



UNIVERSIDAD MICHUACANA DE
SAN NICOLÁS DE HIDALGO



UNIVERSIDAD MICHUACANA
DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO
Cuna de héroes, crisol de pensadores

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“MODERNIZACIÓN DE TABLEROS Y EQUIPO ELÉCTRICO DE LA PLANTA
CARLOS FONSECA”

REPORTE DE EXPERIENCIA LABORAL QUE PRESENTA:

FERNANDO OBET FARFAN MADRIGAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

ASESOR: IGNACIO FRANCO TORRES

INGENIERO ELECTRICISTA

Morelia, Michoacán, México

Octubre del 2017

Agradecimientos

Agradezco a la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo por la oportunidad brindada a mi persona para la realización de esta nueva etapa.

A mis padres que me apoyaron incondicionalmente durante toda la carrera, aun de haber tenido problemas económicos nunca dejaron de apoyar para que pudiera continuar mis estudios y llegar hasta este punto. Por eso y más los amo.

A mis hermanos que, aunque no son las personas más expresivas que conozco siempre me brindaron su apoyo, porque yo sentía el orgullo que tenían al mirarme como su hermano el que está estudiando ingeniería. Espero y alguno de ellos quiera continuar sus estudios y logren ser unos profesionistas.

A todos mis amigos estudiantes de la licenciatura por su amistad y apoyo, por todos los momentos que juntos pasamos. Gracias por ser excelentes personas.

Dedicatoria

Dedico este trabajo a todos aquellos que me apoyaron moral y económicamente;

A esos compañeros que fueron surgiendo durante el transcurso de la carrera. Compañeros de estudios, compañeros de fiesta y compañeros de la vida.

A mis padres quienes me apoyaron todo el tiempo.

A mi novia quien me apoyo y alentó para continuar, cuando parecía que me iba a rendir por unos problemas personales.

A mis maestros quienes dedicaron un tiempo y persistieron al enseñarme, sin importar las pocas clases a las que asistíamos por huelgas o tomas.

A mi asesor quien se tomó el tiempo de leer y corregir el trabajo.

A todos los que me apoyaron para escribir y concluir este trabajo.

Para ellos es esta dedicatoria, pues es a ellos a quienes les debo por su apoyo incondicional.

Índice

Agradecimientos	i
Dedicatoria.....	ii
Índice	iii
Resumen.....	v
Palabras clave	v
Abstract.....	vi
Keywords.....	vi
Lista de figuras.....	vii
Lista de tablas	x
Glosario de términos.....	xi
Capítulo 1 Introducción	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Objetivo.....	6
1.3 Justificación.....	7
1.4 Metodología	7
1.5 Contenido del reporte.....	7
Capítulo 2 Condiciones actuales de PCF.....	9
Capítulo 3 Cálculo de cables y denominación de cables y tableros	20
3.1 Consideraciones de cálculo en conductores de corriente directa	23
3.2 Corrección de la corriente nominal para conductores de fuerza	23
3.3 Verificación del calibre del conductor por caída de tensión	25
3.4 Cálculo de la corriente de cortocircuito permisible en el conductor.....	27
3.5 Cálculo de la corriente de cortocircuito de la carga	27

3.6	Introducción al sistema KKS	31
3.7	Nomenclatura de cables	32
3.8	Niveles de clasificación para equipos	33
3.9	Lista de código principal KKS.....	35
3.10	Identificación en la red y sistemas auxiliares (ejemplo).....	37
3.11	Lista de tableros y cajas locales en casa de maquinas PCF	38
Capítulo 4 Diseño		49
4.1	Longitudes de secciones rectas	53
4.2	Ancho para secciones de las bandejas portacables	53
4.3	Alto lateral (peralte)	54
4.4	Espacio entre peldaños.....	54
4.5	Radio interior de las secciones curvas.	55
4.6	Grados de arco para los codos.....	55
4.7	Propuesta para trayectorias de bandejas.....	55
Capítulo 5 Conclusiones generales, aportaciones y trabajos futuros.....		65
Bibliografía		66

Resumen

Este trabajo presenta parte de mi experiencia laboral, en el que muestro la experiencia en diseño de rutas para las canalizaciones, así como la selección de la misma dependiendo la cantidad de cables que llevara. También en este trabajo hablo sobre la identificación de cada tablero mediante el sistema KKS, la disposición del equipo, el alimentador del equipo así como sus derivaciones. Y la importancia del uso de AutoCAD para un ingeniero electricista.

Palabras clave

Casa de máquinas, Disposición de equipos, Bandeja de cable, Sitio, KKS.

Abstract

This work presents part of my work experience, in which I show the experience in designing routes for the cable trays, as well as the selection of the same depending on the amount of cables that will take. Also in this work I talk about the identification of each board using the KKS system, the layout of the equipment, the equipment feeder as well as its branch circuits. And the importance of using AutoCAD for an electrician engineer.

Keywords

Power house, Equipment Layout, Cable tray, Site, KKS

Lista de figuras

Figura 1. 1 Planta Carlos Fonseca.	2
Figura 1. 2 Mapa de Nicaragua.....	2
Figura 1. 3 Ubicación de PCF.....	3
Figura 1. 4 Lago de Apanás.	3
Figura 1. 5 Lago de Apanás y lago de Asturias.	4
Figura 1. 6 Centro de bombeo Asturias.	4
Figura 1. 7 Embalse La Virgen.....	5
Figura 1. 8 Canal de conducción tramo 1.	5
Figura 1. 9 Canal de conducción tramo 2.	5
Figura 1. 10 Sifón.	6
Figura 2. 1 Tubería forzada.....	9
Figura 2. 2 Plano casa de máquinas PCF.....	10
Figura 2. 3 Cortes de casa de máquinas PCF.....	11
Figura 2. 4 Piso de generador PCF.	12
Figura 2. 5 Gabinete de cierre de estrella de un generador de PCF.....	12
Figura 2. 6 Unidad hidráulica generador 2 PCF.	13
Figura 2. 7 Unidad hidráulica generador 1 PCF.	13
Figura 2. 8 Bandejas portacables.	14
Figura 2. 9 Regulador de velocidad.	14
Figura 2. 10 Piso de válvula.....	15
Figura 2. 11 Piso de tableros.....	15
Figura 2. 12 Tablero de media tensión.	16
Figura 2. 13 Cuchillas desconectoras.....	16
Figura 2. 14 Tableros de protecciones.	17
Figura 2. 15 Tablero de control.	17
Figura 2. 16 Relevadores electromecánicos.	18
Figura 2. 17 Bandejas que suben al piso de control.....	18

Figura 2. 18 Licencia de generación.....	19
Figura 3. 1 Diagrama unifilar principal PCF.....	20
Figura 3. 2 Diagrama unifilar de servicios auxiliares de CA PCF.....	21
Figura 3. 3 Diagrama unifilar de servicios auxiliares de CD PCF.....	22
Figura 3. 4 Ejemplo de subgrupos KKS.....	37
Figura 3. 5 Piso falso.....	43
Figura 3. 6 Estructura portacables.....	43
Figura 3. 7 Piso de válvulas.....	44
Figura 3. 8 Piso de turbina.....	45
Figura 3. 9 Piso de generador.....	46
Figura 3. 10 Piso de generador, galería de cables.....	46
Figura 3. 11 Piso de excitación.....	47
Figura 3. 12 Piso de tableros.....	47
Figura 3. 13 Piso de control.....	48
Figura 4. 1 Características de bandeja portacables.....	51
Figura 4. 2 Espaciamiento de peldaños.....	51
Figura 4. 3 Formal general de bandejas portacables.....	52
Figura 4. 4 Bandejas de piso de válvulas.....	56
Figura 4. 5 Soportería de piso de válvulas.....	56
Figura 4. 6 Bandejas piso de turbina.....	57
Figura 4. 7 Soportería de piso de turbina.....	58
Figura 4. 8 Bandejas piso de generador.....	58
Figura 4. 9 Trinchera propuesta piso de generador.....	59
Figura 4. 10 Cortes piso de generador.....	60
Figura 4. 11 Bandejas piso de excitación.....	61
Figura 4. 12 Soportería piso de excitación.....	61
Figura 4. 13 Bandejas piso de tableros.....	62
Figura 4. 14 Cortes piso de tableros.....	63

Figura 4. 15 Soportería piso de tableros.	63
Figura 4. 16 Bandejas piso de control.....	64
Figura 4. 17 Cortes y detalles de soportes.	64

Lista de tablas

Tabla 3. 1 Ampacidad de los conductores	29
Tabla 3. 2 Tablero principal alimentador.....	30
Tabla 3. 3 Lista de subgrupos.	36
Tabla 3. 4 Denominación KKS para los equipos de casa de máquinas PCF.....	38
Tabla 4. 1 Área permisible para multiconductores	50

Glosario de términos

BEI	Banco Europeo de Inversiones
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
PCA	Planta Centroamérica
CH	Central Hidroeléctrica
T.M.V.	Tuma, Matagalpa y Viejo
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
PCF.	Planta Carlos Fonseca
Ω	ohms
1 KW	1.3404 HP
A	Amper
ANCE	Asociación Nacional de Normalización y Certificación
ASTM	Sociedad Americana de Pruebas de Materiales
AWG	American Wire Gauge
CA	Corriente alterna
CB	Circuit breaker (interruptor)
CD	Corriente directa
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CH	Central hidroeléctrica
cm	centímetros
CT	cable tray
G	giga
<i>g</i>	aceleración de la gravedad
<i>Hz</i>	Hertz
IB	Corriente del conductor (de acuerdo a ficha técnica)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de ingenieros electricistas y electrónicos
IZ	Corriente máxima admisible del conductor (con valor de reducción)
K	kilo
KKS	Kraftwerks-Kennzeichen-System

M	mega
<i>m</i>	metros
m ³	metros cúbicos
mm	Milímetros
mm ²	milímetros cuadrados
NMX	Normas Mexicanas
NOM	Norma Oficial Mexicana
PEMEX	Petróleos Mexicanos
SE	Soportes Eléctricos
SP	Single phase (monofásico)
SR	sun resistance
TP	Three phase (trifásico)
u\$	dólares
v	volt
W	watts

Capítulo 1 Introducción

En este documento se plasman las bases que tiene una central hidroeléctrica (CH) desde el punto de vista eléctrico aplicado a servicios auxiliares y servicios propios (tableros y equipo eléctrico que requieren ser alimentados de energía eléctrica para su funcionamiento y a su vez mantengan en operación a la central hidroeléctrica).

1.1 Antecedentes

El problema inicial que se planteó en la realización del primer aprovechamiento del proyecto hidroeléctrico de los ríos Tuma, Matagalpa y Viejo (SISTEMA T.M.V.), fue el de su justificación técnica y económica, de tal manera que pudiera demostrarse su completa factibilidad ante las entidades financieras extranjeras, por tratarse de la primera obra del proyecto de mayor envergadura que el país acometía.

En 1951 tuvieron inicio los primeros estudios e investigaciones preliminares para aprovechar recursos hidráulicos con el fin de producir energía en el país.

En 1952 se iniciaron los estudios de electrificación del río Tuma, el que es parte del sistema de aprovechamiento hidroeléctrico T.V.M.

La planta Carlos Fonseca (figura 1.1) o anteriormente llamada Santa Bárbara inició sus operaciones comerciales a mediados del año 1972 perteneciendo al estado y siendo sustentada por el gobierno.[1]

La PCF está ubicada en Nicaragua (figura 1.2) a 30.5 Km del pueblo de Sebaco (figura 1.3) y pertenece a la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL). El embalse de Apanás dio el origen al nombramiento del lago de Apanás y este fue construido por el cierre del río Tuma, ubicado a 6 Km de Jinotega y a 170 Km de Managua (capital de Nicaragua).



Figura 1. 1 Planta Carlos Fonseca.

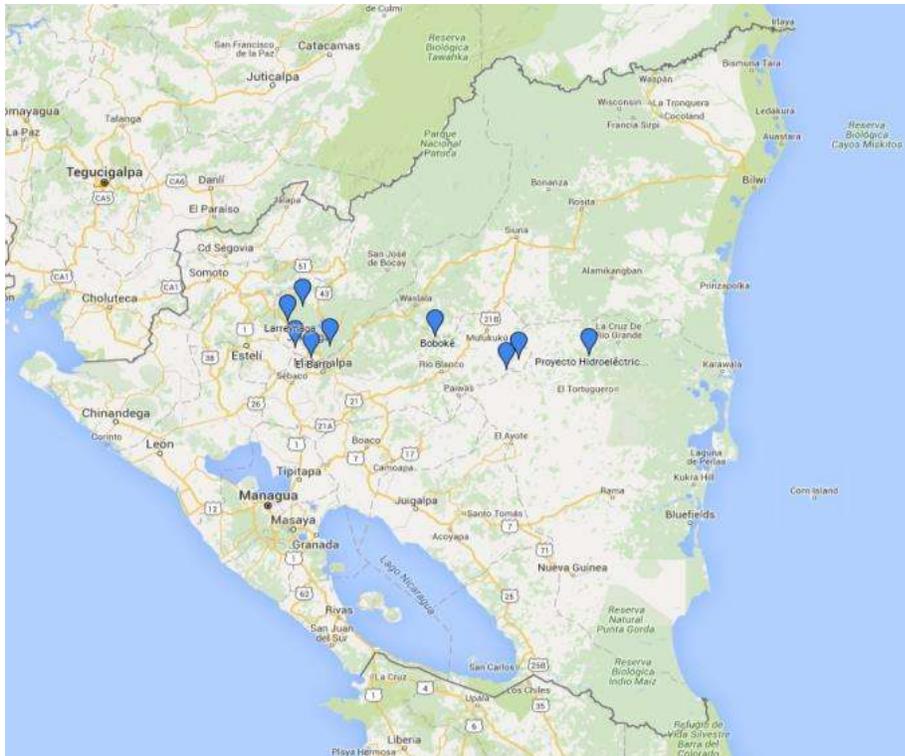


Figura 1. 2 Mapa de Nicaragua.

