



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**MONTAJE DE UNA CASA DE MÁQUINAS Y SUBESTACIÓN ELEVADORA,
EN HIDROELÉCTRICA CANDELARIA, S.A.**

Edward Enrique Fuentes López
Asesorado por el Ing. Guillermo Bedoya

Guatemala, abril de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MONTAJE DE UNA CASA DE MÁQUINAS Y SUBESTACIÓN ELEVADORA,
EN HIDROELÉCTRICA CANDELARIA, S.A.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

EDWARD ENRIQUE FUENTES LÓPEZ

ASESORADO POR EL ING. GUILLERMO BEDOYA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
EXAMINADOR	Ing. Jose Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Perez Rivera
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 consideración mi trabajo de graduación titulado:

MONTAJE DE UNA CASA DE MÁQUINAS Y SUBESTACIÓN ELEVADORA, EN HIDROELÉCTRICA CANDELARIA, S.A.,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Mecánica Eléctrica, el 17 de abril de 2006.

Edward Enrique Fuentes López

AGRADECIMIENTOS A:

Dios y la Virgen María.

La Universidad de San Carlos de Guatemala.

La Facultad de ingeniería.

Al ingeniero Julio Cesar Valenzuela de Diseño Montaje y Mantenimiento Eléctrico S.A.

Al ingeniero Ricardo Vázquez de Hidroeléctrica Candelaria S.A.

Al ingeniero Guillermo Bedoya, por su valiosa colaboración.

DEDICATORIA A:

- Dios y la Virgen Maria:** Por la vida y bendiciones que me han dado.
- Mis padres:** Miguel y Olga, por su amor, esfuerzo, apoyo, y por ayudarme a alcanzar mis sueños.
- Mis hermanos:** Gabriela, Ángel y Olmar, por su cariño comprensión y ejemplo.
Elvis, por tu amor, siempre estarás en nuestros corazones.
- Mis sobrinos:** Por su cariño y ser el motivante de alcanzar mis metas.
- Dinora Mejia:** Por confiar en mi, motivarme, apoyarme incondicionalmente y quererme.
- Familia Mejia Ávila:** Por sus consejos y atenciones.
- Mis amigos:** Por su amistad, por su ayuda, confianza, por compartir mis meritos y acompañarme en los momentos difíciles.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS.....	IX
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN.....	XIII
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN.....	XVII

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

1.1 Descripción de la Empresa.....	1
1.2 Ubicación.....	2
1.2.1 Datos climatológicos.....	3
1.3 Misión de la Empresa.....	3
1.4 Visión de la Empresa.....	3

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Subestación Eléctrica.....	5
2.1.1 Subestación aislada por aire.....	5
2.1.1.1 Componentes del sistema.....	5
2.1.1.2 Objetivo del diseño.....	6
2.1.1.3 Niveles de voltaje.....	6
2.1.1.4 Consideraciones de diseño.....	6
2.1.1.5 Conexiones de la barra principal.....	8
2.1.1.5.1 Una barra.....	9
2.1.1.6 Comparaciones de confiabilidad.....	9
2.1.1.7 Arreglos físicos.....	12
2.1.1.8 Componentes de subestación.....	12
2.1.1.9 Estructuras de soporte.....	13
2.1.1.10 Selección del terreno.....	14

2.1.1.11 Barras de subestación.....	15
2.1.1.12 Material de barra.....	16
2.1.1.13 Efecto pelicular.....	17
2.1.1.14 Efecto de proximidad.....	17
2.1.1.15 Expansión (dilatación) térmica.....	18
2.1.1.16 Separación de barras.....	19
2.1.1.17 Altura libre bajo los hilos.....	19
2.1.1.18 Fuerzas mecánicas y eléctricas.....	21

3. DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN DE ELEVACIÓN HIDROELÉCTRICA CANDELARIA

3.1 Distancias dieléctricas de diseño.....	25
3.1.1 Distancia de fase a tierra.....	26
3.1.2 Distancia entre fases.....	28
3.1.3 Altura mínima de las partes vivas de los equipos sobre el nivel del suelo.....	29
3.1.4 Altura del segundo nivel de buses.....	30
3.1.5 Altura mínima de remates de líneas de las líneas de transmisión.....	30
3.1.6 Distancias mínimas de seguridad.....	31
3.1.6.1 Distancia horizontal.....	31
3.1.6.2 Distancia vertical.....	32
3.2 Diseño de la red de tierras.....	32
3.2.1 Consideraciones de diseño.....	30
3.2.2 Resistividad del terreno.....	32
3.2.3 Corriente de corto circuito.....	33
3.2.4 Cálculo de la red de tierras.....	33
3.2.4.1 Protección con relevadores.....	37
3.2.4.2 Relevadores de falla y subalcance directo.....	39
3.2.4.3 Relevadores de subalcance permisible.....	40
3.2.4.4 Relevadores de sobrealcance permisible.....	40
3.2.4.5 Relevadores de comparación direccional.....	41

3.2.4.6 Relevadores de comparación de fase.....	42
3.2.4.7 Protección de barra de estación.....	42
3.2.4.8 Protección de transformadores.....	44
3.2.4.9 Protección de interruptor automático.....	48
3.2.4.10 Prácticas de blindaje y conexión a tierra para cables de control.....	50
3.2.4.11 Conexión a tierra de subestaciones.....	53
3.2.4.12 Medición de resistencia a tierra.....	57
3.2.4.13 Conexiones de transformador.....	60
3.2.4.14 Práctica de carga de transformador.....	61
3.2.4.15 Protección contra sobrevoltajes.....	62
3.2.4.16 Referencia sobre subestaciones.....	64
3.3 Elementos de una planta hidroeléctrica.....	66
3.3.1 Tipos de turbina hidráulica	69
3.3.2 Posición de las plantas de potencia.....	71
3.3.3 Factor de diseño.....	72
3.3.4 Desempeño hidráulico.....	77
3.3.5 Elementos de turbina a reacción.....	79
3.3.6 Pruebas de modelos.....	84
3.3.7 Cavitación.....	85
3.3.8 Regulación de la velocidad.....	86
3.3.9 Pruebas de turbinas.....	91
3.4 Teoría sobre Automatización de Centrales Hidroeléctricas.....	92
3.4.1 Sistemas digitales de automatización.....	92

4. DESCRIPCIÓN DEL MONTAJE

4.1 Instrumentos del montaje.....	97
4.2 Proceso de montaje.....	101
4.3 Instrumentación.....	126
4.3.1 Panel de Control.....	126
4.3.2 Medidores de presión.....	151
4.3.3 Medidores de Temperatura.....	152

4.3.4 Medidores de Vibraciones.....	153
5. PROCESO DE AUTOMATIZACIÓN DE HIDROELÉCTRICA CANDELARIA S.A.	
5.1 Finalidad de la automatización.....	159
5.2 Fases del proceso de automatización.....	160
5.2.1 Fase de Pre-implementación de Automatización.....	160
5.2.2 Fase de implementación de Automatización.....	161
5.2.3 Fase de post-implementación de Automatización.....	162
6. PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO	
6.1 Disparo de sobrevelocidad.....	203
6.2 Disparo por Baja Presión.....	203
6.3 Disparo de Sobrevoltaje.....	204
6.4 Disparo por vibraciones.....	204
6.5 Disparo por rechazo de Carga.....	205
CONCLUSIONES.....	207
RECOMENDACIONES.....	209
BIBLIOGRAFÍA.....	211

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Esquema de una barra.....	9
2. Zonas de operación de relevador de falla, para el sistema piloto de protección con relevadores para subalcance de desconexión de línea de transmisión.....	39
3. Zonas de operación de relevador de falla para el sistema piloto de protección con relevadores de línea de transmisión de sobrealcance.....	40
4. Zonas de operación de relevador de falla y de bloqueo para el sistema piloto de protección con relevadores de línea de transmisión de comparación direccional.....	41
5. Protección diferencial de barra que utiliza relevadores diferenciales de porcentaje de corriente. CT: transformador de corriente O: bobina operadora; R: bobina de restricción.....	43
6. Protección diferencial de barra que utiliza relevadores diferenciales de porcentaje de voltaje, OC: relevadores de sobrecorriente alta; OV: elemento de voltaje; CT: transformador de corriente.....	44
7. Protección diferencial de transformador para transformador en estrella-delta.....	46
8. Protección diferencial de transformador para transformador en estrella-delta-estrella.....	47
9. Campo preparado para hacer pruebas de resistencia de tierra por el método de caída de potencial.....	59
10. Diagrama esquemático del regulador eléctrico-hidráulico.....	90
11. Ubicación de Red de Tierras, subestación elevadora y Casa de Maquinas.....	103
12. Detalle de las conexiones realizadas en la red de tierras.....	104

13. Detalle de ubicación de red de tierra.....	105
14. Detalle de la base.....	106
15. Planos de ubicación de casa de maquinas en Hidroelectrica Candelaria S.A.....	108
16. Tubería para alimentación del transformador principal.....	109
17. Rotor del generador.....	111
18. Colocación de tapadera del generador.....	112
19. Sistemas de enfriamiento del generador.....	113
20. Equipos de estación auxiliar.....	115
21. Cargador de baterías.....	118
22. Equipamiento de casa de máquinas.....	121
23. Montaje de radiadores en el transformador.....	122
24. Montaje de pórticos para mediciones.....	123
25. Finalización de montaje de equipos en subestación.....	124
26. Finalización del montaje de subestación.....	125
27. Finalización del montaje de subestación, sala de mando y generador diesel.....	125
28. MCB (main control board) Panel de Control Principal.....	127
29. SECCION M1 del Panel de control principal.....	128
30. SECCION M2 del Panel de control principal.....	130
31. SECCION M3 del Panel de control.....	132
32. Plano Externo. Mecanismo de Control del Generador.....	135
33. Plano Secciones K1 & K2. Mecanismo de Control del Generador.....	136
34. Plano de Armario de Conexión Terminal del Generador.....	137
35. Plano Exterior de Centro de control de motores.....	138
36. Plano de Detalle de Equipos de Servicios Auxiliares.....	139
37. Diagrama Trifilar. Centro de control de motores.....	140
38. Diagrama Trifilar. Panel de AC.....	141
39. Diagrama Trifilar. Panel de DC.....	142
40. Diagrama trifilar, generador y excitatriz.....	143
41. Diagrama Trifilar. Interruptor del Generador.....	144
42. Plano de planta, equipos de subestación.....	145

43. Plano de PT's (PTT) en subestación.....	146
44. Plano de mediciones subestación.....	147
45. Diagrama trifilar e interruptor automático en subestación.....	148
46. Diagrama trifilar del transformador principal.....	149
47. Diagrama unifilar, proyecto Hidroeléctrica Candelaria.....	150
48. Grupo de ingenieros asignados a la realización del proyecto.....	163

TABLAS

I. Resumen de comparación de esquemas de conmutación.....	11
II. Niveles de aislamiento dictados por la CEI.....	25
III. Niveles de aislamiento para un valor de tensión dado.....	26

LISTA DE SÍMBOLOS

Hp	caballos de fuerza
Psi	símbolo de libras por pulgada cuadrada, <i>Poud Square Inch</i>
Kw	símbolo de kilowatt
°F	grados Fahrenheit
°C	grados centígrados
AC	corriente alterna
DC	corriente directa
Ne	eficiencia total
Nt	eficiencia
Ng	eficiencia del generador eléctrico

Nm	eficiencia mecánica de la turbina
r.p.m	revoluciones por minuto
Hz	hertz (número de ciclos)
Volts	voltaje
PF	factor de potencia
Lb/Kw	consumo específico de vapor de la turbina
cm	centímetro
plg	pulgada
%	porcentaje
Kg	kilogramo
D	diámetro

GLOSARIO

Alabe	Elemento móvil de una turbina de reacción y tiene forma de una gota doblada.
Solenoide	Dispositivo electromagnético que está acoplado a una válvula y cuando esta energizado abre o cierra un mecanismo.
Tobera	Aceleran y dirigen el chorro de vapor hacia las paletas guía, para producir la rotación.
Turbina hidráulica	Elemento más importante en las plantas generadoras de energía hidroeléctrica. Existen dos grupos: de impulso y de reacción.
Obras de toma	Canales, canaletas o conductos de concreto.
Compuertas	Se construyen para evitar el contraflujo hacia la turbina, para seguridad y facilidad de mantenimiento.
Tubería de carga	Conductos cerrados que conectan el deposito superior pozo piezométrico con la carcasa de la turbina.
Válvulas de la tubería de carga	Se localizan a la entrada de la carcasa espiral de la turbina, se usan generalmente cuando el conducto es de longitud

considerable.

Electromagnetismo	Es la relación entre los efectos magnético y eléctrico.
Ohmetro	Instrumento para medir niveles de resistencia
Potenciómetro	Dispositivo de tres terminales a través del cual pueden variarse niveles de voltaje en una forma lineal o no lineal.
Regulación de voltaje	Valor que se proporciona como porcentaje y que señala el cambio en el voltaje de salida de una fuente de alimentación con un cambio en la demanda de corriente de la carga.
Frecuencia	Cantidad de ciclos de una forma de onda periódica que ocurren en un segundo.
Valor rms	Cuadrado de la raíz media o el valor efectivo de un forma cuadrada.
Factor de potencia	Indicio de que tan reactivo o resistivo es un sistema eléctrico. Entre más alto es el factor de potencia, más grande es el componente resistivo.
Transformador de elevación	Transformador cuyo voltaje en el secundario es menor que el voltaje en el primario

RESUMEN

La generación de energía eléctrica por medio del aprovechamiento hídrico se realiza por medio del encausamiento de un caudal determinado, construyendo para el almacenamiento de este caudal una cámara de carga, de la cual partirá un tramo de tubería hasta llegar a la casa de máquinas, ingresando a la turbina por medio de una válvula principal de entrada, la cual es auxiliada por una válvula de paso. Una vez inyectado el flujo del caudal a la turbina éste golpeará el rodete de la misma, el cual posee un acople con el generador, estando este previamente excitado y debido al desplazamiento del rotor se produce una generación de voltaje.

El voltaje generado en la realización de este proyecto, denominado Hidroeléctrica Candelaria, es de 6,600 Voltios, el cual será elevado posteriormente a 69,000 Voltios por medio del transformador principal, llevando este voltaje hacia la subestación más cercana por medio de líneas de transmisión, de donde posteriormente será distribuida al consumidor final.

El proyecto concluyó satisfactoriamente debido a que el montaje de los equipos se ejecuto sin ningún inconveniente y las pruebas presentaron los resultados esperados, logrando de esta forma el funcionamiento normal y en línea de la unidad

Este tipo de proyectos posee como fin último contribuir al desarrollo del país por medio de la satisfacción básica como lo es el acceso a la energía eléctrica, en estos tiempos que la demanda del servicio energético se incrementa constantemente.

OBJETIVOS

GENERAL

Verificar la planificación y ejecución del montaje de equipo de la casa de máquinas y subestación elevadora del proyecto Hidroeléctrica Candelaria, S.A.

ESPECÍFICOS

1. Describir la actividad de la empresa.
2. Identificar los beneficios del montaje de la nueva casa de máquinas y subestación elevadora.
3. Planificar y ejecutar las distintas pruebas de funcionamiento
4. Análisis de la información técnica de los equipos a instalar.
5. Supervisar que el montaje de los equipos se realice correctamente.

INTRODUCCIÓN

Debido al constante incremento en la demanda del servicio energético en nuestro país, se hace cada día más necesario el aprovechamiento de los recursos que estén a nuestro alcance, para satisfacer esta necesidad. En Hidroeléctrica Secacao se tiene la visión de optimizar al máximo el aprovechamiento del recurso hídrico por medio de un diseño en cascada de dicho recurso y el aumento de la capacidad de generación instalada, con esta finalidad se inició el proyecto: Hidroeléctrica Candelaria.

Este proyecto consiste en el montaje de una nueva casa de máquinas y subestación elevadora, la cual conformará una nueva unidad generadora, teniendo como finalidad el aprovechamiento del recurso hídrico en cascada y los equipos instalados. La capacidad instalada para la cual se diseñó este proyecto es de 4.5 Mw, los cuales serán sumados a los 16.5 Mw que genera actualmente Hidroeléctrica Secacao.

Dicho proyecto tiene como fin último contribuir al desarrollo de Guatemala, por medio de la satisfacción de una necesidad básica como es el acceso a la energía eléctrica, que generada por medio de los recursos naturales disponibles tiene un costo menor que la energía generada por otros procesos, favoreciendo de esta manera la economía de los usuarios.

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

1.1 Descripción de la Empresa

Hidroeléctrica Secacao es una central a filo de agua, conocida también como una central de pasada. Esto significa que carece de capacidad de regulación y funciona básicamente encausando el río a través de un área de toma hacia unos desarenadores, para luego pasar por una cámara de carga en donde se debe mantener el agua en un nivel determinado para la operación óptima de la planta. Dependiendo del aporte del río así será la producción de energía, ya que por no tener un embalse en donde se pueda almacenar agua en grandes cantidades siempre habrá que ajustarse al caudal entrante.

Teniendo una capacidad instalada de 16.5 Mw. entrega anualmente un promedio de 101 Gwh de energía. Convirtiéndola en una planta muy eficiente para sus características técnicas propias.

Su caudal de diseño es de 3.6 m³/seg. Basada en una carga neta de 524 m., de altura. La tubería de alta presión cuenta con una longitud de 2,395 metros, variando su diámetro desde 48", en la parte alta, 46" en el medio y 44" en la parte baja se acopla a la turbina dentro de la casa de máquinas.

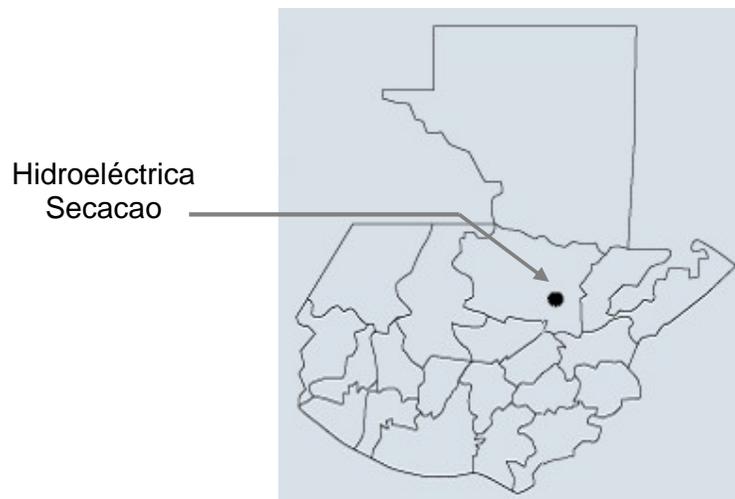
La casa de máquinas alberga en su interior el equipo electromecánico compuesto por una turbina tipo "Pelton" de eje horizontal con dos inyectores, fabricada por BOUVIER HYDRO de Francia y un Generador fabricado por GEC ALSTHOM también de origen francés, con una capacidad de 19.5 MVA, una velocidad nominal de 600 r.p.m. y un voltaje de 6.6 kV. Además cuentan con sus respectivos equipos de protección, control, bombeo, refrigeración y otros.

La subestación construida a un lado de la casa de máquinas, cuenta con tres transformadores. Uno de 20 MVA de capacidad, que eleva la tensión a 69 kV y seguidamente dos con capacidad de 3 MVA cada uno, que bajan la tensión a 13.8 kV.

El primero se conecta a una línea de transmisión de 72 kilómetros que transporta la energía hacia el Sistema Nacional Interconectado (SIN), atravesando todo el valle del Polochic hasta llegar a la Subestación de San Julián del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y los otros dos se conectan a una línea de distribución que abastece a algunos pueblos de la región, Senahú, La Tinta, Telemán, Panzos y Cahaboncito.

1.2 Ubicación

Hidroeléctrica Secacao se localiza en jurisdicción del municipio de Senahú, en el departamento de Alta Verapaz de la república de Guatemala. Situada en una región montañosa al sureste de la sierra de Chamá en la cuenca del río Trece Aguas, caracterizada por abundante vegetación y formaciones rocosas con presencia de “karst”, creándose así las condiciones idóneas para la estabilidad de los caudales del río.



1.2.1 Datos climatológicos.

- a) Temperatura: máxima promedio de 34.1 °C y mínima promedio de 23.3 °C.
- b) Altura sobre el nivel del mar: 150 metros.
- c) Velocidad del viento: 1.8 Km/Hr.
- d) Humedad relativa promedio: 78%.
- e) Precipitación pluvial anual: 2,382.9 mm. 163 días.
- f) Nivel isocerámico: 50 descargas electro atmosféricas al año.

1.3 Misión de la Empresa

La misión de la empresa se plantea de la siguiente manera:

“Desarrollo de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas para aprovechar nuestros recursos naturales y contribuir, a largo plazo, en estabilizar los precios de la energía incrementando la participación hidráulica en el parque de generación, logrando menos dependencia de los hidrocarburos y la disminución en la fuga de divisas”.

1.4 Visión de la Empresa

Las aspiraciones y el propósito de la empresa se definen de la siguiente manera:

“Fomentar el desarrollo económico y social de Guatemala, a través de la generación de energía eléctrica, utilizando principalmente los recursos naturales renovables de forma responsable”.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Subestación Eléctrica

Una subestación eléctrica es una instalación industrial empleada para la transformación del voltaje de la corriente eléctrica. Las subestaciones eléctricas elevadoras se ubican en las inmediaciones de las centrales eléctricas para elevar el voltaje a la salida de sus generadores y en las cercanías de las poblaciones y los consumidores, para bajarlo de nuevo. La razón técnica para realizar esta operación es la conveniencia de realizar el transporte de energía eléctrica a larga distancia a voltajes elevados para reducir las pérdidas resistivas, que dependen de la intensidad de corriente. De igual forma otras de las funciones de las subestaciones eléctricas es derivar circuitos de potencia.

2.1.1 Subestación aislada por aire

2.1.1.1 Componentes del sistema

En sistemas de energía eléctrica de CA, grande y moderna, el sistema de transmisión y distribución funciona para entregar a usuarios, en los centros de carga, la energía eléctrica en masa proveniente de fuentes de generación. Las plantas de transmisión incluyen por lo general estaciones generadoras, transformadores elevadores, líneas de transmisión interconectadas, estaciones de conmutación y transformadores reductores. El sistema de distribución abarca líneas primarias de distribución, bancos de transformadores de servicio y líneas secundarias o redes, todas ellas dan servicio a las áreas de carga.

2.1.1.2 Objetivo del diseño

Como parte integrante del sistema de transmisión, la subestación o estación de conmutación funciona como punto de conexión o conmutación para líneas de transmisión, alimentadores de subtransmisión, circuitos de generación y transformadores elevadores y reductores. El objetivo del diseño de la subestación es proporcionar máxima confiabilidad, flexibilidad, continuidad de servicio y satisfacer estos objetivos a los costos de inversión más bajos que satisfagan las necesidades del sistema.

2.1.1.3 Niveles de voltaje

Las necesidades del sistema comprenden la selección de niveles óptimos de voltaje, que dependen de las necesidades de carga y distancias de línea de transmisión implicadas.

Las subestaciones utilizadas en los sistemas de distribución operan en clases de voltaje de 13.8 a 69 kV. Las subestaciones de transmisión, que dan servicio a fuentes de energía eléctrica en masa, operan de 69 a 765 kV. Las clases de voltaje utilizados en Estados Unidos para subestaciones grandes incluyen las de 69, 115, 138, 161, 230 y 287 kV (considerados alto voltaje o clase HV), y 345, 500 y 765 kV (consideradas “extra alto voltaje” o clase EHV). En la actualidad se encuentran en etapa de planeación o construcción voltajes aún más altos, como son las de 1100 y 1500 kV consideradas como “ultra alto voltaje” o clase UHV.

2.1.1.4 Consideraciones de diseño

Muchos factores influyeron para la correcta selección del tipo de subestación para esta aplicación dada. El tipo de estación más apropiado en este caso estuvo sujeto a factores tales como el nivel de voltaje, capacidad de

carga, consideraciones ambientales, limitaciones de espacio en el terreno y necesidades de derecho de vía de la línea de transmisión.

Con el continuo aumento general en el costo del equipo, mano de obra y terrenos y adaptación de los mismos, tuvo que hacerse todo el esfuerzo posible para seleccionar criterios que representen la mejor opción para satisfacer las necesidades del sistema a los mínimos costos posibles. En vista que los costos de subestaciones importantes se reflejan en los transformadores, interruptores automáticos y disyuntores, el trazo de la barra y el arreglo de conmutación seleccionado determinarán el número de disyuntores e interruptores automáticos requeridos. La selección de niveles de aislamiento y prácticas de coordinación afecta también el costo en forma considerable, en especial en clase EHV.

Se evaluó el descenso de un nivel en el nivel básico de aislamiento (BIL) ya que esto puede reducir el costo de equipo eléctrico importante en miles de dólares. De igual forma fue esencial un cuidadoso análisis de esquemas alternos de conmutación, ya que también puede dar como resultado considerables ahorros por seleccionar el equipo mínimo que satisfaga las necesidades del sistema.

En la selección de trazos de barra y arreglos de conmutación para que esta subestación satisfaga las necesidades del sistema y la estación, fue necesario considerar varios factores. Partiendo del punto en que una subestación debe ser confiable, económica, segura, y con un diseño tan sencillo como sea posible; este último debe proporcionar un alto nivel de continuidad de servicio y contar con medios para futuras ampliaciones, flexibilidad de operación y bajos costos inicial final. Debe estar equipado con lo necesario para dar mantenimiento a líneas, interruptores automáticos y disyuntores, sin interrupciones en el servicio ni riesgos para el personal.

La orientación física de las rutas de las líneas de transmisión muchas veces influye en la ubicación y disposición de la barra en subestaciones. Por

tanto el lugar seleccionado fue tal que se pudo lograr un arreglo conveniente de las líneas.

Para confiabilidad, el diseño de la subestación debe evitar un paro total de la misma, ocasionado por falla del interruptor automático y de barra, y debe permitir el rápido reestablecimiento del servicio después que ocurra una falla. Por lo que arreglo planificado de las líneas con fuentes conectadas a los lados opuestos de las cargas mejora la confiabilidad. El trazo debe permitir futuras adiciones y ampliaciones sin interrumpir el servicio.

2.1.1.5 Conexiones de la barra principal

El esquema de subestación seleccionado determina el arreglo eléctrico y físico del equipo de conmutación. Existen diferentes esquemas de barra cuando la importancia cambia entre los factores de confiabilidad, economía, seguridad y sencillez como lo justifican la función e importancia de la subestación.

Los esquemas de barra de subestación más comunes son:

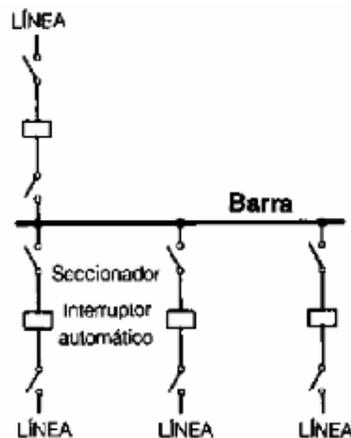
- Una barra
- Doble barra, doble interruptor automático
- Barra principal y de transferencia
- Doble barra, un interruptor automático
- Barra anular
- Cortacircuito o interruptor automático y medio

Algunos de estos esquemas pueden ser modificados por más interruptores automáticos de conexión de barra, dispositivos seleccionados de barra, instalaciones para derivación del interruptor automático y barras de transferencia adicionales. En la Figura 1 se muestra el arreglo de la subestación realizado en hidroeléctrica Candelaria, determinado de esta forma debido a los requerimientos de diseño y consideraciones del terreno.

2.1.1.5.1 Una barra

Normalmente, el esquema de una barra o barra simple, (Figura 1) no se utiliza para subestaciones grandes, pero en este caso si se aplica ya que nuestra subestación será pequeña; la dependencia en una barra principal puede causar una prolongada interrupción del servicio en caso de falla de un interruptor automático o una barra. La estación debe ser desenergizada para llevar a cabo trabajos de conservación o agregarle extensiones a la barra. Aún cuando la protección con relevadores es relativamente sencilla, el esquema de una barra es considerado como sin flexibilidad y sujeto a interrupción completa del servicio, pero el costo de ella es mas bajo, por lo que resultó para este propósito la más adecuada.

Figura 1. Esquema de una barra



2.1.1.6 Comparaciones de confiabilidad

Se compararon diversos esquemas para hacer resaltar las ventajas y desventajas, de la configuración de subestación elegida en este proyecto. La base de comparación que se utilizó es la justificación económica de un grado particular de confiabilidad. La determinación del grado de confiabilidad requiere

de una evaluación de condiciones anticipadas de operación y la continuidad del servicio requerida por la carga a la que haya de servir.

Tabla I. Resumen de comparación de esquemas de conmutación

Esquema de Conmutación	Ventajas	Desventajas
1. Una barra	<ol style="list-style-type: none"> 1. Costo más bajo 	<ol style="list-style-type: none"> 1. La falla de la barra o cualquier interruptor automático resulta en interrupción del servicio en toda la subestación. 2. Dificultad para cualquier trabajo de conservación. 3. La barra no puede ser extendida sin desenergizar por completo la subestación. 4. Puede usarse sólo cuando las cargas pueden ser interrumpidas o tengan otras medidas de alimentación.
2. Doble barra, doble interruptor automático	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cada circuito tiene dos interruptores automáticos para su uso exclusivo. 2. Tiene flexibilidad al permitir que circuitos alimentadores se conecten a cualquier barra. 3. Cualquier interruptor automático puede ser retirado del servicio para mantenimiento. 4. Alta confiabilidad. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. El más costoso 2. Pierderí la mitad de los circuitos por falla del interruptor automático si aquellos no se conectan a ambas barras.
3. Principal y auxiliar	<ol style="list-style-type: none"> 1. Bajo costo inicial y final 2. Cualquier interruptor automático puede ser retirado del servicio para mantenimiento. 3. Pueden usarse dispositivos de potencial en la barra principal para protección con relevadores. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Requiere un interruptor automático extra para el enlace de la barra. 2. La conmutación es complicada cuando se dé mantenimiento a un interruptor automático. 3. La falla de una barra o de cualquier interruptor automático, resulta en suspensión del servicio de toda la subestación.
4. Doble barra, Un interruptor	<ol style="list-style-type: none"> 1. Permite un poco de flexibilidad con dos barras operadoras. 2. Cualquier barra principal puede ser aislada para mantenimiento. 3. Un circuito puede ser transferido fácilmente de una barra a otra mediante un interruptor automático de enlace o seccionador selectora de barra. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se requiere un interruptor extra para el enlace de barra. 2. Se requieren cuatro interruptores por circuito. 3. El esquema de protección de barra puede ocasionar pérdida de subestación cuando opere, si todos los circuitos se conectan a esa barra. 4. Alta exposición a falla de barra. 5. Una falla del interruptor automático de línea saca del servicio a todos los circuitos conectados a esa barra. 6. Una falla del interruptor automático de enlace de barra saca del servicio a toda la subestación.
5. Barra anular	<ol style="list-style-type: none"> 1. Bajo costo inicial y final 2. Operación flexible para mantenimiento de interruptor. 3. Cualquier interruptor automático puede ser retirado del servicio para mantenimiento sin interrumpir la carga. 4. Requiere sólo un interruptor automático por circuito. 5. No usa barra principal. 6. Cada circuito es alimentado por dos interruptores automáticos. 7. Toda la conmutación se hace con interruptor automático. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Si ocurre una falla durante un periodo de mantenimiento del interruptor automático, el anillo puede separarse en dos secciones. 2. La reconexión automática y la circuitería de relevadores de protección es más bien compleja. 3. Si se usa un solo juego de relevadores, el circuito debe ser sacado del servicio para mantener los relevadores. (común en todos esquemas) 4. Requiere dispositivos de potencial en todos los circuitos dado que no hay punto de referencia definido de potencial. Estos dispositivos pueden requerirse en todos los casos para sincronización, línea viva o indicación de voltaje. 5. Una falla del interruptor automático durante una falla en uno de los circuitos ocasiona pérdida de un circuito adicional, debido a la operación de relevadores de protección de falla del interruptor automático.
6. Interruptor automático y medio	<ol style="list-style-type: none"> 1. La operación más flexible. 2. Alta confiabilidad. 3. La falla de interruptor automático del lado de barra saca del servicio a sólo un circuito. 4. Toda la conmutación se hace con interruptor automático. 5. Operación sencilla; no se requieren seccionadores para operación normal. 6. Cualquier barra principal puede ser sacada del servicio, en cualquier momento, para mantenimiento. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Un interruptor automático y medio por circuito. 2. La protección con relevadores y la reconexión automática intervienen un poco, dado que el interruptor automático central debe responder a cualquiera de sus circuitos asociados.

2.1.1.7 Arreglos físicos

Una vez fue hecha la determinación del esquema de conmutación mejor adaptado para esta aplicación particular de subestación, fue necesario considerar el arreglo de estación que satisfaga las muchas necesidades físicas del diseño. A la disposición del ingeniero de diseño estuvieron los siguientes arreglos de estación:

- Arreglos convencionales para intemperie, de interruptor y barra tipo abierto.
- Arreglos de subestación de barra invertida.
- Subestaciones de tamaño pequeño, con revestimiento metálico de gas de hexafluoruro de azufre.

Los arreglos para intemperie de interruptor y barra tipo abierto se usan, en general, en conexión con estaciones de generación y subestaciones. La disposición y características generales de diseño de estructuras de conmutación para intemperie se ven influenciadas por la función y tipo de instalación y por su capacidad, voltaje y limitaciones de superficie del terreno.

2.1.1.8 Componentes de subestación

El equipo eléctrico en una subestación típica puede incluir lo siguiente:

- a. Interruptor automático
- b. Seccionadores
- c. Conmutadores de puesta a tierra
- d. Transformadores de corriente
- e. Transformadores de potencial o transformadores de voltaje de capacitor
- f. Capacitores de acoplamiento
- g. Filtros de línea
- h. Apartarrayos y/o espinterómetros
- i. Transformadores de potencia
- j. Reactores en derivación

- k. Reactor limitadores de corriente
- l. Barras y aisladores de estación
- m. Sistema de puesta a tierra
- n. Capacitores en serie
- o. Capacitores en derivación

2.1.1.9 Estructuras de soporte

Para soportar, montar e instalar debidamente el equipo eléctrico se requiere estructuras hechas de acero, aluminio o madera, se requieren cimientos de concreto. Una subestación típica de tipo abierto requiere estructuras de anclaje para soportar conductores de líneas de transmisión; soportar estructuras para seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de potencial, apartarrayos, filtros de línea, transformadores de voltaje de capacitor; y estructuras y soportes para barras rígidas y tirantes en la estación.

