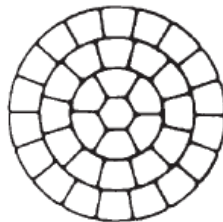


Fuente: Anixter; technical information handbook. Pág. No. 8

#### 1.4.2.7 Trenzado compacto

Es un conductor redondo que tiene todas sus capas trenzadas en la misma dirección y rolado a una forma ideal predeterminada, como se muestra en la figura 14. El producto final es liso en la superficie y prácticamente no contiene intersticios o espacios de aire. El resultado es un diámetro menor.

Figura 14. **Conductor compacto.**

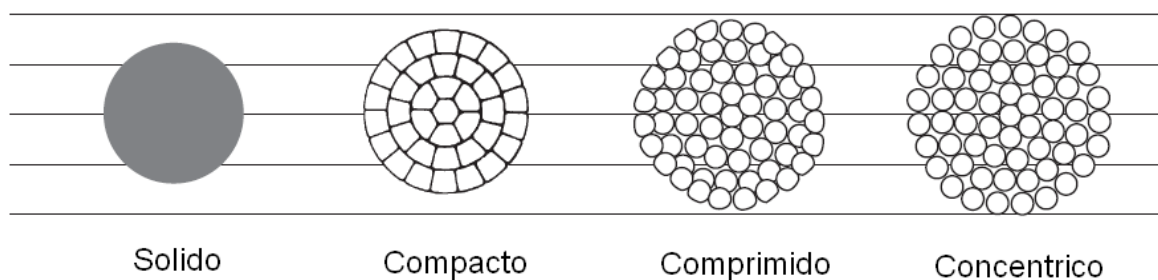


Fuente: Anixter; technical information handbook. Pág. No. 8

### 1.4.2.8 Trenzado comprimido

Son un tamaño intermedio entre un trenzado concéntrico y un arreglo compacto. Una comparación es mostrada en la figura 15.

Figura 15. **Distintos tipos de conductores.**



Fuente: Anixter; technical information handbook. Pág. No. 9

### 1.4.3 Tipo de conductor a utilizar

El sistema de red que será utilizado para la alimentación de los sistemas auxiliares de la planta Palmas II será un sistema radial de 12.8kV, trifásico, 60 Hz. se instalarán en ductos PVC 125 PSI subterráneos, para esto se necesita escoger el tipo de conductor a utilizar necesario para transportar la corriente y, además, para soportar los diferentes factores que intervienen en un sistema subterráneo, como son las limitaciones térmicas impuestas tanto por el aislante del conductor, como por la temperatura impuesta dentro de los ductos y por la condición del suelo.

Se tomaron a consideración varios factores económicos para la selección de conductor, se instaló 1,200 metros de cable de potencia de cobre mono-conductor calibre 250 MCM, aislamiento para 15 kV, pantalla de cinta de cobre, con aislamiento de etileno propileno EPR, cubierta exterior de PVC color negro, extra nivel de aislamiento al 133 %, 105 grados centígrados. El cable se divide en tres secciones de 400 metros cada uno para crear un circuito trifásico de un conductor por fase, introducidos en tubería PVC de diámetro 4” en canalización subterránea, contando con un total de seis ductos para conducir el cableado de potencia y dejar reserva para ampliación futura. La tubería deberá ser enterrada en cama de arena con protección de suelo-cemento previo a aplicar la capa final de material, el cual deberá ser cemento, asfalto y otros dependiendo de las secciones a rehabilitar luego del zanjeado.

Además se cuenta con seis terminales de presión de ojal para cable de 250 MCM y mufas de 15 kV para servicio interior, los cuales serán conectados en un extremo a la celda de reserva de la barra del *switchgear* de medio voltaje en la planta S&S y el otro extremo en el *switchgear* de la planta Palmas II.

Por ello se desarrollaron trabajos de obra civil para la canalización y ducto del cable de potencia de 15 kV que consta de 320 metros lineales con nueve cajas de registro ubicadas en la trayectoria de la canalización la cual inicia en el patio de la subestación eléctrica de la planta S&S y se desplaza a un costado de la calle principal de acceso a la planta Palmas I, posteriormente atraviesa la calle para ubicarse tras de las instalaciones del taller del proyecto Palmas II y rodear el edificio de tal forma de alcanzar las instalaciones actuales del edificio de turbinas y calderas, como se muestra en la figura 17.

Especificaciones del conductor:

Aplicaciones:

Para uso en circuitos de potencia arriba de 15kV, para ser instalado al aire libre, ducto, tubería o directamente enterrado, para instalaciones secas o húmedas. A continuación se listan algunas especificaciones y se muestran otras en la Tabla I.

Especificaciones:

- Conductor trenzado concéntrico de cobre
- Aislamiento EPR (etileno propileno y caucho). Propiedades físicas y eléctricas según la norma NEMA.
- Aislamiento de pantalla conductiva tipo cinta de 5 milésimas de pulgada.
- Chaqueta resistente a la luz del sol, fabricada de PVC.
- Ampacidad basada en tres conductores por separado aislados en un conducto en aire por la tabla 310-73 del NEC (tabla 30) con un conductor a temperatura de 90°C en un ambiente de 40°C.
- Voltaje 15kV.

Tabla I. Especificaciones Alimentador de 12.8 kV.

Tamaño del conductor	del	Numero de Hilos	Grosor del aislamiento	del	Peso en libras	en	Amperios por conductor	Diámetro total del conductor
AWG/kcmil			pulgadas		cada	1000		pulgadas
<u>250</u>		<u>37</u>	<u>0.22</u>		<u>1465</u>		<u>330</u>	<u>1.34</u>

Fuente: elaboración propia

#### **1.4.4 Cálculo del conductor**

El cálculo del conductor debe efectuarse de dos maneras: por corriente y por caída de tensión. El resultado del cálculo que arroje el conductor de mayor sección transversal será el que se seleccione.

##### **1.4.4.1 Cálculo por limitación térmica:**

La potencia será la del generador 3, que es la ampliación a futuro de la planta, el cual se utilizará como punto de conexión al sistema este alimentador.

$$I = \frac{KVA}{1.732 * KV} \quad \text{ec.1}$$

$$I = \frac{15000KVA}{1.732 * 12.8KV} = 676.6AMPS \quad \text{ec.2}$$

##### **1.4.4.2 Cálculo por caída de tensión:**

La caída de voltaje máxima permitida por las Normas Técnicas para instalaciones eléctricas (NTIE) incisos 202.3 y 204.3 es 2% para el circuito alimentador o principal y 3% para el circuito derivado, sin que los dos circuitos juntos sobrepasen el 5%. Esta norma mexicana es técnicamente aceptada debido a la falta de una normativa nacional en el tema.

Para el cálculo del conductor por caída de tensión se usara la siguiente ecuación:

$$A = \frac{1.732 * L * I}{e * V * K} \quad \text{ec.3}$$

Donde:

A = área del conductor, en mm<sup>2</sup>

L = longitud del conductor, en metros

I = corriente, en amperes

e = regulación de voltaje, en porcentaje

K = constante de conductividad del material del conductor

V = voltaje nominal, en voltios

$$K = 1/R \quad \text{ec.4}$$

R = resistividad especifica del material del conductor en nuestro caso es cobre (Cu)

$$R = 0.0175 \text{ ohm} * \text{mm}^2/\text{m}$$

$$K = 57.14$$

Se utilizará K ya que el valor de la resistividad es bastante pequeño y se utilizara e con un valor de 2% ya que para nuestro caso es el alimentador principal.

$$A = \frac{1.732 * 400 * 676.6}{0.02 * 12800 * 57.14} \quad \text{ec.5}$$

$$A = 32 \text{ mm}^2$$

Tabla II. Referencia IEC 947-1

Tamaño del conductor, sistema métrico	Tamaño AWG (tamaño en mm <sup>2</sup> )
<b><u>120 mm<sup>2</sup></u></b>	<b><u>250 kcmil (127.0)</u></b>

Fuente: IEC Standard 947-1, Tabla I

El área encontrada es equivalente a un calibre #2 con 35mm<sup>2</sup>, este conductor tiene una capacidad de 150 amperios, por lo que cumple con el requisito de limitación de caída de tensión, pero no cumple con la limitación térmica por lo que se escogerá el conductor 250 MCM según Tabla II.

Se consideró la potencia del generador número 3 que se instalará en la planta Palmas II, el cual utilizará este alimentador a futuro para su conexión con la subestación Escuintla 1.

#### **1.4.5 Consideraciones en la elección de un conductor**

El tamaño del conductor se encuentra basado principalmente en tres consideraciones:

- Ampacidad
- Corriente de corto circuito
- Caída de voltaje



La ampacidad del cable es afectada principalmente por la temperatura permisible de operación del aislante. A mayor temperatura de operación del aislante, mayor capacidad de corriente para un tamaño de conductor. La temperatura a la cual un cable en particular operará es afectada por la habilidad del material circundante para disipar el calor. Por ello, la ampacidad es afectada por la temperatura ambiente tanto como las condiciones del aislante.

Cablear un conductor por un conducto magnético aumentará la resistencia aparente del cable y resultará en una menor ampacidad debido a la resistencia adicional y las pérdidas magnéticas. Similarmente, cuando un cable se encuentra cerca a otros cables, la presencia estos incrementa la temperatura ambiente, lo cual decrementa la capacidad del cable de disipar su calor.

Se deberá tomar en cuenta condiciones de emergencia de sobrecarga las cuales afectan el tamaño de nuestro conductor.

### **Consideraciones de caída de voltaje**

El tamaño del conductor de un cable es algunas veces regido por caída de voltaje en lugar de por calentamiento. Generalmente, el tamaño del conductor en distancias grandes es regido por la caída del voltaje que se presente en el y en distancias cortas por el calentamiento de la línea. Debido a consideraciones de caída de voltaje, puede llegar a ser necesario incrementar el tamaño del conductor, inclusive si la corriente de la carga es manejada adecuadamente por un menor tamaño de conductor.

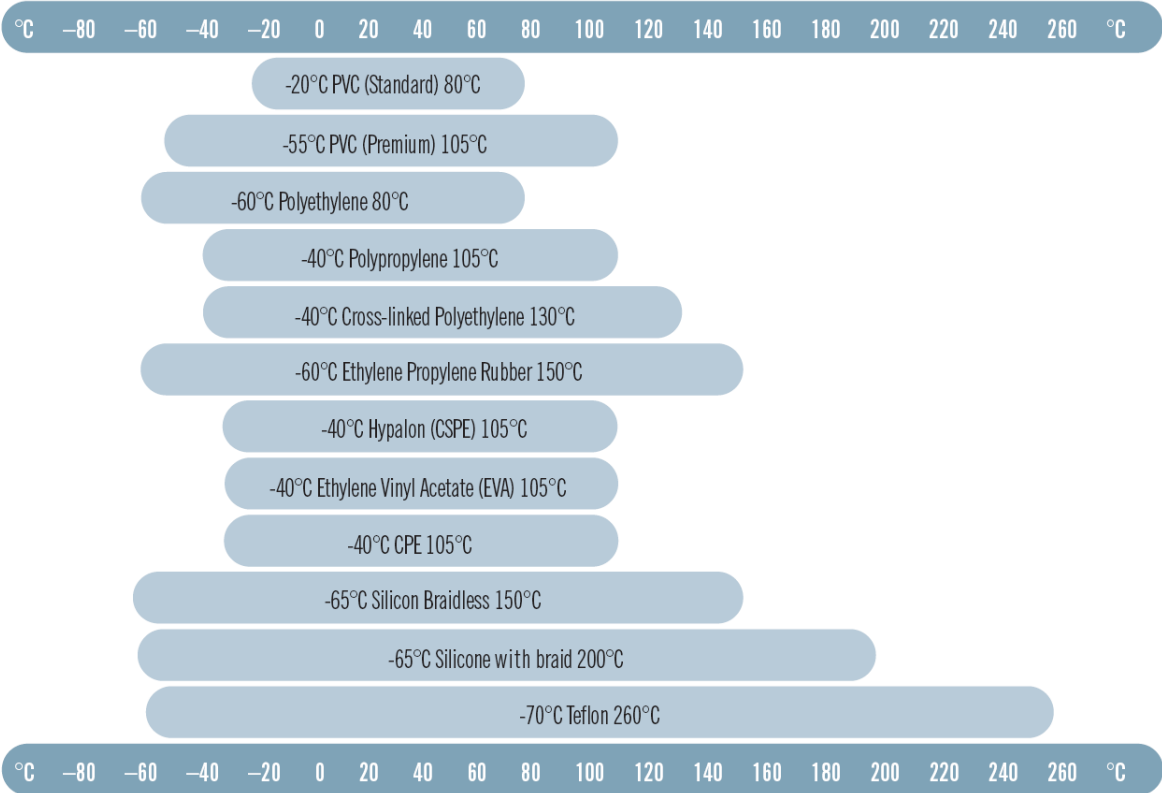
## Condiciones especiales

A continuación se presentan algunos aspectos especiales a tomar en consideración al seleccionar un cable:

- La presencia de grandes fuentes de calor en calderas, líneas de vapor, etc.
- El efecto de materiales magnéticos como tubos o cuerpos estructurales cercanos a cables con altas cargas de corriente.
- La presencia de químicos corrosivos en el suelo u otras ubicaciones donde el cable será instalado.
- La interferencia que puede llegar a ocurrir en circuitos de telecomunicación debido a cables de potencia cercanos.
- Resistencia a flama y radiación.
- Resistencia mecánica.
- Resistencia a la humedad.
- Requerimientos de sobrecarga y corriente de falla.

Todas las condiciones especiales deber ser investigadas detenidamente de acuerdo a los requerimientos de la instalación antes de proceder a instalar el cable de potencia. Tanto en la figura 16 como en la Tabla III, se muestran características propias de los aislantes.