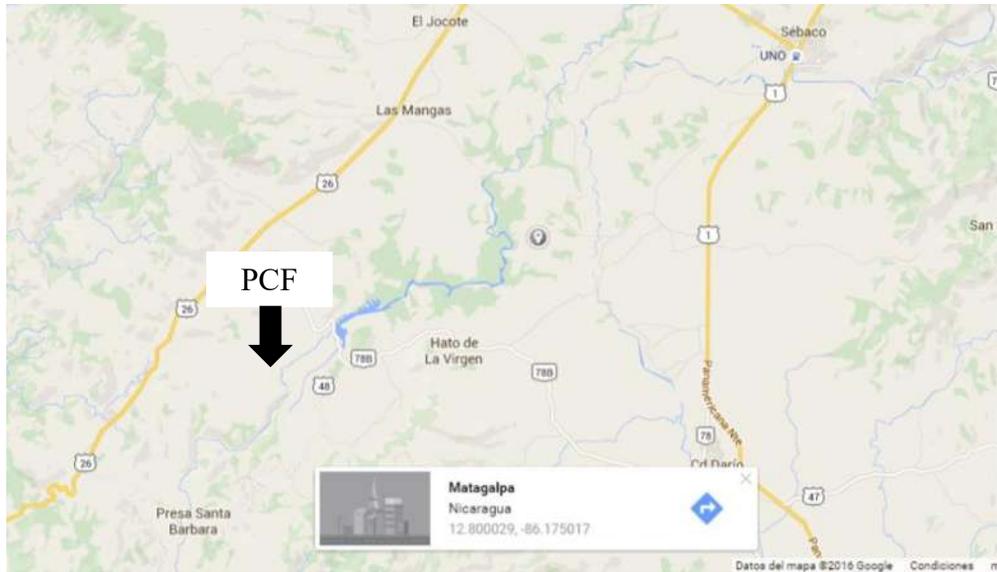


Figura 1. 3 Ubicación de PCF.

El lago de Apanás (figura 1.4) es el principal proveedor de la energía primaria al embalse La Virgen. El embalse de Apanás cuenta con un sistema de protección contra inundaciones llamado *morning glory*. La función principal de esta protección ya que tiene forma de embudo es drenar (enviar) el agua que está llegando al nivel superior a un lago vecino llamado lago de Asturias (figura 1.5).[2]

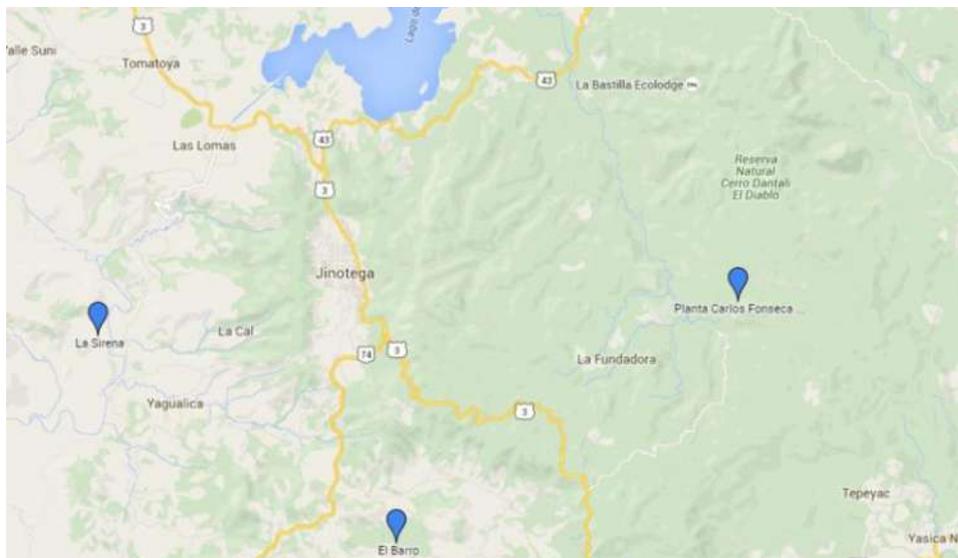


Figura 1. 4 Lago de Apanás.



Figura 1. 5 Lago de Apanás y lago de Asturias.

El tener un lago vecino tiene como ventaja de que en tiempos de secas o de pocas lluvias se tiene el respaldo de que se contara con agua en esos tiempos, el agua del lago Asturias se hace llegar al lago de Apanás por medio de un sistema de bombeo con capacidad de enviar 10 m³/s de agua. Cuenta con cuatro bombas y cada una con capacidad de 2.5 m³/s (figura 1.6).



Figura 1. 6 Centro de bombeo Asturias.

La PCF cuenta con un embalse de 6 Km² de superficie, el embalse de La Virgen (figura 1.7). La represa del embalse La Virgen está sobre la cuenca hídrica Tuma-Río Viejo, en el departamento (estado) de Matagalpa.



Figura 1. 7 Embalse La Virgen.

El agua se hace llegar al embalse por medio de un canal 2,700 metros de longitud en tramos de 1,007 m (figura 1.8) y 1,693 m (figura 1.9) respectivamente.



Figura 1. 8 Canal de conducción tramo 1.



Figura 1. 9 Canal de conducción tramo 2.

Los canales son enlazados por medio de un sifón de 186 m (figura 1.10) y con capacidad de 33 m³/s.



Figura 1. 10 Sifón.

Nicaragua posee un enorme potencial de recursos hídricos disponibles para la generación eléctrica. Hace 51 años se inició el aprovechamiento del reservorio de Apanás, con la entrada en operaciones de la Planta Hidroeléctrica Centro América (PCA) 7 años después entro en operación la PCF.

1.2 Objetivo

El objetivo de este trabajo es analizar, comentar y compartir la rehabilitación y modernización de la planta Carlos Fonseca con capacidad instalada de 50 Mega Watts, para su operación óptima, continua, segura y confiable, tomando como referencia los equipos existentes, planos existentes, rutas y trayectorias de bandejas existentes y siempre dando la mejor opción de mejoramiento.

1.3 Justificación

La razón de haber elegido este tema es que una central hidroeléctrica recibirá una sustitución de tableros y equipo eléctrico más óptimos y modernos, y se me encomendó realizar la digitalización de los planos de la planta Carlos Fonseca (PCF), la distribución de los equipos eléctricos nuevos en esos mismos planos, el diagrama unifilar principal y de servicios auxiliares de PCF, el diseño de las rutas de charolas así como sus dimensiones, entre otras cosas. Es mi primera vez realizando esto por mi cuenta, ya que había apoyado anteriormente en otros proyectos, lo que representa para mí es un mundo de nuevos conocimientos, y aplicar lo que se aprendió durante toda la carrera, por lo que decidí llevarlo a un reporte de experiencia.

1.4 Metodología

La metodología que utilizada para la digitalización fueron en base a planos existentes en papel que se tenían de la planta, para la distribución de equipos fueron en base al acomodo que se tenían anteriormente y haciendo algunas mejoras al distribuirlos, en el diseño de las rutas de charolas se tomaron las trayectorias existentes de las mismas y la distribución de los equipos, en el diagrama unifilar principal solo se muestran las partes más esenciales de la planta mostrando el generador hasta llegar a la subestación, en el diagrama unifilar de servicios auxiliares se muestran todas las cargas que contendrán cada tablero y se puede tomar esto como referencia para el diseño de estos, solamente modificando el valor de corto circuito que soportaran los tableros.

1.5 Contenido del reporte

En el capítulo 1 se da una breve introducción a este trabajo, todos sus antecedentes como fue de qué surgió la planta hidroeléctrica, como es de que llega la energía primaria a los embalses.

En el capítulo 2 se muestran las condiciones actuales en las que se encuentra la planta, también se muestran algunas fotografías para definir lo que pasa en cada parte y lo que se va a sustituir.

En el capítulo 3 se presentan las mejoras que se están realizando y las que se proponen realizar a la central hidroeléctrica.

En el capítulo 4 se habla del diseño de rutas de bandejas portacables, así como de sus soportes.

En el capítulo 5 se presentan conclusiones generales, aportaciones y trabajos futuros.

Capítulo 2 Condiciones actuales de PCF

La PCF cuenta con dos turbinas tipo Francis, de 25 Mega Watts (MW) de capacidad cada una, alimentados por una tubería forzada (figura 2.1) con un diámetro de 3 m y una longitud de 668 m que acciona a los generadores sincrónicos que inyectan la energía producida a la red nacional. Teniendo una aportación de 18 GW/año siempre y cuando la planta se encuentre en operación todos los días del año.



Figura 2. 1 Tubería forzada.

El presidente de ENEL, Ernesto Martínez Tiffer anunció la construcción de un nuevo desaguadero que permitiría alimentar a la PCF a través del Río Viejo, sobre todo en verano. La obra tardará en ser construida y tendrá un costo de U\$2.5 millones de dólares.

La Empresa Nicaragüense de Electricidad realizará una millonaria inversión con ese propósito.

U\$25 millones de dólares invertirá la ENEL en la rehabilitación, repotenciación y modernización de la PCF, con el fin de alargar por más de 25 años la vida útil de este valioso bien estatal.

El estudio es financiado por Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), institución que junto con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Europeo de Inversiones (BEI) proveerán los 25 millones de dólares para la obra de modernización de la PCF que opera con las aguas represadas del lago de Apanás.[3]

Las condiciones que se presentan en la PCF se toman en cuenta ya que de ellas depende el funcionamiento correcto de los equipos dado su diseño para soportar estas características:

- Clima: Tropical
- Temperatura ambiente máxima: +38°C
- Temperatura ambiente mínima: +16°C
- Humedad relativa máxima: 100 %
- Humedad relativa promedio zona central: 80 %
- Estación húmeda: Mayo–Diciembre.
- Precipitación media anual zona central: 1,400 mm promedio/por año.
- Máxima precipitación por día zona central: 250 mm
- Altitud sobre el nivel del mar: Menos de 960 metros
- Aceleración sísmica: 0.3g en todas las direcciones.

En la figura 2.2 se muestra el plano de casa de maquinas. Este plano fue realizado con estilografo y es como se encuentra actualmente desde su construcción.

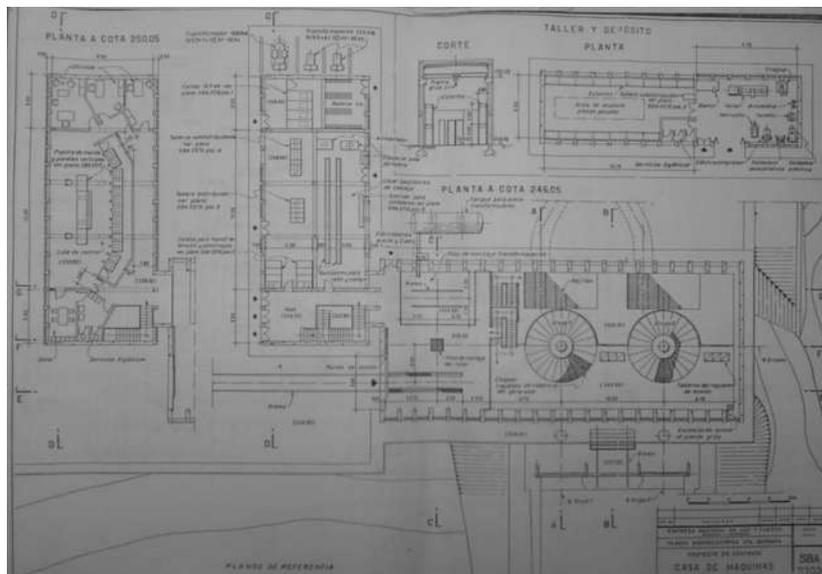


Figura 2. 2 Plano casa de máquinas PCF.

En el plano de la figura anterior esta colocado el piso de excitación (nivel superior al nivel de generador), el piso de tableros y el piso de control. También se denotan algunas anotaciones que muestran cortes horizontales y verticales.

En la figura 2.3 se muestran unos cortes de los que hace referencia en el plano de la figura anterior.

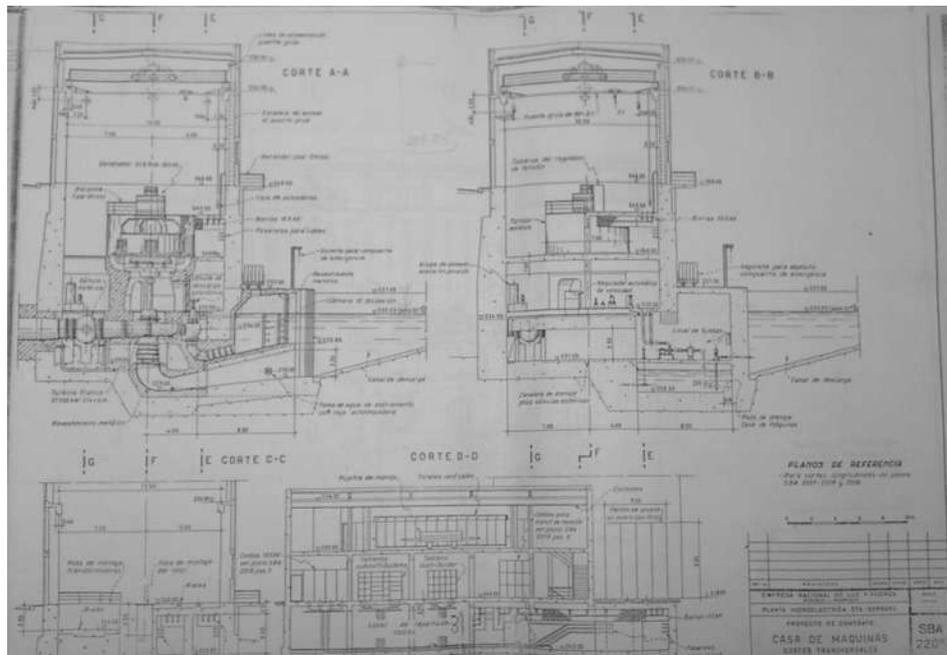


Figura 2. 3 Cortes de casa de máquinas PCF.

En la figura 2.4 se muestra una parte del piso de generador (donde se encuentran las fases de salida que llevan la potencia generada a la subestación), también se muestran los huecos de la losa que pertenecen al piso de excitación. Se muestra el cableado que pasa por este piso y algunas rutas de bandejas portacables.



Figura 2. 4 Piso de generador PCF.

En la figura 2.5 se muestra el gabinete donde se realiza el cierre de estrella de las fases del generador, se observa cómo sale un cable rojo que se lleva por toda la bandeja portacable dejándolo flotante en el sistema (no está sólidamente aterrizado a tierra).



Figura 2. 5 Gabinete de cierre de estrella de un generador de PCF.

En la figura 2.6 se muestra la unidad hidráulica del generador 2 en el piso de generador, rutas de bandejas portacables, como suben los cables del nivel inferior (piso de turbina).



Figura 2. 6 Unidad hidráulica generador 2 PCF.

En la figura 2.7 se muestra en la parte superior a lo que se le llama bus (gabinete conformado de una estructura metálica como protección y barras de cobre para las fases), también está la unidad hidráulica del generador 1.