Cuando las estructuras son de acero o aluminio requieren cimientos de concreto como es el caso de este proyecto; cuando son de madera no se requieren estos cimientos. También se requiere trabajo adicional para diseñar cimientos de concreto para soportar interruptores automáticos, reactores, transformadores, capacitores y cualquier otro equipo eléctrico pesado.

Las estructuras de soporte del equipo de subestaciones pueden fabricarse de aluminio o acero y puede constar de columnas simples tipo tubular o de patín ancho; estructuras de bastidor rígido compuestas de secciones tubulares o de patines anchos; o estructuras reticulares hechas de ángulos. Las estructuras de anclaje de la subestación pueden ser postes de madera; estructuras reticulares de aluminio o de acero; o estructuras de acero de armazón en A. Se pueden usar estructuras de aluminio y de acero para intemperie en su estado sin terminar. Las estructuras normales de acero al

carbón deben tener acabado galvanizado o pintado. A las estructuras de madera deben aplicarse acabados en procesos a presión o térmicos.

Las estructuras de aluminio son de peso ligero, ello debido a que tienen una excelente relación (razón) de resistencia a peso y requieren pocos trabajos de conservación, pero tienen un costo inicial más alto que las estructuras de acero, razón por la cual fueron seleccionadas para este proyecto. Con el inconveniente claro que las estructuras de acero galvanizado o pintado tienen un costo inicial un poco menor que las de acero para intemperie, pero requieren tratamiento especial antes y después de los trabajos de soldadura de campo más mantenimiento.

El diseño de las estructuras de soporte se ve afectado por las separaciones entre fases y la altura libre bajo los hilos que se requieren, por los tipos de aisladores, por la longitud, peso de las barras y otros equipos, por el viento y la carga de hielo.

Esta subestaciones requirió otros trabajos estructurales adicionales a las de concreto que comprenden la selección y preparación del terreno, caminos, salas de control, registros, conduits, ductos, drenajes, diques y cercas.

2.1.1.10 Selección del terreno

Los trabajos de ingeniería civil asociados con la subestación se iniciaron tan pronto como fue posible para asegurar que se haya seleccionado el mejor terreno o sitio posible. Estos trabajos comprendieron un estudio de la topografía y la trayectoria de escurrimientos de la zona, junto con una investigación del subsuelo. La información obtenida por esta última también fue utilizada para determinar el diseño de los cimientos de la subestación.

2.1.1.11 Barras de subestación

Las barras de subestación son una parte muy importante de la estructura de estación, dado que transportan grandes cantidades de energía en espacios reducidos. Deben diseñarse con gran cuidado para que la construcción utilice de forma adecuada y económica la energía eléctrica generada y, al mismo tiempo, tenga suficiente resistencia estructural para soportar los máximos esfuerzos que se impondrán en los conductores, y a su vez en la estructura, por las elevadas corrientes en condiciones de cortocircuito.

Este tipo de barra es similar a la línea de transmisión y está formada por un conductor tal como es el cable de aluminio con alma de acero (ACSR), tendido entre estructuras de subestación. Normalmente, la combinación de construcción de barra rígida y de sujeción se utiliza en condiciones normales en el arreglo convencional. En este caso las barras superiores entre torres de transmisión son de diseño de barra de sujeción.

Una comparación de barra rígida y de sujeción indica que debe darse una gran consideración a la selección del tipo adecuado de barra que se usará. La barra rígida tiene varias ventajas como son:

- a. Se usan menos aceros y las estructuras son sencillas.
- b. Los conductores rígidos no están bajo esfuerzo constante.
- c. Los aisladores individuales montados en pedestal son más accesibles para limpieza.
- d. La barra rígida está a menor altura, tiene un trazo distintivo y puede segregarse definitivamente para trabajos de mantenimiento.
- e. El bajo perfil con la barra rígida proporciona buena visibilidad de los conductores y aparatos y da buena apariencia a la subestación.

Algunas desventajas por el uso de la barra rígida son:

- a. Por lo general se requieren más aisladores y soportes para el diseño de barra rígida, por lo que también se requiere limpiar más aisladores.

- b. La barra rígida es más sensible a las deflexiones estructurales, lo que ocasiona problemas de desalineación y posible daño a la barra.
- c. La barra rígida suele requerir más superficie de terreno que la de sujeción.
- d. Las reparaciones de urgencia en conductores son más difíciles.

El diseño de barras de esta estación dependió de varios elementos que pueden clasificarse como sigue:

- a. Capacidad de transporte de corriente.
- b. Esfuerzos de cortocircuitos.
- c. Establecimiento de altura libre mínima bajo los hilos.

Se tuvo en consideración que la capacidad de transporte de corriente de una barra está limitada por los efectos de calentamiento producido por la corriente. Por lo general, las barras están clasificadas con base en el calentamiento que puede permitirse sin peligro de sobrecalentar las terminales del equipo, las conexiones de barra y los empalmes.

El calentamiento permisible para barras sencillas de cobre y aluminio suele estar limitado a 30°C sobre una temperatura ambiente de 40°C. Este valor es el estándar aceptado por el IEEE, NEMA y ANSI; es un calentamiento promedio y está permitida una elevación máxima de 35°C como punto de sobrecalentamiento. Muchos factores intervienen en el calentamiento de una barra, como es el tipo de material utilizado, el tamaño y forma del conductor, la superficie del conductor y sus condiciones, el efecto peculiar, efecto de proximidad, reactancia del conductor, ventilación y calentamiento inductivo ocasionado por la proximidad de materiales magnéticos.

2.1.1.12 Material de barra

El material utilizado en la barra de este proyecto es el aluminio estirado en frío, este es el más ampliamente usado en estaciones a la intemperie de tipo abierto. Ello debido a que el aluminio tiene la ventaja de pesar sólo una tercera

parte del cobre; además, requiere poco mantenimiento y el uso correcto de aleaciones de este metal proporciona la rigidez necesaria para servir como material para barras. Para un valor nominal dado y para iguales temperaturas limitadoras, la superficie de una barra de aluminio es alrededor del 133% de la de una de cobre.

2.1.1.13 Efecto pelicular

Para el diseño de esta planta se considero por supuesto el efecto pelicular en el conductor portador de corriente alterna debido a que sabemos que este conductor tendrá la tendencia a concentrar la corriente en la capa externa o “película” del conductor, como resultado de la auto inductancia de éste. Dicho efecto tiene como consecuencias un aumento de la resistencia efectiva del conductor y una reducción en la capacidad de corriente para un calentamiento dado. El efecto pelicular es muy importante en barras que manejen grandes cantidades de corriente cuando se usen varios conductores en paralelo, porque afectan no sólo a cada conductor sino también a cada grupo de conductores considerados como unidad.

Los tubos tienen menos resistencia al efecto pelicular que los conductores planos de la misma sección transversal, y los tubos con paredes delgadas son los menos afectados por él. La razón de utilizar conductores de aluminio en este proyecto se debe a que ellos se ven menos afectados por el efecto pelicular que los conductores de cobre de sección transversal similar, a causa de la mayor resistencia del aluminio.

2.1.1.14 Efecto de proximidad

El efecto de proximidad en una barra es la distorsión de la distribución de corriente ocasionado por la inducción entre los conductores externos y de retorno, lo que ocasiona una concentración de corriente en las partes de la barra más cercanas una de la otra, lo que aumenta en esta forma su

resistencia efectiva. El efecto de proximidad debe ser tomado en cuenta para barras que transportan corriente alterna; el efecto en barras trifásicas es menor que en las monofásicas.

Los conductores tubulares utilizados en corriente alterna tienen una mejor distribución de corriente que cualquier otra forma de conductor de área de sección transversal similar, pero también tienen una superficie relativamente pequeña para disipar las pérdidas de calor. Estos dos factores deben ser debidamente balanceados en el diseño de una barra tubular.

Los tubos de paredes delgadas proporcionan un área de sección transversal relativamente grande en el mínimo espacio y tienen la máxima resistencia estructural para área de sección transversal equivalente, lo que permite espacios más largos entre soportes. En subestaciones a la intemperie, la distancia entre dos soportes consecutivos es de hasta 40 y 50 pies con tubos de cobre o aluminio de hasta 6 pulgadas de diámetro se considera como práctica, por lo que la tendencia de diseño es el uso de distancias largas entre dos soportes consecutivos para reducir al mínimo el número de postes aisladores.

2.1.1.15 Expansión (dilatación) térmica

La expansión y contracción térmica de conductores de barra también fue un factor a considerar en el diseño de barras, en especial se efectúa este análisis cuando se trata de barras largas o que transportan grandes cantidades de corriente, lo cual no es nuestro caso, pero que estuvo sujeto a consideración, ya que partimos del hecho que una barra de aluminio se dilatará 0.0105 pulgadas por pie de longitud para un calentamiento de 38°C (100°F), la consideración de este efecto se debe a la idea de proteger soportes de aisladores, seccionadores y terminales de equipo contra los esfuerzos producidos por la expansión térmica de los conductores, las medidas a

tomarse para compensar la dilatación fue por medio de juntas de expansión y abrazaderas que permitan que los tubos de paredes delgadas se deslicen.

2.1.1.16 Separación de barras

La separación de barras en subestaciones es, en general, cuestión de experiencia en diseño. Sin embargo, en un intento por llegar a la estandarización de prácticas, El Nacional AIEE Committee on Substations estableció y publicó las alturas libres bajo los hilos que como mínimo deben conservarse para niveles básicos de aislamiento. Esta información está resumida en el AIEE Paper 54-80 que apareció en *Transactions*, junio 1954, p.636. Esta guía contiene las recomendaciones de altura libre bajo los hilos para sistemas de transmisión eléctrica diseñados para resistir niveles de impulso de hasta 1175 kV BIL.

Los estudios en curso intentan ampliar las recomendaciones de altura libre bajo los hilos para incluir la escala de EHV. Los datos, publicados en 1954, son satisfactorios para resistir requerimientos anticipados de elevaciones repentinas de corriente en sistemas eléctricos de 161 kV de capacidad o menores. Para sistemas de 230 kV o mayores, se requiere de una determinación más precisa de las características de elevación repentina de corriente en sistemas de aislamiento, antes de hacer las recomendaciones finales en cuanto a la altura libre bajo los hilos.

2.1.1.17 Altura libre bajo los hilos

En 1972, la Substations Committee de la IEEE publicó Trans. Paper T72 131-6, que estableció recomendaciones para la altura libre bajo los hilos que como mínimo debe haber entre líneas eléctricas y el suelo para estaciones tipo EHV (voltaje extra alto), con base en requerimientos de elevación repentina de corriente. Las recomendaciones se basan en un estudio de datos reales, de pruebas de las características de resistencia a la elevación repentina de

corriente en distancias de entrehierros, con varias configuraciones de electrodos, reportados por muchos investigadores.

La Substations Committee de la IEEE se encuentra en estudio de los datos de prueba para determinar las distancias de fase a fase y publicará informes actualizados, en especial para niveles EHV de 345, 500 y 765 kV. Las distancias dadas por IEEE se consideran adecuadas para valores de altura libre bajo los hilos y de fase a fase, para las clases de voltaje de hasta 230 kV de voltaje nominal del sistema cuando las distancias entre electrodos se determinan, por características de soporte de impulso (BIL).

La organización CIGRE ha publicado considerable información para establecer alturas libres bajo los hilos fase a fase en subestaciones tipo EHV según lo requieren los sobrevoltajes transitorios de conmutación. El método CIGRE se basa en sobrevoltajes transitorios casi simultáneos e iguales pero de polaridad opuesta en fases adyacentes. El sobrevoltaje transitorio de fase a tierra se multiplica por un factor de hasta 1.8. (El tierra). El valor estimado de sobrevoltaje de fase a fase se compara entonces con los datos de prueba, para obtener así las alturas libres bajo los hilos. Enunciados en un artículo de CIGRE, Electra No. 29, 1973, altura libre de fase a tierra y de fase a fase en subestaciones, por L. Paris y A. Taschini.

Los valores sugeridos de alturas libre bajo los hilos fase a fase para subestaciones tipo EHV, basados en el método CIGRE se muestran en una tabla que fue formulada escogiendo varios valores de voltaje transitorios de fase a tierra. Estos valores de fase a tierra fueron multiplicados por un factor de 1.8 para llegar a un valor de sobrevoltajes transitorios estimados de fase a fase. Un valor crítico de voltaje disruptivo equivalente de fase a fase se supone a continuación, multiplicando el voltaje transitorio de conmutación de fase a fase por 1.21. Finalmente, este valor se compara con los datos del artículo de CIGRE preparado por Paris y Taschini, para llegar a los valores de altura libre bajo los hilos con base en los voltajes transitorios de conmutación de impulso.

La separación de fase a barra de una subestación se basa normalmente en la altura libre bajo los hilos requerida por valores transitorios de conmutación de impulso, más una tolerancia para proyecciones de equipo energizado y anillos de corona. Esta distancia total puede aumentar más para facilitar los trabajos de conservación de la subestación.

2.1.1.18 Fuerzas mecánicas y eléctricas

Una barra de estación debe tener suficiente resistencia mecánica para soportar esfuerzos que ocurren durante cortocircuitos. Analizamos dos factores que intervienen : a) la resistencia de los aisladores y su estructura de soporte y b) la resistencia del conductor de barra.

Una guía sencilla para el cálculo de fuerzas electromagnéticas ejercida sobre las barras durante condiciones de cortocircuitos aparecen en la norma ANSI C37.32-1972, del American National Standard Schedules of Preferred Ratings, Manufacturing Specifications, and Application Guide of High Voltage Air Switches, Bus Supports and Switch Accessories (Programa Estadounidense de Normas Nacionales de Valores Preferidos, Especificaciones de Fabricación, y Guía de Aplicación para Interruptores de Aire para Alto Voltaje, Soportes de Barras y Accesorios de Interruptor).

La fuerza electromagnética ejercida entre dos conductores portadores de una corriente esta en función de la corriente, su rapidez de decremento, la forma y disposición de conductores y de las frecuencias naturales de todo el conjunto, que incluye estructura de montaje, aisladores y conductores. Obviamente no es factible cubrir todos y cada uno de estos casos con una simple ecuación, incluso si se hacen algunas aproximaciones, a causa del gran numero de variables que intervienen, inclusive el alto margen de constantes para las estructuras de soporte.

La fuerza calculada por la siguiente ecuación es la producida por la corriente máxima de pico. En la mayor parte de los casos, el resultado del cálculo es mayor de lo que en realidad ocurre, debido a la inercia y la flexibilidad de los sistemas, y este hecho tiende a compensar el descuido de fuerzas resonantes. La ecuación, por lo tanto, es lo suficiente precisa para condiciones prácticas ordinarias.

$$F = Mx((5.4xI^2)/Sx10^1)$$

Donde F = libras por pie del conductor.

M= factor multiplicador

I = corriente de corto circuito en A.

S=distancia entre líneas de centro de conductores, en pulgadas.

Estructuras con largas distancias entre sí y mantenidas en voltaje por aisladores de sujeción no pueden ser calculadas para esfuerzos pero se pueden hacer estimados aproximados siguiendo el procedimiento generalmente utilizado para calcular esfuerzos mecánicos en conductores de líneas de transmisión.

El esfuerzo total en una barra para intemperie es el resultado de los esfuerzos debidos a la carga en cortocircuitos, junto con las cargas muertas, de hielo y de viento.

- a. *Barras de hasta 161 kV.* La distancia entre fases y el carácter de los soportes de barra y su separación son tales que la carga de viento por lo común, se puede despreciar. En general, se considera una carga de hielo de ½ pulgada.
- b. *Barras para voltajes de 230 kV y mayores.* La separación entre fases es, por lo general, tan grande que los efectos mecánicos de corriente de cortocircuito no pueden ser el factor determinante y dichas barras, cuando se diseñan en forma apropiada sólo para las cargas mecánicas, pueden encontrarse para satisfacer los requerimientos eléctricos como son la capacidad para transportar corriente.

Las deflexiones y esfuerzos sobre las barras de aluminio pueden determinarse. Todas las cargas se suponen como uniformemente distribuidas. Las cargas incluyen la carga muerta de la barra y, además, comprende las cargas de hielo de ½ pulgada y 1 pulgada sobre la barra. Las cargas de viento se suponen de 8 lb/ft² del área proyectada de los tubos, incluyendo ½ pulgada de hielo. Las deflexiones grandes deben evitarse incluso si se encuentra que el esfuerzo máximo de doblez está dentro de límites seguros. Por lo general es satisfactorio, en aproximación del diámetro de la barra, una tolerancia de una pulgada de diámetro exterior por cada 10 pies de distancia entre barras.

Los esfuerzos en seccionadores bajo condiciones de cortocircuito pueden ser suficientes para abrirlos, con resultados desastrosos; por lo tanto, los diseños modernos de conmutación están equipados con inmovilizadores o mecanismos de centro para evitar que esto ocurra. La fuerza sobre la cuchilla de interruptor varía con el cuadrado de la corriente. Esta fuerza aumentará si el circuito de retorno pasa detrás del interruptor y tendrá una variación inversamente con la distancia del centro de la cuchilla del interruptor al centro del conductor de retorno.

Los soportes de barra se diseñan para una resistencia definida de volado, expresada en pulgada-libras y medida en el casquete que soporta la abrazadera del conductor. Debe dejarse un amplio margen de seguridad con respecto al aislamiento y la resistencia estructural, y se debe verificar cuidadosamente la información de los fabricantes, y las unidades deben seleccionarse de modo que los valores permisibles para las unidades en particular no se rebasen. La práctica recomendada que la carga de trabajos no debe rebasar el 40% del valor publicado, y las cargas en cortocircuito tampoco deben exceder el valor publicado del aislador. Estas cargas deben incluir fuerzas para crecimiento final del cortocircuito y las peores cargas mecánicas.

3. DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN DE ELEVACION HIDROELÉCTRICA CANDELARIA

3.1 Distancias dieléctricas de diseño.

Para tener una coordinación de aislamiento adecuada, fue necesario fijar distancias a través del aire, entre partes vivas de fases diferentes, y partes vivas de fase y tierra. Para ello fue necesario definir algunos conceptos.

NIVEL BÁSICO DE IMPULSO: Primero adoptamos la tabla de los niveles de aislamiento dictados por la CEI, correspondientes a los niveles normales de tensión para alturas sobre el nivel del mar iguales o menores a 1000 metros, que es la altura normalizada.

Esto para las disposiciones necesarias y así evitar que se produzca el efecto corona en las barras colectoras, en los colectores y en cualquier punto de la instalación.

Tabla II: Niveles de Aislamiento dictados por la CEI.

Tensiones nominales del Sistema Kv.		Tension maxima para el equipo en Kv
66	69	72.5
110	115	123
132	138	145
150	161	170
220	230	245
275	287	300
330	345	362
380	400	420
500		525
700 a 750		765

Para nuestro caso, proyecto Hidroeléctrica Candelaria, el valor de tensión nominal del sistema corresponde al valor resaltado, ya que este oscila entre 69kv y 72.5kv. Por lo que los niveles de aislamiento para este valor de tensión corresponden a los siguientes:

Tabla III: Niveles de aislamiento para un valor de tensión dado:

Tensión máxima Del equipo Kv ef.	Nivel de aislamiento al impulso		Nivel de aislamiento a baja frecuencia.	
	Aislamiento pleno Kv cresta	Aislamiento reducido Kv cresta	Aislamiento pleno Kv ef.	Aislamiento Reducido Kv ef.
72.5	350	280	185	150

3.1.1 Distancia de fase a tierra

Para este caso en particular primero hacemos referencia a la tensión crítica de flameo (TCF), siendo esta designada como la tensión crítica de flameo a la tensión obtenida en forma experimental, que presenta una probabilidad de flameo del 50%. Entonces la relación entre la TCF y el NBI (nivel básico de impulso) para una probabilidad de falla del 10% viene dado por la siguiente expresión en forma general para sistemas menores a 300kv, como es el caso de hidroeléctrica Candelaria:

$$BIL = 0.961 \cdot TCF$$

$$TCF_{estandar} = \frac{BIL}{0.961}$$

Aplicado a condiciones particulares de altitud y humedad fue necesario aplicar factores de corrección, por lo que el TCF se redefine como aparece a continuación:

$$TCF_{diseño} = \frac{k_h}{\delta} TCF_{estandar}$$

Donde:

k_h = factor de corrección por humedad. En ambientes donde la humedad es igual o inferior al 80% normalmente el factor k_h es igual a 1; en zonas muy húmedas se puede tomar k_h de 1.05.

δ = factor de corrección por altura.

Esto aplicado a las consideraciones de diseño de hidroeléctrica Candelaria con el voltaje nominal de 69kv y un Bil de 450kv, y tomando en consideración la altura a la cual se ubicara la subestación la cual será a 150 m.s.n.m., y un factor de corrección δ para esta altitud es de 0.965, por lo tanto el VCF diseño es:

$$TCF_{diseño} = \left(\frac{1}{0.976} \right) \cdot \left(\frac{350}{0.961} \right) = 373 \text{ kV}$$

La relación que existe entre la TCF de diseño y la distancia dieléctrica es con el impulso de rayo, y se define de la siguiente manera:

$$TCF_{diseño} = k_3 \cdot d_t$$

Donde

$k_3 =$ es el impulso de rayo que oscila entre 500 y 600 kV/m y, en este caso para nuestro proyecto tomaremos 550 kV/m.

$d_t =$ distancia dieléctrica a tierra.

Entonces la distancia dieléctrica de fase a tierra es:

$$d_t = \frac{TCF_{diseño}}{550} \quad (\text{metros})$$

$$d_t = \frac{373}{550} = 0.678 \quad (\text{metros})$$

Aproximando el valor por cuestion de diseño utilizaremos 0.74.

$$d_t = 0.74 \text{ metros.}$$

Los aisladores a manejar en este caso son tipo estación, la altura de ellos es de 0.96 metros, debido a que cumplen con nuestros requerimientos. Se emplearan barras de aluminio, así como las bajadas de ellas.

El aislamiento de los equipos que se dimensionan regularmente para el diseño de subestaciones, se considera que los fabricantes garantizan los valores dieléctricos de prueba para una altitud hasta de 1,000 m.s.n.m.

3.1.2 Distancia entre fases

La distancia mínima entre fases puede determinarse teniendo en cuenta que la tensión máxima que puede aparecer entre fases es igual al nivel de aislamiento del impulso (NBI) más el valor de cresta de la onda de tensión a tierra, de frecuencia fundamental. Esto nos conduce a elegir una distancia mínima entre fases, 15% mayor que la distancia mínima a tierra.

Como práctica para el diseño de subestaciones, las distancias entre los ejes de conductores de fases diferentes y entre el eje de un conductor de fase y tierra se fijan aumentando sus respectivas distancias mínimas el diámetro exterior de los conductores, o bien, las dimensiones exteriores de las partes vivas de los aparatos conectados.

Para buses flexibles hay que tomar en cuenta los desplazamientos debidos al viento y a los sismos. Por ello, las distancias mínimas de diseño se pueden expresar como el producto de un factor que varia de 1.8 a 2 por la distancia mínima de fase a tierra de acuerdo a la altura sobre el nivel del mar. En nuestro caso aplicaremos el factor 1.8 debido a que este se utiliza para vanos del orden o menores a 40 metros.

$$d_f = 1.8 * d_t$$

Para nuestro diseño la distancia mínima entre fases es de:

$$d_f = 1.8 * 0.74$$

$$d_f = 1.33 \text{ metros}$$

Aproximando este valor:

$$d_f = 1.30 \text{ metros}$$

3.1.3 Altura mínima de las partes vivas de los equipos sobre el nivel del suelo

La altura mínima “ h_e ” (nivel 1) de las partes vivas sobre el nivel del suelo, en ningún caso debe ser inferior a 3 metros, si no se encuentran aislados por barreras de protección. En general, para cualquier equipo, la altura mínima de sus partes vivas se calcula con la siguiente expresión, que se considera válida para un máximo de hasta 1,000 m.s.n.m. y después para una altura de 2300 m.s.n.m.

$$h_e = 2.30 + 0.0105 * kV \quad (\text{Metros})$$

Donde:

kV = tensión máxima de diseño.

Aplicando entonces el valor de nuestro diseño 72.5 kV como tensión máxima obtenemos el siguiente resultado:

$$h_e = 2.30 + 0.0105 * 72.5$$

$$h_e = 3.06 \text{ Metros}$$

Según las tablas mencionadas anteriormente, para una tensión máxima de diseño de 72.5 kV y un BIL de 350 kV, la altura mínima a partes energizadas

descubiertas sobre el nivel del suelo debe ser 3.18 metros; longitud que debemos considerar para el diseño.

3.1.4 Altura del segundo nivel de buses.

La altura de barras sobre el nivel del suelo ha sido considerada bajo la posibilidad de que pasen personas debajo de las barras, y estas reciban la sensación de un campo eléctrico.

La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras “ h_b ”, considerando la sensación de campo eléctrico, es la siguiente:

$$h_b = 5.0 + 0.0125 * kV \quad (\text{Metros})$$

Donde:

kV = Tensión máxima de diseño.

Sustituyendo valores en la expresión anterior, se tiene que la altura mínima de las barras sobre el nivel del suelo debe ser:

$$h_b = 5.0 + 0.0125 * 72.5$$

$$h_b = 5.91 \quad \text{metros}$$

3.1.5 Altura mínima de remates de las líneas de transmisión.

Se diseña esta bajo la restricción de que los conductores de las líneas de transmisión que llegan o salen de una subestación no deben rematar a una altura inferior a 6 metros. Dicha altura la obtenemos a raíz de la siguiente relación:

$$h_L = 5.0 + 0.006 * kV \quad (\text{metros})$$

Donde:

kV = Tensión máxima de diseño.

Sustituyendo los valores de nuestro diseño obtuvimos:

$$h_L = 5.0 + 0.006 * 72.5$$

$$h_L = 5.44 \text{ metros}$$

Debido a que este valor no satisface la condición anterior de 6.0 metros, la obviaremos y utilizaremos el valor normado.

3.1.6 Distancias mínimas de seguridad

Conocemos estas distancias como los espacios que permiten efectuar maniobras y circulación del personal de operación y mantenimiento sin riesgo para sus vidas. Para el cálculo de las distancias de seguridad consideraron los siguientes conceptos:

- a) Distancia horizontal.
- b) Distancia vertical

3.1.6.1 Distancia horizontal

Para nuestro caso en particular se calcula como sigue a continuación:

$$d_h = d_t + 0.90 \text{ (metros)}$$

Donde:

d_t = distancia dieléctrica a tierra.

La distancia mínima de seguridad horizontal debe ser:

$$d_h = 0.74 + 0.90$$

$$d_h = 1.64 \text{ metros}$$

3.1.6.2 Distancia vertical

Para nuestro caso en particular se calcula como se muestra a continuación, bajo la particularidad de que bajo ninguna circunstancia esta debe ser menor a 3 metros.

$$d_v = d_t + 2.30 \text{ (metros)}$$

Donde:

d_t = distancia dieléctrica a tierra.

Sustituyendo nuestros valores obtendremos:

$$d_v = 0.74 + 2.30$$

$$d_v = 3.04 \text{ metros.}$$

3.2 Diseño de la red de tierras

3.2.1 Consideraciones de diseño:

La base de nuestro diseño radica en el análisis de los diferentes elementos que integraran nuestra red de tierras, como lo es la resistividad del terreno, el conductor a utilizar, los electrodos, los conectores y accesorios.

3.2.2 Resistividad del terreno.

La resistividad del terreno es realmente un factor importante en nuestro diseño por lo que esta es obtenida al ser despejada a partir de la siguiente ecuación:

$$R_t = \rho \times \frac{L}{A}$$

3.2.3 Corriente de corto circuito.

El valor de corriente de corto circuito monofásico obtenido por medio de ingenieros representantes del dueño del proyecto es 2,432 Amperios, por lo que utilizaremos este valor para la ejecución de nuestro diseño de red de tierras.

3.2.4 Cálculo de la red de tierras.

El método en que basamos nuestro diseño, está basado en la norma IEEE Std 80 – 2,000; ello debido a que se considera que esta norma tiene todas las características adecuadas para el cálculo de red de tierras en subestaciones y se aplica directamente a nuestro caso.

Para el diseño de nuestra red de tierras procedimos a efectuar la medición del área que abarcara nuestra malla es de 54x18 metros, partiendo de este punto consiguiendo el área de la cuadrícula debe ser de 972 m², con resistividad promedio del suelo de 144.37 Ω·m. Todas las uniones cable-cable y cable-electrodo se efectuaron con soldadura exotérmica.

Por cuestiones de diseño también entramos a la consideración del calibre del conductor a utilizar:

$$A_{mm}^2 = \frac{I \cdot K_f \cdot \sqrt{t_c}}{1.9740} \quad (\text{mm}^2)$$

I = Corriente de falla monofásica a tierra, en kA. En nuestro caso la corriente de cortocircuito es 2.432 kiloamperios.

K_f = Constante característica del material, que para el cobre comercial, con una conductividad del 97%, temperatura ambiente de 40 °C y temperatura de fusión de 250 °C; la constante $K_f = 11.78$.

t_c = Tiempo de despeje de la falla en segundos. El tiempo recomendado para duración de la falla es 0.5 s.

La sección mínima del conductor a utilizar debe ser

$$A_{mm}^2 = \frac{2.432 * 11.78 * \sqrt{0.5}}{1.9740}$$

$$A_{mm}^2 = 10.26 \quad (\text{mm}^2)$$

El resultado del cálculo arroja un calibre no usualmente utilizado para estas aplicaciones, pero debido a los esfuerzos mecánicos, y lo rudimentario del caso, usualmente se prefiere el cable # 4/0 AWG, con diámetro $d = 0.0134 \text{ m}$.

Se considera que en la subestación se colocará roca triturada con espesor $h_s = 0.10 \text{ m}$ y resistividad $\rho_s = 3,000 \Omega \cdot \text{m}$. La resistividad del suelo es $\rho = 144.37 \Omega \cdot \text{m}$ y el tiempo de despeje de falla $t_c = 0.5$. Con estos datos es posible calcular el dato más importante para la realización de nuestra red de tierras el cual es el voltaje de contacto tolerable para una persona de 154 libras (70 kg). Las ecuaciones para calcularlos son los siguientes:

$$E_{\text{paso-tolerable}} = \frac{(1000 + 6C_s \rho_s) 0.157}{\sqrt{t_c}}$$

$$E_{\text{contacto-tolerable}} = \frac{(1000 + 1.5C_s \rho_s) 0.157}{\sqrt{t_c}}$$

C_s está dado por:

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

$$C_s = 1 - \frac{0.09(1 - \frac{144.37}{3000})}{2(0.1) + 0.09}$$

$$C_s = 0.7046$$

$$E_{\text{paso-tolerable}} = \frac{(1000 + 6 * 0.7046 * 3000)0.157}{\sqrt{0.5}}$$

$$E_{\text{paso-tolerable}} = 3038 \text{ V}$$

$$E_{\text{contacto-tolerable}} = \frac{(1000 + 1.5 * 0.7046 * 3000)0.157}{\sqrt{0.5}}$$

$$E_{\text{contacto-tolerable}} = 926 \text{ V}$$

Nuestra malla será construida de acuerdo al área a cubrir la cual es de $L_1 = 54 \text{ m}$, y largo $L_2 = 18 \text{ m}$; espaciamento entre conductores $D = 3\text{m}$, profundidad de enterramiento $h = 0.60 \text{ m}$; se instalarán varillas de tierra $N = 40$, con una longitud $L_r = 2.44 \text{ m}$; área total de la malla $A = 972 \text{ m}^2$.

Por lo que con estos valores investigados procedemos a calcular el voltaje de malla en caso de falla, dado por:

$$E_{\text{malla}} = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_m \cdot K_i}{L_C + \left[1.55 + 1.22 \cdot \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] \cdot L_R}$$

Donde:

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

$K_{ii} = 1.0$ porque en nuestro caso la malla empleara varias varillas.

$$K_h = \sqrt{1+h}$$

$$K_h = \sqrt{1+0.60} = 1.26$$

$$n = \sqrt{AXB}$$

$$n = \sqrt{7 \times 20}$$

$$n = 11.83$$

Calculando K_m

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{2^2}{16 \cdot 1 \cdot 0.01037} + \frac{(2+2 \cdot 1)^2}{8 \cdot 2 \cdot 0.01037} - \frac{1}{4 \cdot 0.01037} \right) + \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \cdot 2.1079 - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = 0.12$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 \cdot n$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 \cdot 11.38 = 2.32$$

Ahora calculamos el voltaje de malla E_{malla}

$$E_{malla} = \frac{144.37 \cdot 2432 \cdot 0.12 \cdot 2.32}{884} = 110.57 \text{ V}$$

Seguidamente calculamos el voltaje de paso en caso de falla:

$$E_{paso} = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_s \cdot K_i}{L}$$

Donde:

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

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot 0.60} + \frac{1}{3+0.60} + \frac{1}{0.60} \cdot (1 - 0.5^{12-2}) \right] = 0.4140 \text{ V.}$$

$$E_{paso} = \frac{144.37 \cdot 2432 \cdot 0.8839 \cdot 4.096}{884} = 1437 \text{ V.}$$

Por tanto, ahora el valor de $E_{malla} = 365.75\text{v}$ lo cual podemos observar que es menor que $E_{contacto-tolerable} = 926\text{v}$ y también nuestros cálculos arrojaron que $E_{paso} = 600.37\text{v}$ es menor que $E_{paso-tolerable} = 3080\text{v}$ por tanto la red de tierras cumple con los requerimientos especificados en la norma IEEE Std 80 – 2000, por lo que se construyó de acuerdo a nuestros cálculos.

3.2.4.1 Protección con relevadores

La subestación emplea muchos sistemas de protección con relevadores para proteger el equipo asociado con la estación, los más importantes son:

- a. Líneas de transmisión que emanan de la estación
- b. Transformadores elevadores y reductores
- c. Barras de estación
- d. Falla del interruptor automático

Las subestaciones que prestan servicio en sistemas de transmisión de electricidad en circuitos, deben contar con un alto orden de confiabilidad y seguridad, para continuidad del servicio al sistema eléctrico. Se está dando cada vez más importancia a sistemas altamente perfeccionados de protección con relevadores, que deben funcionar de modo confiable a altas velocidades

para normalizar fallas en líneas y estaciones, con máxima seguridad y sin desconexiones falsas.