**Figura 16. Rangos de temperatura para distintos aislantes.**



Fuente: Anixter; technical information handbook. Pág. No. 55

**Tabla III. Distintas constantes dieléctricas de aislantes.**

Material	Dielectric Constant	Material	Dielectric Constant
Teflon (FEP, PFA or TFE)	2.1	Polyester (Mylar)	3.3–3.8
Polypropylene	2.2–2.3	Silicone	3–4
Cross-linked Polyethylene	2.3	Nylon	3.2–5
Polyethylene	2.3	Mica	6.9
TPE	2.3–2.5	PVC	3.5–8
Halar (ECTFE)	2.6	Hypalon	8–10
Tefzel (ETFE)	2.6	Neoprene	9–10
EPR	2.8–3.5	Kynar (PVDF)	6–12
Ethylene Vinyl Acetate (EVA)	3.8		

Fuente: Anixter; technical information handbook. Pág. No. 57

### **Requisitos mínimos de los conductores**

El conductor empleado para transmitir energía debe llenar cierto número de requisitos, de acuerdo con las condiciones en que es usado, el servicio que debe desarrollar, el valor y costo de la energía, etc. Pero en cualquier caso, ese número nunca es menor de cinco; los requisitos son:

- 1) Mecánico.
- 2) Térmico.
- 3) Regulación.
- 4) Ionización o escape.
- 5) Económico.

El orden en que son enumerados indica su importancia relativa en el caso general, de manera que el cumplimiento del primero es absolutamente indispensable, en tanto que el del último puede ser pospuesto cuando hay motivos poderosos para ello, por ejemplo, la seguridad.

- **Requisito mecánico**

Todo conductor debe tener la suficiente resistencia mecánica para soportar, sin romperse y sin deformarse permanentemente, los esfuerzos aplicados al mismo, en el servicio normal que debe desempeñar y, aun, los que sean normales, pero previsibles técnicamente.

En el caso de línea subterránea, los esfuerzos anormales provienen del arrastre de los hilos a lo largo de los tubos o ductos; la presión en los ángulos de las tuberías; el peso de los conductores en los tramos verticales; la flexión de los alambres en las cajas de registro, etc. Entre los anormales se hayan: la tirantez en apagadores y contactos; la compresión por exceso de hilos en el tubo, o de juntas en las cajas y muchos más que se presentan eventualmente, sin olvidar los esfuerzos de corte por falta de monitores en la boca de los tubos.

Ante esfuerzos tan variados, no es posible fijar de un modo absoluto las dimensiones y características de un conductor, tanto más cuanto que el peso del mismo es uno de los motivos de esfuerzo y, al crecer la existencia mecánica, crece también el peso del mismo.

- **Requisito térmico**

Todo conductor debe alcanzar, en operación normal, una temperatura moderada, de acuerdo con la clase y calidad de su revestimiento y de las características de su instalación, que no produzca deterioro notable al primero, ni presente peligro para la seguridad de la última.

Es obvia la importancia de la temperatura en un conductor cubierto con materiales orgánicos naturales o sintéticos; pero siempre expuestos a evaporación, licuefacción, carbonización, ignición o destrucción en cualquier forma. Los aislamientos de hule, en particular, son muy sensibles al calor, convirtiéndose en masas duras, quebradizas y sin rigidez dieléctrica, unas veces; o reblandeciéndose del conductor, otras veces.

- **Requisito de regulación**

Se entiende por regulación el cambio de tensión en una carga alimentada por generador o transformador de potencial invariable, cuando dicha carga se reduce progresivamente hasta cero, y se expresa en valor absoluto por la diferencia entre la tensión máxima y la nominal; o en por ciento, por el cociente de esa diferencia entre la tensión nominal, multiplicado por 100. Por ejemplo, una carga recibe 220 voltios en operación nominal; pero al desconectar paulatinamente esa carga, la tensión sube a 224.4 voltios. Se dice entonces que la regulación es de 4.4 voltios; también se dice que la regulación es de 2% puesto que  $4.4/220 = 0.02$ .

Como la causa de la regulación es la caída del potencial en los conductores de alimentación, la regulación está íntimamente ligada a las características de la línea; recíprocamente, las constantes de una línea determinan la regulación de ella.

O sea que, la corriente que usa cada carga debe ser llevada hasta ella en condiciones apropiadas para que el servicio que desempeña sea satisfactorio.

Si se trata de un motor, cuando baja la tensión, también baja el flujo magnético en la máquina y, para producir el mismo par, el motor recibe más corriente. Pero entonces el efecto joule es mayor y los devanados pueden ser perjudicados por exceso de temperatura. En el caso de motores previstos de conmutador, la velocidad de la máquina se altera, y esto es un factor de mala operación. Si el receptor es un aparato basado en la ionización: lámparas fluorescentes por ejemplo, los resultados pueden ser insuficientes, o nulos por completo, cuando la tensión de la línea desciende un cierto porcentaje.

En consecuencia, es necesario limitar las caídas de potencial en líneas de transmisión y distribución, y en las instalaciones interiores, para que la regulación sea pequeña y para que la tensión en las cargas quede dentro de límites aceptables.

- **Requisito de ionización o escape**

En los conductores con forro, usados en líneas de tensión baja o mediana, la cubierta aislante impide normalmente cualquier escape de corriente, si el tipo de aislamiento y su cantidad están apropiados para las condiciones del lugar y la forma de la instalación. Pero si la tensión de líneas es elevada, la energía puede escaparse del conductor aunque esté forrado, debido a un fenómeno característico de las tensiones mayores de 15 o 20 kV.

El aire que está en contacto con un conductor desnudo se halla sometido a un esfuerzo dieléctrico, más o menos intenso, que puede ser causa de ionización. Cuando el potencial del conductor va creciendo a partir de cierto límite, se produce, en primer lugar, una ionización invisible en los puntos más salientes y rugosidades del conductor. La extensión de las áreas afectadas va en aumento y llega hasta cubrir toda la superficie del conductor. Después, la ionización gana en volumen a medida que sube el potencial, se hace sonoro y visible, cada vez más, hasta que una descarga violenta entre polos opuestos inicia un arco que obliga a suspender la corriente y el servicio de la línea.



- **Requisito económico**

Si para transportar una potencia determinada a cierta distancia y con una tensión dada, se emplean conductores delgados, el costo de la línea y los gastos posteriores derivados del capital invertido, sean pequeños, pero la energía disipada por efecto joule será grande y su valor podría exceder y anular cualquier economía que pudiera provenir del poco capital invertido. Si, por el contrario, se emplean conductores de calibre excesivo, la pérdida de energía podrá resultar despreciable; pero los gastos derivados del capital invertido serán tan grandes que la línea no será costeable. En ambos casos la pérdida en efectivo será demasiado grande y la instalación resultara antieconómica.

En un término medio está la solución apropiada: ni demasiado gasto de capital, ni demasiada disipación de energía. Este es el problema que enfocó por primera vez Lord Kelvin, y al cual dio la ley siguiente: cuando la energía disipada por efecto Joule tiene un valor fijo por unidad independiente del costo que pueden tener los conductores, la sección económica es aquella que hace iguales los gastos por concepto de capital invertido y por concepto de energía disipada en valor presente.

#### **1.4.6 Consideraciones en la elección de la tubería**

En el caso de nuestro alimentador, se utilizará un conductor por fase con un diámetro de 1.34 pulgadas de diámetro total; para cada uno de estos conductores se utilizara un tubo de PVC. El cálculo de la tubería se realizará más adelante según las especificaciones del “*National Electric Code*”.



## **2 ANALISIS E IMPLEMENTACION DE LA INSTALACION DE UN ALIMENTADOR DE MEDIO VOLTAJE**

Los siguientes puntos abarcan las distintas consideraciones de carácter técnico para la elección del alimentador de 12.8kV en la planta Palmas II. Deberá cumplirse con las mismas para suplir el requerimiento.

### **2.1 Consideraciones generales**

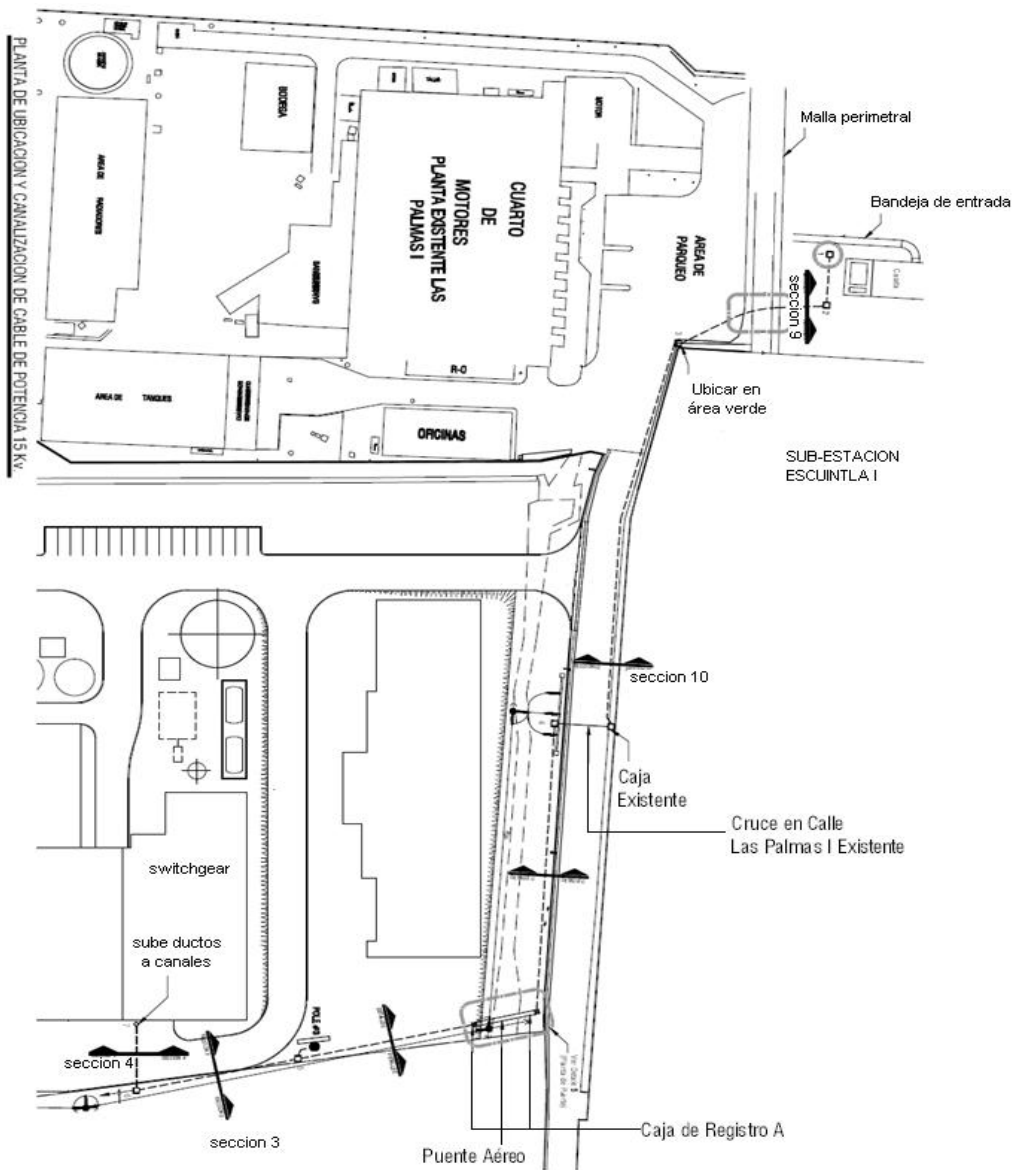
Se enumeran y desarrollan a continuación todas aquellas variables no eléctricas que influirán en nuestro diseño, así como en la elección adecuada del conductor.

#### **2.1.1 Distancia del alimentador**

Se suministra e instala 1,200 metros de cable de potencia de cobre mono-conductor calibre 250 MCM, aislamiento para 15kV, pantalla de cinta de cobre, con aislamiento de etileno propileno EPR, cubierta exterior de PVC color negro, extra nivel de aislamiento al 133%, 105 grados centígrados.

El cable se divide en tres secciones de 400 metros cada una para crear un circuito trifásico de un conductor por fase, introducidos en tubería PVC de diámetro 4 pulgadas en canalización subterránea, el esquema de la instalación se muestra en la figura 17.

Figura 17. **Planta de ubicación y canalización de cable de potencia de 12.8 kV.**



Fuente: Duke-Energy Plano No. E-12778-0030

### 2.1.2 Descripción y carga de equipos auxiliares a energizar

Las cargas que se muestran a continuación en las tablas IV, V y VI, están basadas en el “*National Electric Code*” y la norma NFPA-70.

Tabla IV. **Carga Total de la planta Palmas II**

EQUIPO	ESQUINTLA I (52-3) INTERRUPTOR	kVA	AMPERIOS CONECTADOS	AMPERIOS DEMANDADOS
230kV	DESCRIPCION			
	Bus AE	6,586.1	16.3	16.5
	Bus BE	7,712.7	2.2	19.4
	MAS 25% DEL MOTOR DE MAYOR TAMAÑO			0.8

Carga Conectada	38.6	Amperios	15,359.0	kVA
Carga Demandada	36.7	Amperios	14,607.6	kVA

Fuente: elaboración del autor

Tabla V. Carga total equipo turbo generador 2.

EQUIPO BUS BE	13.2kV SWITCHGEAR DESCRIPCION	kVA	AMPERIOS CONECTADOS	AMPERIOS DEMANDADOS
	EZ-7002	2,554.6	117.2	111.7
	EZ-7006	2,214.8	99.0	96.9
	EZ-7004	3,915.0	171.4	115.2
	MAS 25% DEL MOTOR DE MAYOR TAMÑO			13.5

Carga Conectada	387.6	Amperios	8,861.4	kVA
Carga Demandada	337.4	Amperios	7,712.7	kVA

Fuente: elaboración del autor

Tabla VI. **Carga total equipo turbo generador 1.**

EQUIPO BUS AE	13.2kV SWITCHGEAR DESCRIPCION	kVA	AMPERIOS CONECTADOS	AMPERIOS DEMANDADOS
	EZ-7001	1,755.6	79.2	76.8
	EZ-7005	2,310.3	106.2	101.1
	EZ-7003	2,232.3	98.8	96.7
	MAS 25% DEL MOTOR DE MAYOR TAMAÑO			13.5

Carga Conectada	284.2	Amperios	6,497.7	kVA
Carga Demandada	288.1	Amperios	6,586.1	kVA

Fuente: elaboración del autor

### 2.1.3 Procedimiento de preparación del gabinete *Switchgear* y Centro de Control de Motores

- Realizar una inspección de daños
- Verificar la instalación de accesorios (medidores, relevadores, etc.)
- Inspeccionar relevadores y su caja, asegurarse de no tener óxido o humedad.
- Llevar a cabo un manejo, ajuste y ensamble según las instrucciones del fabricante.
- Verificar la orientación, alineación y ubicación del ducto para la barra especialmente en las interfaces.
- Asegurarse que los interruptores y los contactores extraíbles encajen fácilmente.
- Que el equipo cuente con etiquetado de identificación.