Figura 2. 7 Unidad hidráulica generador 1 PCF.

En la figura 2.8 se muestra cómo van cargadas las bandejas portacables hacia el piso falso donde después suben a una estructura para ir al cuarto de control y a los tableros.



Figura 2. 8 Bandejas portacables.

En la figura 2.9 se encuentra mostrado el tablero regulador de velocidad, arrancadores de motores, rutas de bandejas y al fondo algunos interruptores.



Figura 2. 9 Regulador de velocidad.

En la figura 2.10 se muestra el piso de válvula, observando la ruta de la charola, y los motores de drenaje.



Figura 2. 10 Piso de válvula.

En la figura 2.11 y 2.12 se observa la celda de media tensión que se encuentra en el piso de tableros, estos tableros son los encargados de suministrar la energía a los servicios auxiliares.



Figura 2. 11 Piso de tableros.



Figura 2. 12 Tablero de media tensión.

En la figura 2.13 se observa el lugar donde están las cuchillas desconectoras de cada unidad, en el nivel inferior se encuentran las barras.



Figura 2. 13 Cuchillas desconectoras.

En la figura 2.14 se muestran los tableros de protecciones que se encuentran en el cuarto de control.



Figura 2. 14 Tableros de protecciones.

En la figura 2.15 se muestra el tablero de control de cada unidad, así como el de los servicios auxiliares.



Figura 2. 15 Tablero de control.

En la figura 2.16 se observan los relevadores electromecánicos que tiene un tablero de protecciones.



Figura 2. 16 Relevadores electromecánicos.

En la figura 2.17 se muestra la ruta de bandejas portacables para el piso de control.



Figura 2. 17 Bandejas que suben al piso de control.

Además cuenta con una licencia de generación vigente hasta el 2031 (ver figura 2.18).

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD

LICENCIAS DE GENERACIÓN

NOMBRE DE LA EMPRESA

ENEL (PLANTA CENTROAMÉRICA Y CARLOS FONSECA)

OBJETIVO DE LA LICENCIA

OPERAR LAS PLANTAS CENTROAMÉRICA Y CARLOS FONSECA

UBICACIÓN

PLANTA HIDROELÉCTRICA CENTROAMÉRICA (JINOTEGA) Y PLANTA CARLOS FONSECA (MATAGALPA)

POTENCIA INSTALADA

PLANTA CENTROAMÉRICA 49 MW
PLANTA SANTA BÁRBARA 50 MW

FECHA DE OTORGAMIENTO	20 DE ABRIL DE 2001
PERIODO DE VIGENCIA	30 AÑOS
REPRESENTANTE LEGAL	JUSTO SANDINO COOPER
VIGENCIA DE LA LICENCIA	19 DE ABRIL DE 2031

Figura 2. 18 Licencia de generación.

Capítulo 3 Cálculo de cables y denominación de cables y tableros

El tema de el porque se quiere hacer el mejoramiento es para reducir las interrupciones y reducir los tiempos de la interrupción, haciendo el sistema más confiable, también hacer que las perdidas sean menores. Además, la optimización del cableado reduciendo los cables utilizados para señalización.

El trabajo comenzó con la interpretación y elaboración de un archivo editable para el sistema eléctrico de la PCF para hacer de manera más rápida las actualizaciones que surjan o cambios en el mismo. En la figura 3.1 se muestra el diagrama unifilar principal, haciendo grupos de lo que se va renovar, lo existente y los diferentes niveles de voltaje.

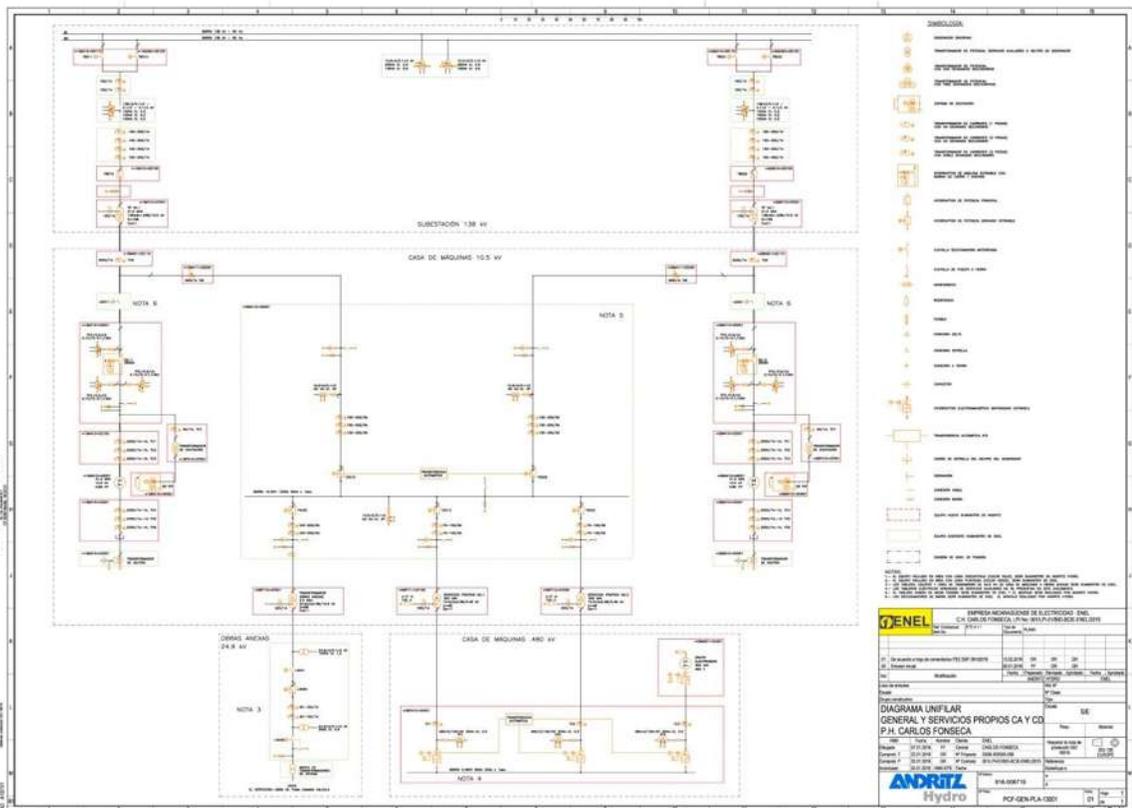


Figura 3. 1 Diagrama unifilar principal PCF.

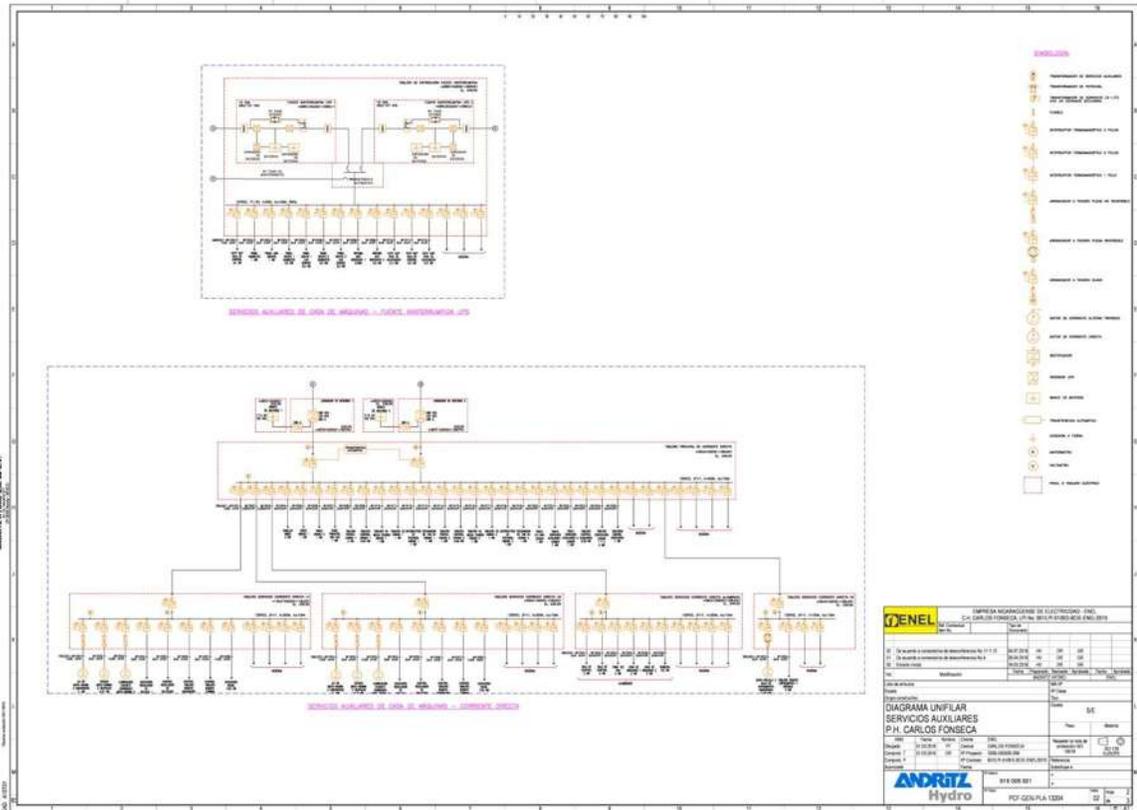


Figura 3. 3 Diagrama unifilar de servicios auxiliares de CD PCF.

Todos los calibres de los alimentadores de las cargas mostradas en los diagramas unifilares de servicios auxiliares fueron calculados mediante una hoja de Excel donde solamente se ingresa el voltaje y corriente de la carga, tomando las siguientes fórmulas para el cálculo del alimentador:

$$P_{3\phi} = (\sqrt{3})(V_f)(I_l)(FP) \text{ Ecuación 1}$$

$$S_{3\phi} = (\sqrt{3})(V_f)(I_l) \text{ Ecuación 2}$$

Dónde:

$P_{3\phi}$ = potencia real o activa trifásica (w)

$S_{3\phi}$ = potencia aparente trifásica (VA)

V_f = voltaje de fase (V)

I_l = corriente de línea (A)

FP = factor de potencia

de la ecuación 1 se obtiene que:

$$I_N = \frac{P_{3\phi}}{(\sqrt{3})(V_f)(FP)} \text{ Ecuación 3}$$

siendo esta la corriente nominal conociendo la potencia real.

de la ecuación 2 se obtiene que:

$$I_N = \frac{S_{3\phi}}{(\sqrt{3})(V_f)} \text{ Ecuación 4}$$

siendo esta la corriente nominal conociendo la potencia aparente.

3.1 Consideraciones de cálculo en conductores de corriente directa

$$P = (V)(I) \text{ Ecuación 5}$$

de la ecuación 5 se obtiene que:

$$I_N = \frac{P}{V} \text{ Ecuación 6}$$

siendo esta la corriente nominal conociendo la potencia real.

3.2 Corrección de la corriente nominal para conductores de fuerza

Corrección de la corriente nominal por temperatura ambiental de trabajo de 40°C y con temperatura máxima de 75°C, en el aislamiento del conductor (I_{cta}) y aplicando el "límite de temperatura de los conductores", con la ecuación 7.

$$I_{CTA} = \frac{I_N}{F_{CT}} \text{ Ecuación 7}$$

Dónde:

I_{CTA} = corrección de corriente por temperatura (A)

I_N = corriente nominal (A)

F_{CT} = factor de corrección por temperatura

corrección de la corriente nominal por agrupamiento para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable y aplicando la nom-001-sede-2012 310.15 capacidad de conducción de corriente para tensiones nominales 0-2000v, utilizamos la ecuación 8 corrección de corriente por agrupamiento.

Tabla 310-15. Factores de corrección por agrupamiento

Número de conductores que llevan corriente	Factores de corrección por agrupamiento
4 - 6	0.80
7 - 9	0.70
10 - 20	0.50
21 - 30	0.45
31 - 40	0.40
41 >	0.35

$$I_{CA} = \frac{I_{CTA}}{F_{CA}} \text{ Ecuación 8}$$

Dónde:

I_{CA} = corrección de corriente por agrupamiento (A)

I_{CTA} = corriente por temperatura (A)

F_{CA} = factor de corrección por agrupamiento

Conociendo la corriente de la ecuación 8, se procede a la selección del conductor por capacidades de conducción de corriente según la nom-001-sede-2012 artículo 310-15. Ampacidad para conductores con tensión de 0-2000 volts.

3.3 Verificación del calibre del conductor por caída de tensión

La caída de tensión se expresa en % y no debe ser mayor al 3% de la tensión nominal. En circuitos de ca la fórmula para un cálculo exacto es:

$$V = e_s + IR \cos \phi + IX \sin \phi - \sqrt{e_s^2 - (IR \cos \phi + IX \sin \phi)^2} \quad \text{Ecuación 9}$$

Dónde:

V = voltaje caído en el circuito

I = es la corriente conducida

R = es la resistencia de un conductor en ohms

X = es la reactancia de un conductor en ohms

e_s = voltaje de bus

$\cos \phi$ = es el factor de potencia de carga en decimales

$\sin \phi$ = es el factor de carga reactiva en decimales

El voltaje de caída "V" obtenido de esta fórmula debe ser multiplicado por 2 en un sistema monofásico y por $\sqrt{3}$ en sistemas trifásicos, para posteriormente indicarse en porcentaje.

En este caso para realizar un cálculo de manera más sencilla se utiliza la fórmula:

$$V = IZL \quad \text{Ecuación 10}$$

Dónde:

V = voltaje de caída

I = corriente conducida

Z = impedancia de la línea en ohms

L = longitud de la línea en km

El valor de impedancia (z) se tomará de la "table 9 alternating-current resistance and reactance for 600-volt cables" del "national electrical code 2011" (nec).

Ya que:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \quad \text{Ecuación 11}$$

Dónde:

Z = impedancia de la línea en ohms

R = es la resistencia de un conductor en ohms

X = es la reactancia de un conductor en ohms

Con lo que la fórmula 10 siempre dará un valor mayor o igual a la caída de tensión real de la fórmula 9, por lo que con los valores obtenidos se verifica que el conductor cumple por caída de tensión.

En circuitos de cd:

$$e\% = \frac{(2)(L)(I_N)}{(V)(S)} \quad \text{Ecuación 12}$$

Dónde:

$e\%$ = caída de tensión en por ciento

L = distancia del circuito (m)

V = voltaje de fase (V)

S = sección transversal del calibre del conductor (mm^2)

3.4 Cálculo de la corriente de cortocircuito permisible en el conductor

Un cable debe estar protegido contra sobrecalentamiento debido a la corriente de cortocircuito excesiva que fluye en el conductor.