En la actualidad, en muchos sistemas utilizan dos juegos de relevadores de protección para líneas, barras y transformadores; en otras se utiliza un conjunto de relevadores electromecánicos para protección de línea de transmisión, con un conjunto completamente separado de relevadores de estado sólido, redundante, para contar con un segundo paquete de relevadores de protección. El uso de dos conjuntos de relevadores que operen desde transformadores separados de potencial y corriente, y desde baterías separadas de la estación, permite la prueba de relevadores sin que haya necesidad de retirar del servicio la línea o barra protegida.

Las terminales de relevo de líneas de transmisión están ubicadas en la subestación, y comprenden muchos tipos diferentes de esquemas de relevadores a saber:

- a. Subalcance directo
- b. Subalcance permisible
- c. Sobrealcance permisible
- d. Comparación direccional
- e. Comparación de fase
- f. Alambre piloto

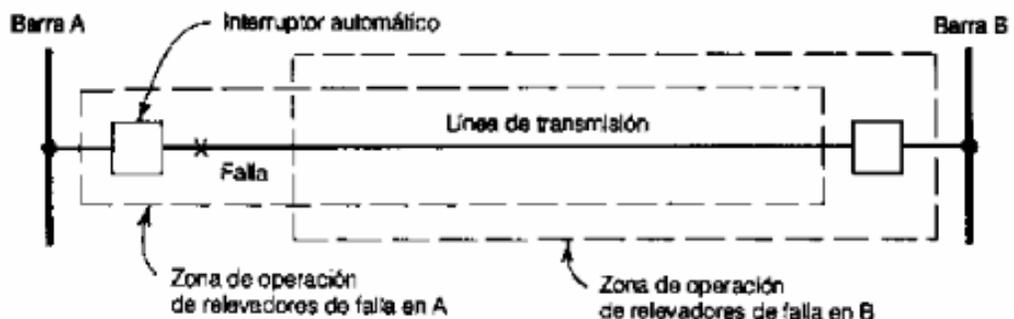
Estos esquemas comprenden sistemas pilotos de protección con relevadores, aplicables para la protección de líneas de transmisión para grandes corrientes. La protección piloto con relevadores es una adaptación del principio de la protección diferencial con relevadores a líneas, y funciona para la normalización a alta velocidad en líneas con falla en cualquier punto de las mismas; incluye un piloto de alambre, que utiliza un par bifilar entre los extremos de la línea; piloto de corriente de portada; piloto de microonda; piloto de fibras ópticas; y el uso de equipo de tono de audio sobre alambre, portadora, fibras ópticas o microonda. Las líneas de transmisión pueden tener

dos o más terminales cada una con interruptor automático para desconectar la línea del resto del sistema de energía eléctrica. Todos los sistemas de protección con relevadores descritos pueden utilizarse en líneas de dos terminales o multilaterales. Los sistemas de protección con relevadores programan la operación automática de los interruptores automáticos durante la falla del sistema eléctrico.

3.2.4.2 Relevadores de falla y subalcance directo

Estos relevadores de cada Terminal de la línea protegida captan una corriente de falla que entra en la línea. Sus zonas de operación deben traslaparse pero no sobrealcanzar ninguna de las terminales remotas. La operación de los relevadores de cualquier Terminal inicia tanto la apertura del interruptor automático local como la transmisión de una señal remota y continúa de desconexión, con objeto de efectuar la operación instantánea de todos los interruptores automáticos remotos. Por ejemplo, para una falla de línea cerca de la barra A, los relevadores de falla A abren el interruptor automático A directamente y envían una señal de transferencia de desconexión a B. La recepción de esta señal de desconexión, así como la operación de los relevadores detectores de falla de B, abren el interruptor automático B.

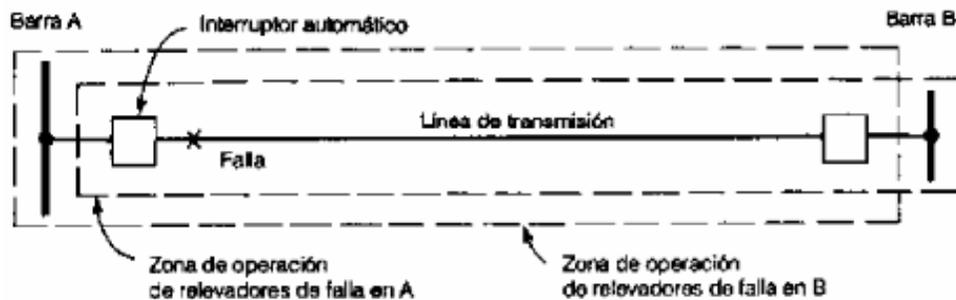
Figura 2. Zonas de operación de relevador de falla, para el sistema piloto de protección con relevadores para subalcance de desconexión de línea de transmisión.



3.2.4.3 Relevadores de subalcance permisible

La operación y equipo para este subsistema son los mismos que los del sistema de subalcance directo, con la excepción de que cuenta además con unidades detectoras de falla en cada terminal. Los detectores de falla deben sobrealcanzar las terminales remotas; se utilizan para proporcionar más seguridad para supervisar una desconexión remota. Por lo tanto, los relevadores de falla operan como se muestra en la Figura 3, y los detectores de falla como se muestra en la Figura 3.

Figura 3. Zonas de operación de relevador de falla para el sistema piloto de protección con relevadores de línea de transmisión de sobrealcance



3.2.4.4 Relevadores de sobrealcance permisible

Los relevadores de falla de cada terminal de la línea protegida captan la circulación de falla en la línea, con sus zonas de operación que sobrealcanza todas las terminales remotas. Se requiere que tanto la operación de los relevadores de falla local, como la señal de transferencia de desconexión de todas las terminales remotas, abran cualquier interruptor automático. Por lo tanto en la falla de línea cerca de A, los relevadores de falla en A operan y transmiten una señal de desconexión a B. De manera similar, los relevadores de B operan y transmiten una señal de desconexión a A. El interruptor automático A se abre por la operación del relevador de falla A y la señal de desconexión remota de B. De forma análoga, el interruptor automático B se

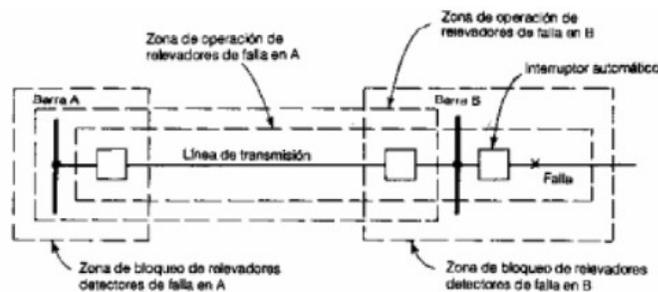
abre por la operación del relevador de falla B y la señal de desconexión remota a A.

3.2.4.5 Relevadores de comparación direccional

La señal de cada canal en los sistemas, se utiliza para bloquear la desconexión, en contraste a su uso para iniciar la desconexión de los tres sistemas previos. Los relevadores de falla de cada terminal de la sección de línea protegida captan la corriente de falla de la línea. Sus zonas de operación deben sobrealcanzar todas las terminales remotas. Se requieren unidades detectoras de falla adicionales en cada terminal para iniciar la señal de bloqueo de canal. Sus zonas de operación deben extenderse más lejos o deben ser ajustadas en forma más sensible que los relevadores de falla de las terminales lejanas.

Para una falla interna en la línea AB, no se transmite señal de canal desde ninguna terminal. En esta ausencia de cualquier señal de canal, los relevadores de falla A instantáneamente abren el interruptor automático A, y los relevadores de falla B también en la misma forma abren el interruptor automático de B. Para la falla externa a la derecha de B, los relevadores de zona de bloqueo de B transmiten una señal de bloqueo de canal para evitar que los relevadores de falla A abran el interruptor automático A. El interruptor automático B no se abre porque en la zona de operación de B no se ve esta falla.

Figura 4. Zonas de operación de relevador de falla y de bloqueo para el sistema piloto de protección con relevadores de línea de transmisión de comparación direccional.



3.2.4.6 Relevadores de comparación de fase

Las corrientes trifásicas de cada extremo de la línea protegida se convierten en un voltaje monofásico proporcional. Los ángulos de fase de los voltajes se comparan si se permite que el semiciclo positivo del voltaje transmita un bloque de señal de media onda sobre el canal piloto. Para fallas externas estos bloques están fuera de fase de modo que, en forma alternada, la señal local y luego la remota produzca en esencia una señal continua para bloquear o evitar la desconexión. En fallas internas las señales locales y remotas están esencialmente en fase, de modo que no existe alrededor de un semiciclo de la señal de canal. Esto se usa para que los relevadores de falla de cada terminal abran sus respectivos interruptores automáticos.

3.2.4.7 Protección de barra de estación

La protección de barra de estación merece atención muy cuidadosa dado que las fallas de barra son, como norma, las más serias que ocurren a un sistema eléctrico. A menos que sea debidamente aislada, una falla de barra puede dar como resultado la suspensión completa del servicio de una estación. Se utilizan muchos métodos para proteger las barras de estación, entre los cuales está el uso de relevadores de sobrecorriente, protección de respaldo por relevadores de zonas adyacentes de protección, esquemas de comparación direccional, etc. Con mucho, el método más eficaz y más utilizado para proteger las barras consiste en la protección porcentual diferencial mediante relevadores, que emplea ya sea relevadores diferenciales de voltaje o de corriente. La protección con relevadores diferenciales es la preferida por ser rápida, selectiva y sensible.

Los relevadores se fabrican en forma ya sea electromecánica o de estado sólido, esta última forma cuenta con velocidades más altas y mayor sensibilidad que las de los modelos electromecánicos. Se pueden alcanzar

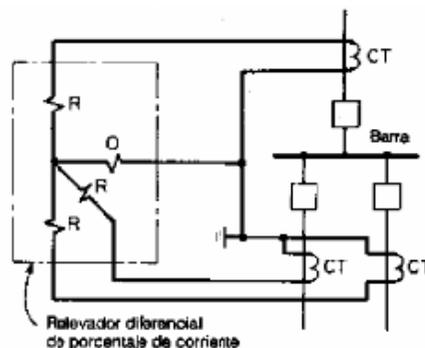
tiempos de operación de 5 a 8 ms con relevadores diferenciales de barra de estado sólido.

A causa de la elevada magnitud de las corrientes que se producen durante fallas de barra, los transformadores de corriente pueden saturarse y ocasionar desconexión falsa durante fallas externas. La posibilidad de saturación de CA y CD durante fallas obliga a que los transformadores de corriente, utilizados para la protección diferencial de barra, sean precisos y de la mejor calidad posible. También, los transformadores de corriente deben acoplarse para obtener relaciones y características similares.

Algunos relevadores diferenciales de barra de estado sólido desarrollados en Europa se han diseñado para funcionar correctamente incluso con el empleo de transformadores de corriente de regular calidad y relaciones diferentes. Sin embargo, se considera buena práctica utilizar los mejores transformadores de corriente que sea posible en relevadores diferenciales de barra.

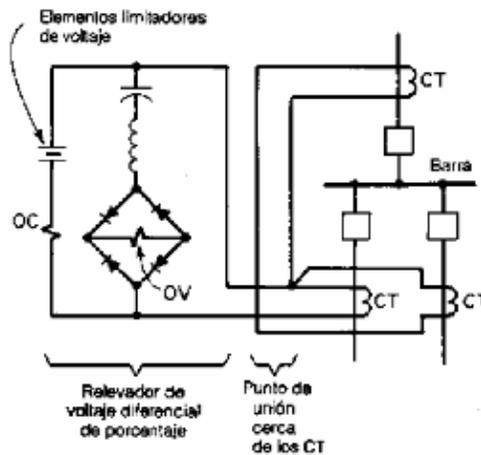
En la Figura 5 consúltese un esquema diferencial sensible de barra, que utiliza relevadores diferenciales de porcentaje de corriente. Para un esquema diferencial de porcentaje que emplea relevadores diferenciales de voltaje de alta impedancia, véase la Figura 6.

Figura 5. Protección diferencial de barra que utiliza relevadores diferenciales de porcentaje de corriente. CT: transformador de corriente O: bobina operadora; R: bobina de restricción.



Como resultado de que la resistencia efectiva del circuito de bobina del relevador de voltaje es tan alta, del orden de 3000Ω , debe conectarse un elemento limitador de voltaje en paralelo con la rama rectificadora para evitar que el voltaje del secundario del transformador de corriente sea excesivo. El relevador de sobrecorriente en serie con el limitador de voltaje produce una operación de alta velocidad para fallas de barras de altas corrientes. Todos los conductores del transformador de corriente están en paralelo en un empalme de la estación, cerca de los interruptores automáticos, y sólo se requiere que un juego de conductores se conecte en la casa de control, en donde por lo general se ubica el relevador.

Figura 6. Protección diferencial de barra que utiliza relevadores diferenciales de porcentaje de voltaje, OC: relevadores de sobrecorriente alta; OV: elemento de voltaje; CT: transformador de corriente.



3.2.4.8 Protección de transformadores

Los transformadores pueden estar sujetos a cortocircuitos entre algunas de sus fases y tierra, circuitos abiertos, cortocircuitos entre vuelta y vuelta y sobrecalentamiento. Los cortocircuitos entre fases son raros y pocas veces se originan como tales inicialmente, dado que los devanados de las fases por lo general están bien separados en un transformador trifásico. Las fallas suelen

comenzar como fallas entre vueltas y muchas veces crecen hasta convertirse en fallas a tierra.

Es muy conveniente aislar transformadores con fallas en sus devanados, tan rápidamente como sea posible, para reducir la posibilidad de incendios, con la destrucción del encargado y el consecuente cambio de repuestos. La protección diferencial es el tipo preferido de protección a transformadores, debido a su sencillez, sensibilidad, selectividad y rapidez de operación. Si las razones (relaciones) del transformador de corriente no están perfectamente acopladas, tomando en cuenta las razones de voltaje del transformador, se requieren autotransformadores o transformadores auxiliares de corriente en los circuitos secundarios del transformador de corriente para acoplar debidamente las unidades, de modo que no circule corriente apreciable en la bobina de operación del relevador, excepto para condiciones de falla interna.

Al aplicar protección diferencial a transformadores, por lo general se requiere un poco menos de sensibilidad en los relevadores en comparación con los relevadores de generadores, puesto que deben permanecer sin operar para los cambios máximos de derivación del transformador que pudieran utilizarse. También es necesario tomar en cuenta la corriente de entrada de excitación del transformador, que pudiera circular en sólo un circuito cuando el transformador se energice al cerrar uno de sus interruptores automáticos. Como regla, la operación incorrecta del relevador puede evitarse si se impone un corto tiempo de retardo para esta condición.

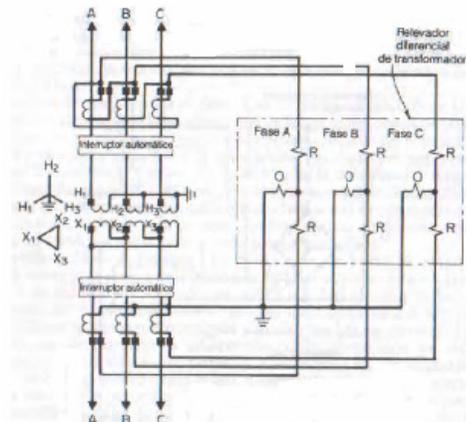
Los transformadores de cambio de derivación de carga de voltaje (LTC) pueden ser protegidos por relevadores diferenciales; en este caso también se cumplen los mismos principios de aplicar protección diferencial a otros transformadores. Es importante seleccionar cuidadosamente el relevador diferencial, de manera que el desequilibrio en los circuitos secundarios del transformador de corriente en ningún caso sea suficiente para operar el relevador bajo condiciones normales. Se sugiere que los transformadores de

corriente estén acoplados en el punto medio de la escala de cambio de derivación. El error del transformador de corriente será entonces mínimo para la posición máxima de derivación en cualquier dirección.

Las conexiones del transformador de corriente y relevador para varios tipos de protección diferencial están indicadas a) en la Figura 7 para un transformador en delta estrella y b) en la Figura 8 para un transformador de tres devanados en estrella-delta-estrella. Dos reglas, que con frecuencia se utilizan en la proyección del alambrado para la protección diferencial de transformadores cuyos devanados principales devanados en estrella y delta, son:

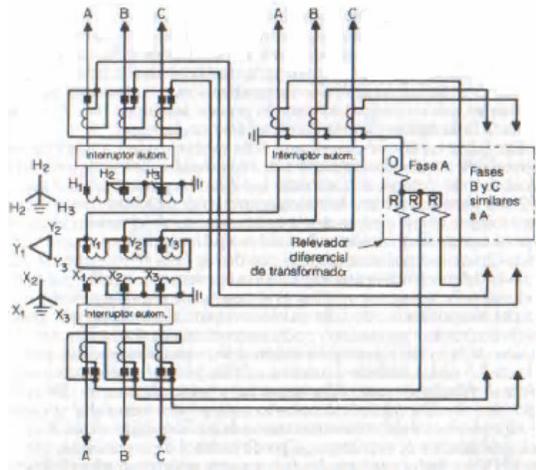
1. Los transformadores de corriente en los hilos al devanado conectado en estrella deben conectarse en delta; los transformadores de corriente en los hilos al devanado conectado en delta deben conectarse en estrella.
2. La conexión en delta de transformadores de corriente debe ser una réplica de la conexión delta de los transformadores de energía eléctrica; la conexión en estrella de transformadores de corriente debe ser una réplica de la conexión en estrella de los transformadores de energía eléctrica.

Figura 7. Protección diferencial de transformador para transformador en estrella-delta



Deben escogerse *transformadores de corriente* que darán una corriente de secundario de alrededor de 5A a plena carga en el transformador. Esto no será posible en todos los casos, en especial para transformadores que tengan tres o

Figura 8. Protección diferencial de transformador para transformador en estrella-delta-estrella.



más devanados, dado que la capacidad nominal de kVA puede variar ampliamente y no ser proporcional a las capacidades nominales de voltaje.

Debe aplicarse *protección de sobrecorriente* como protección primaria cuando no se pueda justificar un esquema diferencial o como protección de “respaldo” si se usa diferencial. Muchas veces se puede obtener protección con relevadores más rápidos para circular desde una dirección, mediante el uso de relevadores direccionales de energía eléctrica.

La *protección de sobrecalentamiento de transformadores*, en ocasiones, tiene la finalidad de dar indicación de sobretensión pero raras veces para hacer una desconexión en forma automática. Los relevadores de sobrecarga del tipo de réplica pueden conectarse en circuitos de transformadores de corriente, para detectar la sobrecarga de la unidad. Otros operan a la temperatura máxima del aceite complementada con calor proveniente de un

resistor adyacente conectado a un transformador de corriente en el circuito. En un sensor recientemente desarrollado, que utiliza un dispositivo de vidrio sensible a los cambios de temperatura, se utiliza técnicas de fibras ópticas para medir las temperaturas de lugares calientes en devanados.

Los relevadores de presión de gas o de presión de aceite se fabrican para fijarse en la parte superior o en los costados de los tanques de transformadores, para indicar fallas de devanados que producen gas u ondas de presión repentinas en el aceite. La rápida generación de gas o de ondas de presión en el aceite a causa de cortocircuitos en el devanado, producirá operación rápida. Se están perfeccionando métodos nuevos y más refinados para detectar fallas incipientes mediante la frecuente supervisión de muestras de gas.

3.2.4.9 Protección de interruptor automático

En años recientes se ha puesto gran atención en la necesidad de contar con protección de respaldo en el caso de falla de un interruptor automático, para normalizar una falla que siga a la recepción de una orden de desconexión proveniente de relevadores de protección. Para cualquier falla los relevadores de protección operan para desconectar los interruptores automáticos necesarios. Además, estos mismos relevadores de protección, junto con relevadores detectores de falla del interruptor automático, energizarán un temporizador para iniciar el esquema de respaldo de falla de interruptor automático. Si cualquier interruptor automático no normaliza la falla, los relevadores de protección permanecerán levantados, lo que permite que los temporizadores lleguen al final del intervalo de retardo y desconecten los otros interruptores automáticos necesarios para normalizar la falla.

Una falla de interruptor automático puede ser ocasionada por pérdida de alimentación de CD de desconexión, fusibles de desconexión quemados, falla de la bobina de desconexión, falla de los eslabones de desconexión del

interruptor automático o falla del mecanismo de interrupción de corriente del interruptor automático. Los dos tipos básicos de fallas son: 1) mecánica o 2) eléctrica del interruptor automático para normalizar la falla.

La falla mecánica ocurre cuando el interruptor automático no mueve la siguiente recepción de una orden de desconexión, como resultado de la pérdida de alimentación de CD de desconexión, falla de la bobina de desconexión o falla del eslabón de desconexión.

La falla eléctrica ocurre cuando el interruptor automático se mueve en un intento por despejar una falla, al recibir la orden de desconexión pero no corta la corriente de falla ocasionada por la operación defectuosa del interruptor de corriente en sí.

Para normalizar fallas por estos dos tipos de falla del interruptor automático, se pueden utilizar dos esquemas diferentes de protección. Los esquemas más convencionales consisten en utilizar detectores instantáneos de falla operados por corriente, mismos que se levantan para iniciar un temporizador cuando operen los relevadores de falla. Si no opera el interruptor automático para normalizar la falla, el temporizador llega al final del intervalo de retardo y desconecta los interruptores automáticos necesarios para normalizar la falla. Sin embargo, si opera correctamente el interruptor automático para normalizar la falla, debe darse tiempo suficiente en el ajuste del temporizador para garantizar el restablecimiento del relevador detector de falla. Los tiempos totales de normalización en estaciones tipo EHV que utilice este esquema son muy rápidos, y por lo general tardan de 10 a 12 ciclos a partir del momento de la falla hasta que ésta quede normalizada.

Para aquellas fallas en donde ocurra una falla mecánica de los interruptores automáticos, se encuentra en uso un esquema aún más rápido. Este esquema depende del interruptor auxiliar y del interruptor automático (por lo general un contacto de tipo abierto, de 52a) para iniciar un temporizador

rápido. El interruptor auxiliar esta especialmente ubicado para operar desde eslabones de desconexión del interruptor automático, para captar el movimiento real del mecanismo del interruptor automático. Si la falla de este último es mecánica, el temporizador de falla del interruptor automático se acciona a través del interruptor auxiliar cuando operen los relevadores de protección. La ventaja del uso del interruptor auxiliar es el tiempo de restablecimiento extremadamente rápido del temporizador de falla del interruptor automático, que puede alcanzarse cuando el interruptor automático opera correctamente. Los esquemas en uso con el circuito rápido de falla del interruptor automático pueden lograr tiempos totales de normalización de 7.5 ciclos cuando ocurra una falla del interruptor automático.

3.2.4.10 Prácticas de blindaje y conexión a tierra para cables de Control

Durante varios años, el mayor uso de los dispositivos de estado sólido en subestaciones, ha dado como resultado la presentación de muchas fallas de equipo. La mayor parte de estas fallas se ha atribuido a transitorios o elevaciones repentinas de corriente en los circuitos de control conectados a los dispositivos de estado sólido. Las fallas debidas a transitorios o elevaciones repentinas se han experimentado incluso con dispositivos electromecánicos convencionales.

En la actualidad, las fallas que se reportan se atribuyen al uso de voltajes de la clase EHV, así como a la presencia de corrientes raramente altas ocasionadas por cortocircuitos. Una de las principales fuentes de voltaje transitorios es la conmutación de capacitancias, por ejemplo, la operación de un seccionador que genera elevaciones repentinas de corrientes oscilatorias de alta magnitud y alta frecuencia. Los campos magnéticos transitorios, asociados con estas elevaciones repentinas de corriente de alta frecuencia, estarán acoplados tanto electrostática como magnéticamente a cables ubicados en la zona. Se han reportado voltajes inducidos de hasta 10kV en cables que no

tienen blindaje, y las frecuencias de estos voltajes inducidos se han encontrado de hasta 3MHz.

Para evitar la ruptura del aislamiento en la cresta de 10kV y posible operación falsa de relevadores, es importante que el diseño de la estación incluya medidas precautorias necesarias para limitar las elevaciones repentinas indeseables y controlar los transitorios en circuitos hasta un mínimo aceptable.

En el diseño de cualquier estación hay varias precauciones que pueden tomarse. Todos los circuitos de cables que se utilicen en una subestación deben correr radialmente, con cada circuito separado de otro cualquiera, y tanto los conductores de alimentación como de retorno contenidos dentro del mismo cable. Si se instala un conductor desde la caseta de control a un punto en el patio con los circuitos de retorno siguiendo trayectorias diferentes, pueden formarse bucles que son inductivos y quedarán sujetos a voltajes inducidos magnéticamente. Sin embargo, cuando los dos conductores de que se trate se vean ambos afectados por el mismo campo, el voltaje que aparezca entre ellos en el extremo abierto debe ser esencialmente cero.

Como consecuencia de las diferencias de potencial entre tierra y la carpeta de cimentación, así como a los voltajes inducidos longitudinalmente en los circuitos radiales, es necesario el blindaje de cables para mantener los voltajes a los niveles más bajos que sea posible en las puntas de los cables. Los cables que requieran blindaje incluyen circuitos transformadores de control, corriente y potencial. Este blindaje debe ser de una resistencia tan baja como sea posible, y debe conectarse a la rejilla a tierra por lo menos en ambos extremos. Para reducir la penetración de un flujo magnético a través del blindaje no ferroso (plomo, cobre, bronce, etc.), debe circular una corriente en el blindaje para producir un contraflujo que se opone al flujo aplicado. Deben mantener la resistencia entre conductores a un nivel tan bajo como sea posible y para formar un pequeño bucle para reducir la reactancia entre tierra y el blindaje. Sin el cercano acoplamiento del conductor y el blindaje a tierra, el

tiempo de propagación de las dos trayectorias podría diferir y producirse un voltaje en el extremo receptor con diferencia de tiempo, lo que ocasiona una diferencia indeseable de voltaje.

Todos los cables de control, de transformadores de potencial y de transformador de corriente deben estar blindados, con el blindaje conectado a tierra en el extremo de la playa de distribución y en el extremo de la sala de control. Además, cada grupo o tendido de conduits y cables debe instalarse con un alambre desnudo núm. 4/0 de cobre trenzado, enterrado en forma directa en el suelo, conectado a tierra y unido eléctricamente al blindaje del cable de control en cada extremo de cada cable. El alambre desnudo de cobre debe tenderse tan cerca como sea posible del tramo del cable. El cable de grueso calibre proporciona una trayectoria de baja resistencia para impedir que corrientes elevadas de falla circulen por el blindaje y para reducir la reactancia entre tierra y el blindaje.

Para limitar voltajes inducidos, los tendidos de cable de control deben instalarse, cuando sea posible, a ángulos rectos con respecto a las barras de alto voltaje; cuando sea necesario el tendido en forma paralela a una barra de alto voltaje para cualquier distancia apreciable, la separación entre ellos debe ser tan grande como sea posible. Deben conservarse distancias de por lo menos 50 pies (16m).

Además, se considera buena práctica instalar los cables tanto del transformador de corriente como el de potencial, con la tierra para el neutro del secundario en estrella hecha en el extremo de la sala de control y no en el extremo de la playa de distribución y garantizará la seguridad del operador del tablero de control que se ubica en la sala de control.

El blindaje puede conectarse a tierra con el empleo de un cable de cobre flexible, estañado y trenzado, de $\frac{1}{2}$ a 1 pulgada de ancho. El aislamiento exterior del cable blindado se pela, para dejar descubierta la envoltura. La

trenza de 1 pulgada se envuelve alrededor de la envoltura y se suelda a ella con sumo cuidado; el otro extremo de la trenza se conecta a una zapata, y la soldadura debe correr sobre la zapata hasta la conexión de la trenza. A continuación se atornilla con firmeza la zapata a la barra colectora a tierra. Los circuitos de trenza de cobre flexible deben mantenerse tan cortos como sea posible y conectarse en forma directa a la barra a tierra sin ninguna vuelta, si es posible.

Debe señalarse que los blindajes deben conectarse a tierra en varios puntos, más que en uno solo, debido a la tendencia a perder cualquier ventaja de la tierra de un solo punto a 50 Khz., o más.

La remoción de una de las conexiones a tierra forma una tierra de un solo punto sólo para señales de CD y de baja frecuencia. A frecuencias más altas, se formarán bucles a tierra por acoplamiento de capacitancia. Las frecuencias menores de 50kHz se consideran como el punto de cruce arbitrario para conexiones a tierra de un solo punto. En sistemas clase EHV los voltajes transitorios arriba de 50 kHz representan el problema más serio; por esta razón todos los blindajes de cables deben conectarse tierra al menos en dos puntos. Debe observarse que el blindaje de los cables de control se hace para subestaciones que operen a niveles de voltaje de 138 kV por lo tanto no aplica para nuestro caso, por lo que conectamos el shield de nuestros cables de control únicamente en un solo punto.

3.2.4.11 Conexión a tierra de subestaciones

La conexión a tierra de subestaciones es sumamente importante. Las funciones de conectar a tierra un sistema se enumera a continuación:

- a. Proporcionan la conexión a tierra para el neutro a tierra para transformadores, reactores y capacitores.
- b. Constituyen la trayectoria de descarga a pararrayos de barra, protectores, espinterómetros y equipos similares.

- c. Garantizan la seguridad del personal de operación al limitar las diferencias de potencia que puedan existir en una subestación.
- d. Proporcionan un medio de descarga y desenergizar equipo para efectuar trabajos de conservación en el mismo.
- e. Proveen una trayectoria de resistencia suficientemente baja a tierra, para reducir al mínimo una elevación del potencial con respecto a tierra remota.

Los requerimientos de seguridad de las subestaciones exigen la conexión a tierra de todas las partes metálicas de interruptores, estructuras, tanques de transformadores, calzadas metálicas, cercas, montajes de acero estructural de edificios, tableros de conmutación, secundarios de transformadores de medida, etc., de manera que una persona que toque este equipo o se encuentre cerca del mismo, no pueda recibir una descarga peligrosa si un conductor de alto voltaje relampaguea o se entra en contacto con cualquier parte del equipo arriba enumerado. En general, esta función se satisface si toda la armazón metálica con la que una persona pueda hacer contacto o que una persona pueda tocar al estar de pie en tierra, se encuentra de tal modo unida y conectada a tierra que no pueda haber potenciales peligrosos. Esto significa que toda parte individual de equipo, toda columna estructural, etc., debe tener su propia conexión al emparrillado a tierra de la estación.

Una fuente muy útil de información con respecto a la conexión de tierra de subestaciones está contenida en la guía completa de la norma IEEE 80-1976, IEEE Guide for Safety in Substation Grounding, publicada en junio de 1976. Mucha de la siguiente información se basa en recomendaciones indicadas en la norma IEEE 80.

El sistema básico de tierra de subestaciones, utilizado en la mayor parte de las plantas eléctricas, toma la forma de una red de conductores enterrados horizontalmente como lo definimos en los apartados anteriores, por lo que

ahora indicaremos las razones por las que la red o emparrillado son tan eficaces :

- a. En sistemas en donde la corriente máxima de tierra puede ser muy alta, raras veces es posible obtener una resistencia de tierra que sea tan baja como para garantizar que la elevación total del potencial del sistema no alcance valores inseguros para las personas. Si éste es el caso, el riesgo puede corregirse sólo mediante el control de potenciales locales. Una rejilla, es por lo general, el modo más práctico de lograr este último.
- b. En subestaciones clase HV y EHV, no hay un electrodo que por si solo sea adecuado para proporcionar la necesaria conductividad y capacidad de conducción de corriente. Sin embargo, cuando varios de ellos se conectan entre sí, y a estructuras, bastidores de equipos, y neutros de circuitos, que deban conectarse a tierra, el resultado es necesariamente una rejilla cualquiera que sea la meta original. Si esta red a tierra se entierra en un suelo de conectividad razonablemente buena, proporciona un excelente sistema de conexión a tierra.

El primer paso en el diseño práctico de una rejilla o emparrillado como ya lo demostramos, consistió en examinar el plano de recorrido del equipo y estructuras. Un cable continuo rodea el perímetro de la rejilla para abarcar tantas tierras como sea práctico, de igual forma hicimos lo posible por evitar concentraciones de corriente y por lo tanto gradientes elevados en puntas de cables a tierra. Dentro de la rejilla, los cables fueron colocados en líneas paralelas y a distancias razonablemente uniformes; cuando fue practico, por supuesto se instalaron a lo largo de hileras de estructuras y equipos para facilitar las conexiones a tierra. El diseño preliminar se ajusto de manera que la longitud total del conductor enterrado, incluso empalmes y varillas, fuera por lo menos igual a la longitud requerida para mantener las diferencias de potencial locales dentro de límites aceptables.

La idea de nuestro emparrillado fue puede tener alambre desnudo de cobre trenzado, núm. 4/0, de 12 a 18 pulgadas abajo del nivel y separados en forma de rejilla entre 10 y 20 pies. (Sin embargo, muchas veces se utilizan otros calibres de conductores, profundidades y separaciones entre conductores en la red). Constatamos que en cada unión los cables estuvieran unidos firmemente entre sí, y también unido este a una varilla enterrada de acero y recubierta de cobre, de 5/8 de pulgada de diámetro y alrededor de 8 pies de largo.

Para asegurarnos que todos los potenciales a tierra alrededor de la estación fueran iguales, los diversos cables o barras a tierra de la playa y del edificio de la subestación, fueron unidos mediante conexiones fuertes y todos unidos a la tierra principal de la estación.

Se utilizaron *cables o tiras de lámina de cobre* para conexiones a tierra de bastidores de equipos. Sin embargo, los tanques de transformadores se utilizaron a veces como parte de la trayectoria a tierra de pararrayos a la que ellos se conectaron. Análogamente se utilizaron estructuras de acero como parte de la trayectoria a tierra, previo a establecer que la conductividad, incluso la de cualquiera de las juntas, era y podía mantenerse como equivalente a la del conductor de cobre que utilizamos para construir la red.