- Inspección visual de la relación de transformación de los transformadores de corriente y los transformadores de potencial.
- Que las celdas se encuentren limpias.
- Asegurarse que los compartimientos de barras, las barras, aislamiento, bujes y tapaderas se encuentren libres de polvo y hayan sido limpiadas con un solvente apropiado.
- Verificar que las conexiones a tierra estén instaladas correctamente.

## **INSTALACION DE LA UNIDAD SECUNDARIA DE LA SUBESTACION**

- Realizar una inspección de daños.
- Verificar la instalación de accesorios de medición y control.
- Llevar a cabo un manejo, ajuste y ensamble según las instrucciones del fabricante.
- Verificar la orientación, alineación y ubicación del ducto para la barra especialmente en las interfaces.
- Inspeccionar presentación.
- Verificar que los interruptores encajen fácilmente.
- Inspeccionar el funcionamiento del dispositivo del levantamiento del interruptor.
- Verificar etiquetas de identificación en el equipo.
- Inspeccionar que se haya llevado a cabo un torquedo correcto.
- Asegurarse que los compartimientos de barras, las barras, aislamiento, bujes y tapaderas se encuentren libres de polvo y hayan sido limpiadas con un solvente apropiado.
- Verificar que las conexiones a tierra estén instaladas correctamente



## **2.2 Selección del conductor adecuado**

La selección del conductor para la alimentación de los equipos auxiliares tiene un carácter temporal para la energización de equipos donde se efectuarán trabajos de pre-comisionamiento y comisionamiento.

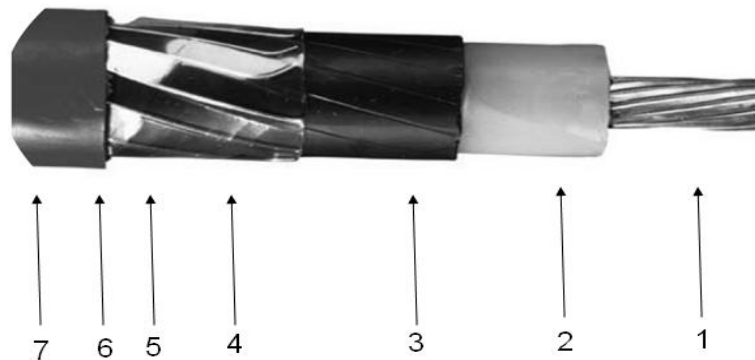
### **Cables para líneas subterráneas**

Las distintas partes indicadas en la figura 18, y que constituyen los cables empleados en canalizaciones subterráneas, son:

- Conductores. Generalmente son cableados y su misión es conducir la corriente.
- Capa semiconductora. El conductor se recubre de una capa semiconductora, cuya misión es doble. Por una parte, impedir la ionización del aire, que en otro caso se produciría en la superficie de contacto entre el conductor metálico y el material aislante. Y por otra, mejorar la distribución del campo eléctrico en la superficie del conductor.
- Aislante. Cada conductor lleva un envolvente aislante, de diferentes características, según el tipo de cable. Se emplea generalmente en papel impregnado en aceite mineral o aislantes secos como son el policloruro de vinilo, el polietileno, el polietileno reticulado, el caucho natural o sintético y el etileno-propileno.

- Pantalla. Se aplica una pantalla sobre cada uno de los conductores aislados con el fin de confinar el campo eléctrico al interior del cable y limitar la influencia mutua entre cables próximos. La pantalla está constituida por una envoltura metálica de cobre. Permite una capacidad de cortocircuito elevada y una impedancia uniforme.
- Rellenos. Su función es dar forma cilíndrica al conjunto de los tres conductores.
- Armadura. Es un envolvente constituido por cinta, pletinas o alambres metálicos.
- Cubierta. Recubre exteriormente el cable, protegiendo la envoltura metálica de la corrosión y de otros agentes químicos.

Figura 18. **Conductor multicapa para instalaciones subterráneas de medio voltaje.**



Fuente: Anixter, *Product Catalog* 2010 Pág. No. 15.18

1. Conductor compacto de cobre suave.
2. Pantalla semiconductor extruida sobre el conductor.
3. Aislamiento de EP o XLP 100% nivel de aislamiento.
4. Pantalla semiconductor extruida sobre aislamiento.
5. Pantalla electrostática a base de alambres de cobre suave.
6. Cinta separadora.
7. Cubierta exterior de policloruro de vinilo (PVC).

### **2.2.1 Aislamientos**

Como se ha visto, los cables subterráneos están conformados, para su buen funcionamiento, por diversos elementos; conductores, aislante, pantallas, cubiertas protectoras, etc, siendo el aislante un elemento de primordial importancia.

Gracias al desarrollo de nuevos materiales aislantes que soportan temperaturas de operación más elevadas y poseen propiedades dieléctricas esenciales para operar a mayores voltajes, se ha logrado mejorar la eficiencia de los cables. Las investigaciones en los laboratorios de los fabricantes producen día a día mejores materiales aislantes, algunos de ellos son solo modificaciones de los anteriores, mientras que otros son completamente nuevos.

Antes de entrar a considerar los distintos tipos de aislantes que existen, es importante conocer cuáles son los principales factores que afectan la vida de un sistema aislante. Entre otros se tienen:

- Temperatura, la cual puede cambiar algunas propiedades eléctricas, mecánicas y químicas del sistema.
- Factor mecánico, debido a las diferentes expansiones entre el aislamiento, la cubierta y el conductor.
- Fuerzas mecánicas, debidas a las fuerzas que operan sobre el conductor bajo condiciones de corto circuito.
- La presencia de descargas parciales por efecto corona.

- La oxidación, en la cual se liberan gases que incrementan el carbono en la constitución del aislante.
- La formación de posibles canales de ruptura, los cuales son originados por pequeñas descargas en cavidades del aislante o por impurezas. Estos canales van formando una configuración arbórea de donde toma su nombre inglés este efecto (treeing).

Los aislantes se ven sometidos a estos y otros factores adversos en mayor o menor grado dependiendo de las circunstancias, por lo que se han desarrollado diferentes aislantes tanto de tipo orgánico como inorgánicos con diferentes características, que los hacen aptos para cada caso en particular. A continuación se describen los principales medios aislantes usados actualmente mencionando sus características esenciales.

**a) Base de aceite:**

Este grado de hule aislante ha reportado un excelente servicio; y aunque no existe una definición estándar del mismo, se puede decir que este compuesto es generalmente formulado con varios aceites vegetales vulcanizables, sustancias bituminosas, hules naturales o sintéticos y otros ingredientes. Con una temperatura máxima de operación del conductor de 75 grados Celsius mantiene una buena estabilidad eléctrica y conserva las propiedades de un aislante bien balanceado.

**b) Hule butílico:**

Los aislantes compuestos a base de este hule sintético son caracterizados por mantener sus propiedades por largos períodos, tener gran resistencia al calor, y una mayor resistencia a la degradación en presencia de oxígeno y ozono que otros compuestos aislantes a base de hule. Posee una estabilidad eléctrica superior bajo efectos combinados de calor y humedad, pudiendo soportar temperaturas de hasta 90 grados Celsius en condiciones húmedas o secas.

**c) Plásticos:**

El uso de plásticos en cables de distribución de bajo voltaje ha dado buenos resultados, como en el caso del policloruro de vinilo (PVC). A parte de la economía, los plásticos poseen varias propiedades atractivas, especialmente los relativamente bajos valores de permitividades relativas, así como también la facilidad de aplicar mecánicamente las cintas plásticas al cable y sus propiedades elásticas que facilitan la flexión del mismo.

Propiedades del PVC:

- Resistencia a la propagación del incendio.
- Mínima emisión de humos densos y oscuros.
- Mínima emisión de gases tóxicos y corrosivos.
- Resistencia a la abrasión, calor, humedad, ozono, aceites, grasas y productos químicos.

**d) Polietileno:**

Los primeros experimentos con polietileno demostraron que este dieléctrico poseía características eléctricas superiores, tales como un alto esfuerzo dieléctrico, muy buena resistencia a la humedad, alta resistencia de aislamiento, baja constante dieléctrica, y bajo factor de pérdidas.

Para cables primarios de 13.2 y 15 kV es recomendado el polietileno de gran peso molecular, al cual se le agregan ciertos productos químicos que poseen características estabilizantes, mejorando así sus propiedades dieléctricas. Se usa normalmente a una temperatura del conductor de hasta 75 grados Celsius. El polietileno tiene muy buena flexibilidad a bajas temperaturas, siendo, sin embargo, susceptible a ionización si no es cubierto adecuadamente. Durante mucho tiempo se usó para voltajes no mayores de los 15 kV, pero actualmente el polietileno extruido se ha utilizado en cables de hasta 70kV, con características de operación similares a las del cable con aislamiento de papel impregnado en aceite.

**e) Polietileno de cadena cruzada (XLP):**

Este material representa una gran mejora en las características térmicas del polietileno ordinario, reteniendo a la vez sus excelentes propiedades físicas y eléctricas. La formación de los encadenamientos cruzados en las moléculas del polietileno, cambia la relativamente simple naturaleza química del mismo, en un complejo compuesto con menor deformación debida al calor, mejor resistencia al aceite y a los productos químicos, y menor posibilidad de quebraduras; utilizándose para temperaturas del conductor de hasta 90 grados Celsius. Al igual que en el polietileno convencional, la superficie del polietileno de cadena cruzada facilita su instalación.

El polietileno ordinario, como el de cadena cruzada, es actualmente uno de los aislantes más usados en la distribución a nivel primario, siendo muy adecuado para los 13.2 kV.

Propiedades del XLP:

- Excelente resistencia al calor y la humedad
- Buena resistencia a aceites
- Resistencia a descargas parciales
- Baja pérdidas dieléctricas
- Alta rigidez dieléctrica

**f) Hule Etileno-Propileno (EPR):**

Uno de los más recientes aislantes de cables es el basado en este copolimero de etileno y propileno. Introducido al inicio de los años 60, ha mostrado un desarrollo prometedor. Posee un amplio margen de temperaturas de servicio y valiosas características físicas y eléctricas como:

- Resistencia excelente al calor y humedad
- Resistencia excepcional a las descargas parciales
- Alta rigidez dieléctrica
- Baja absorción de humedad
- Gran resistencia a las arborescencias
- Bajas pérdidas dieléctricas

El EPR es utilizado como aislante en cables de potencia desde 600 V hasta 69 kV.

Debido a sus características de hule, es utilizado en cables flexibles. Su resistencia dieléctrica es buena pero no tan buena como el XLP. Es resistente a la abrasión y puede ser utilizado a temperaturas de hasta  $-60^{\circ}\text{C}$ . Es retardador de llama y puede ser utilizado a temperaturas de hasta  $150^{\circ}\text{C}$ .



### **2.2.2 Consideraciones básicas de diseño de cables**

Como se ha observado, los cables subterráneos están compuestos por varios elementos: conductor, pantallas, aislamiento, cubiertas protectoras, etc., cada uno de los cuales está científicamente diseñado para que desarrolle una función específica, que conjuntamente con las funciones que realizan los demás elementos, se obtenga un buen funcionamiento del cable.

Pero, ¿de dónde parte el diseñador? Antes de efectuar consideraciones técnicas de diseño, el diseñador considera los requerimientos fundamentales en forma general, los cuales son:

- a) Confiabilidad
- b) Simplicidad
- c) Economía
- d) Seguridad

**a) Confiabilidad**

Para lograr un alto grado de confiabilidad en los cables, es necesario que el diseñador evalúe todos los componentes del mismo para que estos alcancen las condiciones de operación requeridas y aseguren así una vida adecuada del conductor. Los diseñadores consideran principalmente los siguientes aspectos: que los materiales alcancen las características eléctricas requeridas por el sistema tanto en estado estable como en estado transitorio, que posean y mantengan propiedades físicas adecuadas, que sean estables a los cambios de temperatura y humedad, y que resistan los ambientes corrosivos.

**b) Simplicidad**

Es necesario que los cables sean diseñados con un mínimo número de componentes, para facilitar su instalación y simplificar los empalmes y las terminaciones.

**c) Economía**

Se seleccionan los materiales de más bajo costo que a su vez llenen los requisitos técnicos y aseguren la confiabilidad del sistema, con el propósito de que el cable sea lo más barato posible.

#### **d) Seguridad**

La seguridad es otro requerimiento de diseño que debe ser tomado en cuenta, no solo para la protección del personal que instala y da mantenimiento al sistema de cables, sino también para la protección del público en general que en forma indirecta pueda entrar en contacto con el sistema subterráneo.

### **2.3 Selección de la tubería**

La tubería tiene como propósito la protección del conductor así como la disipación del calor que genere el mismo. Su selección deberá de ser bajo las siguientes consideraciones.

#### **2.3.1 Calculo de la tubería apropiada**

Las normas aplicables a este cálculo obedecen a la tabla 310-73 del artículo 352 del NEC, esta se muestra a continuación:

Tabla VII. Elección del conductor según su área.