Aplicando la fórmula general:

$$\left(\frac{I_{cc}}{A}\right)^2 (t) = 0.0297 \log_{10} \left[\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right] \quad \text{Ecuación 13}$$

Por lo tanto, de la ecuación 13 se obtiene que:

$$I_{cc} = \left[\sqrt{\frac{\log_{10} \left[\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right]}{t}} \right] (A) \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

I_{cc} = corriente de cortocircuito máxima permisible en el conductor

t = tiempo de operación de disparo de protección por cortocircuito

A = área del conductor en circular mils

T_1 = temp. Máxima continua

T_2 = temp. Máxima cortocircuito

3.5 Cálculo de la corriente de cortocircuito de la carga

$$I_{cc,sim} = \frac{V^2}{\sqrt{(3)Z_t}} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

$I_{cc,sim}$ = corriente de cortocircuito simétrica

V = voltaje nominal

Z_t = impedancia de transformador

$$I_{cc,asim} = \sqrt{(2)(K)(I_{cc,sim})} \text{ Ecuación 16}$$

Donde:

$I_{cc,asim}$ = corriente de cortocircuito asimétrica

K = relación r/x

El factor k puede ser obtenido usando la siguiente fórmula:

$$K = 1.02 + 0.98e^{-3R/X} \text{ Ecuación 17}$$

Donde:

K = factor k para circuitos como una función de rango r/x o x/r

Nota:

- Para el caso de cálculo de cargas ca individuales, debido a que el método deprecia todas las capacidades de línea y las admitancias en paralelo de las cargas no giratorias, todas las cargas serán interpretadas como giratorias.
- Se tomará la corriente de cortocircuito en el periodo sub transitorio 0.05 seg. (el cual es el valor en tiempo del tercer ciclo $(1 / 60 * 3 = 0.05)$ después de presentado el corto circuito, ya que el periodo subtransitorio comprende entre 1 a 10 ciclos y es donde se genera la corriente más elevada, aproximadamente entre 6 a 12 veces la corriente nominal), para obtener la capacidad de isc 14 del conductor, como valor de comparación contra la corriente isca 16 de la carga.
- para el caso de cálculo de cargas cd individuales, de acuerdo a lo que se indica en la norma ieee std 141-1993 recommended practice for electric power distribution for industrial plants, "un procedimiento simplificado para el cálculo de corrientes de cortocircuito de corriente directa no está bien establecido" aunado a que los

motores con cargas menores a 50hp se deprecian, se tomara 14 veces la corriente nominal como valor de comparación.

Tabla 3. 1 Ampacidad de los conductores

SECCIÓN mm2	CALIBRE AWG/MCM	AMPERES IB [A]
4	12	37
6	10	48
10	8	67
16	6	91
25	4	122
35	2	153
50	1/0	188
70	2/0	243
95	3/0	298
120	4/0	348
150	250	404
185	350	464
240	500	552

3.6 Introducción al sistema KKS

Además, todos los tableros de control y equipos eléctricos contarán con una identificación propia para su localización rápida y sencilla.

Se entiende por tablero de control, al conjunto de paneles y/o tableros que contiene todos los aparatos que registran, miden, supervisan y controlan las funciones eléctricas de todos los equipos instalados en la central hidroeléctrica.

El diseño de las plantas técnicas complejas implica una enorme cantidad de datos que se intercambian entre las partes interesadas. La identificación de los sistemas de la planta, secciones y cada componente tiene que ser centralizado para toda la planta.

El sistema de identificación proporciona un lenguaje común para el diseño y la documentación del alcance de los trabajos y servicios. Debido a su complejidad, las estaciones modernas de energía, donde las obras civiles, secciones mecánicas y eléctricas, así como sistemas electrónicos están relacionados entre sí, requieren un sistema de identificación para evitar desacuerdo entre las partes e imprevisibles costos y las demoras durante la construcción.

El sistema de identificación KKS (*Kraftwerks-Kennzeichen-System* o en español sistema de denominación para centrales hidroeléctricas) representa una tecnológica y lógica clasificación para las centrales eléctricas modernas. Todas las secciones de la planta y componentes serán identificadas en una base relacionada con el sistema con el fin de satisfacer los requisitos del fabricante, planta y operadores, así como expertos en vista del diseño, montaje, operación y mantenimiento.

El KKS está construido según IEC 61346, DIN EN 61346 y DIN 6779-10. La siguiente información debe dar un resumen de la estructura y la aplicación del KKS y representar una ayuda de trabajo.

3.7 Nomenclatura de cables

Los conductores eléctricos reciben su denominación de acuerdo al siguiente código:

Nivel 0: Asignación de unidad.

- 0, Equipo común,
- 1, Unidad 1,
- 2, Unidad 2.

Nivel 1: Código KKS de equipos eléctricos.

- CJA01, Tablero de control de Unidad,
- MEY01, Tablero regulador de velocidad,
- CBC01, Tablero de control de auxiliares.

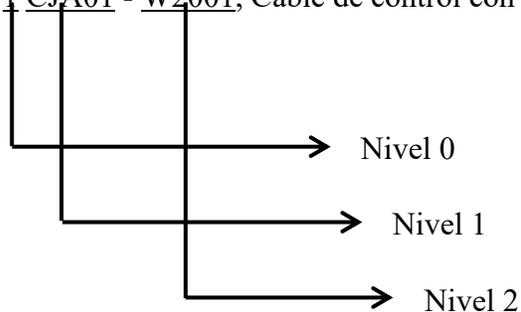
Nivel 2: Consecutivo con la letra W,

- 0001 - 0999, Cables de potencia > 1 kV,
- 1001 - 1999, Cables de fuerza CA y CD < 1 kV,
- 2001 - 2999, Cables de control > 60 V,
- 3001 - 3499, Cables de medición (Transformadores de corriente),
- 3500 - 3999, Cables de medición (Transformadores de potencial),
- 4001 - 4999, Cables de control < 60 V,
- 5001 - 5499, Cables de medición (RTD),
- 5501 - 5999, Cables de medición (4-20 mA),
- 7001 - 7499, Fibra óptica cables multi modo,
- 7501 - 7999, Fibra óptica cables mono modo,
- 8001 - 8999, Cables de comunicación (CAT5, AWG24),

- 9001 - 9099, Cable especial (Armario interno > 1 kV),
- 9101 - 9199, Cable especial (Armario interno < 1 kV),
- 9201 - 9299, Cable especial (Armario interno > 60 V),
- 9301 - 9399, Cable especial (Cables de medición de armario interno),
- 9401 - 9499, Cable especial (Armario interno < 60 V),
- 9501 - 9599, Cable especial (Armario interno RTD, mA),
- 9601 - 9699, Cable especial (Armario interno),
- 9701 - 9799, Cable especial (Armario interno fibra óptica),
- 9801 - 9899, Cable especial (Armario interno CAT5, AWG24),
- 9901 - 9999, Cable especial (Armario interno especial).

Ejemplo:

1 CJA01 - W2001, Cable de control con origen en el tablero de control de la unidad 1



3.8 Niveles de clasificación para equipos

Nivel 0: Asignación de unidad

- =0, Equipo común
- =1, Unidad 1
- =2, Unidad 2

Nivel 1: Código KKS de sistema principal

- CJA01, Tablero de control de unidad
- MEY01, Tablero regulador de velocidad de unidad
- BPT01, Transformador de excitación

Nivel 2: Código KKS de sub-sistema

- GH001, Armario, caja o tablero de distribución, mando o control.
- GS001, Equipo de conmutación.
- GT001, Equipo de transformación.
- CE001, Equipo de medición, protección o control.

Nivel 3: Código KKS lugar de montaje

- +1MKC01..04, tablero del sistema de excitación con 4 secciones.
- +1CRA01...03, tablero del sistema de control con 3 secciones.
- +1MEY01...02, tablero de regulador de velocidad con 2 secciones.
- +1CHA01, tablero de sistema de protecciones con 1 sección.
- +1MKC11, caja auxiliar de transformador de excitación.
- +1MEX01, caja auxiliar de unidad hidráulica.
- +1BFB01...03, centro de control de motores con 3 secciones.

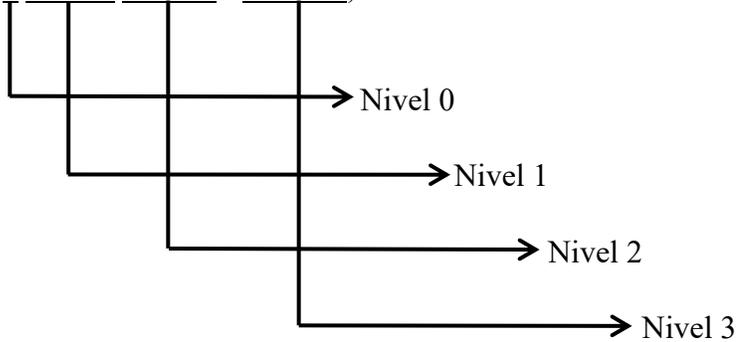
Signos: Identificación y ubicación

- =, identificación de tecnología con niveles de clasificación,

- +, lugar de montaje con nivel de clasificación 1,
- , sin localización (no existe signo y tampoco nivel 3).

Ejemplo:

=1 CJA10 GH001 +1CJA01, Tablero de control de unidad 1, sección 1



3.9 Lista de código principal KKS

En el siguiente listado se colocan las funciones principales y el cómo se denotan.

Funciones principales.

A - Sistemas de red y distribución,

B - Transmisión de potencia y alimentación auxiliar,

C - Equipo de control e instrumentación,

G - Suministro de agua y drenajes,

L - Ciclos de vapor, gas y agua,

M - Conjuntos de máquinas principales,

P - Sistemas de agua de refrigeración,

Q - Sistemas auxiliares,

S - Sistemas complementarios,

U – Estructuras,

X - Maquinaria pesada,

Z - Equipos de talleres y oficina,

En la tabla 3.3 se muestra una lista de subgrupos, siendo estos los más utilizados para la denominación de tableros y equipo eléctrico

Tabla 3. 3 Lista de subgrupos.

KKS-Código	Text
BA	Transmisión de potencia.
BB	Distribución de media tensión.
BC	Tableros y transformadores de distribución de media tensión, uso general.
BF	Distribución de baja tensión, uso normal.
BH	Distribución de Baja Tensión, uso general.
BM	Distribución de Baja Tensión, Sistema de planta de emergencia (Diesel).
BR	Distribución de Baja Tensión, Sistema de alimentación ininterrumpida.
BT	Sistema de Baterías.
BU	Distribución de corriente directa, sistema normal.
CB	Control de grupo funcional, control de circuito secundario.
CF	Medición y Registro.
CJ	Coordinación de unidad.
CM	Instrumentación y equipos de control.
MK	Generador de planta
ME	Turbina equipos mecánicos

3.10 Identificación en la red y sistemas auxiliares (ejemplo)

En la figura 3.4 se muestra un ejemplo de una planta hidroeléctrica, diagrama de flujo conceptual con identificación de niveles.

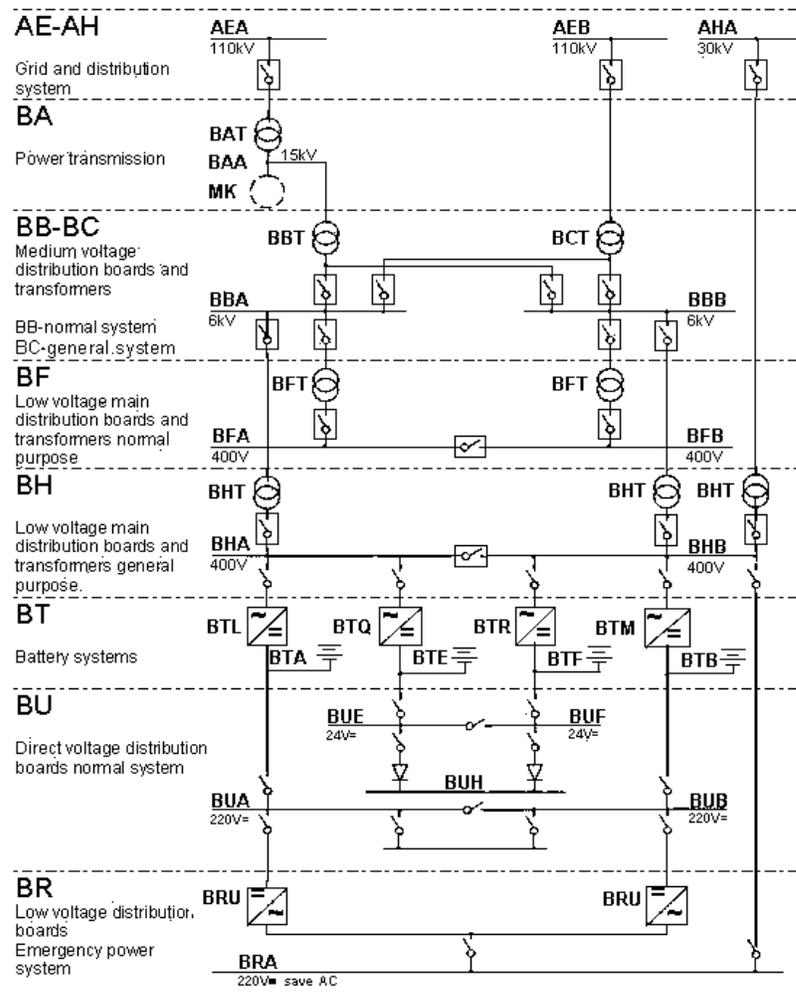


Figura 3. 4 Ejemplo de subgrupos KKS.

3.11 Lista de tableros y cajas locales en casa de maquinas PCF

En la tabla 3.4 se encuentran asignados los nombres de los equipos, así como su identificación KKS ya explicad anteriormente, el nombrar el equipo no quiere decir que sustituirá, el hacerlo conlleva a que se haga una localización más rápida del equipo.

Tabla 3. 4 Denominación KKS para los equipos de casa de máquinas PCF.