Cada uno de los elementos del sistema a tierra (incluso la rejilla misma, los alambres de conexión a tierra y electrodos) están diseñados como vimos anteriormente de modo que:

- a. Resistan la fusión y deterioro de juntas eléctricas bajo la combinación más adversa de magnitud de corriente de falla y duración de falla a la que pudiera someterse.
- b. Ser mecánicamente robustos en alto grado, especialmente en lugares expuestos a averías físicas.
- c. Tener suficiente conductividad de modo que no contribuya en forma importante a diferencias locales de potencial peligrosas.

3.2.4.12 Medición de resistencia a tierra

La medición de resistencia a tierra es necesaria tanto en el momento de la energización inicial de una subestación como a intervalos periódicos de allí en adelante, con objeto de asegurarse que el valor de la resistencia a tierra no aumente mucho. La medición de la resistencia de una conexión a tierra con respecto a tierra absoluta es un poco difícil. Todos los resultados son aproximaciones y requieren la cuidadosa aplicación de equipos de prueba y la selección de puntos de referencia a tierra.

Hay varios métodos de probar la resistencia a tierra, pero todos son similares en que usan dos conexiones de referencia a tierra y una fuente apropiada de corriente para la prueba. Circula alguna forma de corriente alterna por la tierra bajo prueba, en cantidades desde unos pocos miliamperes como en los métodos de puente y con algunos de los probadores de tierra patentados, hasta 100 A o más. La cantidad de corriente utilizada depende del método, y los métodos que utilicen corrientes muy pequeñas darán resultados tan precisos como los que utilicen elevadas corrientes si el suelo bajo prueba es uno para el que es apropiado el método de prueba.

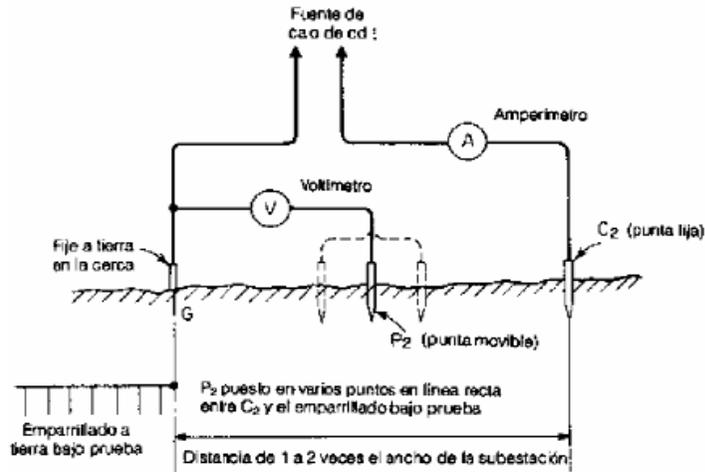
Los métodos para probar la resistencia de tierra se dividen en dos grupos generales:

1. *Métodos de razones (o relaciones)*, en los que la resistencia serie R del suelo bajo prueba y de una sonda de prueba se miden por medio de un puente que opera bajo el principio del equilibrio a cero. Un potenciómetro calibrado de resistencia de cursor se conecta a las dos conexiones a tierra, con el cursor del potenciómetro conectado a una segunda sonda de prueba. El potencial del cursor a tierra se ajusta a cero o nulo. Si D es la resistencia total del cursor y d_1 es la resistencia entre el cursor y la tierra bajo prueba, la resistencia R de la tierra bajo prueba es $(d_1 / D) * R$. El Vibrometer y el Groundometer, que son

instrumentos de prueba integrados, hacen uso de este principio. Este método es más satisfactorio que los métodos de triangulación, dado que las razones de resistencia entre la sonda de prueba y la resistencia de la tierra bajo prueba son de hasta 300:1 con instrumentos de prueba como Groundometer. Aun cuando este método tiene sus limitaciones para efectuar pruebas en terrenos de baja resistencia y superficies grandes, se pueden obtener lecturas apropiadas al ubicar las sondas de prueba en línea recta, en una dirección a 90° con respecto a la cerca de la subestación y con la distancia de la sonda más alejada al doble del ancho de la subestación. Puede alcanzarse la mejor precisión si se toman las medidas a la mayor distancia posible de la rejilla a tierra que se mida.

2. *Métodos de caída de potencial*, que incluyen métodos que utilizan tierras cerradas de referencia, situadas por lo general a menos de 1000 pies de la tierra bajo prueba. El principio del método se ilustra en la Figura 15. Una sonda fija se entierra en el punto C_2 con la sonda móvil P_2 puesta en varios puntos en línea recta entre C_2 y el emparrillado a tierra G bajo prueba. Se hace circular corriente ya sea alterna o directa por la tierra G y la sonda fija de prueba C_2 . Se conecta un voltímetro entre los punto G y la sonda P_2 , y un amperímetro para observar la circulación de corriente por la sonda C_2 . Las lecturas E del voltímetro se toman simultáneamente con las lecturas I del amperímetro. La lectura E/I es igual a la resistencia en ohms. La resistencia mostrada en la parte plana de la curva o en el punto de inflexión, se toma como la resistencia de la tierra. Este método puede estar sujeto a error considerable si está presente una corriente parásita. Por lo común, se aplica con el uso de varias lecturas de sonda de prueba a intervalos de 10% de distancia de G a C_2 , con la sonda de prueba ubicada a medio camino entre G y C_2 . Se fabrican instrumentos de prueba integrados que utilizan este método; entre ellos están el probador de tierra Ground Ohmer y el Megger. Éstos dan mejor resultado que el método de voltímetro-amperímetro, dado que están diseñados, para eliminar los efectos de corrientes parásitas.

Figura 9. Campo preparado para hacer pruebas de resistencia de tierra por el método de caída de potencial



En años recientes se ha puesto considerable atención al uso de computadoras para calcular los parámetros de diseño de sistemas de tierra de subestaciones. Normalmente, estos programas utilizan métodos detallados en la Guía 80 de la IEEE. Los datos de entrada normales que se requieren para correr un programa típico constan de lo siguiente:

- Voltaje del sistema, corrientes de falla simétricas rms de una fase a tierra y el tiempo de normalización de fallas.
- Longitud y ancho de la superficie de la subestación.
- Valor estimado de la resistividad de la tierra en ohm-metros.
- Valor supuesto de la longitud de conductor de tierra.
- Sección transversal disponible de conductores.

La siguiente información típica se deriva del programa:

- Medida, longitud total y número de trenzas de conductor de cobre a tierra.
- Separación de la configuración principal de la rejilla, junto con el ancho y la longitud.
- Resistencia esperada del emparrillado a tierra.
- Profundidad de la rejilla abajo del nivel del suelo.

e. Límites tolerables y valores máximos de potenciales por paso y toque.

Debe observarse que los potenciales por paso y toque se definen como sigue:

- E_{paso} es la diferencia de potencial tolerable entre dos puntos cualesquiera de la superficie de la tierra que pueda ser tocada simultáneamente con los pies.
- E_{toque} es la diferencia de potencial tolerable entre cualquier punto de la tierra entre donde una persona puede estar en pie y cualquier punto que pueda ser tocado simultáneamente con cualquier mano.

Pero volviendo a nuestro caso en particular de hidroeléctrica candelaria, el método utilizado de medición fue el de caída de potencial, y este arrojó los siguientes resultados:

SUBESTACIÓN CASA DE MÁQUINAS			
MÉTODO APLICADO: Caída de potencial			
EQUIPO UTILIZADO: Ground resistance tester Model 4610 AEMC			
Distancia del electrodo de corriente C2 :		80mts = 5d.	
Valores Registrados:			
(%)X(5d)	Distancia P2	Valor 1 en Ohms	Valor 2 en Ohms
72	57.6 mts	0.92	0.92
62	49.6 mts	0.47	0.47
52	41.6 mts	0.25	0.24

3.2.4.13 Conexiones de transformador

La configuración de nuestro transformador obedece a la conexión en estrella-delta la cual se usa comúnmente tanto en elevadores como en reductores. Cuando se usa como transformador elevador, lo cual es nuestro caso, el devanado de bajo voltaje esta configurado en delta, con lo cual

buscamos aislar las fallas a tierra y el devanado de alto voltaje está conectado en estrella; y por el contrario cuando se usa como reductor, el devanado de bajo voltaje se conecta por lo general en estrella para proporcionar un neutro a tierra para transmisión secundaria o para distribución primaria.

Otro factor importante que tomamos en consideración es que la conexión en estrella-delta suprime casi por completo las triples armónicas con el neutro conectado a tierra con firmeza. Las triples armónicas que pueden aparecer en sistemas de energía eléctrica son la tercera y sus múltiplos impares. Por lo general, los devanados conectados en estrella en voltajes más altos están provistos de aislamiento si el neutro está firmemente conectado a tierra. Si se usa impedancia del neutro (reactor o resistor), el aislamiento del neutro debe ser igual o mayor que la caída máxima IZ de la impedancia del neutro. Si el neutro ha de dejarse sin conexión a tierra, ya sea en sistemas de neutro a tierra o sistemas de neutro no a tierra, el aislamiento del neutro debe ser el mismo que el del lado de línea para evitar problemas de onda viajera.

3.2.4.14 Práctica de carga de transformador

Como consecuencia del cambiante ciclo de carga de la mayor parte de los transformadores, se acostumbra permitir una carga considerablemente mayor que la indicada en la placa de datos del transformador. Puede haber limitaciones en el transformador impuestas por aisladores de entrada, cables, cambiadores de derivación, alambres, seccionadores, interruptores automáticos, etc. Un buen diseño de ingeniería, sin embargo, permitirá la operación sin estas limitaciones.

El aumento en la carga de transformadores está limitado por el efecto de la temperatura sobre la duración del aislamiento. Las altas temperaturas reducen la resistencia mecánica y aumentan la fragilidad del aislamiento fibroso, además de que aumentan la probabilidad de falla del transformador aun cuando la resistencia dieléctrica del aislamiento pueda no reducirse en

forma considerable. La sobrecarga debe limitarse entonces, si se da atención al efecto sobre la duración del aislamiento y la vida del transformador. Para cargas recurrentes, como son los ciclos diarios de carga, los transformadores deberían operarse para una vida de servicio normal. Para urgencias, planeadas o accidentales, la carga se debe basar en alguna pérdida de porcentaje de su vida de servicio.

3.2.4.15 Protección contra sobrevoltajes

Una subestación debe estar diseñada para contar con protección contra los riesgos de ondas de sobrevoltaje anormalmente altos, que puedan aparecer entre el aislamiento del equipo eléctrico de la estación. Los sobrevoltajes más intensos son ocasionados por descargas atmosféricas y por efectos de conmutaciones.

Los métodos principales para evitar que estos sobrevoltajes ocasionen fallas en aislamientos incluyen:

- a. Uso de dispositivos de sobrevoltaje.
- b. Conexión a tierra de neutros del equipo.
- c. Selección apropiada del nivel de aislamiento de impulso del equipo.
- d. Selección y coordinación apropiada de niveles de aislamiento básicos del equipo.
- e. Estudio detallado de los niveles de sobrevoltaje transitorio de conmutación que puedan surgir en la subestación.

El principal dispositivo utilizado para evitar sobrevoltajes peligrosos, chispazos y averías graves al equipo es el disipador de sobrevoltajes, mismos que conduce corrientes elevadas de irrupción, como las que pueden ser ocasionadas por un rayo, de manera inofensiva hasta tierra y así evitar que sobrevoltajes excesivos aparezcan en los aislamientos del equipo.

La consideración importante al aplicar disipadores de sobrevoltajes y al seleccionar niveles de aislamiento de equipo depende mucho del método de conexión a tierra utilizado. Los sistemas son considerados como conectados a tierra de manera eficiente cuando el coeficiente de conexión a tierra no rebasa el 80%. De forma análoga, los sistemas no estarán conectados a tierra de manera eficiente cuando el coeficiente de conexión a tierra rebasa el 80%.

Se obtiene un valor que no rebase el 80% aproximadamente cuando, para todas las condiciones del sistema, la razón de reactancia de secuencia cero a reactancias de secuencia positiva (X_0 / X_1) es positiva y menor de 3, y la razón de resistencia de secuencia cero a reactancia de secuencia positiva (R_0 / X_1) es positiva y menor de 1. Lo que esto dice en efecto es que si los neutros están conectados firmemente a tierra en cualquier lugar y si ocurre una tierra en uno de ellos, entonces el voltaje que pueda aparecer en las fases sanas no puede rebasar el 80% del voltaje normal de fase a fase.

Por lo tanto, el coeficiente de conexión a tierra se define como la razón del voltaje máximo sostenido de línea a tierra durante fallas al voltaje máximo de operación de línea a línea.

Normalmente, la capacidad nominal de disipadores de sobrevoltajes se selecciona con base en el coeficiente de conexión a tierra; por lo tanto, para sistemas eficaces conectados a tierra se selecciona el disipador de 80% cuando se use el disipador convencional tipo pararrayo de peine. Cuando se utilice el disipador de óxido metálico sin espacio intermedio, puede seleccionarse un disipador de menor valor con base en el voltaje máximo de operación continua (MCOV) igual al voltaje máximo normal de línea a neutro. Por ejemplo, un sistema de 115kV (voltaje máximo de operación de 121kV) puede usar un disipador convencional de 97kV, es decir 80% de 121kV, cuando opere en un sistema conectado a tierra con firmeza, y puede usar un disipador de óxido metálico de tipo sin espacio intermedio de 70kV. Debe observarse que otros factores como son las condiciones resonantes,

conmutaciones del sistema, etc., podrían aumentar el valor del coeficiente de conexión a tierra, y por lo tanto, deben estudiarse en cada sistema individual.

El nivel de aislamiento de impulso de una parte del equipo es una medida de su capacidad para resistir voltajes de impulso. Es su valor de cresta, en kilovolts, de la onda de voltaje de impulso que el equipo debe resistir. Sin embargo, en sistemas de clase EHV el nivel de aislamiento de sobrevoltaje transitorio de conmutación puede ser menor que el nivel correspondiente de impulso y, por lo tanto, el nivel de sobrevoltaje transitorio de conmutación se convierte en el factor dominante para establecer niveles de aislamiento.

Básicamente, la coordinación de aislamiento en una subestación significa el uso de disipadores de valores nominales no mayores que los requeridos para resistir el voltaje de 60 Hz, así como la selección de niveles de aislamiento del equipo que pueda ser protegido por el disipador. El estudio cuidadoso de niveles de sobrevoltaje transitorio de conmutación que puedan ocurrir en la subestación según sea determinado, por ejemplo, por estudios transitorios de analizador de redes, se puede usar para determinar y coordinar el aislamiento apropiado de impulso y la resistencia de sobrevoltaje transitorio de conmutación requerida en el equipo eléctrico de una subestación.

3.2.4.16 Referencia sobre subestaciones

Diferencias entre subestaciones aisladas en aire y en gas

En las grandes ciudades densamente pobladas, cada día es más notoria la necesidad de abastecer grandes demandas de energía eléctrica que por sus características es imperioso satisfacerlas utilizando sistemas de alta tensión (132 kV en adelante), lo que hace imprescindible la instalación de subestaciones para esas tensiones. Por otra parte, el precio muy elevado de los terrenos en estas ciudades, sumado a la imposibilidad de conseguirlos de las dimensiones necesarias para instalar una subestación aislada en aire,

prácticamente desaconseja el uso de éstas. Sin embargo, las dimensiones (área y volumen) reducidas de la subestación aislada en gas, la convierten en la mejor solución para utilizarlas en ciudades importantes y/o industriales y para centrales hidráulicas o terrenos escarpados donde el espacio disponible para la instalación de las subestaciones es sumamente reducido.

Existen diferencias fundamentales entre la subestación clásica aisladas en aire y la aislada en gas, pero se podría decir que la más importante, radica que en la subestación aislada por gas poseen dimensiones muy reducidas, el volumen ocupado por este tipo de subestación está entre el 3 al 8% del que le corresponde a una aislada en aire de la misma tensión nominal y para las mismas funciones. Del mismo modo, el área ocupada por una subestación aislada en gas está entre el 3 al 12% de la que le corresponde a una aislada en aire de la misma tensión nominal y para las mismas funciones.

Deben considerarse siempre dos aspectos importantes donde existen claras diferencias:

- Rápido montaje. Las subestaciones aisladas en gas -hasta tensiones nominales de 300 kV- se envían de fábrica totalmente armadas y ensayadas por campos (celdas) completos. Luego, se montan en obra como se lo hace con las celdas de media tensión: se sujetan al piso y se interconectan unas con otras hasta formar un conjunto (Subestación).
- Mantenimiento reducido. Debido a la génesis de su concepción de módulos encapsulados en gas, el mantenimiento de las subestaciones aisladas en gas es de muy baja frecuencia en comparación con las aisladas en aire.

Relación de costos

Para la comparación económica entre subestaciones aisladas en gas y aisladas en aire, deben considerarse dos casos particulares:

- Si se dispone de terrenos amplios de bajo costo, lo que ocurre generalmente en sitios lejos de las grandes ciudades, las subestaciones aisladas en aire son más económicas que las aisladas en gas.
- Si se dispone de terrenos de superficies pequeñas y de alto costo, lo que ocurre generalmente en las grandes ciudades, las subestaciones aisladas en gas son más económicas que las aisladas en aire.

Para la selección del tipo de subestación debe considerarse, además del costo propio de los equipos principales, los costos del terreno, del montaje, de las obras civiles asociadas, de la ingeniería, de las inspecciones en fábrica y en obra y del mantenimiento, entre otros de menor cuantía.

El cuidado del medio ambiente reviste a veces una importancia tal que una instalación no está afectada por comparaciones de costos. En estos casos, las subestaciones aisladas en gas son la solución más económica, ya que conceptualmente sus diseños se adaptan a esas circunstancias. El ruido producido por los interruptores utilizados en las subestaciones aisladas en gas es de un nivel muy bajo, lo que es muy apreciado cuando se trata de subestaciones urbanas.

3.3 Elementos de una planta hidroeléctrica

Elementos principales

Las presas pueden ser de dos tipos: (1) de embalse o sin rebose y (2) con vertedor o de rebose. Si se usan las presas sin rebose, deben proporcionar medios para descargar el exceso de flujo, por medio de una sección vertedora aparte, de válvulas reguladoras o de grandes compuertas vertedoras. Las presas de tierra, de enrocamiento y de arco de concreto, son ejemplos del tipo sin reboce. Se requiere un cuidadoso control de la elevación del agua en el

depósito para impedir el rebose que pueda causar daños e incluso la falla de estas presas. Las presas rebose son siempre de concreto y para las instalaciones de baja carga, la casa de maquinas normalmente forma parte de la cortina de la presa.

Obras de toma. Estas pueden consistir en canales, canaletas o conductos de concreto.

Conductos. Pueden consistir en túneles de concreto o roca, tuberías de acero, tuberías de carga de acero o combinaciones de estas.

Rejillas contra basura. Estas se instalan en la entrada de los conductos para proteger la turbina contra cualquier material flotante o de otro tipo. Para eliminar la basura acumulada en las rejillas se usan rastrillos manuales o automáticos.

Compuertas. Estas se instalan a la entrada de la obra o conductos de toma y a la salida del tubo de aspiración para evitar el contraflujo hacia la turbina, para seguridad y facilidad en el mantenimiento. Las compuertas de entrada son generalmente de acero. Las compuertas o las barras de detención se levantan o bajan por medio de una grúa operada por un motor eléctrico.

Tuberías y túneles. Estos son los conductos cerrados que conectan el depósito superior con el pozo piezométrico o tubería de carga.

Tuberías de carga. Son los conductos cerrados que conectan el depósito superior, túnel o pozo piezométrico con la carcasa de la turbina. En las instalaciones de carga intermedia, cada turbina por lo general tiene su propia tubería de carga. En el caso de grandes cargas, se usa frecuentemente una sola tubería de carga con derivaciones en su extremo inferior para alimentar dos o más turbinas.

Válvulas de la tubería de carga. Estas válvulas se localizan a la entrada de la carcasa espiral de la turbina se usan generalmente cuando el conducto es de longitud considerable. Esto permite cerrar el flujo a cada turbina, por seguridad y mantenimiento, y para reducir pérdidas por filtración durante largos periodos de cierre, sin tener que drenar y volver a llenar un conducto largo, Las válvulas en la tubería de carga también se requieren cuando más de una turbina se conecta a un solo conducto, de manera que el flujo se pueda suspender individualmente a cada turbina.

Válvula de mariposa. Son comúnmente usadas como válvulas de entrada para cargas bajas e intermedias a la turbina. Los discos de las válvulas de mariposa (la parte que se mueve en el conducto para suspender el flujo) se construyen con forma lenticular o de tipo de celosía, lo que permite que el flujo pase por el disco reduciendo, así, la pérdida de carga de la válvula de mariposa en el conducto.

Antes se usaban las válvulas de compuerta para grandes cargas en turbinas de impulso. Sin embargo, éstas se han sustituido por válvulas esféricas o de tapón, que también se usan a veces para cargas intermedias cuando la pérdida en la válvula de mariposa se considera excesiva debido a la obstrucción del paso de agua por el disco de la válvula.

Estructura de la casa de máquinas

La cimentación y superestructura de la casa de máquinas contiene la turbina hidráulica, el generador, el sistema regulador, los conductos de agua, incluido el tubo de aspiración, los sótanos, los pasadizos de acceso a la carcasa y a el tubo de aspiración u algunas veces la válvula de la tubería de carga. El sistema eléctrico, en general, se encuentra en la superestructura.

Los transformadores e interruptores de circuito se localizan en la superestructura, sobre el techado, o con frecuencia, en la cubierta construida

sobre una extensión del tubo de aspiración. Los transformadores e interruptores normalmente se localizan en el exterior, contiguos a la casa de máquinas sin ser parte integral de ésta.

Un diseño común de la casa de máquinas es el tipo de exterior en que el piso de operación se coloca contiguo a los fosos de las turbinas con el generador situado en el exterior sobre el techo de una estructura de un solo nivel. Se omite toda la superestructura y se coloca una cubierta hermética removible sobre el generador. Se puede usar una grúa pórtico para el montaje y mantenimiento del equipo.

3.3.1 Tipos de turbina hidráulica

Turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas son los elementos más importantes en las plantas generadoras de energía hidroeléctrica. Existen dos grupos de turbinas hidráulicas: (1) de reacción, en la que el agua entra a la turbina con gran energía potencial y una menor energía cinética y (2) de impulso, en las que el agua entra a la turbina con alta energía cinética y un valor menor de energía potencial. Las turbinas de reacción se clasifican en (1) tipo Francis y (2) de hélice. En este caso el proyecto hidroeléctrica Candelaria se ha utilizado una turbina de reacción tipo Francis con paletas ajustables.

Las turbinas de impulso y de reacción tienen en común una cascada fija y una parte revolvente o rodete. En la turbina de reacción, el agua entra a la cascada de la turbina con alta energía potencial y relativamente baja energía cinética. La energía potencial, que es una función de la diferencia de presión entre la entrada y la de salida del rodete, ocasiona que el agua fluya por los cangilones del rodete. Conforme el agua fluye sobre las superficies curvas de los cangilones del rodete, la velocidad en un lado del cangilón es mayor que en el lado opuesto. Esta diferencia de velocidad en las superficies de las paletas

ocasiona un diferencial de presión a través del cangilón y ejerce una fuerza sobre ella. Esta fuerza en su radio respectivo en el rodete, ocasiona entonces, que ésta imprima energía mecánica al eje de la turbina.

En la cascada de las turbinas de reacción, la carga estática se transforma sólo parcialmente en velocidad, dejando una sobrepresión entre la cascada y el rodete. La sobrepresión ocasiona una aceleración de la velocidad relativa del agua que pasa a través del rodete, en el área de descarga que es menor que el área de entrada. Excepto que al operar aereados a cargas bajas, los conductores de agua quedan completamente llenos con agua desde la toma hasta el extremo del tubo de aspiración.

En la carcasa de la turbina de impulso (designada el tubo de la tobera, tobera de aguja y punta de la tobera), el agua entra a las paletas o cangilones del rodete con alta energía cinética (alta velocidad). La fuerza sobre el cangilón o la paleta es el resultado del impulso o cambio en la cantidad de movimiento del agua conforme su velocidad absoluta se reduce a casi cero en cangilón o paleta. La turbina de impulso usa, entonces, la energía cinética del agua que entra a la turbina para generar energía.

Turbinas de reacción

1. Turbina tipo Francis

En una turbina de reacción tipo Francis para operación con carga pequeña. El agua entra a la cámara espiral desde los conductos de toma o desde la tubería de carga, pasa por el anillo fijo guiada por álabes directrices fijos, luego a través de las paletas directrices móviles por el rodete y finalmente hacia el tubo de aspiración, de donde llega el depósito de agua de descarga. Las paletas directrices móviles con eje paralelo al eje principal controlan el flujo de agua hacia el rodete y, en consecuencia, la salida de energía de la turbina.

Los rodetes de las turbinas Francis tienen, por lo común, los extremos superiores de los cangilones unidos a una corona y los extremos inferiores unidos a una banda, encerrando así, completamente el pasaje del agua a través del rodete. Las turbinas Francis se usan normalmente para cargas hidráulicas que van de 100 a 1500ft (30.5 a 457m). Las velocidades específicas (η_s) varían de 15 a 100 (57 a 328).

3.3.2 Posición de las plantas de potencia

Disposición de la planta

La posición de las turbinas hidráulicas en una planta de energía varía con el tipo de turbina, la carga y el tipo de presa y obra de toma. En el pasado, el arreglo más común y económico para cargas inferiores a 40 ft de las turbinas Francis o de hélice, en donde la salida de energía era pequeña, con la cámara de agua abierta en la que el agua tenía una superficie libre expuesta a la presión atmosférica. La turbina quedaba completamente sumergida en la cámara abierta, esencialmente de forma rectangular. Una desventaja en tal arreglo es la dificultad para lubricar el mecanismo de operación de las paletas directrices.

Las dificultades estructurales limitan los diámetros de descarga del rodete de las turbinas de cámara abierta, a diámetros de 6 a 8 ft. Las cámaras abiertas se usan ordinariamente para turbinas verticales, pero se pueden usar también para turbinas con ejes horizontales.

Las turbinas de eje horizontal pueden usar dos a cuatro rodetes del tipo Francis para incrementar la velocidad específica, lo que resulta en una salida con incremento de potencia para una velocidad dada. Con el desarrollo de rodetes de hélice con velocidades específicas inherentemente mayores, se ha eliminado prácticamente la necesidad de utilizar turbinas de rodetes múltiples tipo Francis. Las cámaras de agua abiertas que usan turbinas Francis han sido

reemplazadas por las turbinas de flujo axial con rodets de paletas fijas o ajustables.

3.3.3 Factor de diseño

Velocidad Específica

La base común de comparación entre los rodets de turbinas de reacción de diferentes tipos y entre rodets del mismo tipo pero de diferente diseño y características es la *velocidad específica* (η_s). Esta es la relación entre la velocidad de un rodete en el punto de máxima eficiencia y la salida máxima de potencia a esta velocidad, independientemente del tamaño. Sin embargo, si tanto la potencia como la velocidad varían con la carga, la velocidad específica se define como la relación entre la velocidad n_1 y la potencia P_1 con una carga de 1 ft (m). El subíndice 1 denota que el valor se reduce por la ley de similitud a una base de una carga de 1 ft (m).

Como $n \propto 1/D$ y $P \propto D^2$, el producto $n_1 \sqrt{P_1}$ permanece constante independientemente del tamaño del rodete y se designa como velocidad específica (η_s) del rodete. El término velocidad específica para esta relación se origina en el hecho de que $n_1 \sqrt{P_1}$ también es el valor de la velocidad en r/min con la mejor eficiencia que el rodete tendría si operase bajo una carga de 1ft (m), siendo el rodete de un tamaño tal que pudiese desarrollar 1 hp(kw) ($P_1 = 1$).

Como $n \propto \sqrt{H}$ y $P \propto H^{3/2}$, la velocidad específica de cualquier rodete que opera bajo una carga H será $\eta_s = n\sqrt{P}/H^{5/4}$, donde n es la velocidad de mejor eficiencia y P es la salida máxima de potencia a esta velocidad, todo bajo la carga H .

Velocidades específicas de turbinas reversibles

Al igual que para los rodets de turbinas, la velocidad específica (η_s) es también una base común de comparación de los rodets impulsores de turbinas reversibles. Se usan referencias para la velocidad específica de generación o para las velocidades específicas de bombeo.

La velocidad específica de generación para turbinas reversibles (η_{st}) se deduce de la misma manera que para las turbinas convencionales.

La velocidad específica de bombeo para una turbina reversible (η_{sp}) se define como la velocidad a la que un rodete impulsor geoméricamente similar correría si estuviera diseñado para descargar 1 gal/min con una carga de 1 ft. Para cualquier turbina reversible, el cálculo de la velocidad específica se efectúa con la expresión $\eta_{sp} = n\sqrt{Q/H^{3.74}}$, donde n es la velocidad sincrónica del eje en revoluciones por minuto, Q es la descarga en galones por minuto y H es la carga en pies de agua. El valor de η_{sp} para las turbinas reversibles puede variar entre $\eta_{sp} = 40\,000/H^{1/2}(427/H^{1/2})$ a $\eta_{sp} = 70\,000\,H^{1/2}(750/H^{1/2})$, dependiendo de las condiciones de la excavación de la casa de máquinas, la selección de las velocidades sincrónicas y de factores económicos.

Para una velocidad específica de generación (η_{st}), el valor varía entre $\eta_{st} = 800/H^{1/2}(1900/H^{1/2})$ y $1200/H^{1/2}(2850/H^{1/2})$.

Una tendencia general asociada a una mayor experiencia de operación ha sido incrementar la velocidad específica desde los valores bajos dados antes, a un valor máximo para aprovechar las reducciones en los costos asociados con el menor tamaño físico del equipo.

Selección de la velocidad

Las turbinas hidráulicas se conectan usualmente a generadores CA. La velocidad de la turbina debe concordar con una de las velocidades sincrónicas requeridas para la frecuencia del sistema. En nuestro país la frecuencia que prevalece en los sistemas es de 60 Hz. Las velocidades sincrónicas se determinan con la fórmula $n = 120 \times \text{frecuencia} / \text{numero de polos del generador}$. El número de polos debe ser par.

La velocidad debe ser tan alta como práctica, ya que a mayor velocidad menos costosa será la turbina y el generador, y mayor eficiencia tendrá el generador.

Una manera conveniente de determinar la velocidad práctica más alta, es por medio de la relación de la velocidad específica a la carga. Para las turbinas Francis esta relación se puede tomar como $\eta_s = 800/\sqrt{H}$ ($1900/\sqrt{H}$); para las turbinas tipo hélice como $\eta_s = 1000/\sqrt{H}$ ($2100/\sqrt{H}$). La adopción de estos valores de la velocidad específica se basa en el uso de una posición razonable de la unidad respecto al nivel del agua de descarga, es decir, en la selección apropiada del coeficiente de cavitación.

Número de unidades

Para reducir el número de elementos auxiliares y equipo asociado, así como para reducir los costos iniciales y de mantenimiento en la planta entera, el número de unidades se debe mantener en un mínimo. Además, entre mayor es la unidad, mayor es la eficiencia y generalmente menor es el costo de salida de energía unitaria. Sin embargo, otras consideraciones como la flexibilidad de la operación, alta eficiencia de operación durante las demandas de baja carga y una pérdida mínima más de capacidad durante cierres por reparación o mantenimiento, podrían hacer aconsejable el uso de unidades múltiples cuando el uso de una sola unidad fuese factible en términos del tamaño físico. En algunos proyectos, el tamaño físico de la unidad se ha limitado al rodete de tamaño máximo que se puede embarcar en una sola

pieza; esto se debe principalmente a los costos extra implicados en la fabricación de rodetes fraccionados. Sin embargo, como los rodetes fraccionados no presentan serias dificultades mecánicas, la tendencia en los años recientes ha sido pasar por alto esta limitación.

Peso del rodete, empuje de la turbina y WR^2

El peso aproximado de cualquier rodete Francis es $0.030 D^3$, donde D es el diámetro del rodete en pulgadas en la línea central del distribuidor. Para los rodetes tipo hélice con paletas fijas, el peso se puede tomar igual a $0.009 D^3$ y para los rodetes tipo Kaplan, igual a $0.014 D^3$, donde D es el diámetro del rodete en pulgadas.

El empuje hidráulico en los rodetes Francis varía considerablemente con el tipo, diseño, velocidad específica, presión entre las paletas directrices móviles y el rodete, diseño del sello, tolerancia en el sello y el método de ventilación. Es aproximadamente entre 25 y 40 % del peso de la carga total de agua que actúa sobre el diámetro de la descarga D_d del rodete. Entre mayor es la velocidad específica, mayor es el empuje. Con rodetes tipo hélice, el empuje es aproximadamente igual al peso del agua sobre el área total. Las turbinas de impulso no tienen empuje hidráulico de consideración.

El WR^2 de los rodetes de turbina, que es igual a su peso por el cuadrado del radio de giro, varía ampliamente con el tipo y diseño del rodete. Así, para obtener valores razonables, las ecuaciones generales no se pueden usar y el WR^2 se debe calcular para cada diseño específico, con base en su configuración y distribución de peso.

Velocidad de embalamiento

Si se permite que el rodete de una turbina gire libremente sin carga y con las paletas directrices totalmente abiertas, su velocidad alcanzará un valor

llamando velocidad de embalamiento. Esta velocidad, con carga normal, varía con la velocidad específica y para las turbinas Francis varía de 170% (velocidad normal = 100%) a baja velocidad específica [$\eta_s = 20$ (76)] a aproximadamente 195% a velocidad específica alta [$\eta_s = 100$ (381)]. En las turbinas de hélice, la velocidad de embalamiento varía con el ángulo de la paleta, cuanto más pronunciado es el ángulo, menor será la velocidad de embalamiento.