Article 352 — Type A, Rigid PVC Conduit (RNC)

Metric Designator	Trade Size	Nominal Internal Diameter		Total Area 100%		2 Wires 31%		Over 2 Wires 40%		1 Wire 53%		60%	
		mm	in.	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>
16	½	17.8	0.700	249	0.385	77	0.119	100	0.154	132	0.204	149	0.231
21	¾	23.1	0.910	419	0.650	130	0.202	168	0.260	222	0.345	251	0.390
27	1	29.8	1.175	697	1.084	216	0.336	279	0.434	370	0.575	418	0.651
35	1¼	38.1	1.500	1140	1.767	353	0.548	456	0.707	604	0.937	684	1.060
41	1½	43.7	1.720	1500	2.324	465	0.720	600	0.929	795	1.231	900	1.394
53	2	54.7	2.155	2350	3.647	728	1.131	940	1.459	1245	1.933	1410	2.188
63	2½	66.9	2.635	3515	5.453	1090	1.690	1406	2.181	1863	2.890	2109	3.272
78	3	82.0	3.230	5281	8.194	1637	2.540	2112	3.278	2799	4.343	3169	4.916
91	3½	93.7	3.690	6896	10.694	2138	3.315	2758	4.278	3655	5.668	4137	6.416
103	4	106.2	4.180	8858	13.723	2746	4.254	3543	5.489	4695	7.273	5315	8.234
129	5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
155	6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Fuente: NEC, artículo 352

La Tabla VII relaciona el área total a utilizar en una tubería dependiendo del número de conductores que se encuentren en ella, en nuestro caso, se utilizará un conductor por tubo de PVC, el conductor tiene un diámetro exterior de 1.34in.

Diámetro: 1.34 pulgadas

Radio: 0.67 pulgadas

$$\text{Área del conductor} = \pi r^2 = \pi(0.67)^2 = 1.41 \text{ in}^2$$

Esta área debe ser el 40% del área de la tubería, dándonos de esta forma:

$$\text{Área del conductor (40\%)} = 1.41 \text{ in}^2$$

$$\text{Área de la tubería (100\%)} = 3.52 \text{ in}^2$$

La tubería a utilizar será de 4 pulgadas de diámetro, la cual cubre la necesidad requerida por el NEC y, además, facilita la labor de tirar los cables por la tubería.

## **2.4 Sistemas subterráneos**

Actualmente, por razones de seguridad, estética, eficiencia y economía en los gastos de mantenimiento, se hacen las distribuciones eléctricas en forma subterránea aunque esto represente un desembolso en montaje varias veces mayor que si la distribución fuera aérea.

Una distribución subterránea básicamente está conformada por tubería para las canalizaciones, cajas de registro; las cuales están unidas por tuberías, cable subterráneo, bóvedas y fosas.

### **2.4.1 Factores en la elección del sistema subterráneo.**

Normalmente, el costo de una construcción subterránea es mayor que el de una construcción aérea equivalente; razón por la cual los sistemas subterráneos se ven restringidos, casi en su totalidad, a aquellos lugares donde el factor económico no es el de mayor importancia. La decisión de utilizar un sistema subterráneo dependerá de la importancia relativa de una o más de las siguientes consideraciones:

- La densidad de la carga en el distrito a servir.
- Disponibilidad y costo de los derechos de vía.

- Presencia de obstáculos físicos, los cuales no puedan ser prácticamente sobrepasados con líneas aéreas.
- La importancia de la línea o red de distribución y la conveniencia de tomar precauciones para protegerla de daños mecánicos.
- La estética de las calles.
- Leyes públicas, reglamentos y normas.
- Proximidad a los aeropuertos y otras construcciones de interés.
- El costo de construcción de mantenimiento.
- La seguridad pública.

Se observa que las consideraciones para seleccionar o no un sistema subterráneo son diversas y dependen de cada problema en particular siendo distintas para cada caso. Sin embargo, en la mayoría de los casos, se pueden agrupar en tres categorías generales:

- Consideraciones de carácter técnico y económico.
- Aquellas que consideran la confiabilidad del servicio y otras características de la construcción subterránea.
- Cuando consideraciones especiales de interés público va antes que las consideraciones del tipo técnico y económico.

### **2.4.2 Consideraciones técnicas y económicas.**

Una responsabilidad primordial del ingeniero de transmisión y distribución, consiste en evaluar el costo de todas las construcciones propuestas y especificar el tipo de servicio requerido. Para la mayor parte de los casos, la instalación aérea será más barata que la subterránea, pero cuando esta no cumple con los requerimientos de seguridad, ornato, normas establecidas, etc. o bien existen obstáculos físicos que impiden su construcción, tendrá que usarse la instalación subterránea pese a su mayor costo. Sin embargo este costo se puede reducir en aquellos casos en los cuales se pueden combinar ambos sistemas: aéreo y subterráneo.

Los cables subterráneos reducen su capacidad de transporte de energía por unidad de sección transversal debido a las limitaciones térmicas impuestas por su aislante y por las condiciones del suelo. Los registros, ductos, tubería, transformadores y otro equipo especial para servicio subterráneo, junto con un diseño más elaborado por parte del ingeniero, contribuyen también al aumento del costo.

Los cables subterráneos tienen una capacidad máxima de transporte de corriente bien definida, debido a las limitaciones térmicas de su aislante; consecuentemente no poseen la habilidad de soportar con seguridad sobrecargas extremas durante emergencias, la cual es característica de los conductores aéreos. La porción de cable del sistema subterráneo debe, por consiguiente, ser diseñado con un exceso apropiado de capacidad por encima de lo normalmente requerido, para que así pueda sobrellevar las situaciones de emergencia sin exceder sus temperaturas permisibles de operación.

Los gastos de operación y mantenimiento son también usualmente mayores en los sistemas subterráneos; aunque las fallas no son muy frecuentes, estas requieren de personal especializado, equipo para remover e instalar cables, y mayor tiempo para localizarlas y repararlas que el requerido en un sistema aéreo. Así, las consideraciones basadas en el costo tienden a dirigir la elección del tipo de instalación hacia la construcción aérea. Sin embargo las condiciones locales deben ser consideradas cuidadosamente, y algunas veces son tales que modifican la elección. En muchas localidades la construcción subterránea puede llegar a ser necesaria.

La construcción subterránea es a menudo necesaria en áreas urbanas de alta densidad de carga, donde la falta de espacio y el congestionamiento de edificios restringen grandemente la instalación de líneas aéreas. Es allí donde la instalación subterránea permite tender cualquier número razonable de circuitos, de cualquier voltaje de operación, a través de las vías públicas. En muchos países donde es difícil adquirir derechos de vía privados para la transmisión y distribución, se puede recurrir al uso de vías públicas para transmitir en forma subterránea hasta la vecindad de las mayores subestaciones de distribución; en cuyo caso, puede ser necesario el tender los circuitos de distribución en forma subterránea por una distancia suficiente para que estos se separen luego en diferentes estructuras donde ya puedan ser acomodados en forma aérea.

Muchos tipos de obstrucciones para las líneas aéreas pueden ser vencidas mediante el uso de cables subterráneos. El uso de cables en ductos y en tubería son métodos aceptables para llevar circuitos a través de zonas cercanas a los aeropuertos, a través de túneles y puentes donde las líneas aéreas no pueden ser consideradas, y donde no existen otras alternativas de rutas, o bien estas son antieconómicas.



### **2.4.3 Consideraciones de confiabilidad del servicio y otras ventajas de la construcción subterránea.**

Desde el punto de vista de la confiabilidad del servicio, la relativa inmunidad de los sistemas subterráneos a los múltiples peligros que en un sistema aéreo son las causas más frecuentes de interrupción, es una consideración de suma importancia a favor de la construcción subterránea. En aquellas instalaciones donde se requiera el más alto grado de confiabilidad en el servicio, el sistema subterráneo ofrecerá protección contra muchos inconvenientes como tormentas, vientos fuertes, interferencia de árboles, descargas atmosféricas, accidentes de tránsito, incendios y las formas más comunes de vandalismo. Así pues, solo el más alto grado de construcción aérea se compara favorablemente en confiabilidad de servicio con la ofrecida por el sistema subterráneo; sin embargo, habrá que tener en cuenta que las interrupciones en un sistema de cables debidas a mantenimiento o reparaciones son de mayor duración.

El completo aislamiento entre circuitos logrado a través de un diseño adecuado de ductos y registros reduce grandemente la probabilidad de interferencia entre circuitos o bien, que mas de un circuito sea afectado por interferencia externa. Por otra parte, el costo relativamente bajo de instalar ductos extras a la hora de construir una línea de ducto subterráneo, y la facilidad de instalar cables adicionales de vez en cuando sin que estos interfieran con los circuitos que ya están operando, es una económica previsión conveniente para futuros crecimiento de carga y expansiones del sistema.

#### **2.4.4 Características de los sistemas de distribución subterráneos.**

Los sistemas de distribución subterráneos cumplen con la misma función esencial que los sistemas de distribución aéreos; sin embargo, existen características propias de cada uno de estos que deben ser conocidas. El sistema subterráneo difiere sustancialmente del sistema aéreo en el hecho de que sus resistencias y reactancias son usualmente mucho menores debido a la mayor sección transversal de sus cables y su aislamiento especial. Consecuentemente, la caída de voltaje es normalmente menor que el sistema aéreo llegando a ser ocasionalmente una consideración de importancia.

Los sistemas de distribución subterráneo están generalmente libres de interferencias naturales y públicas, pero se requiere mayor tiempo para localizar y reparar una falla que en el sistema aéreo. También es característica inherente al sistema subterráneo el tener que proveer espacio, instalaciones y equipo suficientes para muchos años futuros, lo cual aumenta el costo inicial de construcción.

Entre las características de los sistemas subterráneos, su mayor costo comparado con el sistema aéreo, es algo que no se puede dejar de mencionar. Sin embargo, en muchos países se observa un rápido crecimiento de los mismos, debido a que existe un mayor interés en las comunidades residenciales por la apariencia estética. Por otra parte, la deferencia de costos en comparación al sistema aéreo se ha reducido considerablemente en los últimos años debido a: la fabricación de cables de dieléctrico sólido los cuales pueden ir directamente enterrados, terminaciones y empalmes de bajo costo los cuales son fácilmente instalados y, a la masiva producción de equipo especializado como transformadores de plataforma y accesorios.

Se ha mencionado las principales características de tipo general que se deben conocer sobre el sistema de distribución subterráneo; sin embargo, existen muchas otras que por su carácter de tipo técnico son presentadas en capítulos posteriores de este mismo estudio.

## **2.5 Características de instalación**

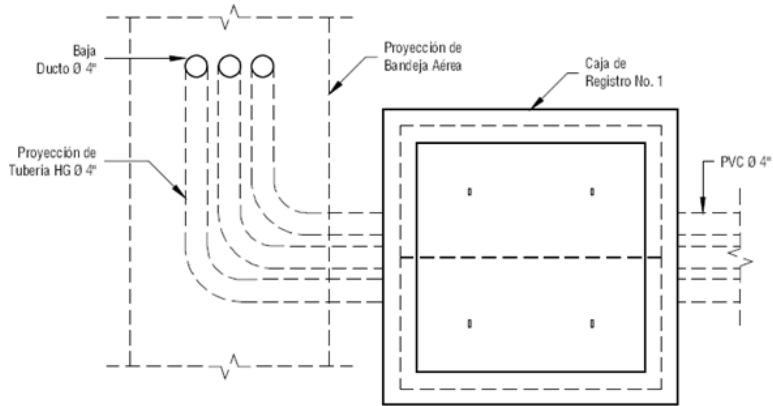
La instalación contempla distintas áreas, las cuales deberán acoplarse a las distintas condiciones del terreno, tomando en cuenta libranzas, espacio físico disponible y elección del camino de menor distancia.

### **2.5.1 Obra civil**

La instalación alcanza seis ductos de PVC de 4 pulgadas para conducir el cableado de potencia y dejar reserva para ampliación futura. A continuación se muestran los esquemáticos para las distintas secciones del tramo para la canalización de cable de potencia 15kV.

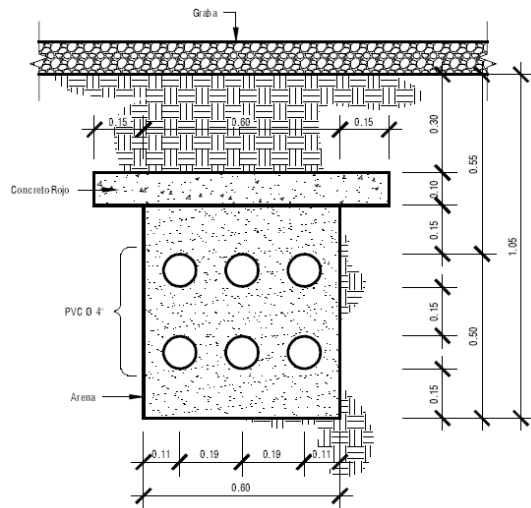
Las figuras del número 19 al 28, muestran las distintas descripciones de los detalles en la figura No 17, “Planta de ubicación y canalización de cable de potencia de 12.8 kV.” Donde se pueden ubicar los distintos detalles. Las dimensiones son todas mostradas en metros.