UNIDAD 1				
IDENTIFICACIÓN	UBICACIÓN	NOMBRE DEL EQUIPO ELECTRICO	ÁREA	NIVEL
=1MKC10GH001	+1MKC01...03	Regulador de voltaje	Piso de excitación	243.40
=1MKC10GT001		Transformador de excitación	Piso de excitación	243.40
=1MKC10GA001	+1MKC11	Caja auxiliar de transformador de excitación	Piso de excitación	243.40
=1MEY10GH001	+1MEY01	Regulador de velocidad	Piso de turbina	235.50
=1CJA10GH001	+1CJA01...02	Tablero de control de unidad	Cuarto de control	250.05
=1CHA10GH001	+1CHA01	Sistema de protecciones principal	Cuarto de control	250.05
=1CHB10GH001	+1CHB01	Sistema de protecciones de respaldo	Cuarto de control	250.05
=1MKA10GH001	+1MKA01	Tablero remoto generador	Piso de generador	240.00
=1MEA10GH001	+1MEA01	Tablero remoto turbina	Piso de turbina	235.50
=1BAC10GH001	+1BAC01...04	Celdas de salida GCB	Cuarto de tableros	246.05
=1BAB10GH001	+1BAB01	Celdas de Neutro	Piso de generador	240.00
=1BAA10CE110	+1BAA11	Transformadores de	Piso de	240.00

		corriente TC1,2,3	generador	
=1BAB10CE110	+1BAB11	Transformadores de corriente TC4,5,6	Piso de generador	240.00
=1BAA20CE110	+1BAA21	Transformadores de corriente TC8	Piso de generador	240.00
=1BAA30CE110	+1BAA31	Transformadores de corriente TC9	Piso de generador	240.00
=1BAA20GS110	+1BAA01	Seccionadora	Piso de generador	240.00
=1BFB10GE001	+1BFB01...04	Centro de control de motores	Piso de turbina	246.05
=1BUC10GE001	+1BUC01	Tablero de servicios corriente directa	Piso de turbina	246.05
=1MEX10GH001	+1MEX01	Unidad hidráulica de regulador y válvula	Piso turbina	235.50
=1MKY10GH001	+1MKY01	Unidad hidráulica, de frenos	Piso turbina	235.50
=1MEV20GH001	+1MEV21	Unidad lubricación cojinete guía generador	Piso turbina	235.50
=1MEV30GH001	+1MEV31	Unidad lubricación cojinete guía turbina	Piso turbina	235.50
=1MEV10GH001	+1MEV11	Unidad lubricación cojinete combinado	Piso generador	240.00
=1PAA10GH001	+1PAA01	Unidad de sistema agua de enfriamiento	Piso de válvula	231.20
=1SGJ10GH001	+1SGJ01	Sistema contra incendio de generador	Piso de generador	240.00
UNIDAD 2				
IDENTIFICACIÓN	UBICACIÓN	TABLERO	ÁREA	NIVEL
=2MKC10GH001	+2MKC01...03	Regulador de voltaje	Piso de excitación	243.40
=2MKC10GT001		Transformador de excitación	Piso de excitación	243.40
=2MKC10GA001	+2MKC11	Caja auxiliar de transformador de	Piso de excitación	243.40

		excitación		
=2MEY10GH001	+2MEY01	Regulador de velocidad	Piso de turbina	235.50
=2CJA10GH001	+2CRA01...02	Tablero de control de unidad	Cuarto de control	250.05
=2CHA10GH001	+2CHA01	Sistema de protecciones principal	Cuarto de control	250.05
=2CHB10GH001	+2CHB01	Sistema de protecciones de respaldo	Cuarto de control	250.05
=2MKA10GH001	+2MKA01	Tablero remoto generador	Piso de generador	240.00
=2MEA10GH001	+2MEA01	Tablero remoto turbina	Piso de turbina	235.50
=2BAC10GH001	+2BAC01...04	Celdas de salida GCB	Cuarto de tableros	246.05
=2BAB10GH001	+2BAB01	Celdas de Neutro	Piso de generador	240.00
=2BAA10CE110	+2BAA11	Transformadores de corriente TC1,2,3	Piso de generador	240.00
=2BAB10CE110	+2BAB11	Transformadores de corriente TC4,5,6	Piso de generador	240.00
=2BAA20CE110	+2BAA21	Transformadores de corriente TC8	Piso de generador	240.00
=2BAA30CE110	+2BAA31	Transformadores de corriente TC9	Piso de generador	240.00
=2BAA20GS110	+2BAA01	Seccionadora	Piso de generador	240.00
=2BFB10GE001	+2BFB01...04	Centro de control de motores	Piso de turbina	246.05
=2BUC10GE001	+2BUC01	Tablero de servicios corriente directa	Piso de turbina	246.05
=2MEX10GH001	+2MEX01	Unidad hidráulica de regulador y válvula	Piso turbina	235.50
=2MKY10GH001	+2MKY01	Unidad hidráulica, de frenos	Piso turbina	235.50

=2MEV20GH001	+2MEV21	Unidad lubricación cojinete guía generador	Piso turbina	235.50
=2MEV30GH001	+2MEV31	Unidad lubricación cojinete guía turbina	Piso turbina	235.50
=2MEV10GH001	+2MEV11	Unidad lubricación cojinete combinado	Piso generador	240.00
=2PAA10GH001	+2PAA01	Unidad de sistema agua de enfriamiento	Piso de válvula	231.20
=2SGJ10GH001	+2SGJ01	Sistema contra incendio de generador	Piso de generador	240.00
COMUNES				
IDENTIFICACIÓN	UBICACIÓN	TABLERO	ÁREA	NIVEL
=0CBA10GH001	+0CBA01...02	Tablero de control de auxiliares	Cuarto de control	250.05
=0CBB10GH001	+0CBB01	Tablero remoto enfriamiento y drenaje	Piso de válvula	235.50
=0CMM10GH001	+0CMM01	Sistema de vibraciones	Piso de generador	240.00
=0CYL10GH001	+0CYL01	CCTV VoIP Sala de control	Cuarto de control	250.05
=0CYM10GH001	+0CYM01	CCTV VoIP Piso de generador	Piso generador	240.00
=0XKA10GH001	+0XKA01	Planta diésel de emergencia	Subestación	246.00
=0BBA10GH001	+0BBA01...06	Tablero de media tensión 10.5 kV	Cuarto de tableros	246.05
=0BFT10GT001		Transformador de 2.5 MVA	Cuarto de tableros	246.05
=0BFT10GA001	+0BFT01	Caja auxiliar de transformador de 2.5 MVA	Cuarto de tableros	246.05
=0BFT11GT001		Transformador de servicios auxiliares 1	Cuarto de tableros	246.05
=0BFT11GA001	+0BFT11	Caja auxiliar de transformador de SA 1	Cuarto de tableros	246.05

=0BFT12GT001		Transformador de servicios auxiliares 2	Cuarto de tableros	246.05
=0BFT12GA001	+0BFT21	Caja auxiliar de transformador de SA 2	Cuarto de tableros	246.05
=0BFA10GE001	+0BFA01...05	Tablero principal de servicios auxiliares	Cuarto de tableros	246.05
=0BFC10GE001	+0BFC01...02	Centro de control de motores	Piso de turbina	246.05
=0BFD10GE001	+0BFD01...02	Tablero casa de máquinas servicios auxiliares	Cuarto de tableros	246.05
=0BFF10GH001	+0BFF01...03	Tablero alumbrado y contactos	Cuarto de tableros	246.05
=0BHT10GT001		Transformador de servicios auxiliares 3	Cuarto de tableros	246.05
=0BHT10GA001	+0BHT11	Caja auxiliar de transformador de SA 3	Cuarto de tableros	246.05
=0BUA10GE001	+0BUA01...03	Tablero principal de corriente directa	Cuarto de tableros	246.05
=0BUC20GE001	+0BUC01...02	Tablero servicios corriente directa alumbrado	Cuarto de tableros	246.05
=0BUG10GE001	+0BUG01	Tablero común	Piso de turbina	246.05
=0BRC10GE001	+0BRC01	Tablero distribución fuente interrumpida	Cuarto de tableros	246.05
=0BTN10GR001	+0BTN01	Cargador de baterías 1	Cuarto de tableros	246.05
=0BTP10GR001	+0BTP01	Cargador de baterías 2	Cuarto de tableros	246.05
=0BTC10GR001		Banco de baterías 1	Cuarto de tableros	246.05
=0BTD10GR001		Banco de baterías 2	Cuarto de tableros	246.05
=0BRU10GU001	+0BRU11	Inversor 1	Cuarto de tableros	246.05

=0BRU20GU001	+0BRU21	Inversor 2	Cuarto de tableros	246.05
--------------	---------	------------	--------------------	--------

Como mejoramiento también se propone retirar el piso falso del piso de generador en galería de cables (ver figura 3.5) y las estructuras metálicas del mismo piso (ver figura 3.6).



Figura 3. 5 Piso falso.

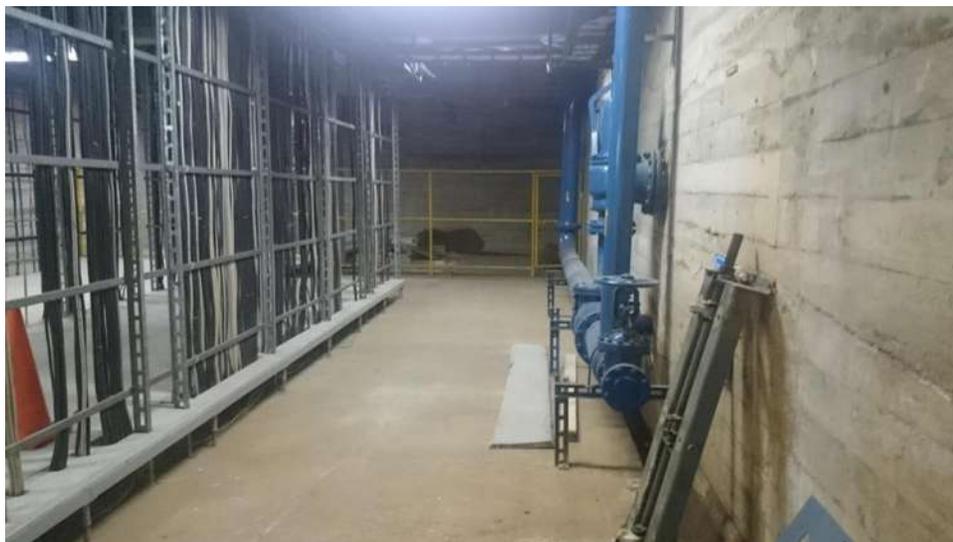


Figura 3. 6 Estructura portacables.

Posteriormente se inició con la digitalización de los pisos de casa de máquinas tomando como referencia planos en PDF y en papel, en estos planos se colocaron los equipos que serían cambiados o nuevos totalmente para la PCF como la celda de salida (tablero donde se coloca el interruptor de maquina así como elementos de medición y protección para el generador) y la celda de neutro (tablero donde se realiza el aterrizamiento a tierra por medio de un transformador y unas resistencias para limitar la corriente de falla).

Cada plano cuenta con ejes de referencia, cotas y la identificación de los equipos por medio de la asignacion de un numero y dentro del mismo plano en una tabla se colocan los equipos que hay en el piso. En color azul se busca resaltar a lo que se le esta haciendo énfasis.

En la figura 3.7 se muestra el piso de válvulas, aquí se cambiarían las bombas de drenaje y este es el lugar propuesto.

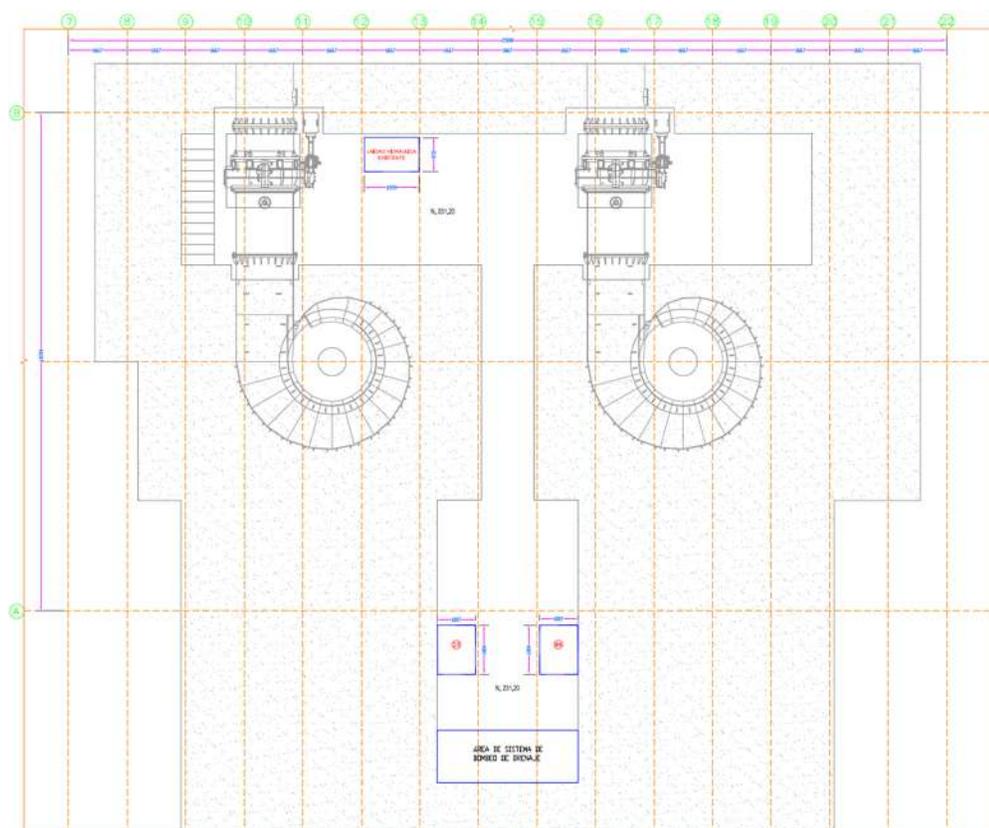


Figura 3. 7 Piso de válvulas.

En la figura 3.8 se muestra el plano del piso de turbina, añadiendo como mejor opción un tablero remoto de turbina para que la cantidad de cables que van al cuarto de control sea menor, aquí también está el regulador de velocidad y tablero de control de motores.