En turbinas de hélice de paletas fijas con ángulos fijos entre 16 y 28° que corresponden a la posición de mayor eficiencia, la velocidad de embalamiento varía de 255 a 180%, respectivamente. En las turbinas de paletas ajustables, en las que con el fin de obtener una buena eficiencia con carga parcial, el ángulo mínimo de las paletas es de 6 a 16°, la velocidad máxima posible de embalamiento variará cerca de 290 y 270°, respectivamente. Sin embargo, en las turbinas de paletas ajustables, existe desde el punto de vista de la eficiencia, una relación óptima entre el ángulo que las paletas forman con el rodete y la abertura de las paletas directrices, controlada, en general, por una leva en el mecanismo de operación; a mayor abertura, más pronunciado es el ángulo de las paletas directrices. Así, la combinación del ángulo de la paleta totalmente abierta y el ángulo mínimo de las paletas puede ocurrir sólo en la posición llamada de leva excéntrica, que es una posibilidad sumamente rara. En algunas unidades, esta velocidad máxima de embalamiento de leva excéntrica se reduce al limitar el ángulo mínimo de la paleta a 16°. Otro método es con el uso de un limitador de la velocidad de embalamiento. Existen varios diseños en uso. Uno de los más usados es una válvula que se abre por fuerza centrífuga a velocidades de 120%. La válvula abierta desvía el pistón del servomotor de las paletas del rodete, igualando así la presión del aceite en ambos lados de este pistón. Si las paletas del rodete están diseñadas para abrirse bajo las condiciones de sobrevelocidades, ellas formarán un ángulo mayor bajo las condiciones de sobrevelocidades de leva excéntrica. La velocidad de embalamiento de leva excéntrica puede entonces limitarse a

185% aproximadamente si el rodete esta diseñado para un ángulo máximo de paletas de 28 a 40°.

En todas las turbinas, si la carga máxima es mayor que la carga normal, la velocidad de embalamiento crecerá en proporción a la raíz cuadrada de la carga. Por tanto, las velocidades de embalamiento deben basarse en la carga máxima de operación y no en la carga normal. Cualquier velocidad de embalamiento superior a 180% puede incrementar apreciablemente el costo del generador.

3.3.4 Desempeño hidráulico

Características de una turbina

Las turbinas hidráulicas derivan su potencia de la presión o fuerza ejercida por el agua que cae de una altura dada (energía).

La potencia teórica, la cual generalmente se expresa en caballos de potencia, P_t , se determina por la ecuación:

$$P_t = \frac{H Q_w}{550} = \frac{HQ}{8.82}$$

En donde H = carga en pies, Q = flujo de agua en pies cúbicos por segundo y w = peso del agua en libras por pie cúbico. La carga se establece por la topografía del terreno y la ubicación de la presa, obra de toma, casa de fuerza, y conductos de descarga o el vaso de almacenamiento. El valor máximo y medio del flujo que se use para diseño se fijará por medio del análisis de los registros del flujo del río, tipo de turbina y tipo de carga (ya sea carga base o carga pico).

El caballaje real P de una turbina hidráulica es el caballaje teórico P_t multiplicado por la eficiencia de la turbina e:

$$P = P_t e = \frac{H Q_e}{8.82}$$

La eficiencia varía dependiendo del tipo de carga de la turbina y del tipo de carga de operación. En términos generales, es costumbre suponer una eficiencia media de 90%. Se han obtenido valores máximos que llegan a 95% en el pico de la curva, basados en pruebas de campo.

La capacidad de kilowatts de una unidad hidroeléctrica se puede obtener convirtiendo el caballaje real de producción de la turbina a producción del generador en kilowatts, por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{kW} = 0.746 P e_g$$

Donde e_g = eficiencia del generador, la cual varía de 94% en las máquinas menores a más de 98% en las máquinas mayores.

Una eficiencia combinada de la turbina y del generador de 85% es conservadora para propósitos generales, aunque se han reportado casos donde la eficiencia máxima combinada ha alcanzado un 93% en el pico de la curva de comportamiento.

Leyes de proporcionalidad

Las leyes de proporcionalidad (variación de potencia, velocidad y descarga con tamaño del rodete y carga) para turbinas de varios tamaños, pero con la misma relación dimensional en el diseño del pasaje de agua (también llamadas turbinas homólogas).

Eficiencia

Al seleccionar el tipo de turbina para una planta de fuerza hidroeléctrica dada, es importante considerar el comportamiento de la eficiencia de los varios tipos disponibles de cargas que se consideren. Esto no solamente es correcto

para la máxima eficiencia obtenible, sino también son importantes el porcentaje de carga plena donde ocurre este valor máximo y las eficiencias a cargas parciales.

3.3.5 Elementos de turbina a reacción

Rodete y anillos de desgaste

El número de cangilones para rodetes Francis varía de 21 para una velocidad específica baja a 13 para una velocidad específica alta.

El número de paletas para turbinas de tipo hélice varía de 10 para velocidades específicas bajas a 3 para velocidades específicas altas.

La mayoría de los rodetes Francis se fabrican de acero colado inoxidable, el cual puede ser reparado rápidamente con soldadura, el uso de estos rodetes se ha adoptado para cargas altas y para condiciones donde el picado debido a la cavitación, puede ocasionar muchos problemas.

Los rodetes de hélice se fabrican prácticamente de acero colado, y las superficies donde pueda esperarse el picado se cubren con soldadura de acero inoxidable, antes del acabado que se da al contorno final. En lugar de soldadura de sobrepuesta, algunas veces también se sueldan piezas de acero inoxidable sólido en los cangilones Francis o en las paletas de hélice.

Los sellos de rodete para turbinas Francis evitan pérdidas por fugas excesivas y así se mejora la eficiencia, se reduce el empuje hidráulico y se previene el agarrotamiento durante la operación.

Los aceros laminados, forjados y aceros fundidos constituyen excelentes materiales para los anillos de desgaste para unidades de carga baja y media. Para prevenir el agarrotamiento en caso de contacto, el material del anillo rotor debe ser diferente al del anillo estacionario, tomando especial cuidado para evitar que los anillos rotatorios y estacionarios se fabriquen con el mismo

porcentaje de contenido de níquel. El acero inoxidable y el bronce-aluminio son excelentes materiales para fabricar anillos de desgaste.

Las tolerancias en los sellos se hacen tan pequeñas como es posible para reducir fugas, especialmente en unidades de carga alta. Los claros mayores se requieren con cojinetes principales lubricados con agua, sujetos a un desgaste considerable antes de reajustarse.

Flecha principal y cojinetes

La flecha principal debe ser rígida y se fabrica de un acero forjado de grado medio, con un esfuerzo torsional limitado a 7000 lb/in^2 ($48\,300 \text{ N/m}^2$) a carga máxima.

Las turbinas generalmente tienen un cojinete principal localizado en la cubierta de la cabeza, lo más cercano posible al rodete. Los cojines están recubiertos con Babbitt, ya sea en mitades o equipados con zapatas pivotadas, con un sistema independiente de lubricación a baja presión. También se usan los cojinetes babbitt de autolubricación que contienen un receptáculo de aceite y ranuras de bombeo en el babbitt lo cual constituye nuestro caso en particular.

Algunas veces se usan cojinetes lubricados con agua, hechos de lignum vital, de hule o de materiales de composición especial, en particular, para las turbinas del tipo hélice de tamaños pequeño y mediano en las que el cojinete se localiza en el fondo del cono que cubre la cabeza, en las cuales la caja de empaque de un cojinete lubricado con aceite sería inaccesible y donde sería difícil evitar la contaminación del agua. Cuando se usan cojinetes lubricados con agua, la caja de empaque se coloca sobre el cojinete.

Carcasa en espiral

La carcasa en espiral debe proporcionarse de manera que produzcan pérdidas por fricciones relativamente bajas, así como para prevenir corrientes parásitas, las cuales viajarían hacia el rodete afectando su eficiencia. Las carcasas se hacen generalmente de:

1. Acero colado metálico o placa de acero

Se hacen de espirales completas, normalmente con velocidad uniforme o ligeramente en aumento desde la garganta hasta el extremo pequeño.

2. Concreto.

Pueden ser espirales completas o semiespirales, rectangulares o de sección transversal ovalada.

Cuando se usa una válvula a la entrada de la carcasa en espiral, el área neta en la línea central de la válvula debe igualar, cuando menos, el área de entrada de la carcasa en espiral.

Anillo estático

En anillo estático es la parte del aparato que guía el agua que se localiza entre la carcasa espiral y las paletas del anillo estático. El agua se acelera dentro de este espacio cuando se aproxima a las compuertas. El número de paletas estáticas empleado es generalmente igual a o la mitad del número de compuertas. Se colocan en el ángulo que cause la menor obstrucción posible al flujo.

El anillo estático se cuela integralmente con las carcasas espirales coladas y se fabrica por separado ya sea de acero soldado o colado para las carcasas en espiral de placa de acero o de concreto. Deberá ser un anillo continuo para facilitar el montaje, y muy rígido, pues sirve de base para el resto de la turbina y generador.

Paletas directrices y mecanismos de operación

Las paletas directrices controlan la potencia y velocidad de la turbina. El número de paletas directrices varía de 16 a 28. Las dimensiones totales de la turbina disminuyen a medida que aumenta el número de compuertas.

Con objeto de prevenir la interferencia entre las compuertas y los cangilones del rodete, las cuales pueden producir ruido y vibración, las puntas de descarga de las compuertas totalmente abiertas deben mantenerse bien alejadas de los extremos de entrada de las cubetas del rodete en las turbinas Francis, siendo el claro radial suficientemente grandes para evitar que los extremos de la compuerta sobrepasen la parte curva del anillo de descarga. El diámetro del extremo en compuertas normales es aproximadamente de 1.1 veces el diámetro máximo de entrada.

Cada conexión de compuerta al anillo de operación debe tener un elemento de ruptura para proteger la compuerta y otros mecanismos en caso de obstrucción. A causa de la inestabilidad inherente de una compuerta libre y a su tendencia a un movimiento de aleteo, se aconseja instalar dispositivos que restrinjan la compuerta con objeto de sujetarla si falla un elemento de ruptura. Este dispositivo también evita el aleteo resonante con las frecuencias naturales del sistema. Cada compuerta debe tener sellos para evitar que cuando falle un elemento de ruptura pegue con el rodete o que se invierta su movimiento.

Se instalan uno o más interruptores de vacío o válvulas de aire en la cubierta de la cabeza para permitir la admisión de aire al rodete o tubo de carga, para mejorar la eficiencia con aberturas pequeñas de las paletas directrices o para evitar la cavitación por remolino en el tubo de aspiración. También se requiere una válvula de aire en las unidades de tipo hélice para romper el vacío bajo la cubierta de la cabeza y para ayudar a prevenir la reacción hidráulica de una columna de agua interrumpida en el momento en que las compuertas se cierran repentinamente. La válvula de aire se conecta

con tuberías hacia el exterior de la casa de máquinas sobre el nivel de inundación.

Tubo de aspiración

Los tubos de aspiración pueden servir para el doble propósito de (1) permitir que la turbina se fije sobre el nivel de agua de descarga, sin pérdida de carga, para facilitar la inspección y mantenimiento, y (2) recuperar, por la acción del difusor, la mayor parte de la energía cinética entregada por el rodete.

A una carga nominal, la velocidad en el extremo aguas arriba del tubo, para unidades modernas, varía de 24 a 40 ft/s (7 a 12 m/s), que representa de 9 a 25 ft (3 a 8 m) de carga. Al aumentar la velocidad específica y reducirse la carga, se vuelve de una importancia gradualmente mayor el disponer de un tubo de aspiración eficiente. La práctica correcta limita la velocidad en el extremo de descarga entre 5 y 10 ft/s (2 a 3 m/s), lo cual representa menos de 1 ft (0.3 m) de pérdida de carga por velocidad.

El tipo tubo de aspiración acordado se utiliza en la actualidad en la mayor parte de las instalaciones de turbinas verticales. En este tipo de tubo la porción vertical comienza con una sección cónica, la cual gradualmente se achata en la sección del codo y posteriormente descarga horizontalmente a través de secciones rectangulares hacia el conducto de descarga. La mayor parte de la recuperación de energía se lleva a cabo en la porción vertical y una pequeña parte en la sección del codo, cuya forma está diseñada para entregar el agua a la porción horizontal, de tal manera que la recuperación se puede efectuar eficientemente.

Otro tipo de tubo de aspiración que se usaba en el pasado para turbinas verticales de baja potencia y para todas las velocidades específicas era el de

tipo cónico. El ángulo lateral de abocinamiento varía de 4 a 6°, su longitud de 3 a 4 Dd y el área de descarga de 4 a 5 veces el área de la garganta.

La mayor parte de los tubos de aspiración acodados se fabrican de concreto con recubrimiento de placa de acero, el cual se extiende desde el extremo superior hasta el punto donde la velocidad se ha reducido lo suficiente unos 20 ft/s para prevenir la erosión del concreto. Las narices de las pilastras también se recubren en los lugares en donde se requiera prevenir la erosión, así como por razones estructurales.

3.3.6 Pruebas de modelos

Las pruebas de modelos tienen varios propósitos. Se usan principalmente para revisar los diseños del rodete, paletas directrices, tubo de aspiración, carcasa y conductores de entrada desde el punto de vista del rendimiento óptimo. Correctamente interpretados, también pueden usarse como una indicación confiable específica de la prueba de modelo homólogo que se debe realizar, y la cual a menudo se usa como prueba de aceptación de la unidad en vez de las pruebas de campo. En tales casos, las condiciones de campo, en particular la carcasa en espiral y el tubo de aspiración deben reproducirse en completa homología en el modelo. Las pruebas de modelos deben efectuarse de acuerdo con los requisitos de la Internacional Code for Model Acceptance Tests of Hydraulic Turbines, Publication 193 and Storage Pumas, Publication 497 de la Internacional Electrotechnical Comisión (IEC).

Leyes de proporcionalidad para turbinas homólogas

Las leyes de proporcionalidad se usan para calcular, a partir de pruebas en modelos, la potencia, la velocidad y las descargas de una turbina homóloga de diferente diámetro bajo carga diferente. La unidad de campo tendrá una eficiencia y potencia algo mayor debido a las pérdidas por fricción y apoyo que

en proporción son menores. La eficiencia de campo esperada suele calcularse con base en la eficiencia del modelo con la fórmula de Moody:

$$e' = 1 - \frac{2}{3} [(1 - e) (D/D')^{1/5}]$$

En donde las letras con primas se refieren a la instalación de campo. La eficiencia con carga parcial se calcula, en general, sólo para el punto de mejor eficiencia y el diferencial correspondiente se aplica como un valor constante, digamos a medida de carga plena.

3.3.7 Cavitación

La cavitación ocurre cuando la presión en cualquier punto de la corriente del agua cae por debajo de la presión del vapor de agua.

La relación que produce la cavitación es entre la presión del vapor, la presión barométrica, la posición del rodete respecto al agua en la descarga y la carga neta efectiva sobre la turbina, se expresa por medio de coeficiente σ de cavitación de Thoma:

$$\sigma = \frac{H_b - H_v - H_s}{H}$$

Donde H_b = carga barométrica en ft (m) de agua; H_v = presión absoluta del vapor de agua; H_s = elevación en ft (m) del rodete sobre el agua de la descarga, medida en la línea central del distribuidor en un rodete Francis y en la línea central de las paletas en un rodete de hélice (si el rodete está sumergido, H_s resulta negativa), y H = carga neta efectiva total, ft (m) sobre la turbina. La posición del rodete depende del valor de σ que varía con la velocidad específica (η_s) del rodete y de las características individuales de algún diseño en particular del rodete. En la práctica se prueba primero el modelo del rodete propuesto con una contrapresión en incremento hasta que se alcanza el punto de ruptura, el cual se manifiesta por una caída en la

potencia, en la eficiencia y en la descarga. Este punto de ruptura se designa como σ crítica y varía con la abertura y velocidad de la alta compuerta y en las turbinas de hélice con el ángulo de las paletas. En consecuencia, σ se determina para un intervalo de condiciones límite.

En ausencia de pruebas de cavitación, el valor de σ no debe ser menor que $\sigma = \eta_s^{3/2}/2000(\eta_s^{3/2}/15000)$ para rodetes Francis y de hélice y $\sigma = \eta_s^2/25000(\eta_s^2/350000)$ para rodetes de hélice de paletas ajustables.

El valor de σ al que opera una planta, que depende en gran medida de la posición del rodete respecto al agua de la descarga, se llama el σ de la planta. Para evitar una cavitación excesiva, el σ de la planta debe exceder el σ crítico. Entre mayor es el margen, menor es la posibilidad de que se presente la cavitación durante la operación. La experiencia y las pruebas de laboratorio han mostrado que los materiales con alta resistencia a la erosión por cavitación y adecuados para el uso en turbinas hidráulicas, son los aceros inoxidable y los bronce al aluminio, especialmente cuando se usan como recubrimientos soldados.

3.3.8 Regulación de la velocidad

Regulación

La regulación se logra al cambiar el flujo de agua a la turbina. El flujo se controla por medio de las paletas directrices de las turbinas de reacción y mediante la válvula de aguja o el deflector de chorro de las turbinas de impulso. El regulador de la turbina mueve las compuertas o la aguja en respuesta a los cambios de velocidad que resultan de cambios en la carga. En nuestro caso en particular la regulación se lleva a cabo por medio del regulador automático el cual abre o cierra el ángulo de las paletas directrices. Este tipo de regulador cuenta con tres tipos de operación, el primero para funcionar en control de

velocidad, el segundo para operar en modo de control de apertura, y el tercero para operar en modo de control de nivel.

Dispositivo sensible a la velocidad, elemento de potencia y dispositivo compensador

Las partes consisten en un dispositivo sensible a la velocidad, un elemento de potencia que cambia la posición de las compuertas o de la aguja y de un dispositivo compensador que impide oscilaciones.

El dispositivo sensible a la velocidad estaba formado originalmente por un par de bolas de regulador accionadas por resortes y montadas directamente sobre el eje de la turbina o impulsada desde el eje por bandas o engranes o bien por un motor eléctrico que recibía su potencia desde la línea colectora principal o desde un generador independiente impulsado por el eje del generador de la turbina principal.

El elemento de potencia consiste en cilindros de potencia operados por aceite o servomotores que operan los alabes. Tanto las bombas de aceite como el tanque de presión o acumulador mantienen el suministro de aceite. Una válvula operada por el sensor de la velocidad controla el flujo de aceite a los servomotores o actúa como una válvula piloto que controla una válvula relevadora mayor, que a su vez, controla el flujo de aceite a los servomotores. La capacidad de la bomba es usualmente tres volúmenes de servomotor por minuto. La capacidad del tanque de presión se hace generalmente 20 veces el volumen del servomotor, lo que permite 8 volúmenes de aceite y 12 volúmenes de aire. La velocidad del aceite en las tuberías se mantiene inferior a 15 ft/s (5 m/s). Cuando se usan servomotores individuales en cada compuerta, estos valores suelen incrementarse 50% para equilibrar el efecto usual de amortiguamiento del sistema masivo común de dos servomotores.

El dispositivo compensador conecta el pistón de potencia del servomotor a la válvula de control, en general, a través de un amortiguador, y ocasiona que el movimiento de las compuertas o de la aguja se detenga cuando se han movido lo suficiente para compensar el cambio de carga.

El tiempo para una carrera completa del regulador es controlado por la razón de flujo del aceite a los servomotores; la mayoría de los reguladores tienen dispositivos para variar este tiempo. La abertura de la compuerta cambia a razón uniforme en la porción mayor de la carrera y a una razón menor en los extremos de ella. El tiempo muerto del regulador, o sea, el tiempo transcurrido desde el cambio inicial de velocidad al primer movimiento de las compuertas, es normalmente menor que 0.2 s.

Dispositivos auxiliares

Se dispone de un gran número de dispositivos auxiliares para los gobernadores de turbinas hidráulicas, tales como:

1. Motor sincronizador para el control de la unidad de referencia de la velocidad (ajuste de la velocidad desde un punto de control remoto).
2. Dispositivo de límite para las paletas, que impide que las paletas directrices de la turbina se abran más allá de un máximo predeterminado.
3. Motor de límite para las paletas directrices que controla desde un punto remoto la posición límite de abertura de las paletas directrices.
4. Dispositivo de indicación remota de la posición y abertura de las paletas directrices.
5. Dispositivo para el encendido y apagado automático. Estas funciones son generalmente iniciadas por solenoides que actúan directamente sobre el mecanismo del gobernador de límite para las paletas directrices.

Además de los dispositivos anteriores que son aplicables en general, se ha desarrollado una serie especial de dispositivos auxiliares del gobernador

para satisfacer los requisitos de las instalaciones de almacenamiento por bombeo. Algunos de ellos son;

1. Dispositivo para el control de la posición de las paletas directrices en función de la carga de la planta para (a) limitar la entrada de potencia del generador/motor o (b) lograr una eficiencia máxima de bombeo (ciclo de bombeo).
2. Dispositivo para el control de la posición de las paletas directrices para limitar el par torsor de entrada a la turbina a un valor deseado y controlar así la aceleración del generador/motor (usado en pruebas de recuperación).

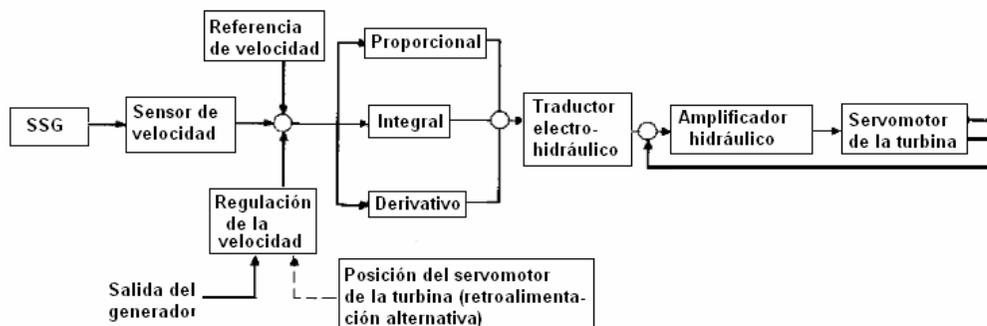
Regulador eléctrico

En años recientes los requisitos funcionales impuestos a los reguladores de las turbinas hidráulicas han aumentado hasta el punto de que el control eléctrico de las turbinas hidráulicas es atractivo debido a la simplicidad con que las señales eléctricas se pueden manipular. Los elementos básicos de un sistema de regulación electro hidráulico son (1) un generador de imán permanente o equivalente para medir la velocidad de la turbina y los dispositivos para la transmisión de las señales a la porción eléctrica del regulador; (2) un circuito eléctrico sensible a variaciones de velocidad respecto a un punto de referencia ajustable; (3) circuitos amplificadores para convertir cambios respecto a la velocidad de referencia, señales de error en la velocidad y señales auxiliares en una corriente eléctrica útil; (4) un transductor electro-hidráulico para transformar la corriente eléctrica en una señal hidráulica de salida; (5) equipo hidráulico amplificador para proporcionar la potencia requerida y la serial deseada a los servomotores de las compuertas como función de la salida del transductor electro-hidráulico, y (6) dispositivos de potencia para las porciones eléctricas e hidráulicas de control.

Reguladores Electrónicos

Con el advenimiento de la mini computadora, microprocesadores y controladores programables, muchas de las funciones mecánicas tradicionales en el regulador de una turbina hidráulica, han sido reemplazadas electrónicamente. En tanto que los elementos básicos del regulador siguen siendo los mismos, el uso de la electrónica en los circuitos de control y sensores de retroalimentación ha reducido considerablemente el tamaño y complejidad mecánica de esas unidades. Los elementos básicos del sistema moderno de regulación electrónica son:

Figura 10. Diagrama esquemático del regulador eléctrico-hidráulico



1. Captadores inductivos o generadores magnéticos permanentes o equivalentes para medir la velocidad de la turbina y para transmitir la información al procesador.
2. Circuitería electrónica para establecer la función de control de velocidad del regulador (circuitos integrados a programación digital). Básicamente la circuitería consiste en una función proporcional, un integrador y una función de derivación.
3. Una servo válvula o equivalente para traducir la señal electrónica del procesador a una señal hidráulica.

4. Donde se requiere, un dispositivo para amplificar hidráulicamente la salida de la servo válvula de manera que se pueda transmitir un nivel de potencia apropiado a los servomotores de la compuerta y paletas.

5. Equipo auxiliar que se requiere en forma de generadores de potencia, como apoyo al sistema.

Requisitos para el control de la velocidad

Normalmente, una medida suficiente de la regulación proporcionada es el aumento máximo de la velocidad que resulta del rechazo súbito de la carga plena por el interruptor. Una limitación común para esta condición es un aumento máximo de velocidad de 35% de la velocidad normal.

3.3.9 Pruebas de turbinas

Las pruebas en campo de turbinas hidráulicas para determinar la eficiencia y el rendimiento absolutos implican mediciones cuidadosas y precisas de la potencia disponible en el agua suministrada a la turbina [hp (kW) agua] y del rendimiento de la turbina [hp (kW) desarrollados]. $e = \text{hp (kW) desarrollados} / \text{hp (kW) agua} = 550 P/wQH / (75 P/wQHw)$. Las pruebas deben llevarse a cabo de acuerdo con el Internacional Code for Field Acceptance Test of Hydraulic Turbines and/or Storage Pumas, IEC Publications 41 y 198.

A causa de las dificultades y costo implicados en la medición precisa de los caballos de potencia, carga neta, descarga en el campo, en años recientes, se ha procurado eliminar la prueba de campo sobretodo cuando se dispone de una prueba de laboratorio de un modelo homólogo de la turbina. En vez de la prueba de campo, se hace una prueba de índice de la unidad en el campo, que mide el rendimiento y la descarga relativa de la turbina bajo varias condiciones.

Las pruebas de índice deben llevarse a cabo de acuerdo con el ASME PTC 18 Test Code for Hydraulic Prime Movers, incluyendo Index Method of Testing.

3.4 Teoría sobre Automatización de Centrales Hidroeléctricas

3.4.1 Sistemas digitales de automatización

Un PLC (Controlador Lógico Programable) es una máquina electrónica capaz de controlar máquinas e incluso procesos a través de entradas y salidas. Las entradas y las salidas pueden ser tanto analógicas como digitales. El PLC apareció con el propósito de eliminar el enorme costo que significaba el reemplazo de un sistema de control basado en relés a finales de los años 60. Además del ahorro en costos, los PLC proporcionan muchos beneficios de valor agregado, dentro de los cuales se pueden enunciar:

Confiabilidad

Una vez que un programa se ha escrito y se han localizado y corregido errores, este puede fácilmente transferirse y descargarse a otro PLC. Esta característica reduce el tiempo de programación, de localización y de corrección de errores y aumenta la confiabilidad. Con toda la lógica que existe en la memoria de los PLC, no es probable que se cometa errores de cableado. El único cableado necesario es el que se realiza para la alimentación eléctrica y para las entradas y salidas digitales y analógicas.

Flexibilidad

Las modificaciones del programa pueden hacerse en forma sencilla al modificar los caracteres anteriores. Los OEM (fabricantes del equipo original) pueden fácilmente implementar actualizaciones al servicio enviando un programa nuevo, en lugar de una persona de servicio técnico. Los usuarios finales pueden modificar el programa en el campo, o, contrariamente, los OEM, pueden evitar que los usuarios finales alteren el programa (una importante característica de seguridad).

Funciones avanzadas

Los PLC pueden ejecutar una amplia variedad de tareas de control, desde una sola acción repetitiva hasta el control complejo de datos. La estandarización de los PLC abre muchas puertas a los diseñadores y simplifica el trabajo para el personal de mantenimiento.

Comunicaciones

La comunicación con interfaces de operador, otros PLC's o computadoras, facilita la adquisición de datos y el intercambio de información.

Velocidad

Ya que algunas de las máquinas automatizadas procesan miles de ítems por minuto, y los objetos sólo se encuentran frente a un sensor durante una fracción de segundo, muchas aplicaciones de automatización requieren de la capacidad de respuesta rápida del PLC.

Diagnóstico

La capacidad de localización y corrección de problemas de los dispositivos de programación y los diagnósticos que residen en el PLC permiten a los usuarios localizar y corregir fácilmente los problemas de software y hardware.

Por mucho tiempo, las centrales hidroeléctricas, han operado sus unidades generadoras por medio de lógica cableada mediante la utilización de relés de contactos secos. Estos sistemas eran muy confiables a pesar de utilizar secuencias de arranque/paro sumamente complicadas, de tal manera que para localizar una falla o alarma se requeriría la utilización y comprensión de una serie de planos eléctricos, sin los cuales era prácticamente imposible el análisis y localización de las mismas.

Hay muchas hidroeléctricas que se encuentran actualmente en proceso de automatización, todas ellas cuentan con un sistema automático para la secuencia de arranque-paro de las unidades generadoras, sin embargo, a pesar de ser plenamente funcionales, se está implementando un sistema de

control basado en tecnología de PLC, la cual, mediante una programación adecuada, puede realizar procesos complejos con secuencias lógicas sencillas, como los arranques de unidades generadoras donde se debe integrar en un solo proceso todos los elementos involucrados que participan en la misma, como los equipos auxiliares, los relés de protección, elementos periféricos, medidores, etc.

Para cada unidad generadora, se utiliza un gabinete PLC en el cual se concreta y procesa la información generada por los elementos primarios que participan en el funcionamiento de los generadores, en los cuales se producen todas las señales digitales y analógicas involucradas en los diagramas lógicos creados para la ejecución de las distintas fases de las secuencias de arranque/paro.

Las señales digitales y analógicas de entrada, se adquieren en el PLC directamente de los sensores en campo o a través de dispositivos especiales. Estas señales son procesadas por el PLC y almacenadas en su base de datos. De la base de datos, se toman algunas señales para evaluar la lógica programada. Enseguida, se almacenan los valores de las salidas de control en la misma base de datos y físicamente en las borneras correspondientes.

Para los sistemas secundarios de operación en los cuales no es requerida una secuencia lógica programada sino simplemente una adquisición de datos y ejecución de ordenes hacia equipos individuales que no participan en una secuencia de arranque, fueron creadas las Unidades Terminales Remotas (RTU), las cuales informan el estado de los equipos y sus parámetros (cerrado, abierto, operado, no operado, disparo, normalizado, presiones, caudales, etc.) y son los ejecutores de las ordenes emanadas desde las interfaces hombre máquina gobernadas por los operadores de sala de mando. Las RTU's son instaladas en las subestaciones y sistemas presa-embalse, ya que de estos sistemas solo se requiere información de estado de equipo o se

envían mandos de cierre/apertura de interruptores y seccionadores (para subestación), y cierre/apertura de compuertas (para sistemas presa-embalse).

La diferencia principal entre el control de una unidad por PLC y el control a través de RTU's, radica en que en el PLC hay una secuencia de control programada que valida todos los mandos solicitados por el operador desde la interface hombre máquina, mientras que en el caso de los mandos a RTU's, es el operador el único responsable de la apropiada aplicación del mando.

4. DESCRIPCION DEL MONTAJE

Tanto los generadores, como el resto de los equipos involucrados pueden arreglarse convenientemente en una cimentación estructurada con marcos o en una cimentación masiva. La localización de redes de tuberías, canalizaciones y cajas de registro, pueden llevarse a cabo fácilmente a través de la propia estructura. Este tipo de cimentación permite, además del acceso a las diversas cajas de registro y trincheras, a partes de los equipos instalados para facilitar el servicio y el mantenimiento.

La disposición de los equipos esta distribuida de manera que cada uno de ellos pueda cumplir con la función requerida por lo que enunciaremos los equipos utilizados en la realización del proyecto.

4.1 Instrumentos del montaje

Durante la realización del proyecto Hidroeléctrica Candelaria S.A., se vieron involucrados una gran cantidad de instrumentos, tanto en el equipamiento de la casa de maquinas, como en el de la subestación elevadora, esto según los requerimientos del diseño, mas adelante haremos una descripción técnica, detallada, así como del proceso de montaje de cada uno, en este capitulo los enunciaremos:

CASA DE MÁQUINAS

- **Generador**

Fabricado por la empresa Leroy Somer de origen frances. Este entregara un voltaje debido a la energía mecánica recibida por la turbina hidráulica a la cual esta acoplado.

- **AVR**

Regulador automático de voltaje. Cuya función principal es la regulación del voltaje de excitación en el generador.

- **Tach Speed Transducer**

Tacómetro Transductor de velocidad. Este envía a través de sensores magnéticos la lectura de velocidad en rpm., del generador en todo momento.

- **39 VIB .Vibrator Monitor**

Monitor encargado del monitoreo de vibración del generador debido a su acoplamiento con la turbina.

- **RTD Temperatura Monitor.**

Este consiste en el monitoreo de la temperatura de los cojinetes del generador y una señal de disparo mecánica si los parámetros censados sobrepasan a los permitidos.

- **NGT (Neutral grounding transformer).**

Panel de puesta a tierra, proporciona un punto de tierra para el generador adicionalmente a esta función, este también proporciona las salidas del generador hacia los interruptores del mismo.

- **Generator Circuit Breaker.**

Interruptor del generador, como su nombre lo indica la función principal de este es la de permitir o bloquear el paso de corriente del generador hacia el transformador.

- **PT's.**

Transformadores de potencial encargados de censar la salida de voltaje del generador y enviarla al regulador de voltaje automático, para comparar la medición con los parámetros establecidos.

- **CT's.**

Transformadores de corriente encargados de la medición de corriente del generador, la cual es enviada al regulador de voltaje para censar la misma y compararla con los parámetros establecidos.

- **MCC. Motor Control Center.**

El centro de control de motores cuya función es la de controlar todos los motores de los servicios auxiliares de los cuales esta provisto el generador y la turbina y servicios auxiliares.

- **MTS. Manual XFER SW 80A.**

Interruptor de transferencia manual, cuya función es conmutar la alimentación de los circuitos auxiliares ya sea por medio del MCC centro de control de motores, o por medio del generador diesel de emergencia EDG.

- **EDG. Emergency Diesel Generator.**

Generador diesel de emergencia, cuya función principal es la de suplir al SST en caso de falla y alimentar los circuitos auxiliares de la planta.

- **LT. Lighting Transformer.**

Transformador de iluminación, cuya función es transformar el voltaje de 480v para las distintas alimentaciones de los circuitos alimentados por 208v y 120v.

- **AC panel.**

Panel dispuesto para la distribución de los distintos circuitos de alimentación AC.

- **DC panel.**

Panel dispuesto para la distribución de los circuitos de DC que utiliza el sistema.

- **BC Battery Charger.**

Cargador de baterías, el cual provee un voltaje seguro de DC, para los dispositivos que lo necesitan.

- **IVN. Inverter 125dc-120ac.**

Inversor cuyo papel es proporcionar un voltaje seguro de AC para los dispositivos que lo requieran como es el caso de señales para sensores, PLC, etc.

- **BDS. Battery disconnect switch.**

Interruptor ubicado para conectar o desconectar la alimentación proveniente del cargador de baterías hacia el banco de baterías.