Figura 19. **Planta de inicio de canalización, aplica también para tramo final.**



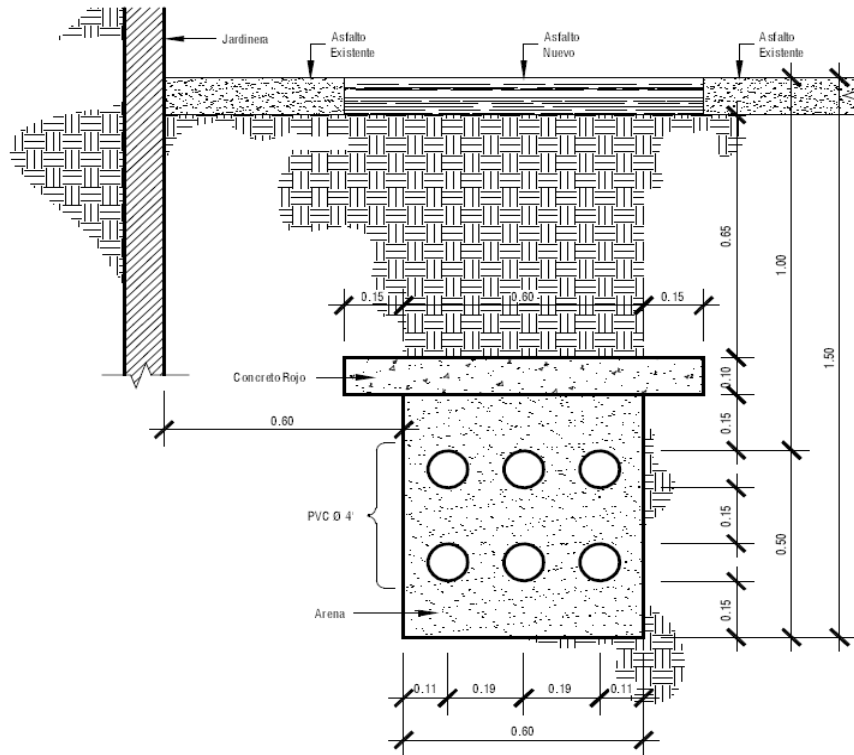
Fuente: Duke-Energy Plano No. E-12778-0030

Figura 20. **Sección caja de registro Palmas II.**



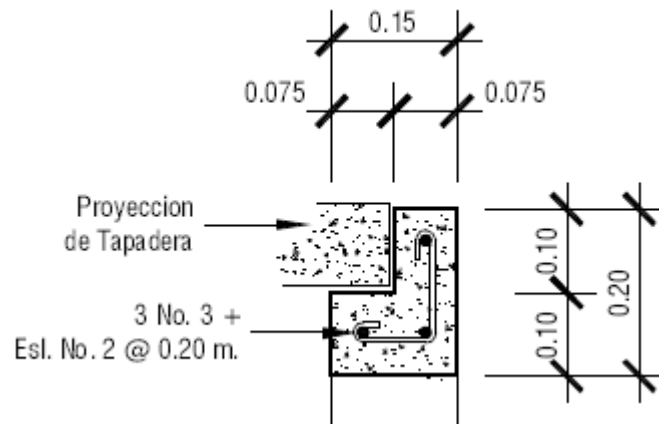
Fuente: Duke-Energy Plano No. E-12778-0030

Figura 21. Sección caja de registro Palmas I.



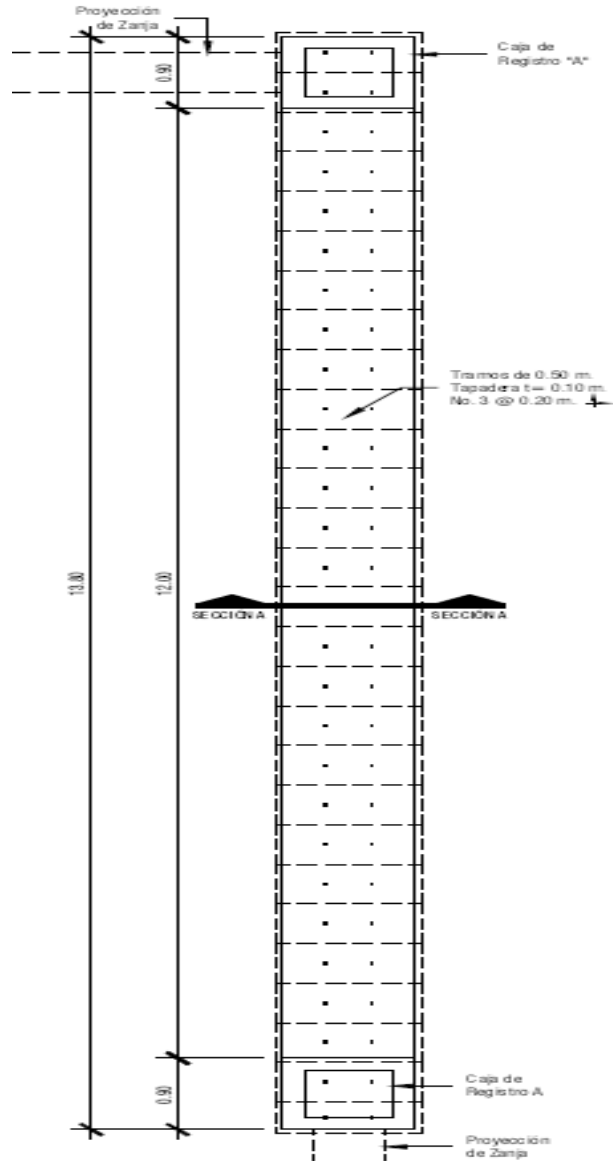
Fuente: Duke-Energy Plano No. E-12778-0030

Figura 22. Detalle de solera de remate.



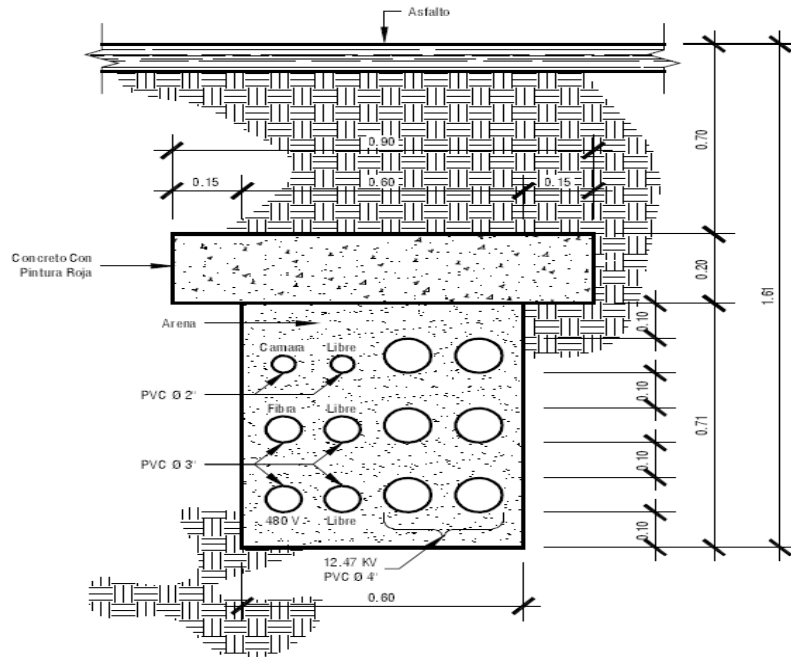
Fuente: Duke-Energy Plano No. E-12778-0030

Figura 23. Planta de puente.



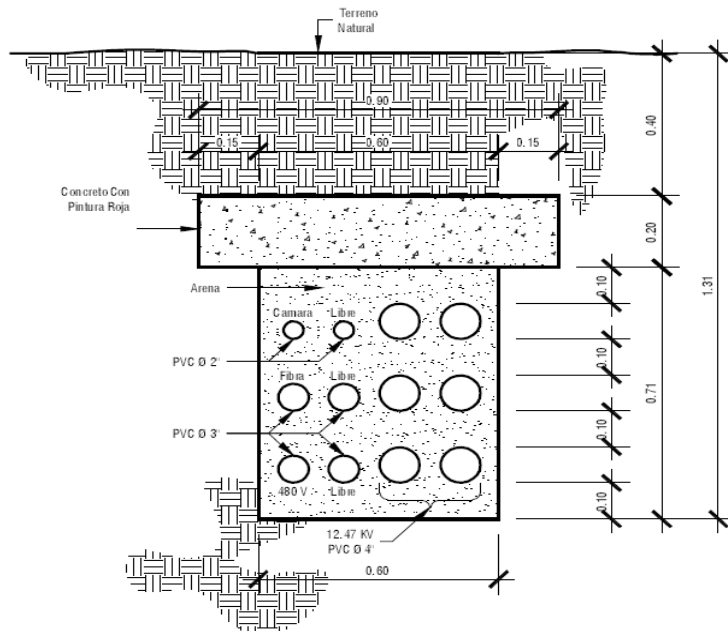
Fuente: Duke-Energy Plano No. E-12778-0030

Figura 24. Sección esquemática de zanja Palmas I.



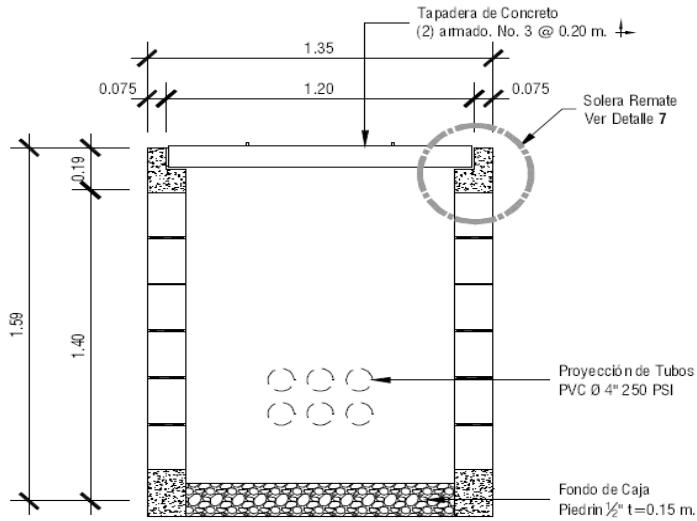
Fuente: Duke-Energy Plano No. E-12778-0030

Figura 25. Sección esquemática de zanja Palmas II.



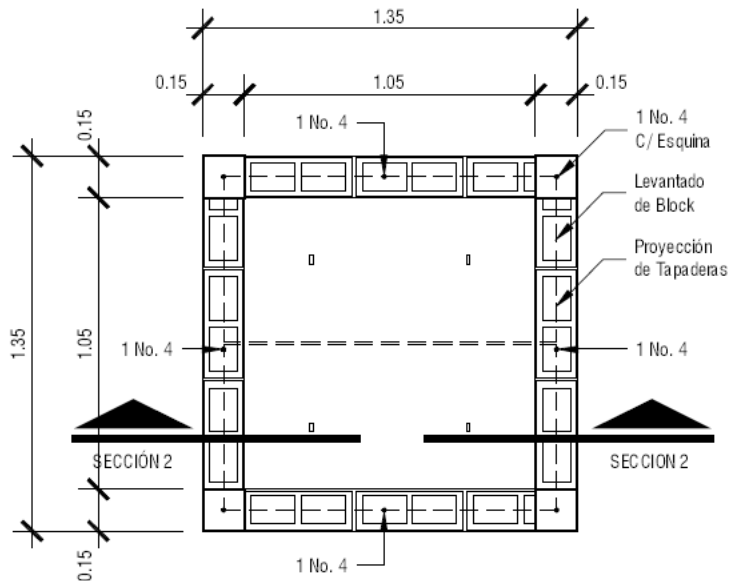
Fuente: Duke-Energy Plano No. E-12778-0030

Figura 26. Sección típica de las cajas de registro.



Fuente: Duke-Energy Plano No. E-12778-0030

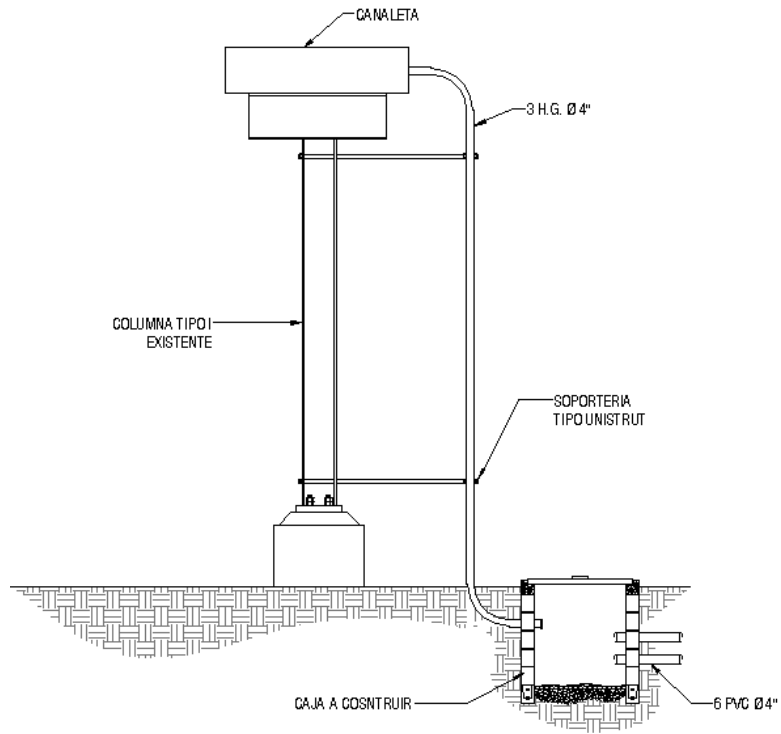
Figura 27. Sección típica caja de registro.



Fuente: Duke-Energy Plano No. E-12778-0030



Figura 28. Bajada de bandeja.



**DETALLE - A**

BAJADA DE BANDEJA

ESC. NINGUNA

Fuente: Duke-Energy Plano No. E-12778-0030



### **3 ANALISIS DE FALLA EN LA SUBESTACION DE LA PLANTA S&S EN PALMAS I, EN RELACION AL ALIMENTADOR EN 12.8 kV HACIA PALMAS II.**

La subestación S&S es el punto de salida de la turbina de gas de la planta Palmas I hacia el Sistema Nacional Interconectado. Por lo tanto, debe de asegurarse un servicio continuo sin perjudicar la operación de dicha turbina. Para ello, los siguientes criterios de protección deberán de ser llevados a cabo.

#### **3.1 Coordinación de protecciones.**

Las protecciones siguieron un criterio técnico cumplir con los requerimientos del Administrador del Mercado Mayorista, quien pidió de manera estricta las siguientes protecciones para dar el permiso de energización del alimentador de 12.8 kV.