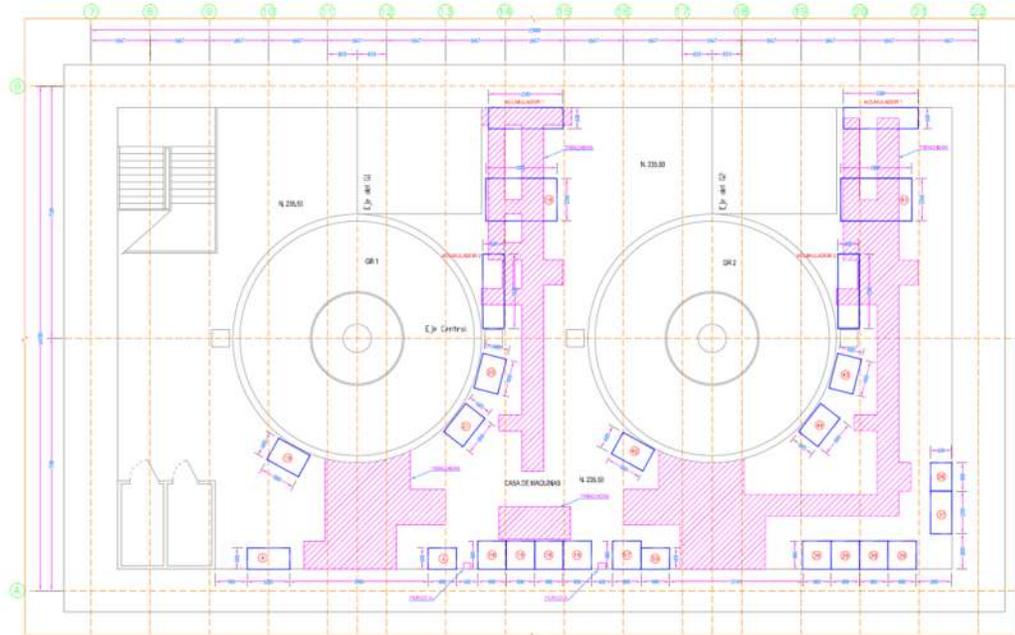


Figura 3. 8 Piso de turbina.

En la figura 3.9 y 3.10 se muestra el piso de generador, aquí también se está añadiendo un tablero remoto de generador para que todos los cables de instrumentación lleguen aquí y solo enviar uno de comunicaciones al cuarto de control, se añade un sistema de vibraciones y la celda de neutro.

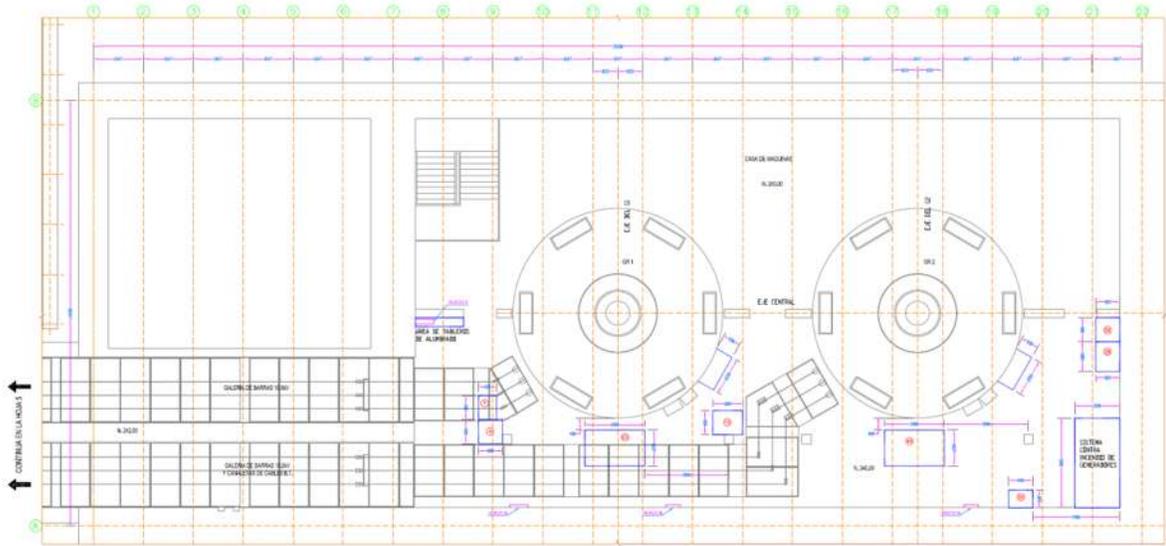


Figura 3. 9 Piso de generador.

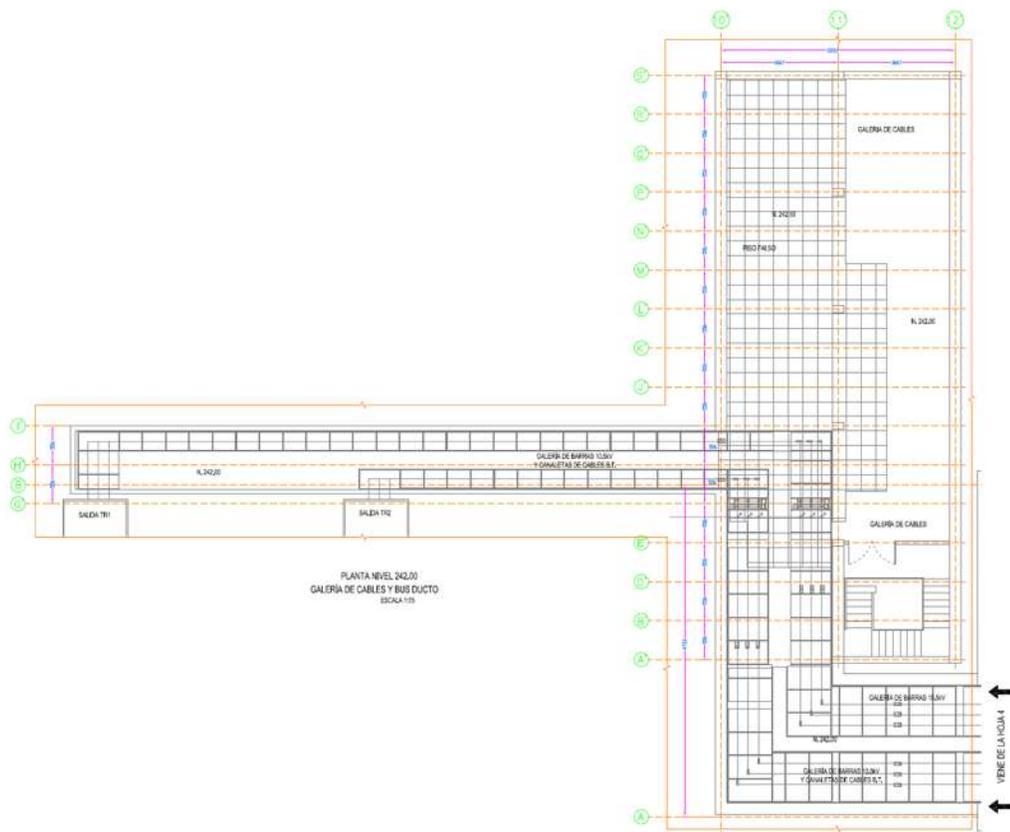


Figura 3. 10 Piso de generador, galería de cables.

En la figura 3.11 se muestra el plano del piso de excitación aquí se sigue manteniendo el transformador de excitación y el regulador de voltaje en su misma posición.

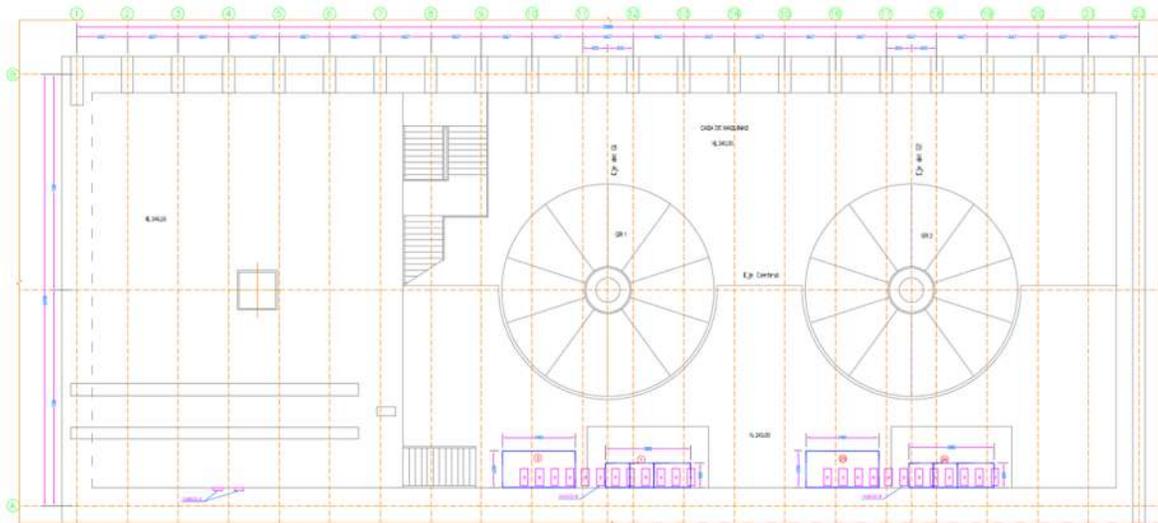


Figura 3. 11 Piso de excitación.

En la figura 3.12 se muestra el plano del cuarto de control, siendo el piso con mayor número de equipos, aquí se instalará la celda de salida, la celda de media tensión retirando un panel (era de 7 ahora será de 6), tableros de corriente directa, banco de baterías, en realidad aquí se encuentra la mayoría de los servicios auxiliares.

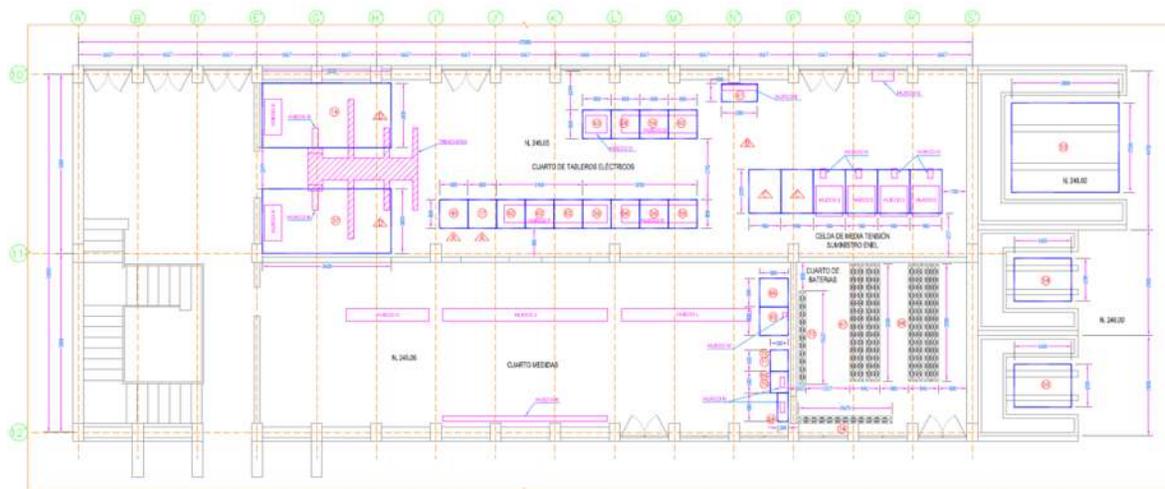


Figura 3. 12 Piso de tableros.

En la figura 3.13 se muestra el piso de control, en donde se cambiarán todos los tableros de control y protección haciéndolos más óptimos y pequeños.

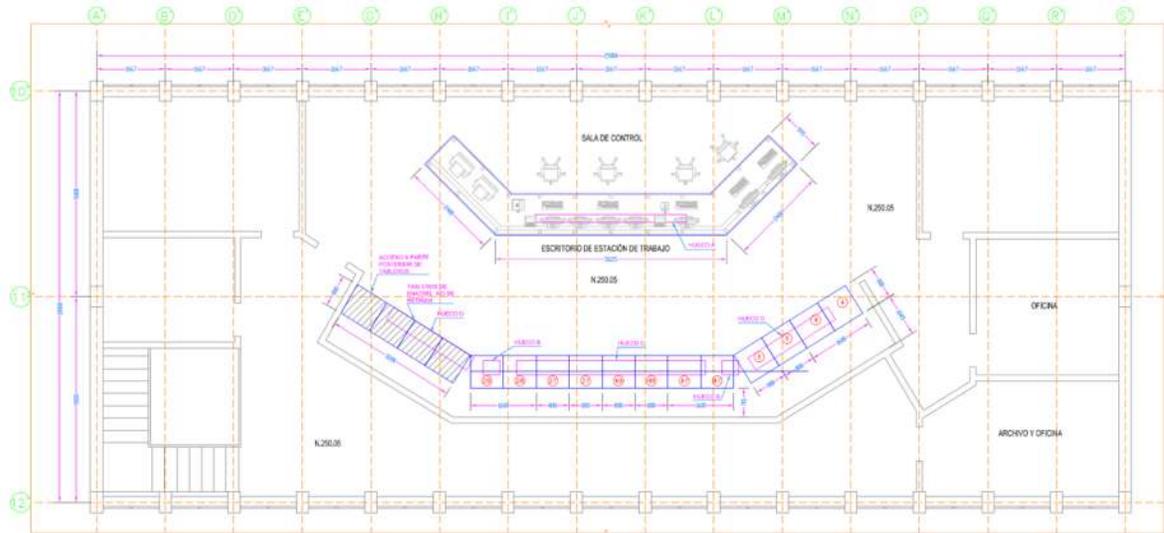


Figura 3. 13 Piso de control.

Capítulo 4 Diseño

En este capítulo se hará el diseño de las trayectorias de las bandejas de acuerdo con los planos que se utilizaron en disposición de equipos, tomando como referencia las trayectorias actuales, también tomando como fabricante para las bandejas y soportes la empresa de Soportes Eléctricos (SE).

Las bandejas de cables son de aluminio. Tienen peldaños de sección adecuados para que sean mecánicamente sólidas y permiten soportar los cables adecuadamente. No se instalan cables directamente en trincheras con fondo de concreto. Las bandejas de cable que se instalan en canales de concreto se separan del fondo del canal por lo menos 5 cm.

Los cables de potencia con voltaje superior a 1 Kv se instalan en canales y bandejas separadas de los cables de voltaje menor a 1 Kv. En todas las bandejas se instalará un cable de tierra de sección no menor a 95 mm^2 . Este cable se separará por lo menos 10 mm de otros cables y se conecta a la bandeja con conectores adecuados cada 2 m. cada uno de los extremos de los cables de tierra se conecta a la malla de tierra y a las barras de tierra de los tableros.