- **Battery Rack.**

Escalera de baterías donde estarán posicionadas sesenta baterías de 2.2v, para proporcionar un voltaje de DC seguro de 125v.

- **MCB main control board.**

Panel de control principal dividido en tres secciones enunciadas como panel M1, M2, M3. para el control, operación y monitoreo de la planta.

- **Scada Desck.**

Escritorio del sistema scada, desde donde se monitorea y manipula automáticamente la unidad generadora.

SUBESTACION ELEVADORA

- **SST. (station service transformer).**

Transformador provisto para prestar la alimentación eléctrica de los servicios auxiliares del sistema, transformando el voltaje generado de 6,600v a 480v, por medio de una conexión delta estrella aterrizada.

- **MPT main power transformer.**

Transformador principal marca General Electric, cuya función es transformar el voltaje generado en 6600v, a 69,000v, delta en el lado de baja y estrella aterrizada en el lado de alta.

- **Circuit Switcher.**

Interruptor principal, encargado de interrumpir o permitir el flujo de corriente desde el transformador hacia la línea de transmisión que conduce hacia la subestación de transferencia.

- **PT's.**

Transformadores de potencial, para la medición de la salida de voltaje hacia la línea, para la sincronización del sistema y otros.

- **Grounding Switch.**

Seccionadores de tierra y de línea para la salida de voltaje hacia la línea de transmisión para la subestación de transferencia en secacao.

- **Lightning Arresters(LA)**

Pararrayos de protección de la línea, ubicados para la protección contra descargas electro atmosféricas.

4.2 Proceso de montaje

El proceso de montaje fue ejecutado en varias etapas, la primera fue la colocación de la red de tierras, tuberías y canalizaciones, la segunda el montaje del equipamiento de la casa de maquinas y la tercera el equipamiento de la subestación elevadora.

Colocación de la red de tierras.

Para la colocación de la red de tierras, se delimita un plano según el área de cobertura que es necesaria para que todos los cables de control, potencia, así como todos los equipos involucrados en la unidad generadora estén aterrizados por medio de esta red y a través de la conexión del blindaje de los equipos a la misma.

Para la realización de esta malla se utilizó un alambre desnudo número 4/0 de cobre trenzado enterrado en forma directa en el suelo, este cable de grueso calibre proporciona una trayectoria de baja resistencia a tierra, para impedir que corrientes elevadas de falla circulen a través del blindaje conectado a ella, y reducir la reactancia entre el blindaje y la tierra.

El diseño de la red utilizada en el proyecto Hidroeléctrica Candelaria, S.A., se muestra a continuación como los distintos tipos de uniones realizados, y en él se observa que la disposición de la malla logra que todos los equipos sean aterrizados a la red general de tierras, por medio de soldadura exotérmica.

Figura 11. Ubicación de Red de Tierras, en subestación, Casa de Máquinas.

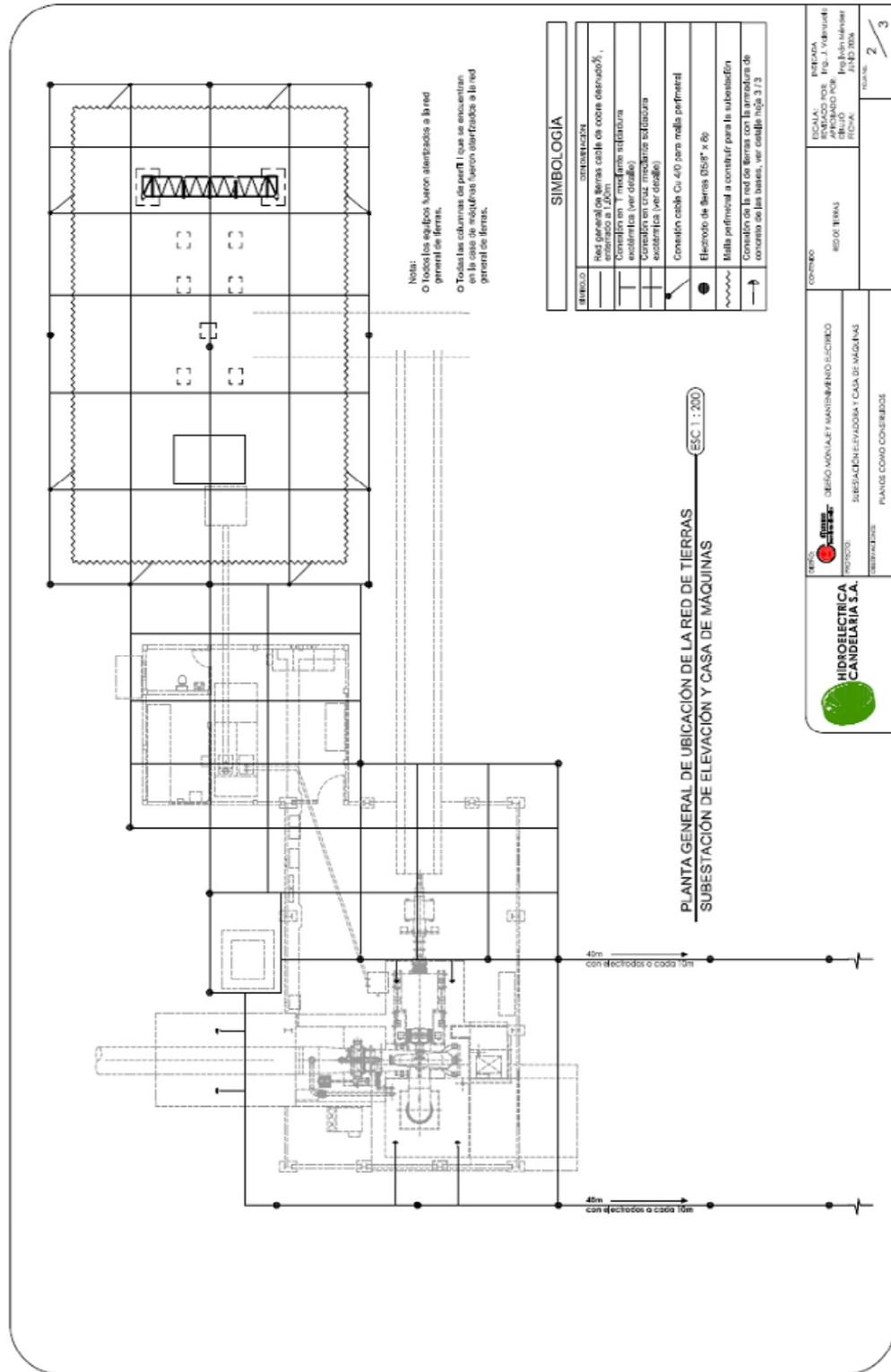
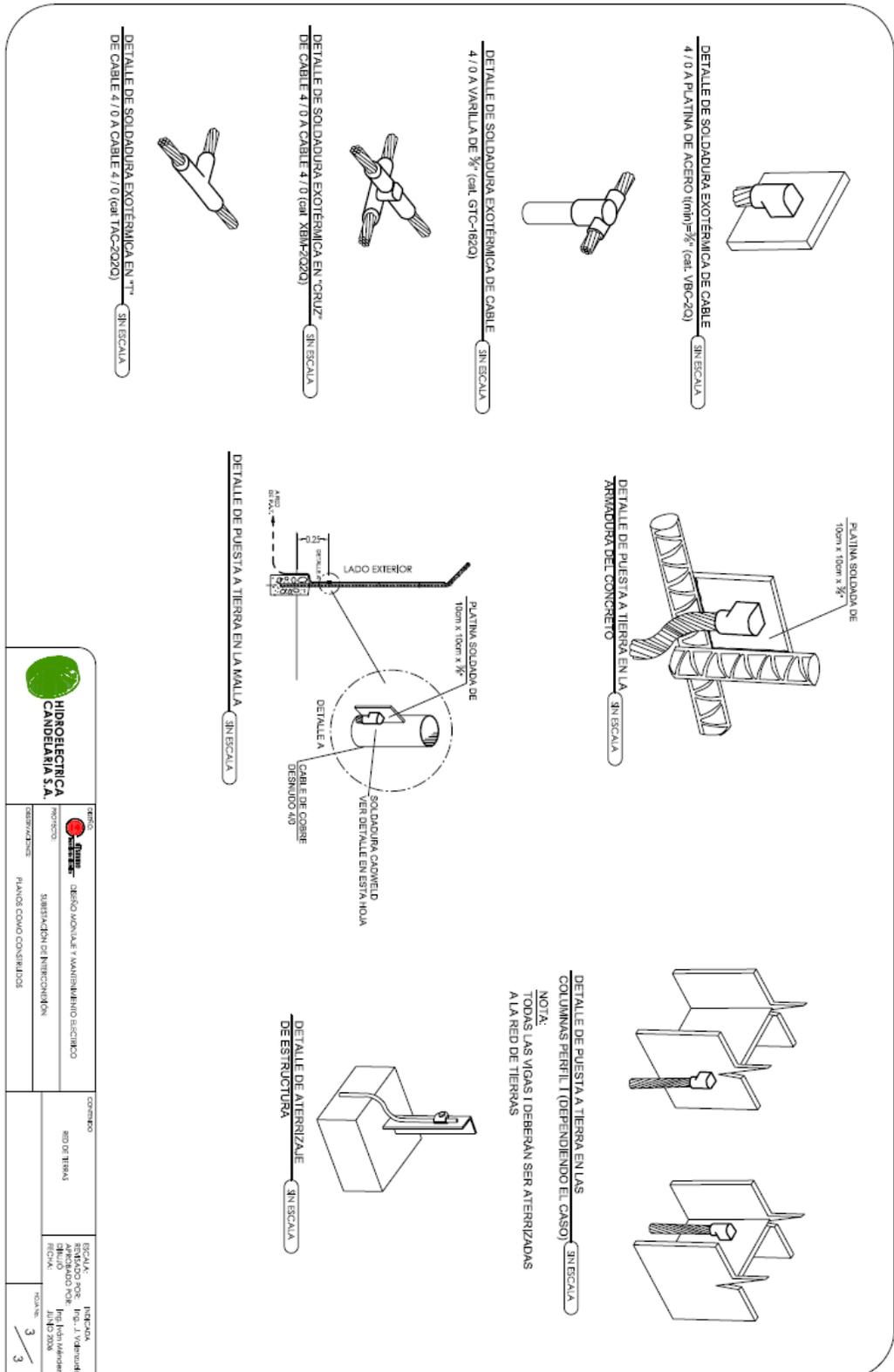


Figura 12. Detalle de las conexiones realizadas en la red de tierras.




SENER
 DISEÑO MONITAL Y MANTENIMIENTO ESCRIBIDO
 SUBESTACION DE INTERCONEXION
 PLANOS COMO CONSULTAS

CONTENIDO	ESCALA	FECHA
RED DE TIERRAS	ESCALA: 1:1000 DISEÑO: Ing. Luis Viterbo REVISADO: Ing. Luis Viterbo DISEÑO: Ing. Luis Viterbo	NOVA 3

Detalle de la ubicación de la red de tierra en campo.

Para la ubicación de la red de tierras una se toma como fuente de información la Norma IEEE 80 publicada en 1976.

Figura 13. Detalle de ubicación de red de tierra



De ella se concluye utilizar cable desnudo de cobre número 4/0 trenzado, y su ubicación de 12 a 18 pulgadas abajo del nivel del suelo y separados en forma de rejilla entre 10 a 20pies. Para la unión de la malla se utilizo como se indicó en los planos soldadura exotérmica, debido a sus propiedades, esta garantiza la unión y la conservación del material a unir.

Al igual que en el área perimetral, el diseño contempla la ubicación de la red en la base de los equipos de la subestación, esto para constituir una trayectoria para la protección directa para los mismos.

Como en este caso se observa en la base de los pórticos, equipos de medición, en la base del interruptor y transformador, es decir en la base de todo el conjunto.

Figura 14. Detalle de la base



La disposición de la red de tierras, es tal que comprende y abarca la subestación y casa de máquinas como indica el plano, esto antes de las edificaciones estructurales que el proyecto requiere.

Colocación de tuberías y Canalizaciones

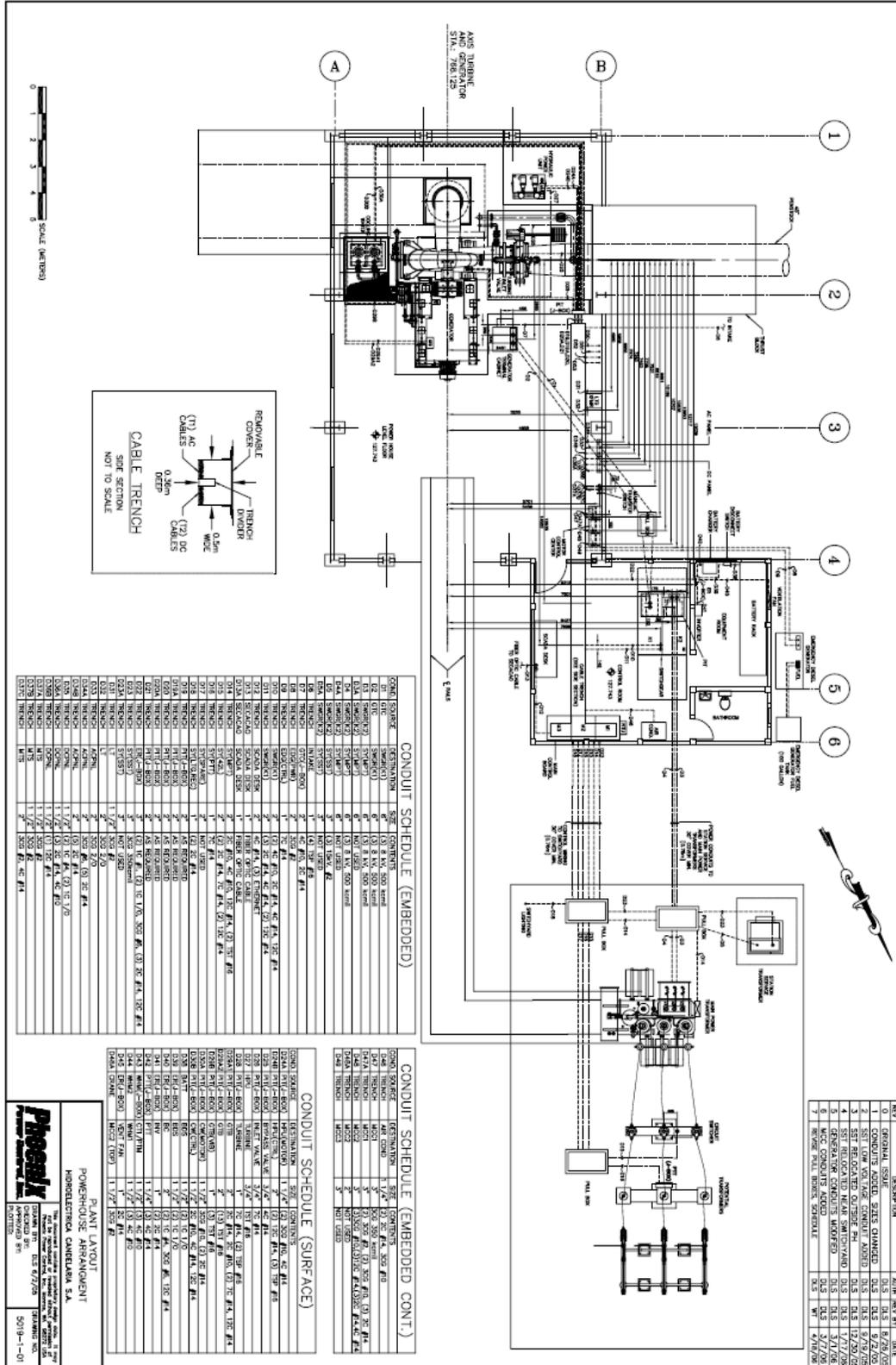
La ubicación de las tuberías y canalizaciones, es de mucha importancia durante la realización del proyecto ya que de ella depende la eficiente distribución de los diferentes circuitos de control y potencia para los equipos, para la ubicación física se tomo como referencia el centro de la tubería de alimentación de agua a la turbina.

Tomando ese centro como base se procede a hacer las mediciones topográficas para ubicar las tuberías en el lugar apropiado. El dimensionamiento de las tuberías varía, según el calibre y número de cables que transportara en su interior.

De igual forma se construyo una trinchera para la ubicación de los cables de control separando los que conducían corriente alterna de los que conducían corriente directa. Se colocaron distintos tipos de cajas de registro para los cables utilizados, tomando en cuenta el ángulo de curvatura de los cables de potencia para que con ello se tuviera el desempeño adecuado de los mismos, y de esa manera evitar el daño del aislante que los protege.

Se tomó en cuenta también la disposición de la tubería, trinchera y cajas de registro de tal manera que fuera fácil la interconexión de los cables que estas trasportarían a la red de tierras, y de esta forma crear un blindaje de protección para los cables. De esta forma la colocación de tubería, se realizo en base a un calendario, el cual enumeraba las distintas tuberías, el material de las mismas, y los cables a transportar en ellas, y el dimensionamiento. Este se presenta en el siguiente plano:

Figura 15. Planos de ubicación de Casa de Maquinas en Hidroeléctrica Candelaria, S.A.



Como fue mencionado anteriormente podemos observar que el punto de partida para todas las medidas en el plano proceden del centro de la tubería que alimentara la turbina y en base a esa medida y la elevación del suelo se procedió a colocar todas las tuberías.

Cada tubería cuenta con una identificación la cual esta acompañada de la descripción del tipo de material del cual esta construida, medida, así como el lugar de origen y el lugar de destino. De igual forma se observa también el contenido interno es decir los cables que trasportaran.

La tubería se coloca antes de la edificación de los cimientos por lo que es importante el trabajo coordinado con el personal que labora en la obra civil, de tal forma que ninguna tubería falte y quede fundida de la forma adecuada.

Figura 16. Tubería para alimentación del transformador principal



Se observa en este caso, el procedimiento de fundir la tubería a la base de concreto que servirá para el transformador ubicado en la subestación elevadora, cuyas medidas se ubican de forma topográfica según el plano, y en el extremo inferior de los tubos se colocara una caja de registro para luego introducir los cables a esta tubería.

En este caso se observa el uso de tubería no metálica, pero también se hizo uso de tubería conduit metálico rígido de uso eléctrico en la mayor parte de la distribución en el área de subestación.

En el área de casa de máquinas se utilizó tubería conduit metálico rígido, como también de tubería conduit metálico flexible hermético a los líquidos.

En el interior de casa de máquinas también se hizo uso de la aplicación de trincheras para la distribución de cables, esta se observa en el plano, en este se indica una profundidad de cincuenta centímetros bajo el nivel del piso y con una separación fabricada de concreto para diferenciar los cables que portan energía eléctrica de CA., de los que portan energía eléctrica de CD., para evitar inducción de unos sobre otros.

Esta trinchera está protegida de una cubierta de aluminio removible para facilitar la conservación de los cables.

Montaje de equipo Casa de Máquinas Hidroeléctrica Candelaria, S.A.

El montaje del equipo en casa de máquinas se llevó a cabo con la ayuda del puente grúa instalado, este con capacidad de veinte toneladas se utilizó durante el montaje del generador, los paneles de control principal, los interruptores del generador y el panel de centro de control de motores esto por las dimensiones y peso de los mismos.

El montaje del generador fue coordinado por la empresa Gilbert Gilkes & Gordón LTD., de Inglaterra, quienes fueron contratados para el mismo.

Se procedió a colocar el estator sobre la base de concreto y las alzas construidas para él. Se utilizaron bloques de acero para asentar el generador en la base y hacer más fácil la nivelación, para que la altura de este coincida con la de la turbina y de esta forma el acoplamiento sea el adecuado y con el

porcentaje de variación permisible. Una vez este se ubico en el nivel adecuado se aseguro por medio de pernos de anclaje.

Paso a seguir se introdujo el rotor con la ayuda del puente grúa, asegurándose de no dañar los devanados del estator.

Figura 17. Rotor del generador



Finalizado este paso, se procedió a colocar la tapadera del generador, así como la caja terminal de conexiones, se verifico la posición de los cojinetes y se llevo a cabo el ajuste de los mismos, verificación de niveles adecuados de lubricación en ellos.

Figura 18. Colocación de tapadera del generador



Terminado el montaje del generador se procedió a la colocación de los equipos auxiliares que este requiere para su funcionamiento. El generador necesita para su funcionamiento adecuado los siguientes equipos auxiliares:

Cooling Water (bombas de enfriamiento)

Estas unidades consisten en una bomba de AC., y otra de DC., estas como su nombre lo indica tiene la función de enviar agua al grupo de radiadores que posee el generador y mantener una temperatura adecuada en los devanados para su funcionamiento. El motivo por el cual existe una bomba de AC y una de DC es porque de la AC es la que trabaja normalmente, y la de DC es la bomba de respaldo por si el sistema de alimentación de AC sufriera algún daño.

La alimentación eléctrica de estas bombas se provee desde el centro de control de motores, y desde allí podemos operarla manualmente o vía remota en el modo automático por medio del PLC.

Figura 19. Sistemas de enfriamiento del generador



Enumeradas de izquierda a derecha, se observa la bomba de AC y Luego la de respaldo de DC. Montadas sobre una base metálica dispuesta de un orificio en la parte inferior para permitir la toma de agua de las bombas del desfogue de la turbina en la parte baja, la cual luego de pasar por filtros diferenciales es alimentada al grupo de radiadores del generador. La tubería se dispone de manera que al fallar la de AC que es la principal entre a trabajar la de DC.

Hdraulic power unit (unidad de presión hidráulica)

Esta unidad es importante, ya que provee de presión hidráulica al sistema para el movimiento de varios dispositivos:

- Válvula de mariposa: para apertura y cierre de la misma, para permitir o impedir el flujo de caudal al sistema.
- Válvula de by-pass: necesita presión hidráulica para apertura o cierre, y así igualar las presiones en la tubería antes de permitir o no la apertura de la válvula de mariposa.
- Paletas guía: necesitan de presión hidráulica para graduar el grado de apertura o cierre de las mismas y así maniobrar la cantidad de agua que ingresa al rodete de la turbina.

La alimentación eléctrica de esta unidad se realiza a través del centro de control de motores de forma manual o vía remota en el modo automático por medio del PLC. El voltaje de alimentación de esta unidad es de 480v.

Genetator Terminal Cabinet

Este gabinete se instalo a un costado del generador por medio del puente grúa, se fijo al piso en un marco metálico y fijado con tarugos Hilti de 1 pulgada. Se conecto con el generador por medio de un ducto que comunica a ambos, la finalidad de este es para conectar los cables de salida de voltaje del generador así como del aterrizamiento del mismo. Este panel es conectado por medio de tuberías de 6 pulgadas y una caja de registro hacia los interruptores del generador ubicados en sala de mando.

Panel de AC.

Se procedió a montar el panel de distribución de circuitos de AC, al muro colocado entre la base de concreto construida para la salida de la tubería que alimenta la turbina y la sala de mando como se ve en el plano anteriormente mostrado, este fue fijado por medio de tarugos Hilti de $\frac{3}{4}$ de pulgada. Conectado a los servicios que prestara por medio de tubería conduit metálica de uso eléctrico, así como de conduit flexible, y haciendo uso de la trinchera. El cableado del mismo se llevo a cabo por medio de un calendario proporcionado por la empresa Phoenix Power Controls, teniendo este una identificación por cable, fuente, destinó, tipo de cables y aplicación.

Panel de DC.

Se procedió a colocar el panel de distribución de circuitos de DC, a un costado del panel de AC, por medio de tarugos HILTI de $\frac{3}{4}$ de pulgada, esté al igual que el de AC, se conecto a los servicios que prestara por medio de

tubería conduit metálica de uso eléctrico, así como de tubería conduit flexible, como también de la trinchera según lo indica el plano. El cableado se llevo a cabo por medio de un calendario de cables proporcionado por la empresa que dirigía la parte eléctrica del proyecto Phoenix Power Controls, indicando en este calendario la identificación por cable, la fuente, el destino, el tipo de cable y la aplicación.

LT (Transformador de iluminación o Transformador seco)

El transformador de iluminación se monto en la misma área de los paneles de AC y DC, por medio de tarugos HILTI de $\frac{3}{4}$ de pulgada. Conectado por medio de tuberías conduit metálica de uso eléctrico y tubería conduit flexible, y el uso de la trinchera, esto para conectarlo tanto al centro de control de motores el cual le provee de 480v, por medio de la transferencia automática la cual también le proveen de 480v a través del generador diesel de emergencia.

Por otro lado, este esta conectado mediante tubería conduit y la trinchera al panel de AC, al cual proveerá de 208v y 120v., para que este posteriormente alimente sus servios.

Figura 20. Equipos de estación auxiliar



En la imagen anterior podemos observar de izquierda a derecha, el transformador de iluminación, seguidamente el panel de AC, luego el panel de DC, a su lado la transferencia manual, y por ultimo el centro de control de motores. En la parte bajo las tuberías se observa la trinchera que hemos mencionado.

MTS manual tranfer switch

Ubicada entre los paneles de AC, DC y el Centro de Control de Motores, adherida al muro por medio de tarugos HILTI de $\frac{3}{4}$ de pulgada, y cuya funcion radica en realizar una transferencia de alimentación eléctrica del transformador de iluminación, la cual consiste en alimentarlo ya sea desde el centro de control de motores o desde el generador diesel de emergencia. La conexión con estos e llevo a cabo por medio de tuberías conduit, rígida y flexible y haciendo uso de la trinchera.

MCC centro de control de motores

El montaje de este, por sus dimensiones y peso se llevo a cabo con la ayuda de la grúa puente, se ubico según el plano en el piso y por medio de orificios inferiores se fijo al piso por medio de tarugos HILTI de $\frac{1}{2}$ pulgada. La interconexión de este con los equipos a los cuales les prestara servicio será por medio de tuberías conduit y el uso de la trinchera construida para poder llegar a paneles y equipos.

MCB main control borrad (tablero de control principal)

El panel de control principal, fue montado en parte con la grúa puente, esto debido a que para su ingreso a la sala de mando se necesito colocarle algunos tubos debajo de este y entrarlo deslizado sobre los tubos, este debido a sus dimensiones y peso no hubo necesidad de anclarlo al suelo, únicamente se verifico la nivelación para que la posición fuera la adecuada. La ubicación

de este se realizó exactamente al centro y al final de las trincheras para canalizar los cables de control.

Este panel es cableado internamente de fabrica por lo que el cableado que se realizo fue de este hacia los diferentes equipos en casa de maquinas como hacia la subestación, ya que este como su nombre lo indica es el encargado de controlar y monitorear la unidad generadora.

El cableado externo en este panel se realizo según el calendario de cables y conexiones proporcionado por Phoenix Power Controls, en el cual indicaba tipo de cable, fuente, destino, aplicación, como lo hemos mencionado anteriormente.

Justo sobre donde se encuentra montado el panel, también se ubica una caja de registro con la conexión de tuberías que conectan la los diferentes dispositivos de la subestación.

SwitchGear (interruptor del generador)

Los interruptores del generador fueron introducidos a sala de mando de la misma forma que el panel de control, en ellos convergen los cables de salida del generador, los cuales van con destino al transformador ubicado en la subestación, esto por medio de canalizaciones de tubería de 6 pulgadas de PVC y las cajas respectivas que podemos ubicar en el plano anteriormente mostrado.

Scada Desc (escritorio sacada)

Denominado como escritorio scada, a aquel que porta la computadora principal de control automático de la unidad, para la ubicación de este únicamente se coloco tubería conduit desde la trinchera hacia la posición que indica el plano, luego se ubico el escritorio físico y posteriormente la

computadora de control. Seguidamente se procedió al cableado hasta el panel de control principal, desde donde provienen las señales del PLC.

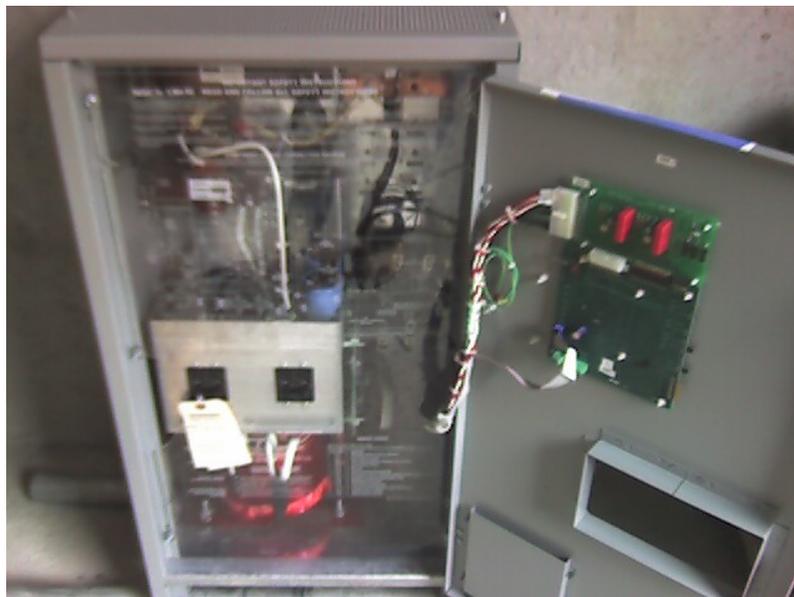
Inversor

Este fue ubicado en el cuarto de baterías, sujetado a la pared por medio de pernos de anclaje HILTI de $\frac{3}{4}$ de pulgada, y conectado a los demás dispositivos por medio de tubería conduit y cableado de control.

BC battery charger (cargador de baterías)

El cargador de baterías se ubico también en el cuarto de baterías este fijado al piso por medio de pernos de anclaje HILTI de $\frac{3}{4}$ de pulgada, por su peso liviano este fue introducido manualmente.

Figura 21. Cargador de baterías



Se observa debajo del cargador de baterías la colocación de tubos para hacer más fácil la movilización de este.

La distribución de la fuente de voltaje del cargador de baterías se realizó por medio de tubería conduit, tanto a la caja de registro como al BDS (battery disconnect switch) por medio del cual se alimentaba o no carga a las baterías.

Battery Rack

La rejilla sobre la cual se montó el banco de baterías fue edificada sobre el piso, únicamente armando la estructura como se indicó en el plano, y posteriormente ubicando las baterías sobre ella. El llenado de las baterías se realizó afuera de sala de mando esto debido a los gases que estas expiden durante el llenado, luego fueron colocadas individualmente en la rejilla, para luego ser interconectadas por medio de barras de aluminio a sus bornes y así proporcionar un voltaje de 125Vdc.

Montaje de equipo Subestación Elevadora Hidroeléctrica Candelaria, S.A.

Parte integral del proyecto Hidroeléctrica Candelaria S.A., fue la subestación elevadora, la cual fue montada por la empresa DISMME, la ejecución de este montaje lo realizaron en varias etapas, según el avance del proyecto y la disposición de los equipos que indicaba la siguiente figura 42.

El primero de los equipos en subestación que se procedió a montar fue el transformador, este fabricado por General Electric, empresa que envió a un personal de la misma para verificar que el transformador se armara de forma adecuada, para que el equipo conservara la garantía.

El primer paso a realizar fue el ubicar el cuerpo del transformador en el lugar que le correspondía según el plano, esto con la ayuda de las medidas topográficas, tomando como referencia el centro de la tubería de alimentación de agua a la turbina, la ubicación física de este se realizó por medio de un teleférico instalado para este propósito, debido que a este punto no se contaba con una grúa para realizarlo.

Una vez instalado el cuerpo del transformador en el lugar correspondiente se procedió a montarle los equipos auxiliares, como lo son: los radiadores, boquillas de conexión para alta y baja tensión, la colocación de cajas terminales mediciones, tanque de expansión, reles protectores.

Figura 22. Equipamento de casa de máquinas

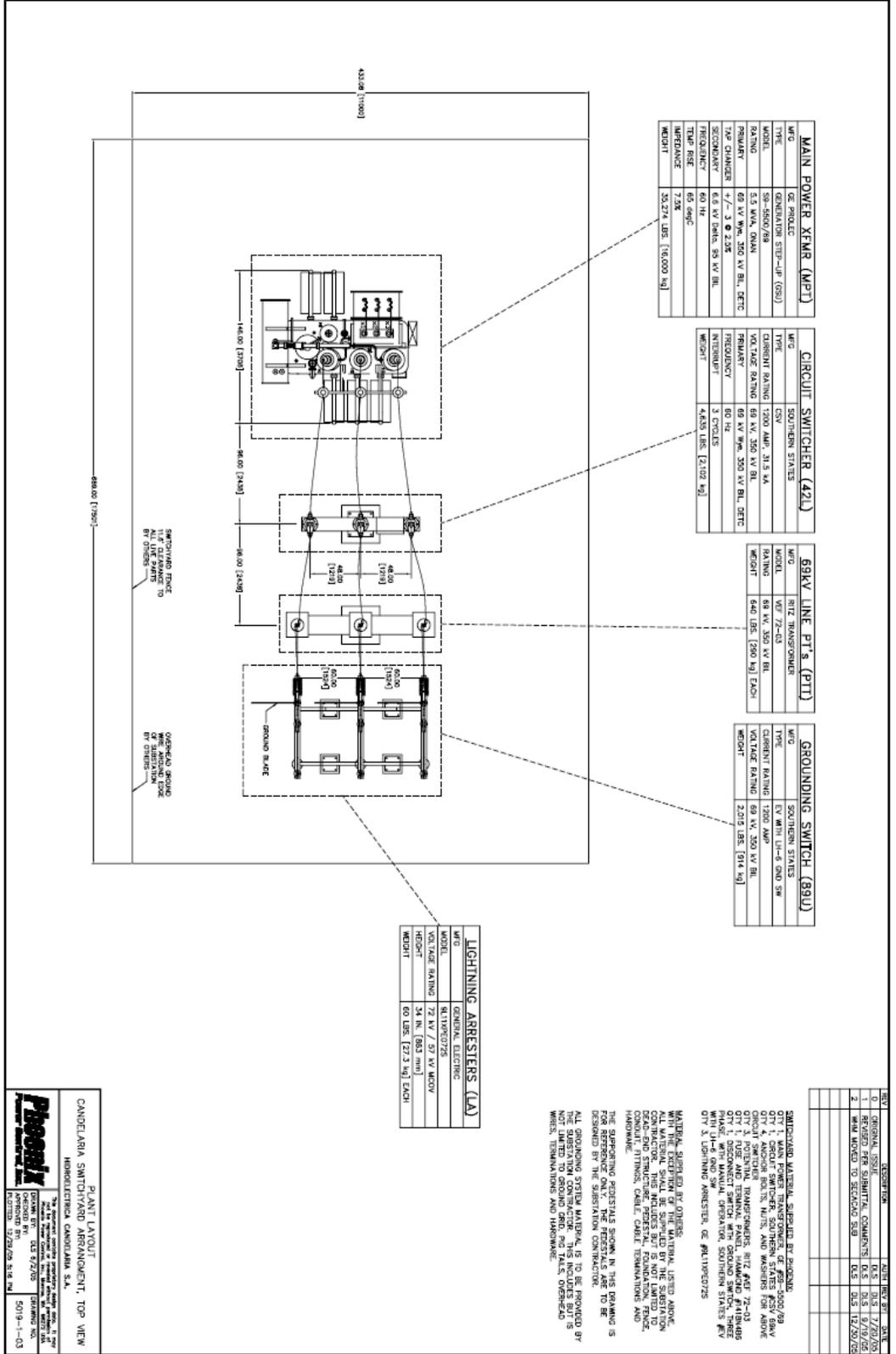


Figura 23. Montaje de radiadores en el transformador



Colocación de tuberías, así como del llenado de aceite dieléctrico en el transformador y en los radiadores, este se llevo a cabo una vez todos los equipos auxiliares habían sido colocados. Los equipos auxiliares fueron ubicados con la ayuda de un camión grúa debido al peso de los mismos.