##### **3.1.1 Curvas de disparo de fusibles EJ**

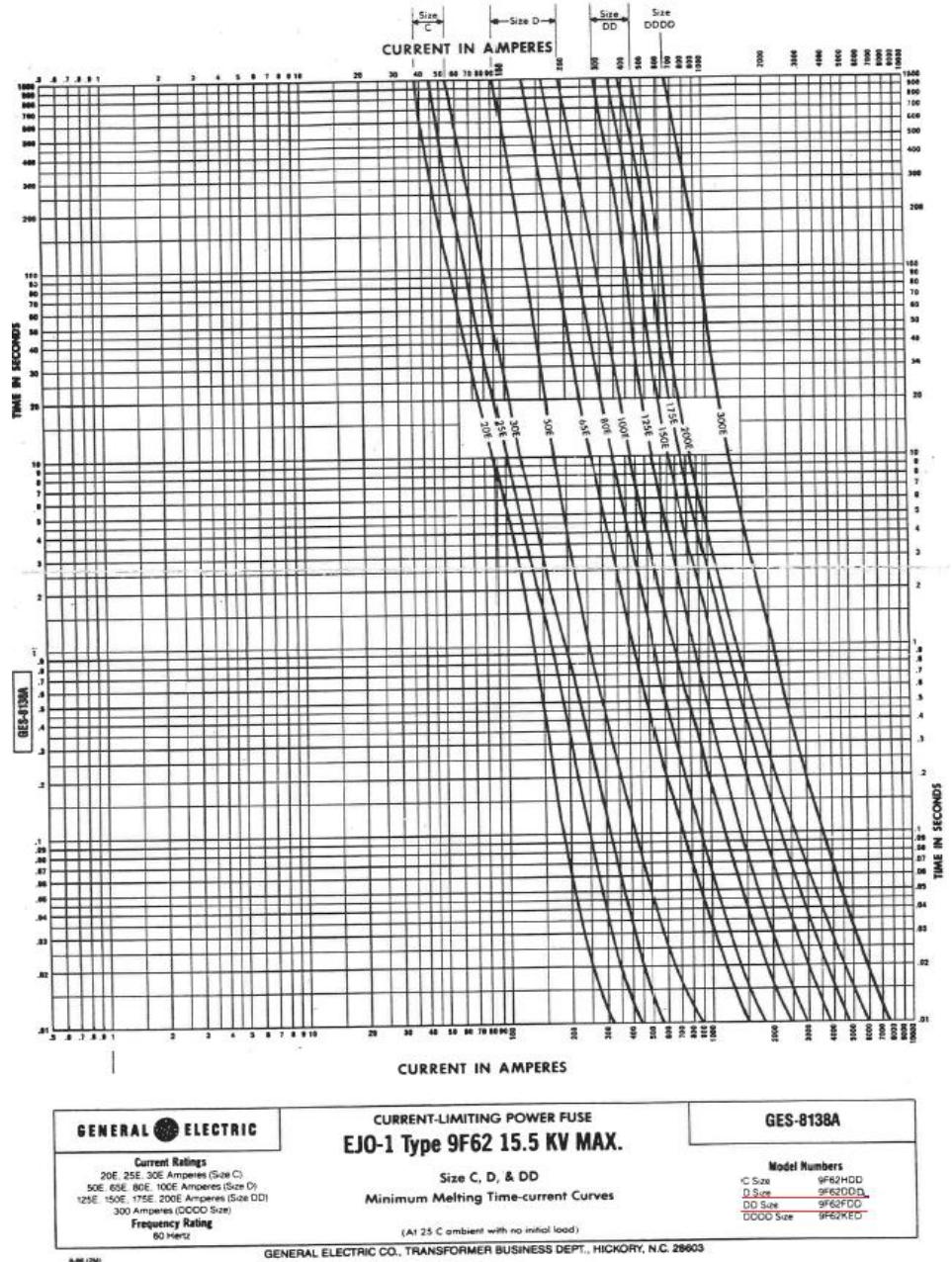
El equipo deberá ser instalado y utilizado por personal competente familiarizado con buenas prácticas de seguridad. Ningún manual substituye un entrenamiento adecuado y la experiencia en procedimientos para este tipo de equipo.

El fusible consiste de un tubo con terminales metálicas en cada final y un elemento de respuesta con un relleno de cuarzo. Cuando el fusible funciona, el arco que se obtiene como resultado del derretimiento del elemento de respuesta es enfriado por el relleno y extinguido sin expulsar ningún gas o material del tubo. La máxima corriente pasando a través del fusible antes que el arco sea extinguido es limitada a un valor considerablemente menor que la máxima corriente de corto circuito que se encuentra en el circuito.

Los fusibles EJ son utilizados para protección de corto circuito en transformadores de potencia y circuitos de alimentación.

Las curvas de operación de los fusibles se muestran en la figura 29:

Figura 29. Curvas de disparo fusible EJ.



Fuente: General Electric, EJO-1 Type 9F62 Manual, Pág. No. 14

### **3.1.2 Relevador de protección SPAG 332 C**

La aplicación del relevador SPAG 332 C incluye protección de potencia inversa, protección por sobre voltaje, protección de corto circuito y una protección de falla a tierra.

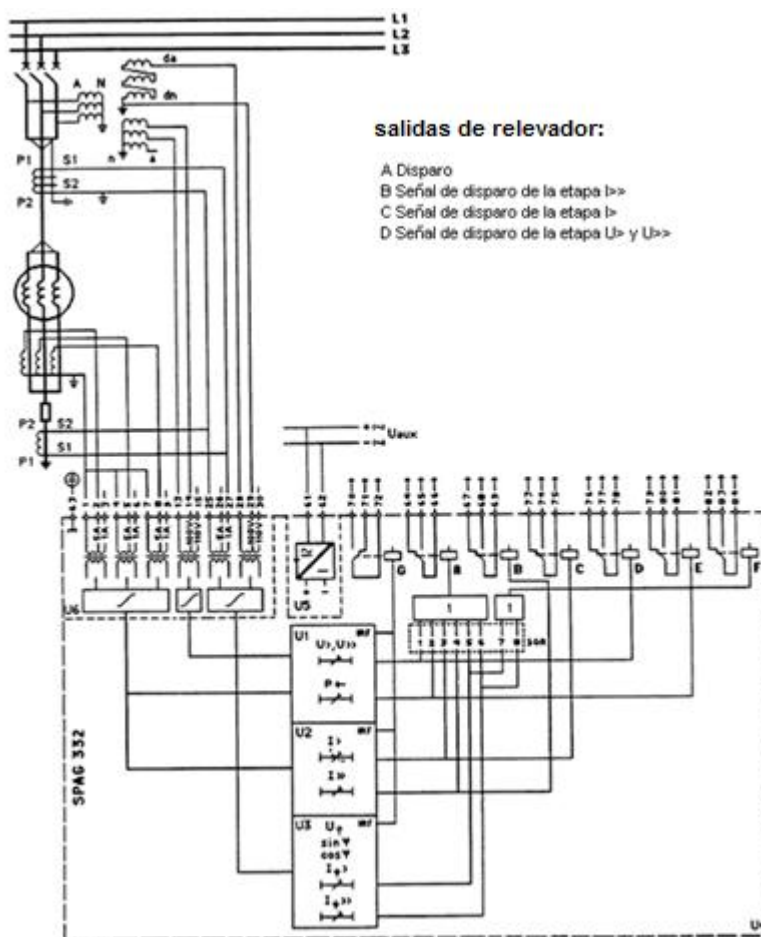
Este relevador incluye tres módulos de protección: uno combinado de sobre voltaje y potencia inversa, uno de sobre corriente de fase para protección de corto circuito y un módulo de sobre corriente direccional en el conductor neutro para protección de falla a tierra.

En la protección del alimentador de la subestación de la S&S a la subestación de la planta Palmas II, se utilizarán las protecciones de sobre voltaje con un ajuste de 1.12% y la protección de sobre corriente de disparo instantáneo coordinado con una curva extremadamente inversa.

La protección de sobre voltaje tiene dos etapas,  $U>$  y  $U>>$ . Cuando el voltaje excede el valor de ajuste de la etapa  $U>$ , la primera etapa inicia y una luz amarilla se enciende. Cuando el tiempo seleccionado ha transcurrido, la etapa de sobre voltaje entrega una señal a la salida del relevador y la luz cambia a rojo. La etapa de etapa alta  $U>>$  opera de la misma forma.

Cuando la corriente de fase excede el valor de ajuste, de la etapa de bajo ajuste, del módulo de sobre corriente, se inicia el temporizador y la luz indicadora se enciende en color amarillo. Cuando el temporizador concluye, el módulo entrega una señal de control a la salida del relevador. Al mismo tiempo, la luz es ahora de color rojo. La etapa de alto ajuste del módulo de sobre corriente opera de la misma forma. El diagrama de conexiones se muestra en la figura 30.

Figura 30. Diagrama de conexiones relevador SPAG 332 C.



Fuente: ABB manual, SPAG 332-C, Pág. No. 4

Continuación figura 30.

- U  
voltaje auxiliar
- A, B, C, D, E, F, G  
relevadores de salida
- U1  
módulo de sobre voltaje
- U2  
módulo de sobre corriente
- U3  
módulo de falla a tierra
- U4  
relevador de salida
- U5  
fuente de alimentación
- U6  
módulo de entradas y salidas

### **3.2 Maniobras de carga**

El alimentador tiene como función principal la energización y puesta en marcha del equipo en Palmas II para trabajos de comisionamiento. Se muestra entonces el diagrama de conexión a seguir.

#### **3.2.1 Diagrama unifilar del alimentador**

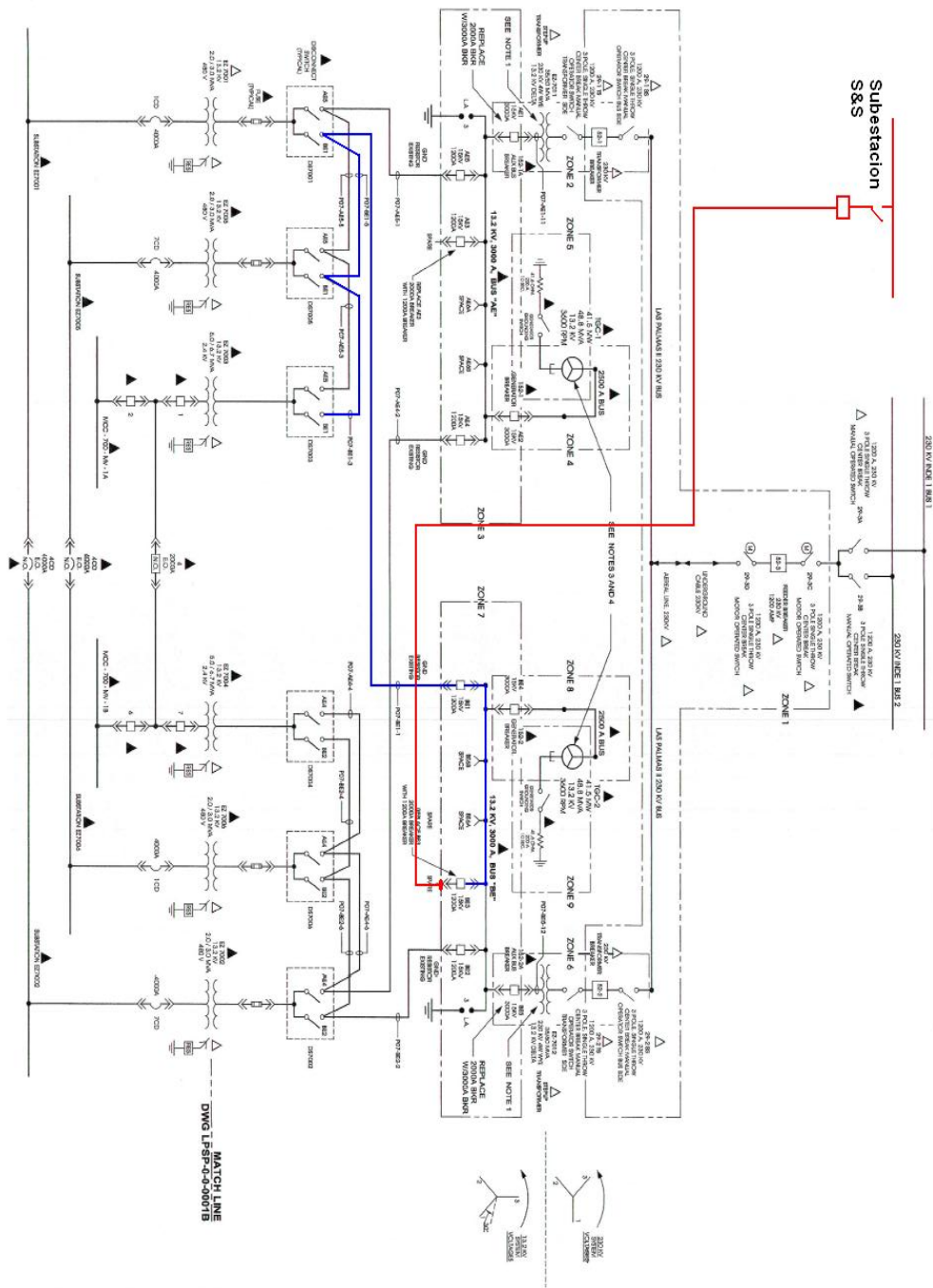
El diagrama unifilar del alimentador se muestra en la figura 31, en la cual se hace referencia tanto a la subestación de la planta S&S como el punto de conexión en la subestación *switchgear* en la planta Palmas II.



El punto de conexión en la subestación *switchgear* fue elegido en base a los siguientes criterios:

- El interruptor de reserva se encontraba físicamente accesible.
- El Administrador del Mercado Mayorista “AMM” solicitó protección en ambos extremos del alimentador.
- La barra “BE”, donde se encuentra el punto de conexión, era el *switchgear* con mayor avance en reacondicionamiento al momento; por lo tanto, era el más apto para el plan de alimentación.
- El turbo generador número 2 será el primero en entrar en operación; por lo tanto, los primeros equipos que serán puestos en marcha serán los que se encuentren alimentados por esta barra.

Figura 31. Diagrama unifilar Palmas II. Ruta alimentador 12.8kV.



Fuente: Duke-Energy Plano No. LPSP-0-0-001A

### 3.2.2 Interruptores de potencia tipo PIF

El interruptor de potencia tipo PIF tiene un mecanismo de energía almacenada, mediante un resorte, asegura una fuerza positiva y constante sobre las cuchillas principales sobre las variaciones de los controles manuales. Posee operación eléctrica y protección de sobre corriente.