“Se permitirá el uso de charolas portacables como sistema de soporte para conductores de acometida, alimentadores, circuitos derivados, circuitos de comunicaciones, circuitos de control y circuitos de señalización. Las instalaciones de charolas portacables no se deben limitar a los establecimientos industriales. Cuando están expuestas a los rayos directos del sol, los conductores aislados y los cables con aislamiento y cubierta deben estar identificados como resistentes a la luz solar (SR). Las charolas portacables y accesorios asociados deben estar identificados para el uso previsto. Todos los cables de energía y control para instalación en charolas portacables deben ser no propagadores de la flama e identificados para tal fin. El marcado CT (cable tray) contempla esta característica”[4]

“Un cable de un conductor debe ser de tamaño 21.2 mm^2 (4 AWG) o mayor y de un tipo aprobado y marcado en su superficie para uso en charolas portacables. Cuando se

instalen en charolas de tipo escalera cables de un conductor de tamaño 21.2 mm² (4 AWG), la separación máxima permisible de los travesaños debe ser de 22.50 cm (centímetros)".[5]

“Las charolas portacables se deben instalar como un sistema completo. Si se hacen curvas o modificaciones durante la instalación de un sistema de charolas metálico, se deben hacer de manera que se mantenga la continuidad eléctrica del sistema de charolas portacables y el soporte de los cables. Se permitirá que los sistemas de charolas portacables tengan segmentos mecánicamente discontinuos entre tramos de charolas portacables o entre tramos de charolas portacables y los equipos”.[6]

“Cuando cualquiera de los conductores individuales instalados en una charola portacables tipo malla, de escalera o fondo ventilado sea del tamaño 53.5 mm² (1/0 AWG) hasta 107 mm² (4/0 AWG), todos los conductores individuales se deben instalar en una sola capa. Se permitirá que los conductores que están atados conjuntamente para abarcar cada grupo de un circuito se instalen en forma diferente de una sola capa.

Cuando una charola portacables de escalera, malla o fondo ventilado contenga cables multiconductores de fuerza o de alumbrado o cualquier combinación de cables multiconductores de fuerza, alumbrado, control y señalización, el número máximo de cables debe cumplir con la siguiente tabla:”[7]

Tabla 4. 1 Área permisible para multiconductores

Ancho interior de la charola portacables cm	Área de ocupación máxima permisible para cables multiconductores			
	Charolas portacables tipo escalera, tipo malla o fondo ventilado, 392-22(a)(1)		Charolas portacables tipo fondo sólido, 392-22(a)(3)	
	Columna 1 Aplicable sólo por 392-22(a)(1)(b) mm ²	Columna 2 ^a Aplicable sólo por 392-22(a)(1)(c) mm ²	Columna 3 Aplicable sólo por 392-22(a)(3)(b) mm ²	Columna 4 ^a Aplicable sólo por 392-22(a)(3)(c) mm ²
5	1 500	1 500 - (30 Sd)	1 200	1 200 - (30 Sd)
10	3 000	3 000 - (30 Sd)	2 300	2 300 - (30 Sd)
15	4 500	4 500 - (30 Sd)	3 500	3 500 - (30 Sd)
20	6 000	6 000 - (30 Sd)	4 500	4 500 - (30 Sd)
22.5	6 800	6 800 - (30 Sd)	5 100	5 100 - (25 Sd)
30	9 000	9 000 - (30 Sd)	7 100	7 100 - (25 Sd)
40	12 000	12 000 - (30 Sd)	9 400	9 400 - (30 Sd)
45	13 500	13 500 - (30 Sd)	10 600	10 600 - (25 Sd)
50	15 000	15 000 - (30 Sd)	11 800	11 800 - (30 Sd)
60	18 000	18 000 - (30 Sd)	14 200	14 200 - (25 Sd)
75	22 500	22 500 - (30 Sd)	17 700	17 700 - (25 Sd)
90	27 000	27 000 - (30 Sd)	21 300	21 300 - (25 Sd)

^a Se deben calcular las áreas de ocupación máxima permisible de las columnas 2 y 4. Por ejemplo, la ocupación máxima permisible, en milímetros cuadrados, para una charola portacables de 15 centímetros de ancho en la columna 2, debe ser 4500 menos (30 multiplicado por Sd).

^b El término Sd de las columnas 2 y 4 es la suma de los diámetros, en milímetros, de todos los cables multiconductores de 107 mm² (4/0AWG) y más grandes instalados en la misma charola con cables más pequeños.

En la figura 4.1 se muestran las descripciones de una bandeja portacables tipo Z señalando sus medidas para tomar la bandeja adecuada.

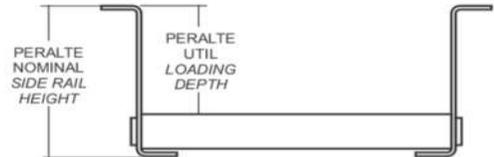
SECCION 1.1 SOPORTERIA PARA CABLES TIPO ESCALERA

SECTION 1.1 CABLE TRAY SYSTEM LADDER TYPE

SECCIONES TIPO "Z"

FORM "Z" SECTIONS

PERALTE NOMINAL SIDE RAIL HEIGHT	PERALTE UTIL LOADING DEPTH	PERFIL TIPO RAIL TYPE	SUBFIJO P/PERALTE RAIL HEIGHT SUFFIX	CLASE NEMA NEMA CLASS	
				ALUMINIO ALUMINUM	ACERO STEEL
82.5 (3.25)	58.1 (2.29)	ZA	1	8A	
82.5 (3.25)	56.5 (2.22)	-- *	1	12A	12B
101.6 (4)	75.6 (2.98)	-- *	2	12A	12C
101.6 (4)	75.6 (2.98)	ZB	2	12B	
114.3 (4.5)	88.3 (3.48)	-- *	3	12B	12C
127.0 (5)	101.4 (3.98)	-- *	5	12C	20A
152.4 (6)	126.4 (4.98)	-- *	6	16C	20B



* EN LAS PAGINAS SIGUIENTES DE ESTE CATALOGO CUANDO SE REQUIERAN LOS PERFILES MARCADOS CON *, EN LA LOGICA DEL CATALOGO SE DEBERA OMITIR EL PERFIL TIPO (ZA, ZB)
 * IN THE NEXT CATALOG PAGES WHEN THE MARKED (*) RAIL HEIGHT IS REQUESTED, IN THE CATALOG LOGIC THE RAIL TYPE DATE SHOULD BE OMITTED (ZA, ZB)

Figura 4. 1 Características de bandeja portacables.

En la figura 4.2 se muestran tablas para la selección de la charola dependiendo del espaciamiento entre peldaños, y ancho de la bandeja. Teniendo como identificación la forma de la parte izquierda superior.

TRAMO RECTO

STRAIGHT SECTION

CHZA-1209-1GI

MATERIAL Y ACABADO (VER PAG 9)
 MATERIAL & FINISHES (SEE PAGE 9)
 SUBFIJO P/PERALTE (VER PAG 9)
 RAIL HEIGHT SUFFIX (SEE PAGE 9)
 PASO RUNG SPACING
 ANCHO WIDTH
 PERFIL TIPO (VER PAGINA 9)
 RAIL TYPE (SEE PAGE 9)
 TRAMO RECTO STRAIGHT SECTION

LONGITUDES ESTANDAR EN METROS (PIES)
 STANDARD LENGTH IN METERS (FEET)

PERFIL TIPO RAIL TYPE	MATERIAL Y ACABADO VER PAGINA 9 MATERIAL AND FINISH SEE PAGE 9						
	A	GI	GE	T	PVC	PVA	AI
Z, ZA, ZB	3.66 (12)	3.66 (12)	3.05 (10)	3.05 (10)	3.05 (10)	3.05 (10)	3.05 (10)
C, CA, CB, CC	3.66 (12)	3.66 (12)	3.05 (10)	3.05 (10)	3.05 (10)	3.05 (10)	3.05 (10)
IL, IM, IP	3.66 (12)				3.05 (10)		

PARA LONGITUDES DIFERENTES CONSULTE NUESTRO DEPARTAMENTO DE INGENIERIA
 FOR OTHER LENGTH PLEASE CONSULT OUR TECHNICAL DEPARTMENT

ANCHO W WIDTH W	PASO RUNG SPACING			PASO RUNG SPACING		
	152.4 (6)	228.6 (9)	304.8 (12)	152.4 (6)	228.6 (9)	304.8 (12)
101.6 (4)	CH-0406	CH-0409	CH-0412	CHC-0406	CHC-0409	CHC-0412
152.4 (6)	CH-0606	CH-0609	CH-0612	CHC-0606	CHC-0609	CHC-0612
228.9 (9)	CH-0906	CH-0909	CH-0912	CHC-0906	CHC-0909	CHC-0912
304.8 (12)	CH-1206	CH-1209	CH-1212	CHC-1206	CHC-1209	CHC-1212
406.4 (16)	CH-1606	CH-1609	CH-1612	CHC-1606	CHC-1609	CHC-1612
457.2 (18)	CH-1806	CH-1809	CH-1812	CHC-1806	CHC-1809	CHC-1812
508.0 (20)	CH-2006	CH-2009	CH-2012	CHC-2006	CHC-2009	CHC-2012
609.6 (24)	CH-2406	CH-2409	CH-2412	CHC-2406	CHC-2409	CHC-2412
762.0 (30)	CH-3006	CH-3009	CH-3012	CHC-3006	CHC-3009	CHC-3012
914.4 (36)	CH-3606	CH-3609	CH-3612	CHC-3606	CHC-3609	CHC-3612

Figura 4. 2 Espaciamiento de peldaños.

A continuación, se presenta un esquema de los posibles elementos que pueden utilizarse en las bandejas portacables (ver figura 4.3):

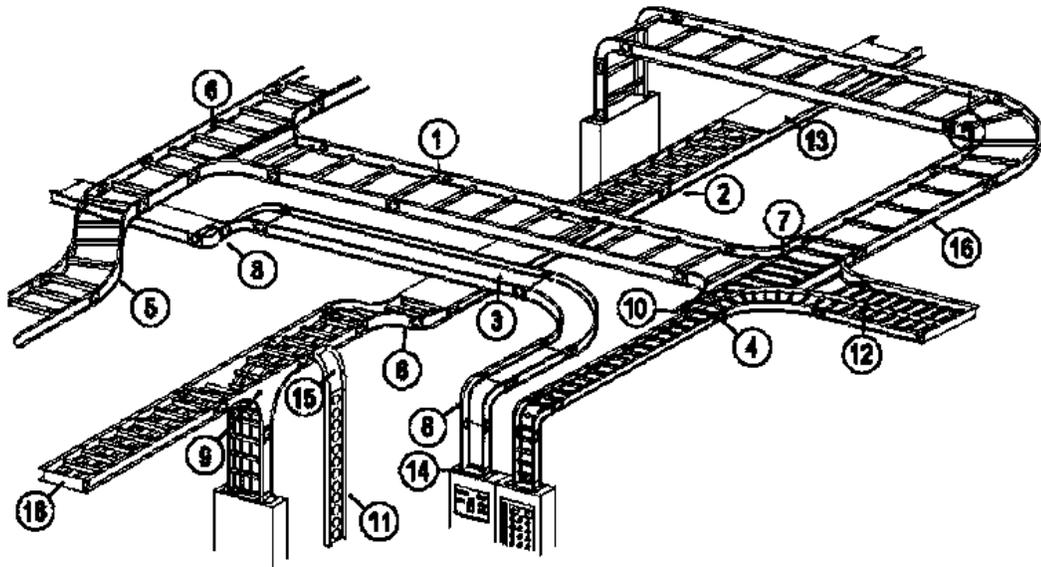


Figura 4. 3 Formal general de bandejas portacables.

1. Bandeja porta-cables tipo escalera
2. Bandeja porta-cables de base corrugada
3. Bandeja porta-cable de base sólida
4. Placa de unión
5. Codo horizontal
6. "T" horizontal
7. Cruz horizontal
8. Codo vertical
9. "T" vertical
10. Reducción
11. Bandeja porta-cable tipo ducto

12. División longitudinal
13. Tapa
14. Conexión a tablero
15. Codo vertical tipo ducto
16. Tapa final de tramo.

4.1 Longitudes de secciones rectas

Las longitudes típicas son:

- a) 2400 \pm 2 mm
- b) 3000 \pm 2 mm
- c) 3050 \pm 2 mm
- d) 6000 \pm 2 mm
- e) 6100 \pm 2 mm

4.2 Ancho para secciones de las bandejas portacables

- a) 75 mm
- b) 100 mm
- c) 150 mm
- d) 200 mm
- e) 228 mm
- f) 300 mm
- g) 400 mm
- h) 455 mm

- i) 500 mm
- j) 510 mm
- k) 600 mm
- l) 700 mm
- m) 760 mm
- n) 800 mm
- o) 900 mm
- p) 915 mm

4.3 Alto lateral (peralte)

Alto del lateral para bandejas portacables tipo escalera.

- a) 50 mm
- b) 80 mm
- c) 100 mm
- d) 150 mm
- e) 155 mm

4.4 Espacio entre peldaños

- a) 150 mm
- b) 225 mm
- c) 300 mm

4.5 Radio interior de las secciones curvas.

- a) 300 mm
- b) 600 mm
- c) 900 mm

4.6 Grados de arco para los codos.

- a) 30°
- b) 45°
- c) 60°
- d) 90°

4.7 Propuesta para trayectorias de bandejas

En los puntos anteriores solo se mencionan las dimensiones típicas que ofrece un proveedor del como vienen las bandejas para tomarlas en cuenta a la hora del diseño.

En todos los planos presentados a continuación contienen ejes de referencias, cotas, identificación de cortes hechos al piso, leyendas de identificación de las bandejas y soportería, así como detalles típicos de esas bandejas y soportería, y esto se coloca con el fin del que el montar al momento de trabajar en sitio logre visualizar rápido la idea de lo que se va realizar y tener en cuenta los materiales que va utilizar para realizar la actividad. Se busca resaltar a lo que se le está haciendo énfasis, por lo tanto, las bandejas son de color azul y la soportería de color rojo.

En la figura 4.4 se muestra el plano de piso de válvulas en donde se toma como referencia las trayectorias existentes, añadiendo una ruta más en el lado derecho del plano.

En la figura 4.8 se muestra el plano de piso de generador, aquí se añadieron dos trayectorias, una para el sistema de vibraciones y tablero remoto y el otro para la celda del neutro. En este piso la complejidad que tiene es que aquí se encuentra el bus por lo tanto no se puede colocar una trayectoria de bandejas con sus soportes comodamente. Aquí se colocaron los soportes a como lo permitieron los espacios (se colocan a 1.5 m como maximo de separación).