Una vez colocado el transformador y sus equipos auxiliares, se procedió a colocar las bases y pórticos para el resto de los equipos en la subestación. Estas bases y pórticos se colocaron de igual forma con la ayuda del camión grúa, y para la sujeción de estos a las bases se utilizaron pernos de anclaje, previamente dimensionados.

Figura 24. Montaje de pórticos para mediciones



Estando los pórticos ubicados en su lugar respectivo, se procedió a montar los equipos en ellos.

Los primeros en ubicar fueron los PT's de la línea, en total fueron tres y se colocó una base para cada uno de ellos, anclándolos por medio de pernos. Seguidamente se ubicaron los seccionadores, ellos en el pórtico correspondiente y acompañados de su respectivo mecanismo de apertura, cierre, luego se instalaron los pararrayos en el último bloque, estos para prestar la protección debida al pórtico, por último se montó el interruptor principal de la unidad, este sobre una base de concreto respectiva. Una vez instalados estos equipos y fijados a sus respectivas estructuras se procedió a la realización de tuberías de bajada de los pórticos y de interconexión entre los medidores, estas se realizaron de tubería de aluminio, y con las canalizaciones ya listas en el área de la subestación, se procedió al cableado de los equipos.

Otro equipo que se montó en el área de la subestación fue el Transformador de servicios auxiliares, el cual es cableado también desde la sala de mando. Todos ellos montados nuevamente con el camión grúa, sobre una base de concreto construida para ellos, y aterrizados respectivamente a la red de tierras instalada al inicio del proyecto, esto por medio de una conexión

directa a la misma, utilizando el calibre 4/0 de cobre trenzado y soldadura exotérmica.

Quedando finalizada esta etapa del montaje de equipos en la subestación la forma que se ilustra a continuación:

Figura 25. Finalización de montaje de equipos en subestación



Y por último adicionamos a esta fase dos fotografías finales de cómo se encontraba el proyecto antes de darle inicio a las comisiones.

Figura 26. Finalización del montaje de subestación



En la fotografía superior observamos la finalización de la subestación.

Figura 27. Finalización del montaje de subestación, sala de mando y generador diesel



En esta observamos la finalización del proyecto, subestación, sala de mando y generador diesel de emergencia.

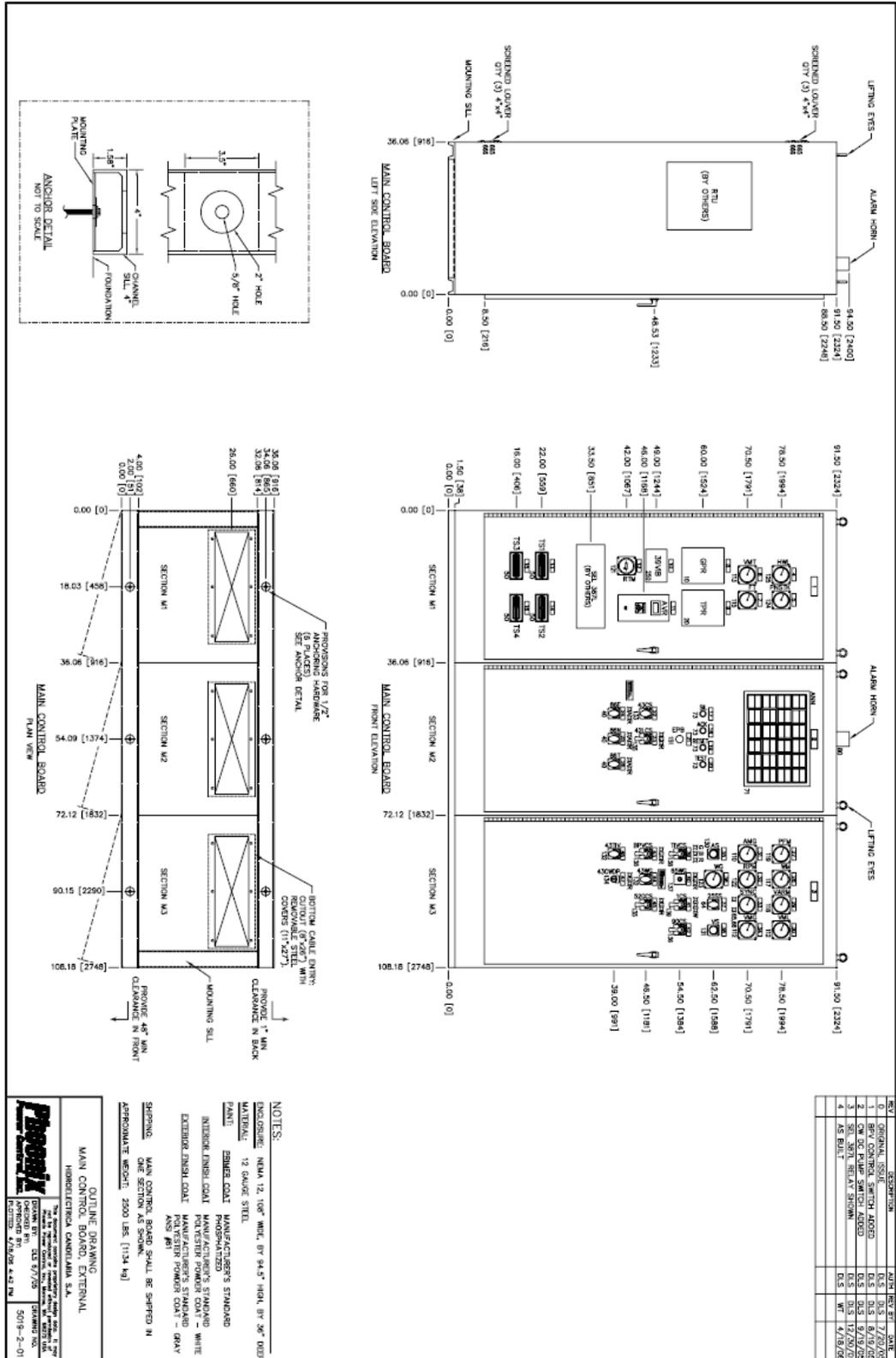
4.3 Instrumentación

Durante la realización del proyecto Hidroeléctrica Candelaria, S.A. se utilizo una gran variedad de equipos los cuales se montaron como mencionamos anteriormente. Ahora en esta sección haremos una descripción un poco mas técnica:

4.3.1 Panel de Control

Etiquetado como MCB (main control board), el panel de control utilizado en este proyecto, tiene un peso aproximado de 2500lbs (1134hg), construido como NEMA 12, de 108" de ancho por 94.5" de alto por 36" de profundidad. Este construido de acero, y dividido en tres secciones M1, M2, y M3, cada una de ellas con diferentes instrumentos de medición e indicación como se muestra a continuación:

Figura 28. MCB (main control board) Panel de Control Principal.



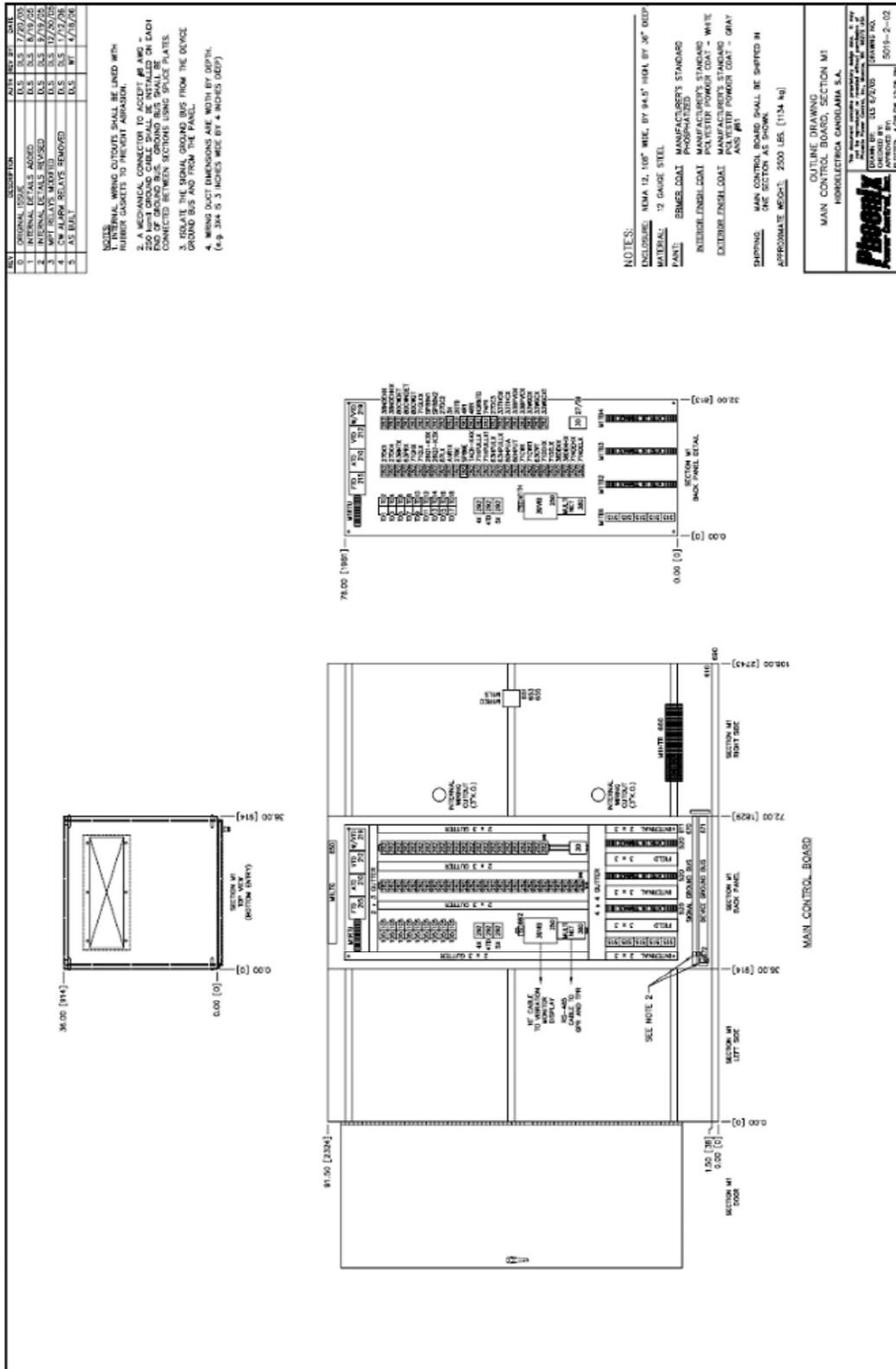
REV	DESCRIPTION	DATE	BY	CHKD
1	ORIGINAL	06/17/08
2	REVISED	06/17/08
3	REVISED	06/17/08
4	REVISED	06/17/08

NOTES:

- ENCLOSURE: NEMA 12, 10" WIDE, BY 84.5" HIGH, BY 36" DEEP.
- MATERIAL: 12 GAUGE STEEL.
- PAINT: EXTERIOR COAT - MANUFACTURER'S STANDARD; INTERIOR ENAMEL COAT - PHOSPHATIZED; INTERIOR ENAMEL COAT - MANUFACTURER'S STANDARD; EXTERIOR ENAMEL COAT - POLYESTER POWDER COAT - GRAY ANS 901.
- SHIPPING: MAIN CONTROL BOARD SHALL BE SHIPPED IN APPROXIMATE WEIGHT: 2200 LBS. (1134 kg).

OUTLINE DRAWING
MAIN CONTROL BOARD, EXTERNAL
 HERRMELTERRA CANADIANA S.A.
 7000 Highway 108, Unit 108, Mississauga, ON L4V 1V6, CANADA
 TEL: (905) 875-7200 FAX: (905) 875-7201
 E-MAIL: SALES@HERRMELTERRA.COM
 5019-2-01

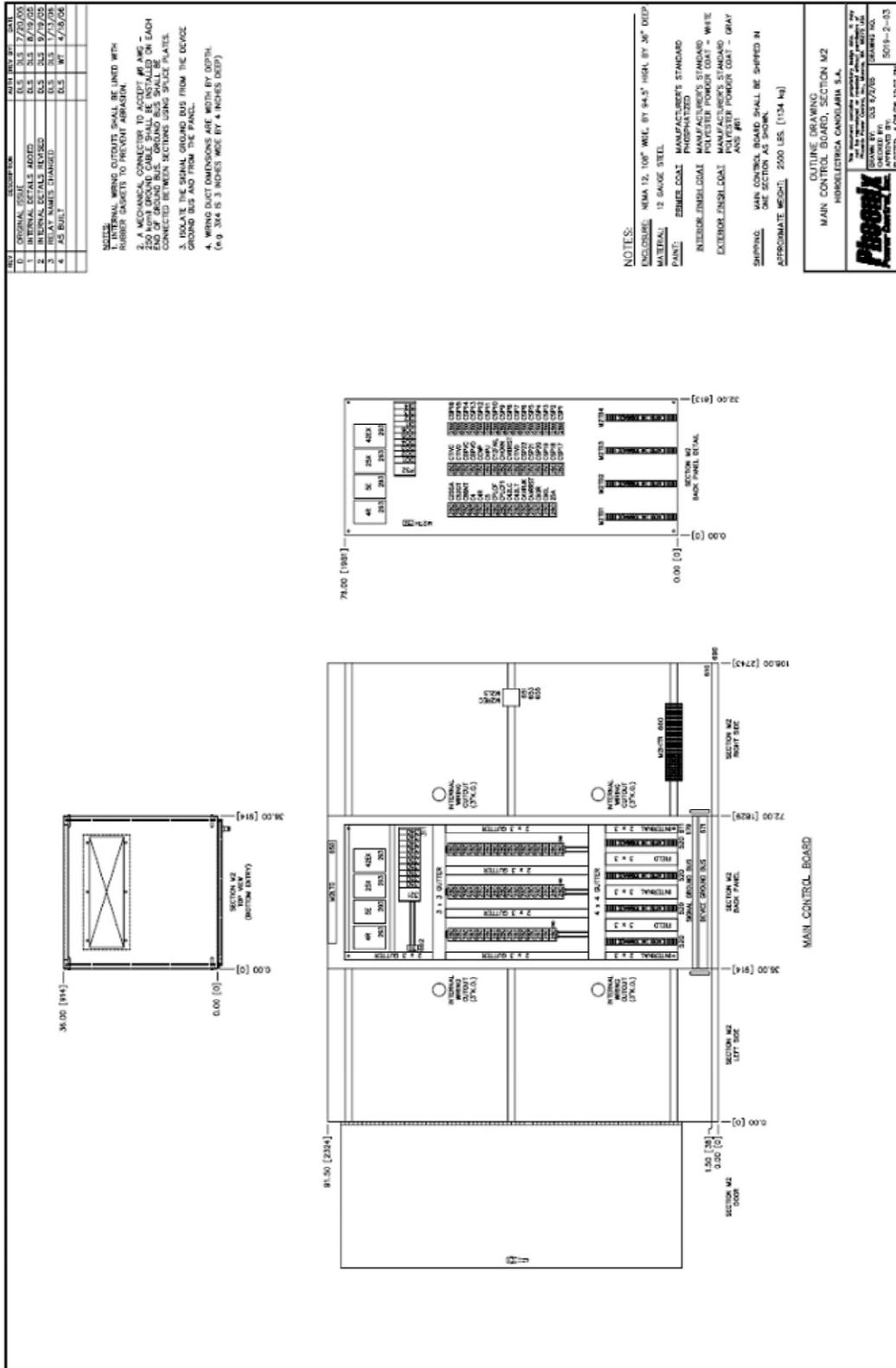
Figura 29. SECCIÓN M1 del Panel de control principal



Descripción de componentes de la Sección M1

- HWL = headwater level meter. Este es el indicador análogo de nivel en la toma, en este caso en la cámara de carga, esto por medio de sensores ultrasónicos colocados en ella, los cuales dan una indicación del nivel de agua por medio de las ondas reflejadas en ella.
- PNSTK = penstock pressure meter. Este es el indicador análogo de presión en la tubería.
- VMT = 69kv line voltmeter. Indicador análogo de voltaje en la línea de 69kv.
- FT = line frequency meter. Medidor análogo de la frecuencia en la línea.
- GPR = Generator protection relay. Relee de protección del generador.
- TPR = Transformer Protection Realy. Relee de protección del transformador.
- 39 VIB = Vibration monitor. Monitor de vibración.
- AVR = Automatic voltaje regulador. Regulador automático de voltaje.
- SEL 387L = relee de protección de la línea de transmisión.
- TS1, TS2, TS3, TS4 = regletas de prueba.

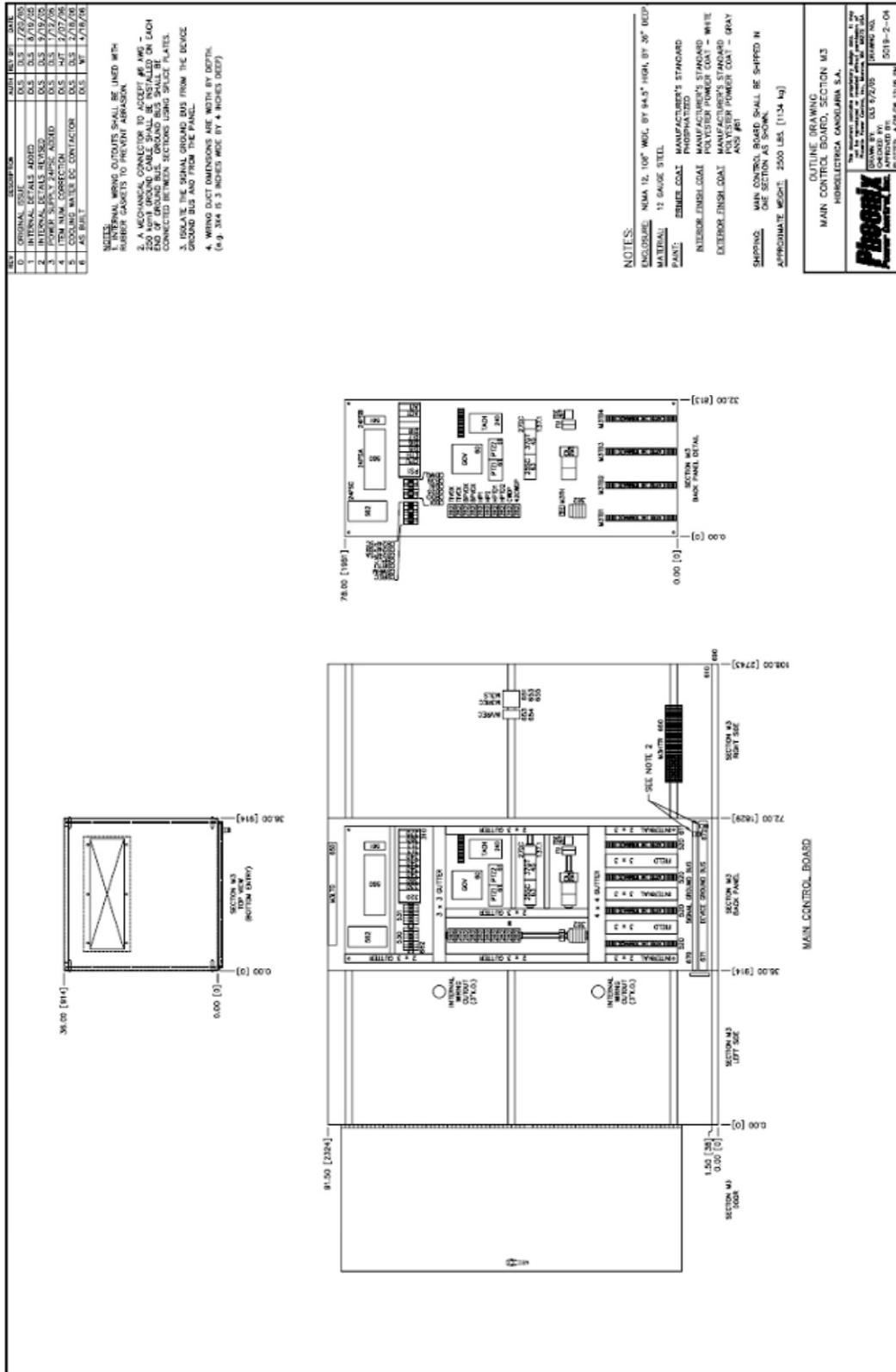
Figura 30. SECCIÓN M2 del Panel de control principal



Descripción de componentes de la Sección M2

- ANN = annunciator. Indicador de alarmas, visual y sonoro.
- SIL= annunciator horn silence pushbutton. Botón silenciador de alarma.
- ACK = annunciator acknowledge pushbutton. Boton de alarma de frenado
- RESET = annunciator reset pushbutton. Botón de reposición de alarmas.
- TEST = annunciator test pushbutton. Botón de prueba de alarmas.
- EPB = Emergency stop pushbutton. Botón de paro de emergencia.
- 43CS = Auto / Manual control switch. Manija de cambio de posición de control automático o manual.
- 42LCS = Line circuit switcher, remote control switch. Manija de control remoto del interruptor de la línea.
- 86E = Emergency lockout relay. Relee de bloqueo por falla eléctrica.
- 86N = Mechanical lockout relay. Relee de bloqueo por falla mecánica.
- 86T = Transformer Lockout relay. Relee de bloqueo por falla en el transformador.

Figura 31. SECCIÓN M3 del Panel de control.



Descripción de componentes de la Sección M3

- PFM = power factor meter. Medidor análogo del factor de potencia.
- WM = power meter . Medidor análogo de potencia.
- VARM = reactive power meter. Medidor análogo de potencia reactiva.
- VML = Line Voltmeter. Voltímetro de línea.
- AMG = Generador Ammeter. Medición análoga del amperaje del generador.
- RPM = Generador speed meter. Medidor de la velocidad del generador.
- SYNC = Synchronizer meter. Medidor de sincronización.
- VMG = Generador voltmeter. Medidor del voltaje del generador, indicación análoga.
- AS = Ammeter switch. Interruptor del amperímetro.
- WG = wicket gate position meter. Indicador de posición de las paletas guía.
- 25SS = synchronizing seitch. Interruptor de sincronoscopio.
- VS = voltmeter switch. Interruptor de voltímetro.
- TIVCS = Turbina inlet valve control switch. Interruptor de válvula de entrada a la turbina.

- 65WG = wicket gate manual potentiometer. Potenciómetro manual de control de paletas guía.
- 1CS = Start / stop control switch. Interruptor de arranque / paro.
- 90CS = Voltage control switch. Interruptor de control de voltaje (excitación).
- BPVCS = Tiv baypass valve control switch. Interruptor de control de válvula de paso.
- 43WG = wicket gate off/ manual / PLC / governor. Paletas directrices apagado/manual/automático/gobernador.
- 52GCS = Generator circuit breaker control switch. Interruptor de control del generador.
- 43TIV = Turbina inlet valve auto/manual. Interruptor de control de la válvula de entrada a la turbina en automático/manual.
- 43CWDP = Auto / manual control switch, CW DC pump. Interruptor de cambio de estado de manual a automático en la bomba de refrigeración de DC.

Ahora presentamos los planos de los equipos utilizados en casa de maquinas como también en la subestación de lo que fue el proyecto Hidroeléctrica Candelaria S.A.

Quedando estrictamente restringida la reproducción total o parcial de este documento, en lo que a planos anteriores y a los que se presentaran se refiere, puesto que estos se presentan únicamente con un fin académico, respetando los derechos de autor, como también de propiedad del dueño (HCSA.).

Figura 33. Plano Secciones K1 & K2. Mecanismo de Control del Generador.

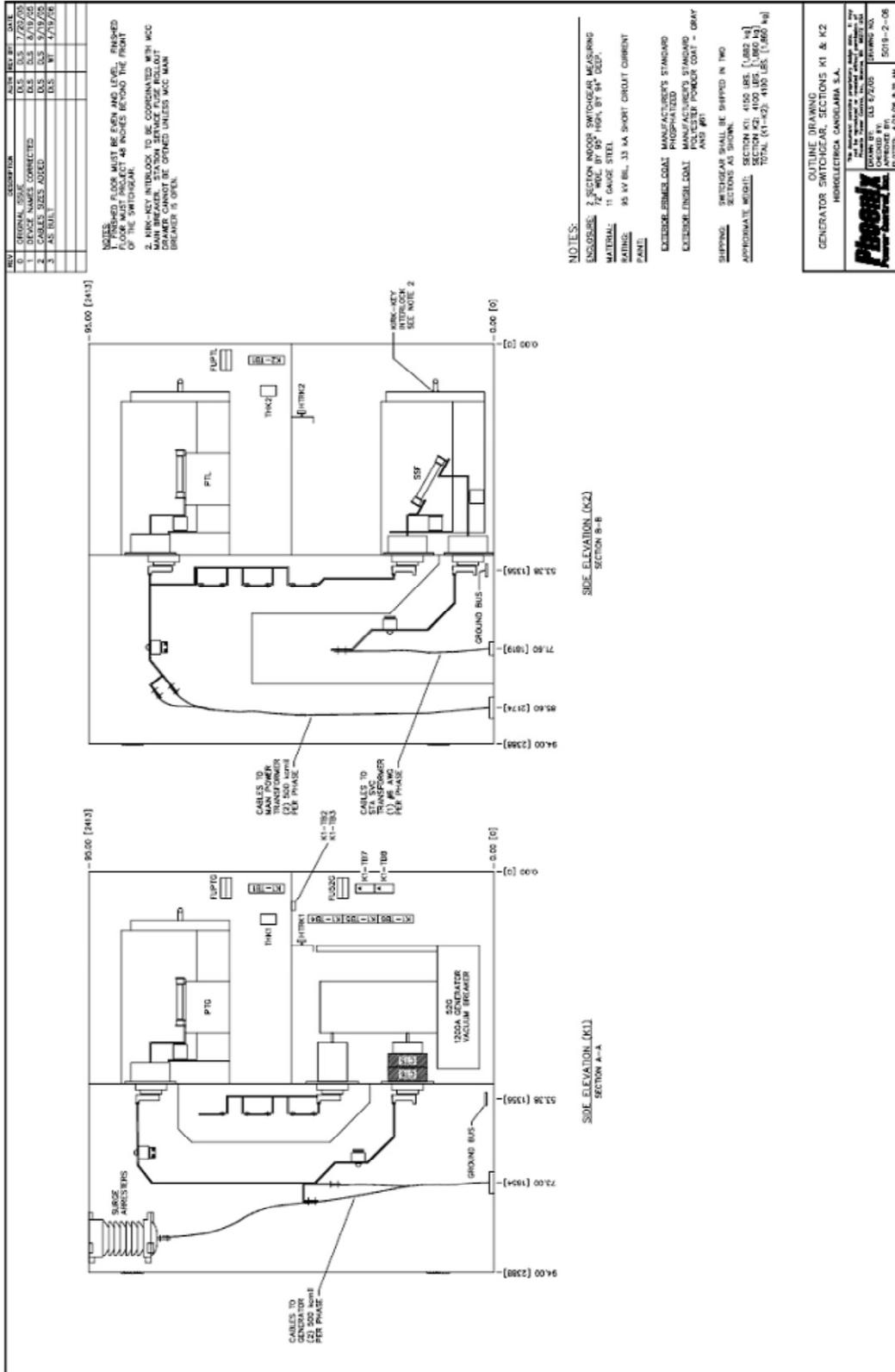
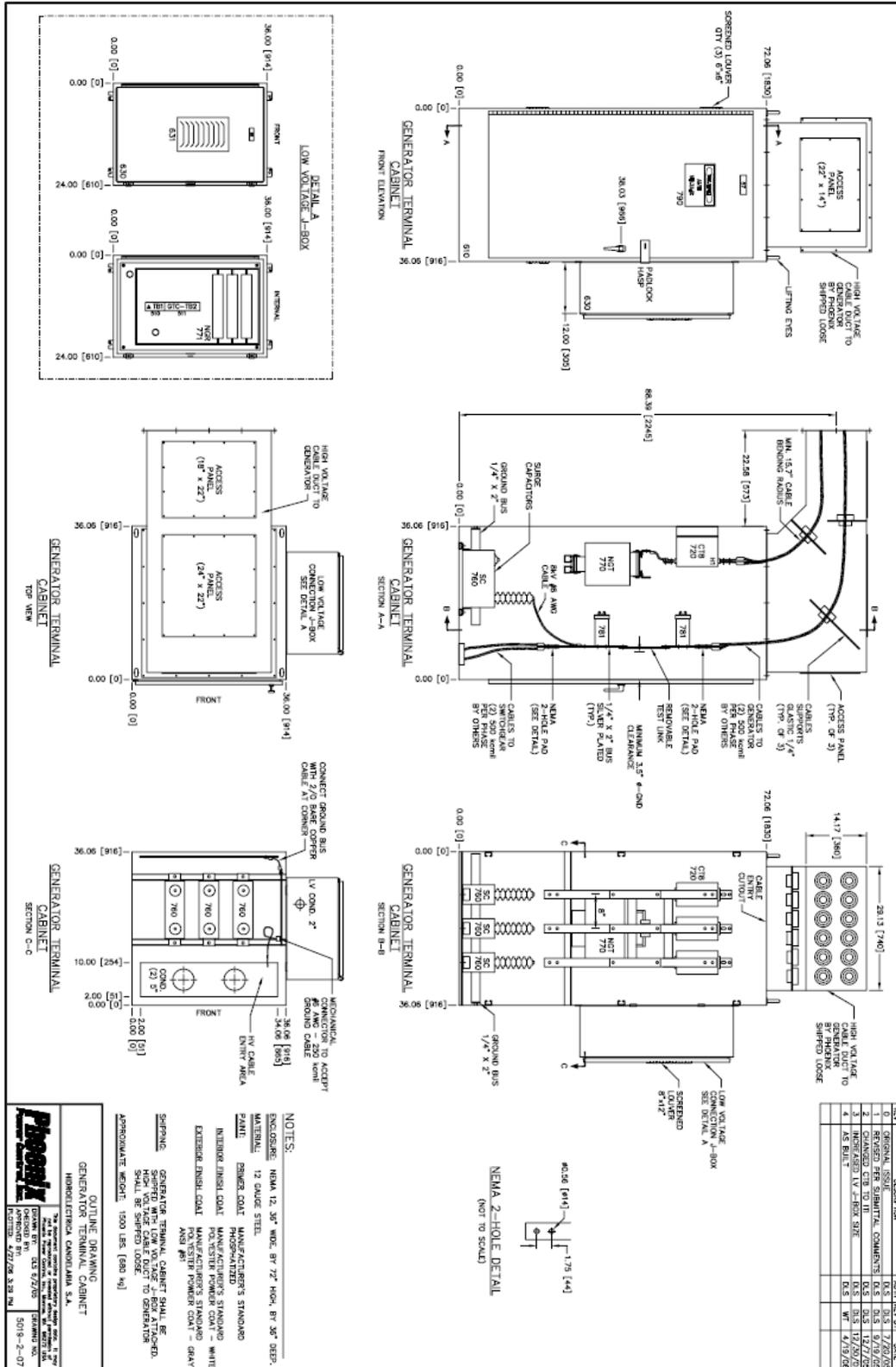


Figura 34. Plano de Armario de Conexión Terminal del Generador



REV	DESCRIPTION	DATE	BY	CHK
1	ISSUED FOR SHIPMENT COMMENTS: 0.5 0.5 5/13/05	0.5	0.5	5/13/05
2	CHANGED CIR TO II	0.5	0.5	12/7/05
3	REDESIGNED LV J-BOX SIZE	0.5	0.5	12/29/05
4	AS BUILT	0.5	0.5	5/13/08

NOTES:

- ENCLOSURE: NEMA 12, 36" WIDE, BY 72" HIGH, BY 30" DEEP.
- MATERIAL: 12 GAUGE STEEL.
- PAINT: ENAMEL COAT MANUFACTURER'S STANDARD PROSPANTIZED POLYESTER POWER COAT - WHITE EXTERIOR ENAMEL COAT POLYESTER POWER COAT - GRAY INSIDE.
- SHIPPING: GENERATOR TERMINAL CABINET SHALL BE SHIPPED WITH LOW VOLTAGE J-BOX ATTACHED. SHALL BE SHIPPED LOOSE.
- APPROXIMATE WEIGHT: 1000 LBS. (450 kg)

OUTLINE DRAWING
GENERATOR TERMINAL CABINET
HIDROELECTRICA CANADIANA S.A.
 79, Boulevard Industriel, 10000 St-Jean, QC H3S 2B6, Canada
 TEL: 514 351-1111 FAX: 514 351-1112
 WWW.HIDROELECTRICA.COM
 DESIGNED BY: EEE 5/2/05 DRAWING NO.: 5018-2-07
 APPROVED BY: 5/13/08 3:33 PM