Aplicación:

Su uso radica en el control de sistemas de potencia de distribución, son capaces de interrumpir amperajes de 600 hasta 1200 amperios. Poseen control eléctrico y mecánico. Se utilizan en conjunto con fusibles por lo que prestan una protección de corto circuito.

Estos interruptores se usan en:

- La protección y aislamiento de transformadores.
- La protección y aislamiento de circuitos monofásicos.
- La protección y aislamiento de circuitos trifásicos.
- Esquemas de transferencia automática.

Estándares de construcción:

Voltaje nominal: 12.8 kV

Máximo voltaje de diseño: 15 kV

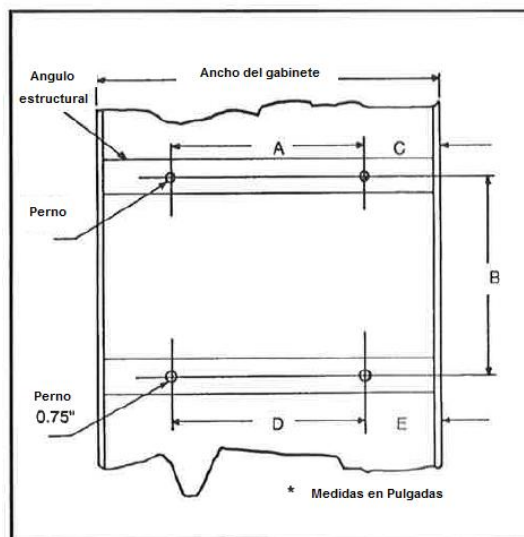
Amperios continuos: 600 – 1200 amperios

Máxima corriente momentánea (3segundos): 38,000 amperios

## Instalación:

Los interruptores se encuentran en gabinetes *switchgear*, los cuales deberán tener una superficie completamente plana para evitar inclinaciones que conduzcan a una operación incorrecta del equipo. El espacio necesario se muestra en la figura 32 y las dimensiones en la Tabla VIII:

Figura 32. Distancias en *switchgear* para montaje de interruptor.



Fuente: ABB manual, Interruptor tipo PIF, Pág. No. 12

Tabla VIII. Distancias en *switchgear* para montaje de interruptor.

Interruptor	A	B	C	D	E	F
13.8kV, 600A	21.24	21.88	7.38	21.24	7.38	0.75
13.8kV, 1200A	21.24	21.88	7.38	21.24	7.38	0.75

Fuente: elaboración del autor

### **Inspección de la instalación del interruptor:**

Luego de la instalación del interruptor se debe efectuar el siguiente procedimiento para asegurar una operación adecuada. Esto puede llevarse a cabo abriendo y cerrando el interruptor varias veces de manera consecutiva.

Los ajustes del interruptor deberán llevarse a cabo de la siguiente forma:

- Operar el interruptor varias veces asegurando la alineación de las cuchillas principales.
- La resistencia de contacto en las cuchillas deberá ser menor a  $80\mu\Omega$ .
- Si el interruptor no se mueve libremente o la resistencia es mayor a la indicada en el inciso número dos, el interruptor deberá ser reajustado.

### **Operación:**

Para abrir el interruptor:

- Hale el botón de seguridad a su posición extrema.
- Mueva la manija hacia la posición inferior hasta sentir la fuerza resistiva. El botón de seguridad puede ser liberado.
- Con una fuerza positiva continua, complete la apertura, hasta que el mecanismo de energía almacenada enganche.
- Ahora mueva la manija de apertura. El botón de seguridad regresará a su posición inicial.

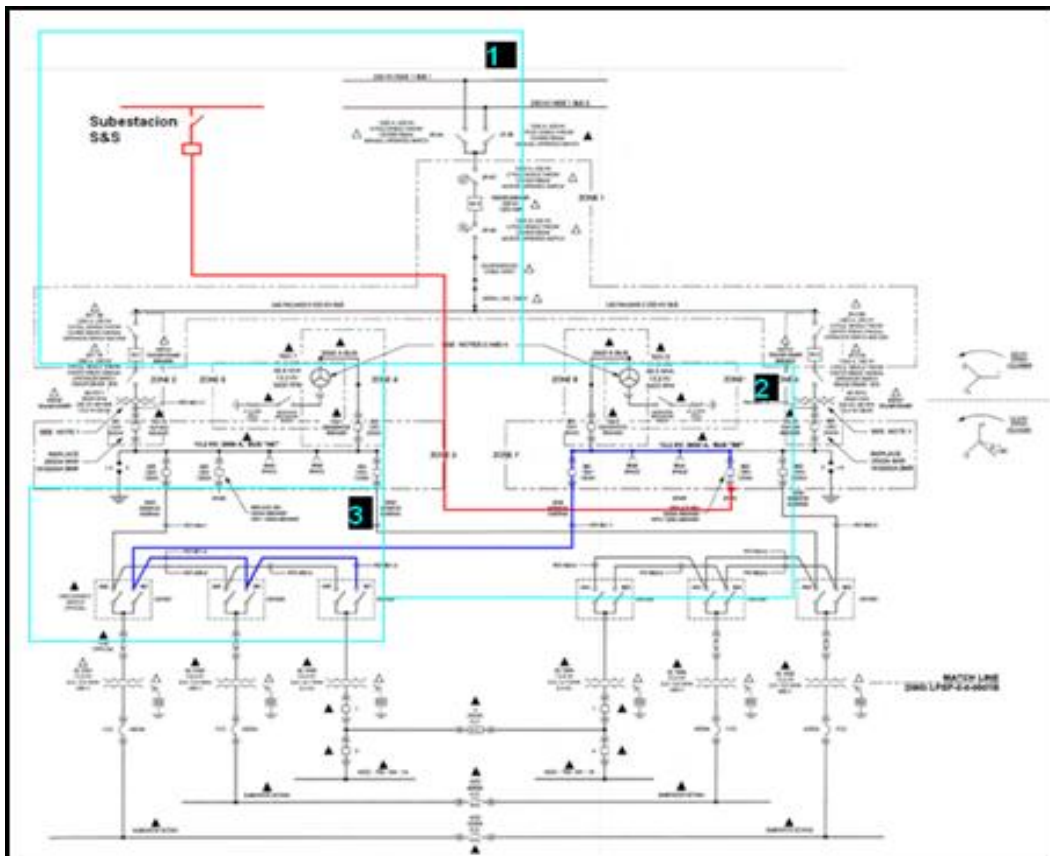
Para cerrar el interruptor:

El procedimiento de cierre es la secuencia inversa del procedimiento de apertura, exceptuando que la manija debe ser rotada hacia la posición superior.

### 3.2.3 Análisis y propuesta de protecciones del alimentador de 12.8kV

Se efectuará el análisis en tres secciones individuales, las cuales se muestran delimitadas en la figura 33:

Figura 33. Diagrama unifilar Palmas II. División de protecciones.



Fuente: Duke-Energy Plano No. LPSP-0-0-001A

### 3.2.3.1 Subestación S&S

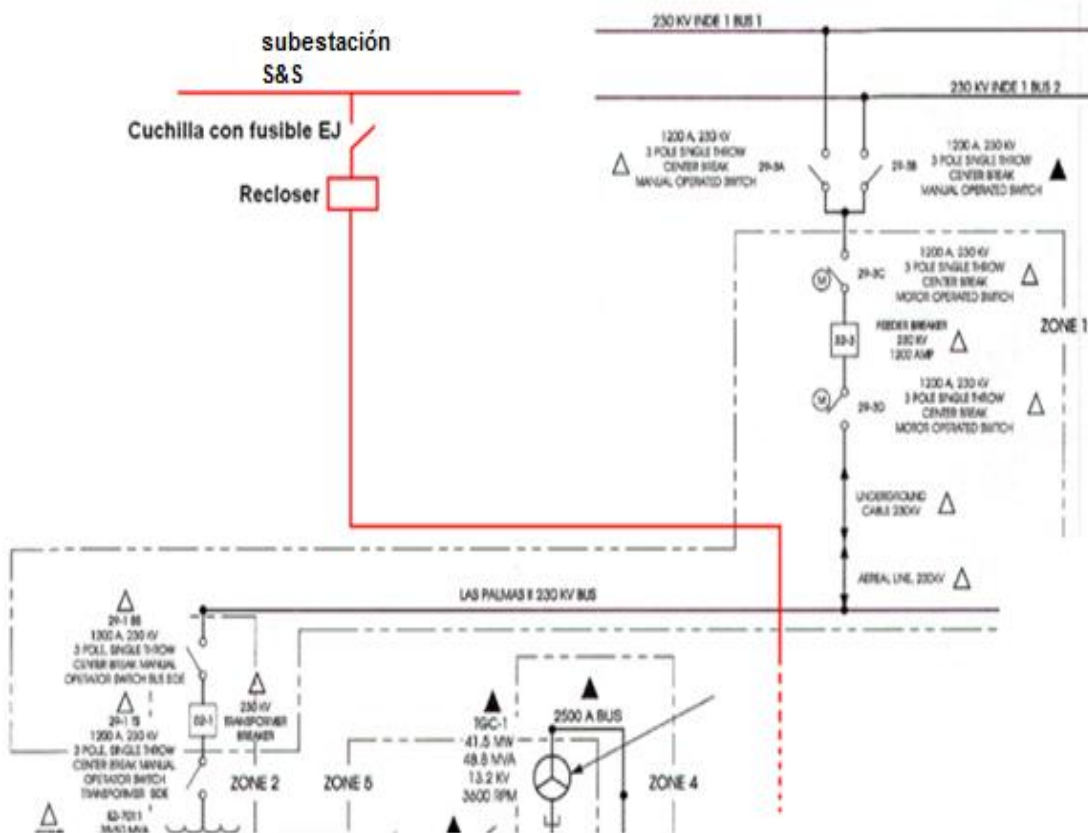
En esta primera sección (figura 34.), del diagrama unifilar, se muestra la subestación de 12.8kV de la planta S&S. las protecciones en este punto serán:

- Cuchilla
- Fusible ubicado en la cuchilla
- Interruptor reconector el cual es suministrado temporalmente por el INDE.
- Relevador de sobre voltaje a 1.12% (SPAG 332c)
- Relevador de sobre corriente (SPAG 332c)

La protección principal es el reconector, el cual deberá de ser capaz de proteger el alimentador; la función de la cuchilla queda únicamente para sacar de servicio el alimentador, la cual será necesaria en el momento que la turbina de gas con 23MVA de la S&S entre en operación ya que deberá entregar el total de esta potencia al Sistema Nacional Interconectado, según lo requerido el Administrador del Mercado Mayorista.

Hecho lo anterior, el alimentador podrá funcionar únicamente en el tiempo que la planta S&S no esté operando, y en caso que lo haga, todos los equipos bajo prueba de Palmas II deberán salir de operación y el alimentador deberá de ser liberado mediante la cuchilla.

Figura 34. Diagrama unifilar del alimentador de 12.8kV al extremo de la subestación S&S.



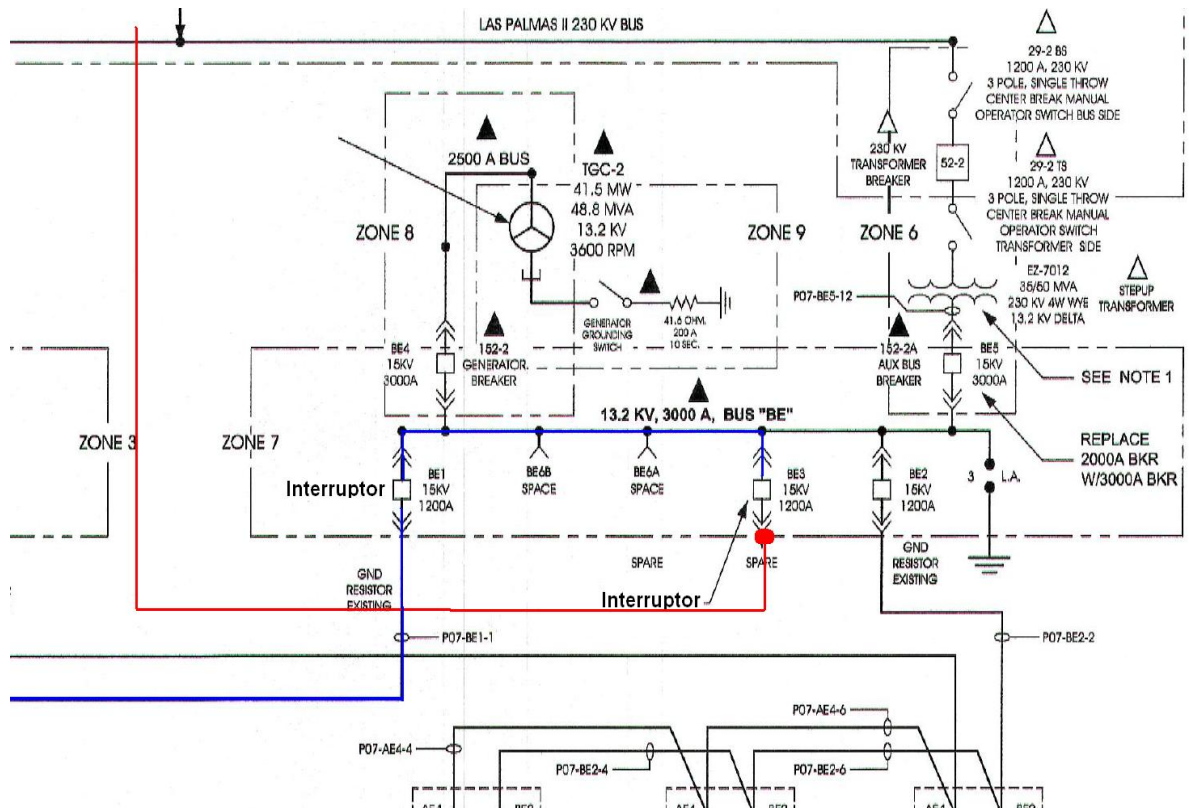
Fuente: Duke-Energy Plano No. LPSP-0-0-001<sup>a</sup>

### 3.2.3.2 Punto de conexión

El Administrador de Mercado Mayorista “AMM” requirió que el alimentador contara con protección en ambos extremos; por lo tanto, en la subestación *switchgear* en Palmas II, se conectó al interruptor BE3 (barra BE) y BE1 (cuchillas de 13.2kV) los cuales cuentan con un relevador marca SEL modelo 351a, cada uno los cuales brindan protección de sobre corriente y sobre voltaje. Se muestra el detalle en la figura 35.