En la figura 4.9 se muestra el plano que sigue perteneciendo al piso de generador, pero en galería de cables, se coloca una propuesta de trinchera a realizar para eliminar el piso falso y la estructura que existe en este piso, se propone la trinchera porque existe un pasillo donde sí se cruza la bandeja sin realizar ninguna desviación estorbaría el acceso al pasillo, también no se hace hacia arriba porque se cruzaría o toparía con el bus ya que este bus va por el pasillo.

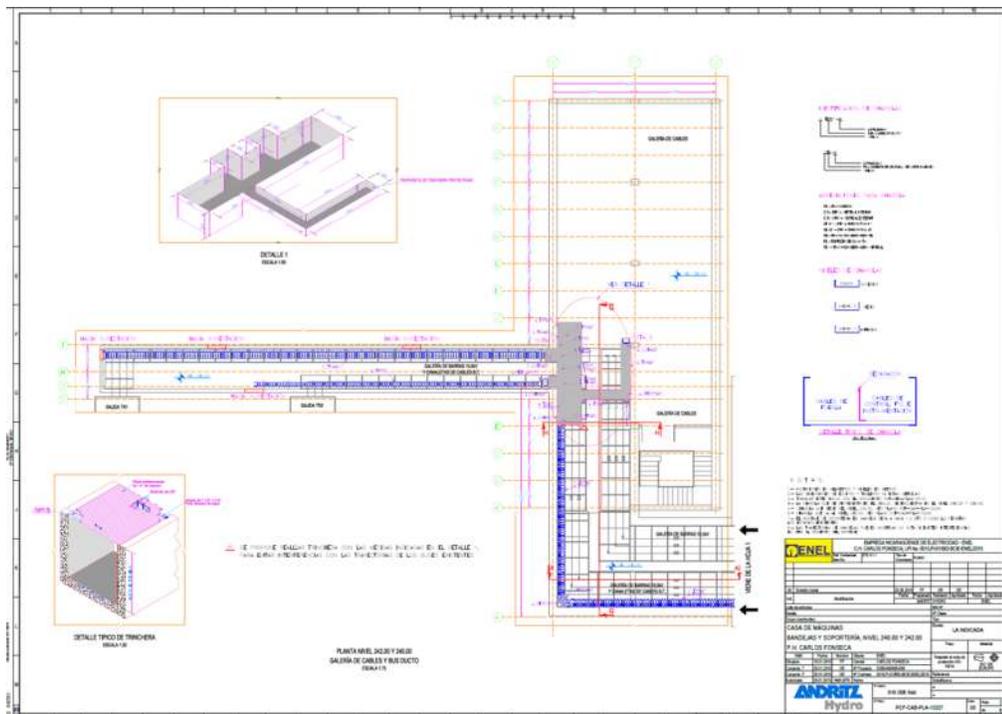


Figura 4. 9 Trinchera propuesta piso de generador.

En la figura 4.10 se muestran los cortes mencionados en el piso de generador, así como el detalle de soportes.

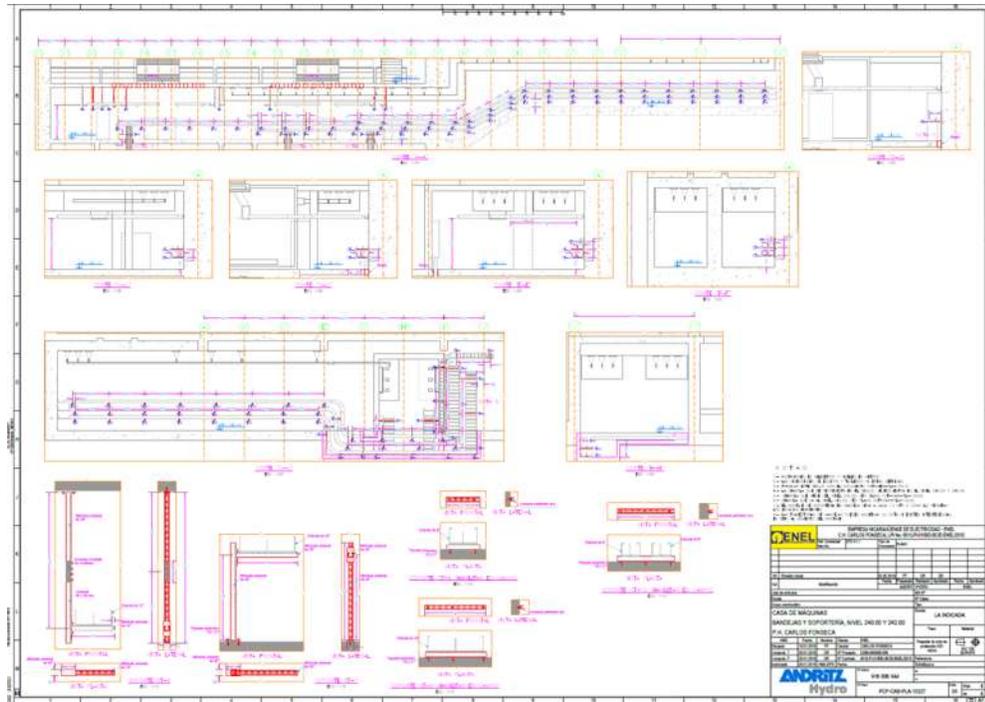


Figura 4. 10 Cortes piso de generador.

En todos los niveles anteriores la llegada a los tableros y/o equipos se realizará por la parte de arriba (la bandeja dibujada en el plano se encuentra dentro de ese mismo piso). Y de ahora en adelante las bandejas que se presentan en los planos están por debajo de estos pisos (la conexión de los tableros y/o equipos se da por la parte inferior)

En la figura 4.11 está el plano del piso de excitación, aquí únicamente se hace llegar la alimentación del generador al transformador de excitación y las bandejas propuestas solo harán que se conecte el transformador con el regulador de voltaje.

En la figura 4.12 se muestran los cortes realizados al piso de excitación mostrando como es la llegada a los equipos. También se muestran los detalles de soportes.

En la figura 4.13 se muestra el plano de piso de tableros, aquí se tienen cuatro niveles de charola, y por tener una que llevara voltajes de 10.5 Kv fue puesta en otra bandeja.

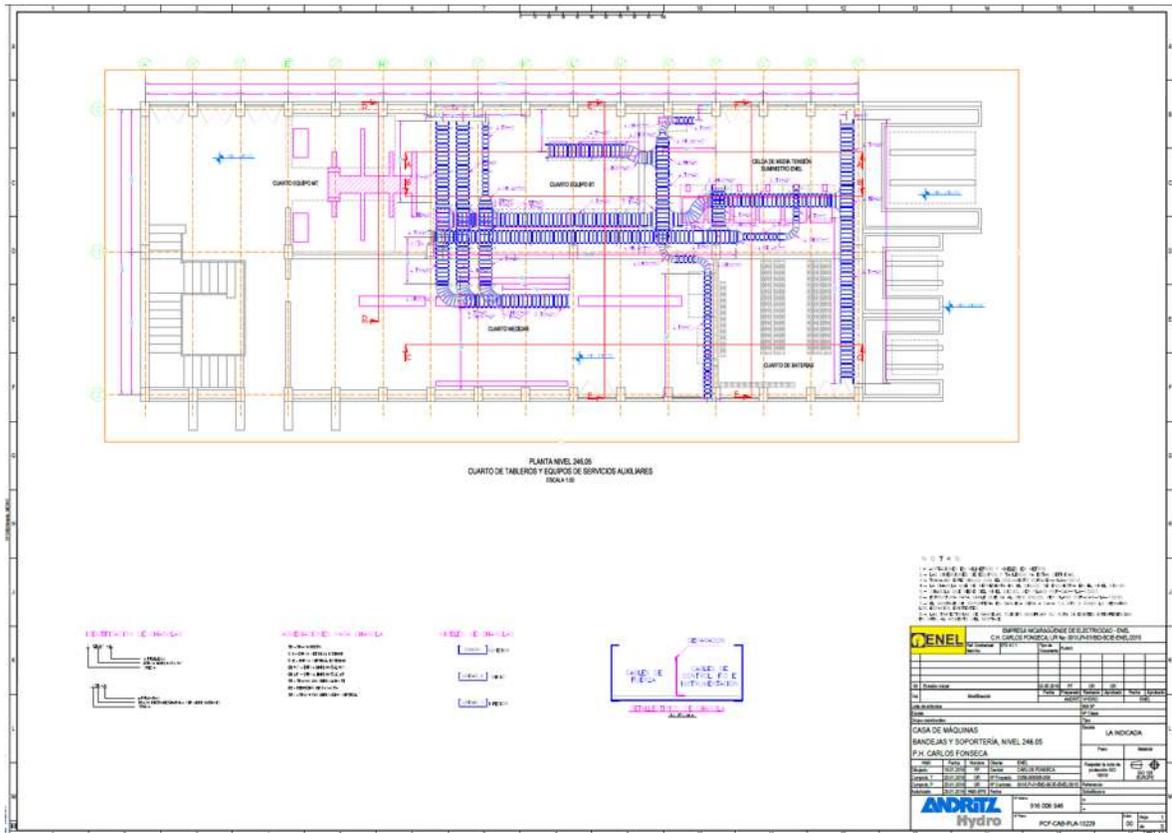


Figura 4. 13 Bandejas piso de tableros.

En la figura 4.14 y figura 4.15 están los cortes para este nivel y los detalles de soportería.

Por último, se muestra el plano de piso de control (ver figura 4.16) teniendo trayectorias muy similares a las existentes.

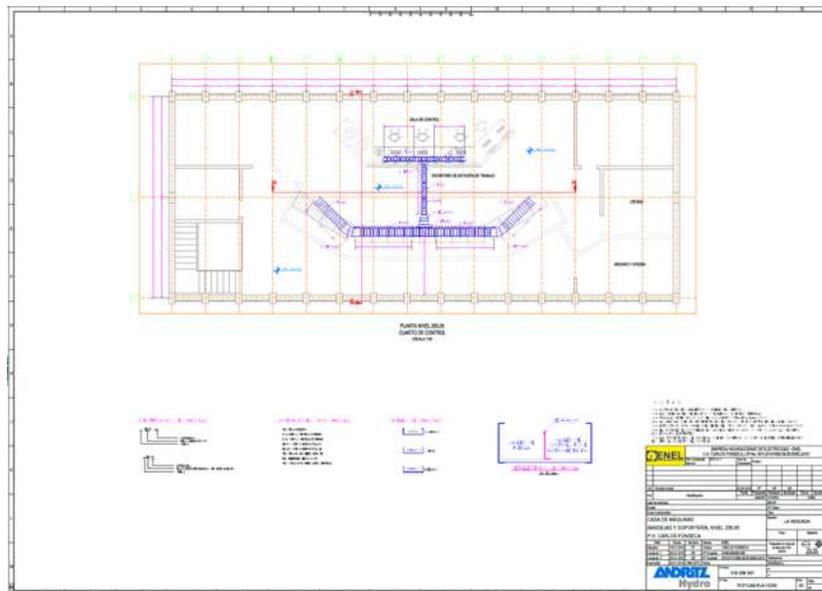


Figura 4. 16 Bandejas piso de control.

En la figura 4.17 se muestran los cortes y los detalles de soporte para este nivel dicho.

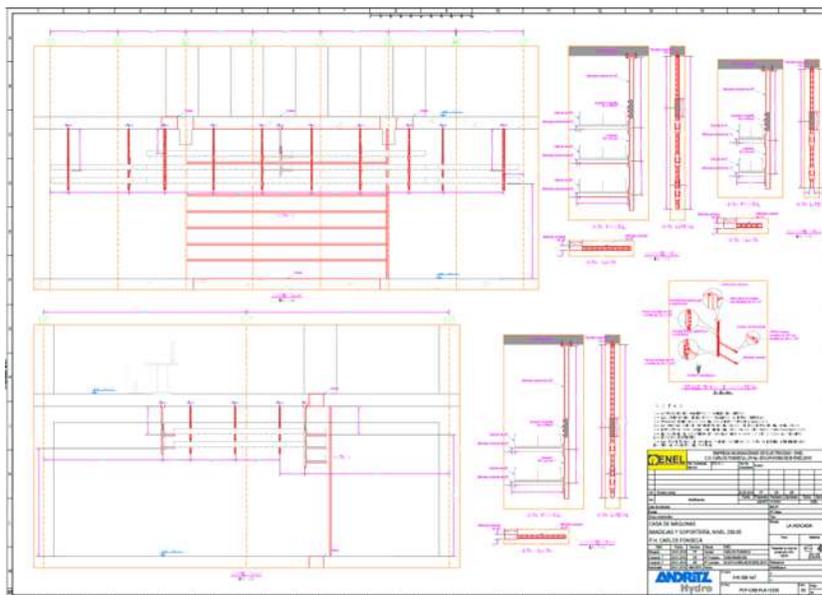


Figura 4. 17 Cortes y detalles de soportes.

Capítulo 5 Conclusiones generales, aportaciones y trabajos futuros

El realizar este trabajo con la experiencia brindada durante trabajaba y estudiaba me abre más el campo laboral, al haber tenido como reto realizar la tarea que me asignaron y tomando como base ya varios trabajos de apoyo de esta índole.

El diseño de estas centrales depende mucho de los espacios que se tengan. En este punto puedo decir que lo más complicado para mí fue tomar decisiones de las rutas sin haber visitado el sitio, tomando solo como referencia fotografías y consultando con personas que fueron a sitio.

El que se me haya encomendado esta tarea y haberla realizado me emociona y me hace sentir como una persona capaz de realizar la tarea que se me encomiende tomando como referencia información de la planta que se tenga.

La propuesta está dada para que la central mejore su continuidad de servicio teniendo instalaciones modernas, la facilidad de tener archivos editables para la modificación de algún componente y no volver a dibujar en papel todo.

Bibliografía

- [1] [En línea]. Available: <http://www.elnuevodiario.com.ni/nacionales/24310-refuerzan-sistema-generacion-santa-barbara-centroa/>.
- [2] [En línea]. Available: <http://www.enel.gob.ni/index.php/plant-generadoras/hidroelectricas>.
- [3] [En línea]. Available: <http://www.lavozdelsandinismo.com/nicaragua/2008-01-17/modernizaran-plantas-hidroelectricas-centroamerica-y-santa-barbara/>.
- [4] CFE, «NOM-001-SEDE-2012,» p. 289.
- [5] CFE, «NOM-001-SEDE-2012,» p. 290.
- [6] CFE, «NOM-001-SEDE-2012,» 291.
- [7] CFE, «NOM-001-SEDE-2012,» p. 292.