Figura 35. Diagrama unifilar del alimentador de 12.8kV al punto de conexión.



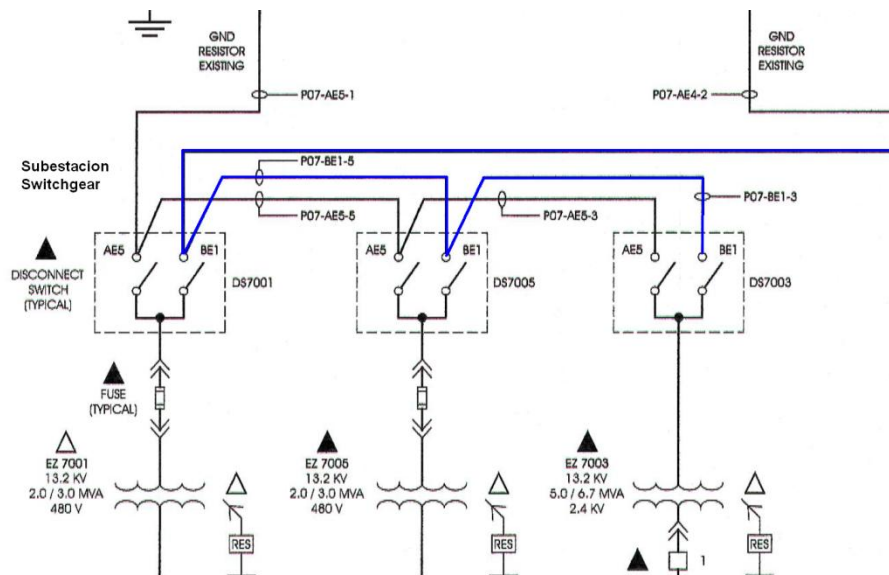
Fuente: Duke-Energy Plano No. LPSP-0-0-001A

### 3.2.3.3 Cuchillas de distribución.

El alimentador, por último proporcionará voltaje a las cuchillas de distribución mostradas en la figura 36, las cuales efectuarán las maniobras requeridas para energizar algún equipo en específico. Se muestran en este diagrama unifilar las primeras cuchillas a ser energizadas debido a los requerimientos de pre-comisionamiento en la planta.

De este punto en adelante, las protecciones, bloqueo y etiquetado deberán considerarse para cada equipo en específico.

Figura 36. Diagrama unifilar del alimentador de 12.8kV a las cuchillas de alimentación.



Fuente: Duke-Energy Plano No. LPSP-0-0-001A

### 3.2.4 Procedimiento de energización del alimentador

Los pasos acá enumerados constituyen la secuencia a seguir en la puesta en marcha del alimentador de 12.8 kV hacia la planta Palmas II.

#### **Prerrequisitos:**

Los siguientes puntos enlistan las pruebas, inspecciones y preparaciones que deberán de ser llevadas a cabo y documentadas apropiadamente:

- Instalación correcta de los cables.
- Medir el nivel de aislamiento de cables.
- Aplicación de pruebas de alto voltaje.
- Que los cables estén terminados y torquados correctamente en ambos lados.
- Conexión a tierra completa.
- Prueba de funcionamiento remota efectuada por el INDE en el Reconectador.
- Instalación y prueba de funcionamiento del relevador de protección de disparo del reconectador.
- Que las conexiones de la barra estén instaladas temporalmente en el punto de desconexión en lugar de los fusibles debido a la adición del reconectador.
- Comisionamiento del interruptor BE1 y ajuste y prueba del SEL 351A.
- Bloqueado y etiquetado de la puerta trasera del panel para el interruptor BE 1.
- Comisionamiento del interruptor BE3 y ajuste y prueba del SEL 351A.
- Bloqueado y etiquetado de la puerta trasera del interruptor BE 3.
- Instalación prueba, terminación y torquado del cable P07-BE1-1
- Instalación prueba, terminación y torquado del cable P07-BE1-5
- Instalación prueba, terminación y torquado del cable P07-BE1-3
- Instalación prueba, terminación y torquado del cable P07-BE5-1

- Instalación prueba, terminación y torqueado del cable P07-BE5-5
- Instalación prueba, terminación y torqueado del cable P07-BE5-3
- Efectuar pruebas eléctricas y de funcionamiento en la cuchilla DS7001 e instalar los fusibles correctos.
- Efectuar pruebas eléctricas y de funcionamiento en la cuchilla DS7005.
- Efectuar pruebas eléctricas y de funcionamiento en la cuchilla DS7003 e instalar los fusibles correctos.
- comisionamiento, instalación y prueba de los relevadores de protección según el fabricante para las celdas de los *switchgear* de 480 y 2400 voltios.
- Comisionamiento según las recomendaciones del fabricante incluyendo circuitos de alarma y control del transformador EZ 7001.
- Comisionamiento según las recomendaciones del fabricante incluyendo circuitos de alarma y control del transformador EZ 7005.
- Comisionamiento según las recomendaciones del fabricante incluyendo circuitos de alarma y control del transformador EZ 7003.
- Pruebas de funcionamiento de alarmas y protecciones de disparo para el transformador EZ001.
- Pruebas de funcionamiento de alarmas y protecciones de disparo para el transformador EZ005.
- Pruebas de funcionamiento de alarmas y protecciones de disparo para el transformador EZ003.
- Los transformadores deben estar conectados a tierra.
- Bloquear y etiquetar la cuchilla de Palmas I en la posición ABIERTO.
- Bloquear y etiquetar el Reconectador en la posición ABIERTO.
- Conectar el interruptor BE 1 a la barra y bloquearlo y etiquetarlo en la posición ABIERTO.
- Conectar el interruptor BE 3 a la barra y bloquearlo y etiquetarlo en la posición ABIERTO.

- Comisionar, bloquear y etiquetar en la posición ABIERTO los interruptores de los alimentadores de EZ7004, EZ7006 y EZ7002.
- Comisionar, bloquear y etiquetar en la posición ABIERTO los interruptores de los alimentadores de EZ7001, EZ7005 y EZ7003.
- Comisionar, bloquear y etiquetar los interruptores de amarre de los buses de 480 y 2400 voltios en la posición.
- Comisionar, bloquear y etiquetar todos los interruptores de cada línea de los tres *switchgear* en la posición ABIERTO.
- Bloquear y etiquetar las cuchillas DS 7001, DS7005 y DS 7003 en la posición ABIERTO en ambas posiciones BE1 y AE5, bloquear las llaves en una caja de bloqueo y etiquetado.
- Bloquear y etiquetar las cuchillas DS 7002, DS7006 y DS 7004 en la posición ABIERTO en ambas posiciones BE2 y AE4; bloquear las llaves en una caja de bloqueo y etiquetado.
- Retirar todas las conexiones a tierra temporales.
- Asegurarse que todas las conexiones a tierra permanentes estén instalados.
- Todas las puertas, cubiertas y guardas de los gabinetes estén en su lugar y cerrados.
- Asegurar que todas las etiquetas de seguridad estén en su lugar.
- Colocar los tap's de los transformadores en su posición correcta y bloqueada si es necesaria.
- Etiquetar de manera permanente todos los cables en el *switchgear*.

### **Procedimiento de energización:**

- Los puntos siguientes listan los pasos a seguir para la energización del conductor, estos puntos deberán de efectuarse con el propósito de asegurar una puesta en marcha segura y que no representará ningún peligro para el personal.
- Asegurar que solo el personal necesario se encuentra en la subestación de caldera 13.2 kV en la planta Palmas II.
- Retire bloqueo y etiquetado de la cuchilla en la barra de la S&S para alimentar el Reconectador.
- Retire el boqueo y etiquetado del reconectador y ciérrelo para energizar el cable hacia la planta Palmas II.
- Retire el bloqueo y etiquetado del interruptor BE 3 y ciérrelo.
- Verifique que exista voltaje en la barra y que el relevador indique dicho voltaje y cero amperios.
- Retire el bloqueo y etiquetado del interruptor BE 1 y ciérrelo.
- Verifique que el relevador indique voltaje y la lectura de amperio debe ser cero.
- Retire el bloqueo y etiquetado de la cuchilla DS7001 y ciérrelo.
- Verifique que el transformador EZ 7001 se encuentre operando correctamente y el funcionamiento del monitor sea el adecuado. Efectuar verificaciones de voltaje, si no es el adecuado proceda a bloquear y etiquetar, abra la cuchilla y cambie a la posición de tap adecuada. Asegurar que el personal y las herramientas se hayan retirado, que las cubiertas estén de nuevo en su lugar y retire el bloqueo y etiquetado, cierre la cuchilla y vuelva a verificar los niveles de voltaje.
- Retire el bloqueo y etiquetado de la cuchilla DS7005 y ciérrela.

- Verifique que el transformador EZ 7005 se encuentre operando correctamente y el funcionamiento del monitor sea el adecuado. Efectuar verificaciones de voltaje, si no es el adecuado proceda a bloquear y etiquetar, abra la cuchilla y cambie a la posición de tap adecuada. Asegurar que el personal y las herramientas se hayan retirado, que las cubiertas estén de nuevo en su lugar y retire el bloqueo y etiquetado, cierre la cuchilla y vuelva a verificar los niveles de voltaje.
- Verifique que el transformador EZ 7003 se encuentre operando correctamente y el funcionamiento del monitor sea el adecuado. Efectuar verificaciones de voltaje, si no es el adecuado proceda a bloquear y etiquetar, abra la cuchilla y cambie a la posición de tap adecuada. Asegurar que el personal y las herramientas se hayan retirado, que las cubiertas estén de nuevo en su lugar y retire el bloqueo y etiquetado, cierre la cuchilla y vuelva a verificar los niveles de voltaje.
- Retire el bloqueo y etiquetado del interruptor de lado de baja del transformador EZ7005 y ciérrelo.
- Usando requerimientos apropiados de la NFPA 70E, verifique el voltaje y rotación de fases en la línea del *switchgear*.
- Retire el bloqueo y etiquetado del interruptor de amarre entre los centros de carga EZ7005 y EZ7006, ciérrelo.
- Verifique que las mediciones sean las correctas.
- Continuar con esta secuencia lógica de operación hasta que todos los *switchgear* y centros de control de motores se encuentren en servicio. Antes de proceder con la energización del equipo eléctrico, asegúrese que todo el bloqueo y etiquetado haya sido llevada a cabo para permitir un trabajo seguro.





## CONCLUSIONES

1. Los proyectos de ingeniería eléctrica cuentan con una previsión a mediano y largo plazo con vista en futuras ampliaciones. Así también, se consideran aspectos de diseño en cableado de instrumentación e información.
2. Durante el proceso de montaje y puesta en marcha de una planta de generación eléctrica, un procedimiento de bloqueo y etiquetado es llevado a cabo de manera adecuada en situaciones de potencial peligro, con ésto se evita daños a equipo, accidentes e incluso la muerte de cualquier trabajador.
3. En cualquier instalación eléctrica que relacione una conexión con el Sistema Nacional Interconectado, se involucra la AMM con el fin de obtener permisos y autorizaciones previas a la energización del mismo. De la misma forma se trabaja con el INDE si la subestación es de su propiedad.

4. En la elección del conductor adecuado y del diseño apropiado, se toman en cuenta tanto variables eléctricas, mecánicas, ambientales, económicas y de seguridad. La importancia de cada una de ellas variará el diseño de la instalación a razón de la fiabilidad y/o factibilidad del mismo.
  
5. Las funciones básicas de un sistema de protección y coordinación, son prevenir los riesgos a la vida y la propiedad, minimizar el daño al sistema y sus componentes y limitar la extensión y duración de la interrupción del servicio, cuales quiera que sean las anomalías ocurridas en cualquier parte del sistema.

## RECOMENDACIONES

1. La obra civil del proyecto deberá contar con tubería PVC de 4 pulgadas de diámetro con la finalidad de instalar tres conductores por tubo, con ello el tercer generador contará con una instalación propiamente dimensionada. La forma correcta de instalar éstos conductores, es ubicando un conductor de cada fase por tubo, con esta disposición los campos magnéticos serán eliminados unos con otros, evitando la inducción de corrientes parasitas en piezas metálicas cercanas a la instalación y reduciendo la fuente de interferencia eléctrica en cableado de control.
  
2. El fusible en la subestación S&S no debe de existir en el esquema de protecciones, ya que un fusible cumple con la función de aislamiento de falla y en este caso en particular, aislaría al mismo reconectador, así como la subestación switchgear en Palmas II. Por lo tanto, el fusible deberá de ser retirado del gabinete y reemplazado con una barra de cobre dimensionada apropiadamente en su lugar, con esto el reconectador operará adecuadamente y los fusibles ubicados en los equipos auxiliares de la planta Palmas II, serán los encargados de aislar la falla de forma apropiada y coordinada.



## BIBLIOGRAFÍA

- 1 Beeman, Donald. *Industrial Power Handbook*, 189 p.p.
- 2 Guillermo de Jesús Díaz Montenegro. *Diseño de Zonas de Protección Para Subestaciones de Distribución*, 108 p.p.
- 3 Richard Gustavo San José Pérez. *Diseño y Montaje de Red de Alimentación Principal de Media Tensión (13.2kV) del Aeropuerto Internacional la Aurora*, 121p.
- 4 IEEE Book Company. *Electric Power Distribution for industrial plants*. Third Edition. 149 p.p.
- 5 Westinghouse Electric Corporation. *Instructions for VAC-CLAD Metal-Clad Switchgear*, 29 p.p.
- 6 NFPA. *National Electric Code*, 2002. 718 p.p.