Figura 35. Plano Exterior de Centro de control de motores

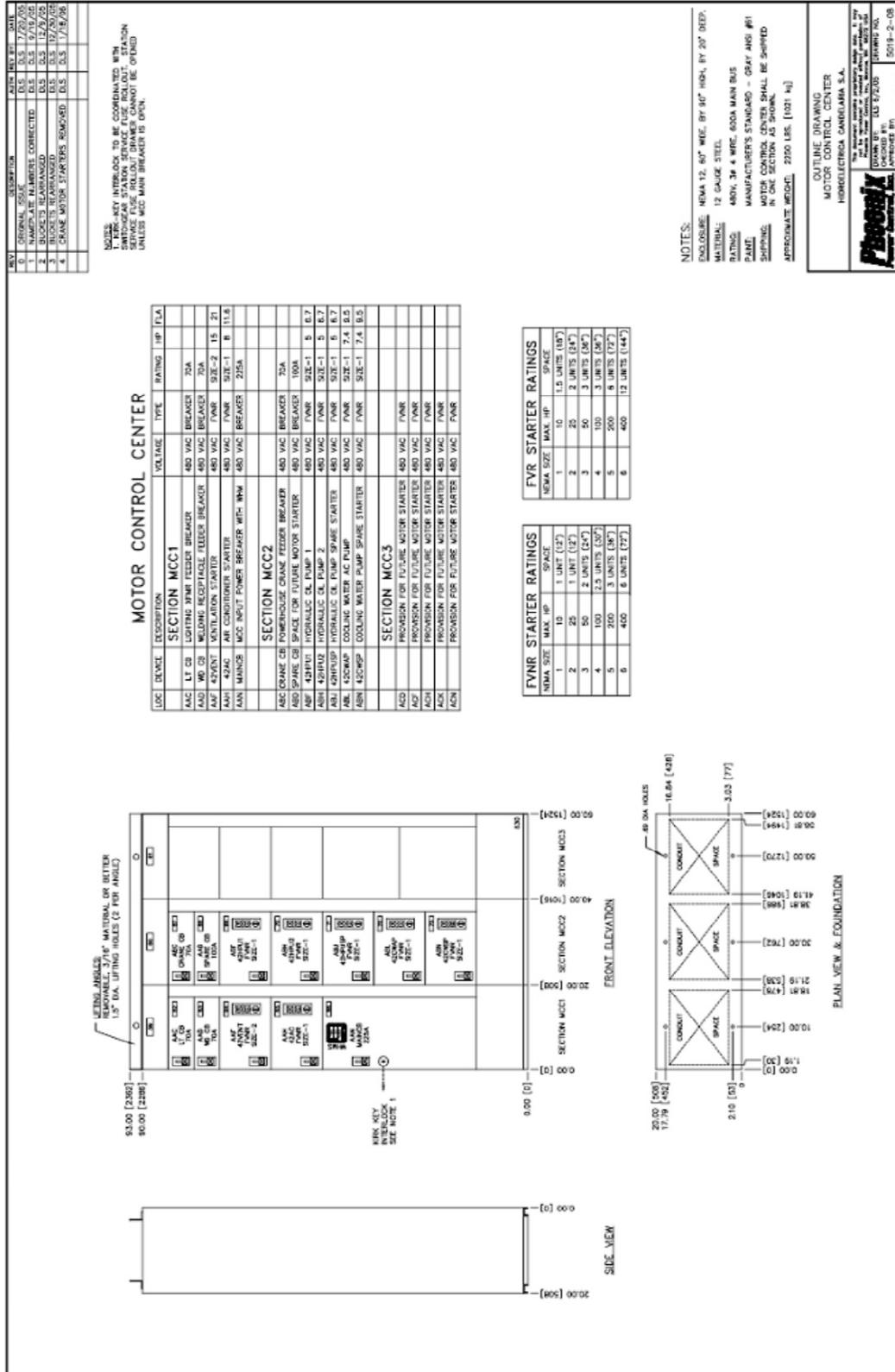


Figura 37. Diagrama Trifilar. Centro de control de motores

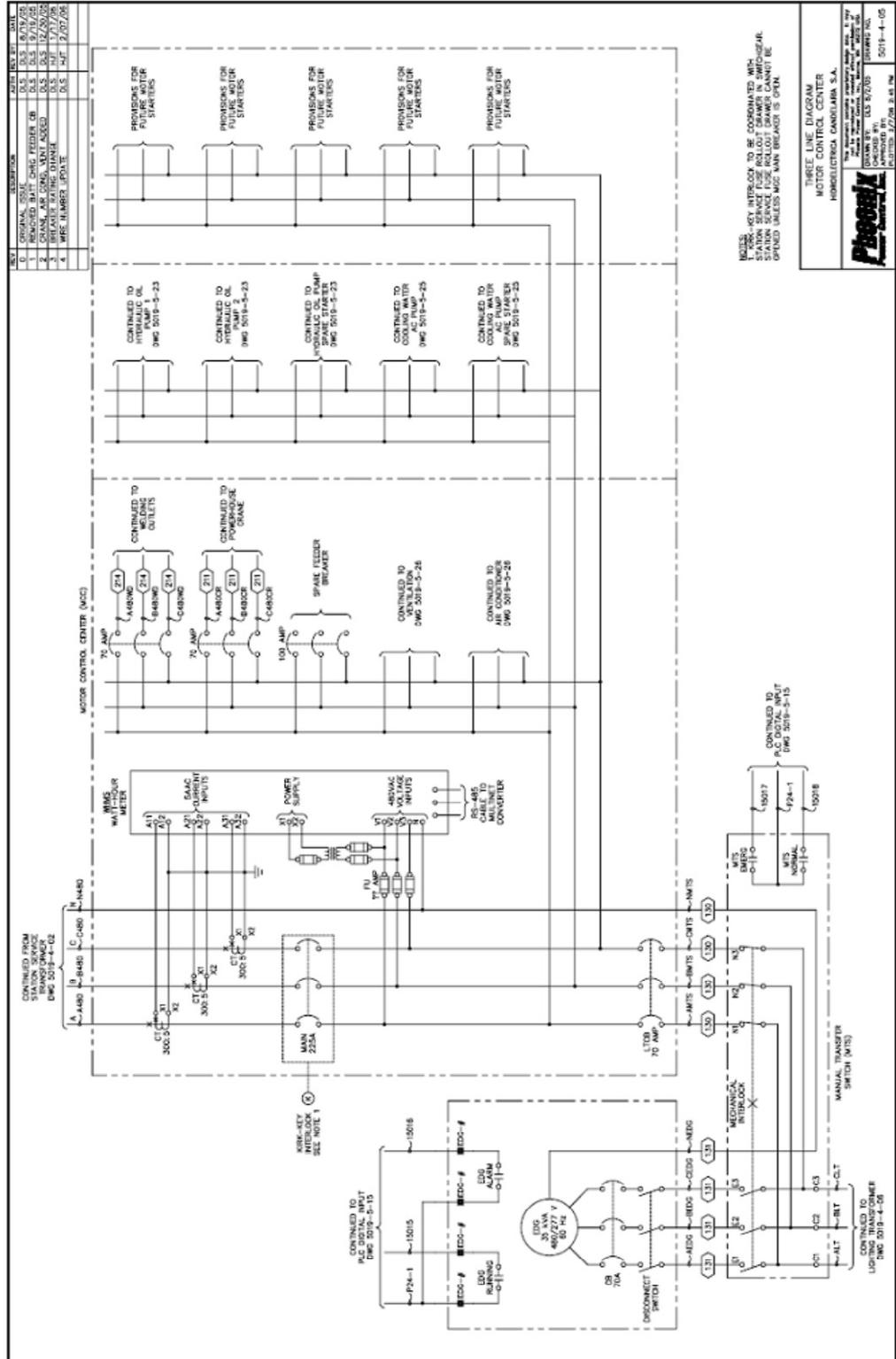


Figura 39. Diagrama Trifilar. Panel de DC

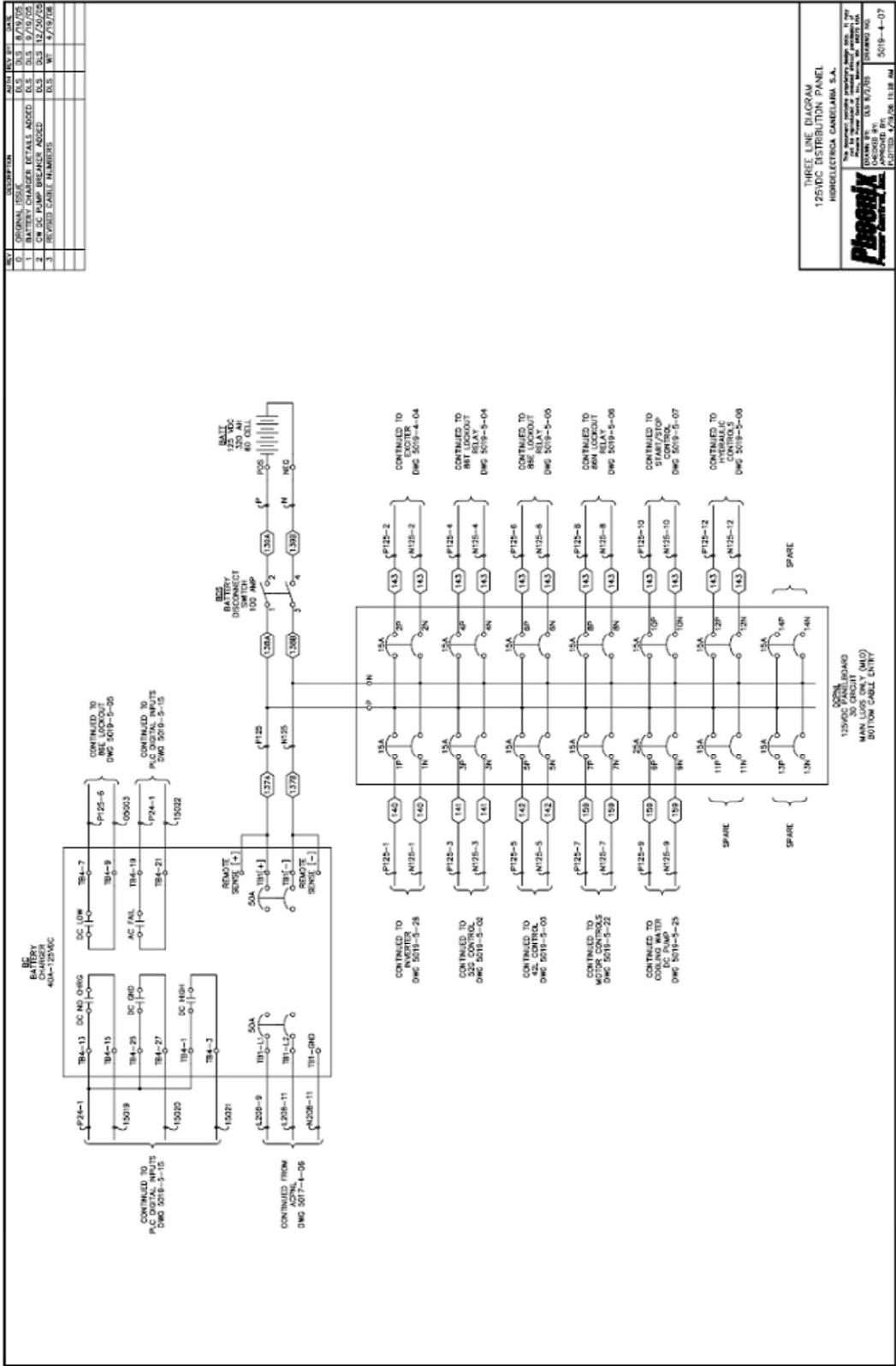


Figura 40. Diagrama trifilar, generador y excitatriz

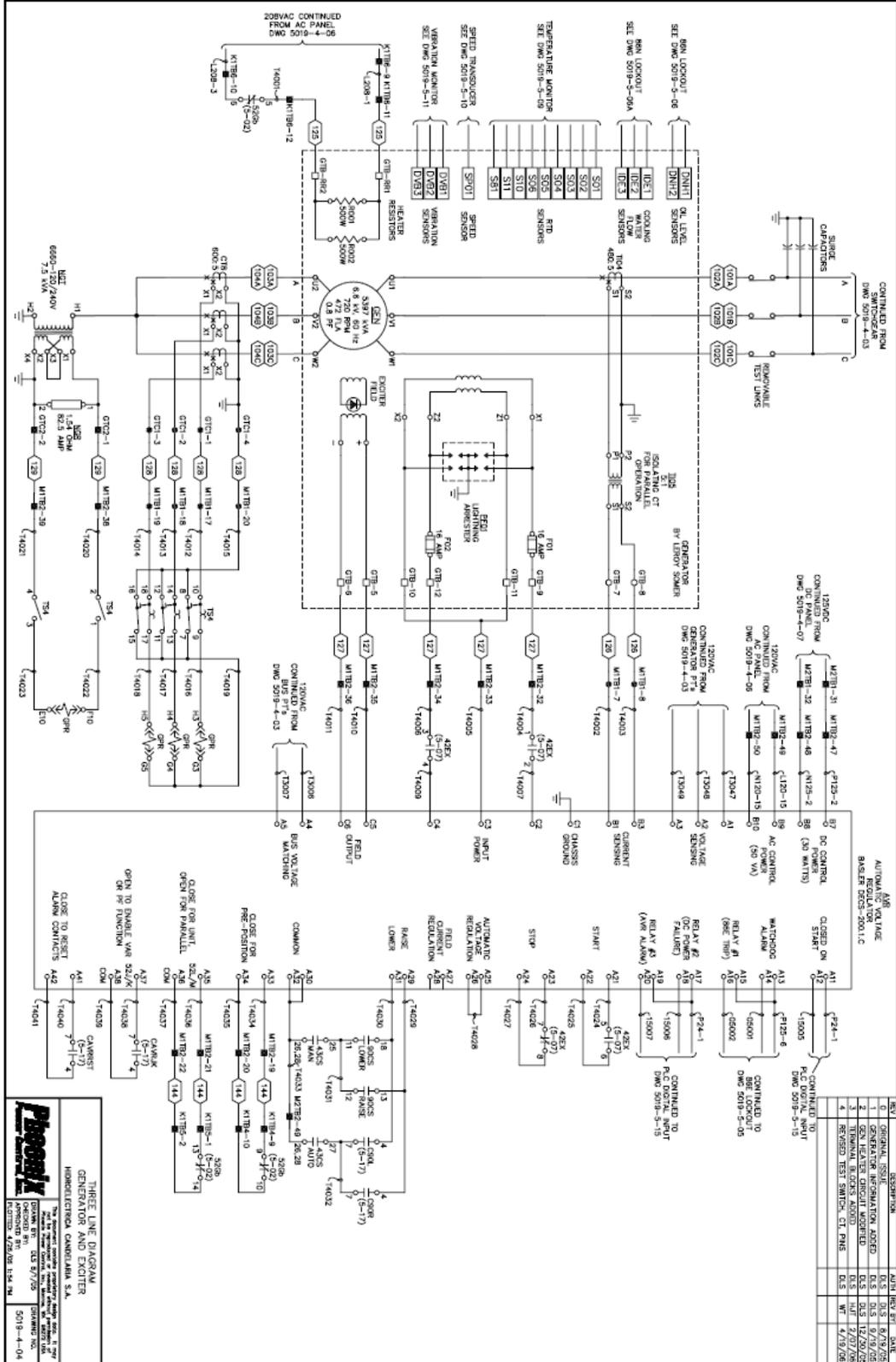


Figura 42. Plano de planta, equipos de subestación

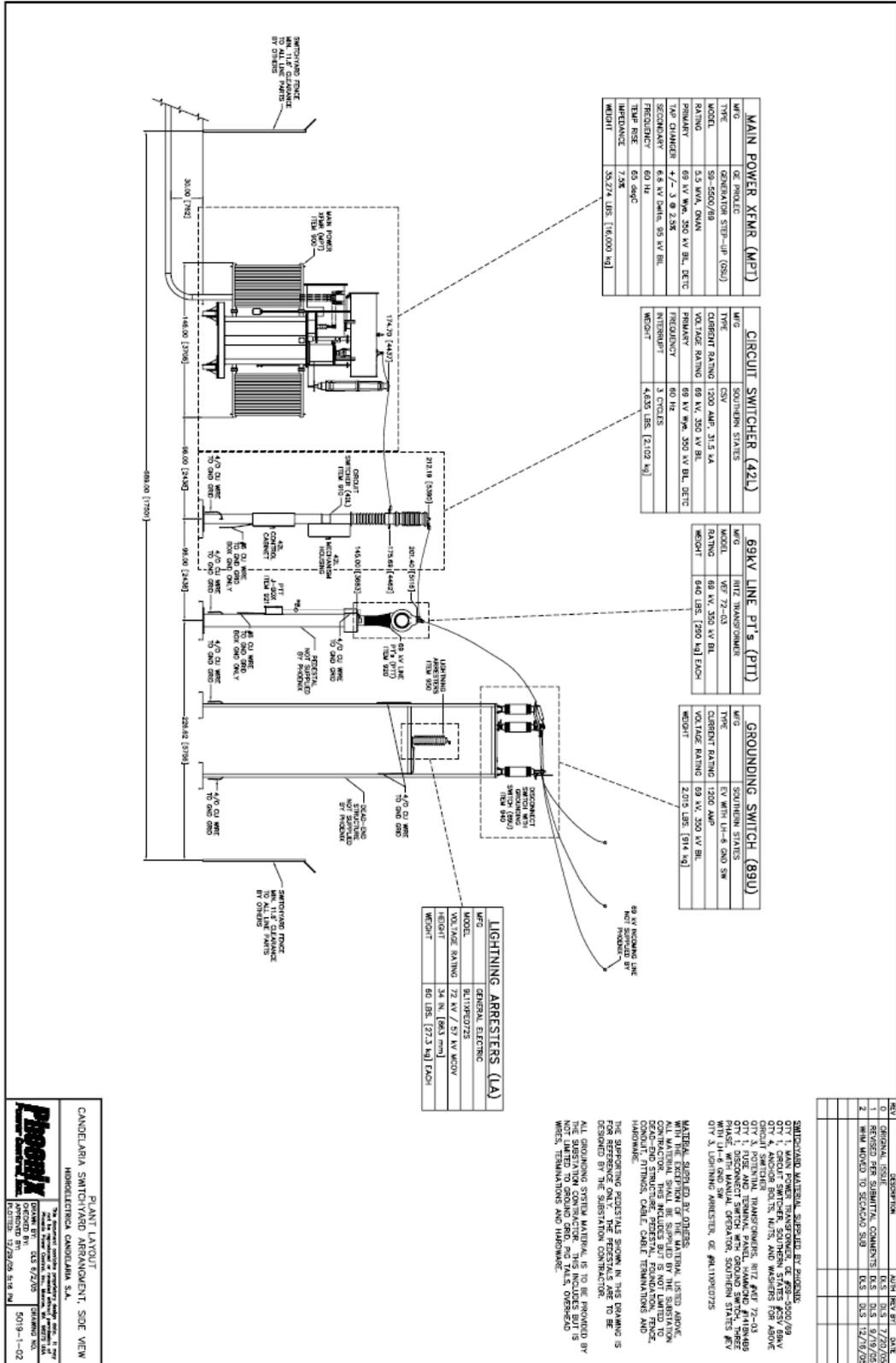


Figura 45. Diagrama trifilar e interruptor automático en subestación

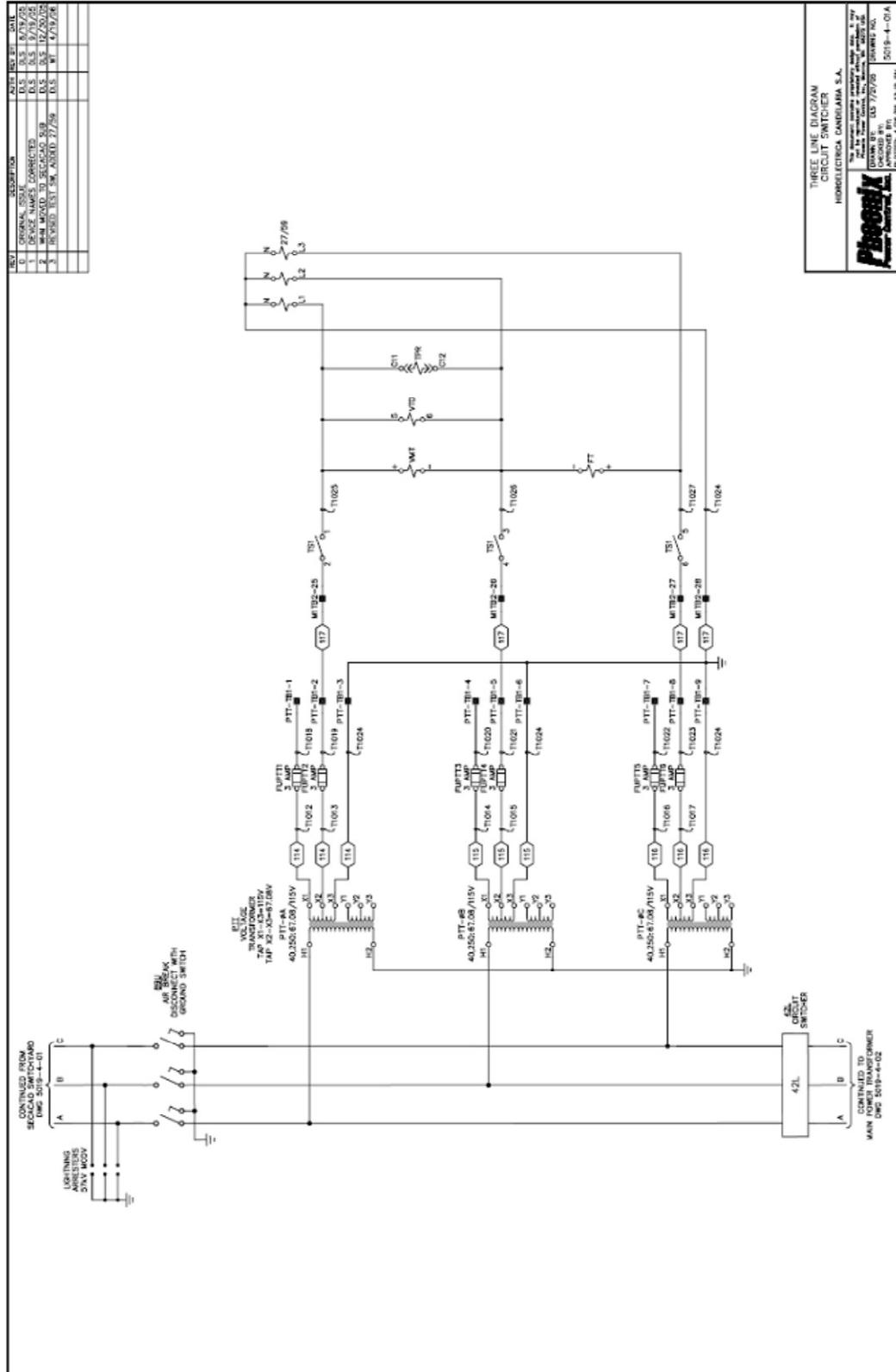


Figura 46. Diagrama trifilar del transformador principal

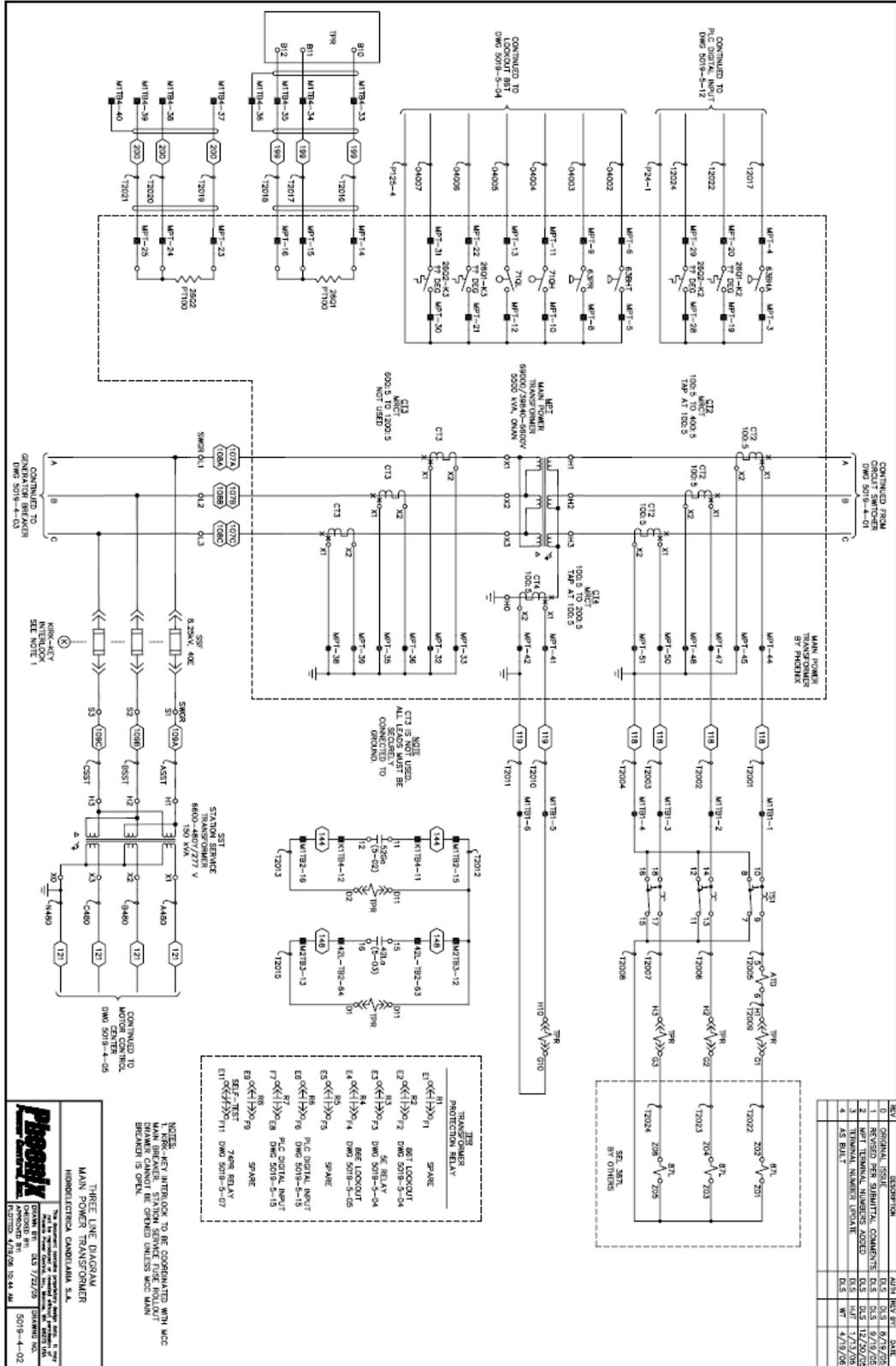
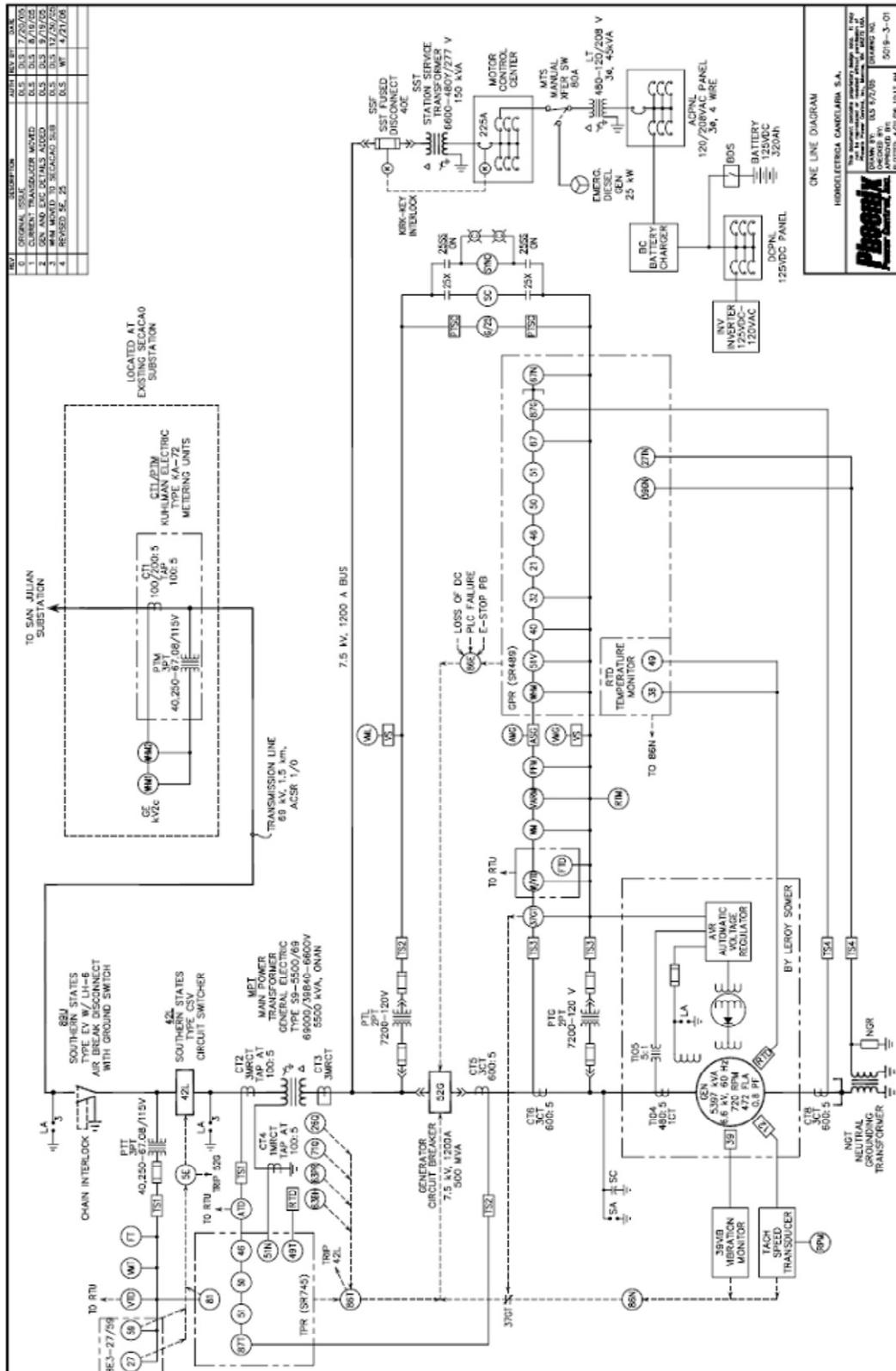


Figura 47. Diagrama unifilar, proyecto Hidroeléctrica Candelaria.



4.3.2 Medidores de presión

La presión es un parámetro muy importante en el funcionamiento integral de la planta, por lo que se hace necesaria la utilización de elásticos, con la finalidad de ocasionar un movimiento o deflexión proporcional a la presión aplicada, señal que es aprovechada por cualquiera de los diferentes principios de transducción. En general un sensor de presión es aquel elemento que convierte la presión en un movimiento, los sensores de presión son:

Tubo de bourdon

Es un tubo cerrado en un extremo que puede ser de tres formas: helicoidal, espiral y de forma en C; los cuales al recibir una presión en la parte abierta tienden a enderezarse ocasionando un movimiento. Los tubos de bourdon están hechos generalmente de acero inoxidable, aleaciones de cobre, hastelloy y monel.

El tubo de bourdon en C tiene un rango de 0.5 a 6000 bar, el de espiral esta diseñado para trabajar entre 0.5 y 2500 bar y el helicoidal 0.5 y 5000 bar. Ambos con una presión de 0.5 a 1%.

Diafragmas

Son áreas de material elástico que al recibir la presión ocasionan un movimiento proporcional a la presión y a la capacidad de deformación del área de recepción de la misma. Consiste en una o varias capsulas circulares conectadas rígidamente entre níquel o icanel y esta diseñado para bajas presiones, de 50mm cdea a 2bar, con una preedición de 0.5 a 1%.

Fuelle

Es una pieza flexible axialmente que se estira o contrae, esta fabricado generalmente de bronce fosforoso, se emplea para pequeñas presiones, 100mm de columnas de agua a 2 bar.

De Capsula

Consta esencialmente de una placa delgada circular ondulada, que esta sujeta en su periferia. El gran uso que se hace de estos diafragmas en los transductores de presión se debe a su alta precisión y excelente respuesta dinámica, pudiendo responder a unos valores de unos pocos milímetros de columna de agua. La capsula consiste en dos diafragmas ondulados anulares, con la curvaturas de la ondulación en oposición y sellada por su periferia.

4.3.3 Medidores de Temperatura

Una de las variables a controlar dentro de la operación de la unidad es la temperatura, y su efecto en los sistemas en los cuales esta involucrada. La temperatura puede ser censada por diferentes tipos de sensores entre los cuales ejemplificamos los siguientes:

Sensor Bimetálico

Trabaja en función de la elongación de dos metales con diferente coeficiente de dilatación que están laminados conjuntamente, la mecánica de este sensor se realiza por la deformación de un espiral y una hélice, pero también puede ser recta desplazándose hacia los lados.

Sensor de Bulbo y Capilar

Es un dispositivo oblicuo que en su interior posee un líquido o gas que se expande cuando la temperatura cambia por un tubo capilar haciendo deformar la espiral con el fin de indicar. Su campo de medida es de 150 grados a 500 grados centígrados.

Sensor de sonda

Aumenta su resistencia ante incrementos positivos de temperatura, consiste en un hilo de platino, níquel o aleaciones de níquel y cobre, materiales de alta resistividad. La de platino es uno de los materiales más adecuados por su precisión y estabilidad, presentan una resistencia de 100 ohms a 0 grados centígrados es por ello que estos son los utilizados para censar los diferentes equipos del generador conocidos como PT100.

Sensores termopar

Consiste en la FEM (fuerza electromotriz) creada por la unión entre dos metales, distintos donde las uniones se denominan fría o caliente y esta conectada a un instrumento de medición. Las mediciones entre -185 grados y 541 grados centígrados se logran normalmente con termopares.

4.3.4 Medidores de Vibraciones

La medición de vibraciones se realiza con un transductor de vibraciones, este es un aparato que produce una señal eléctrica la cual es una replica o análogo del movimiento vibratorio al cual esta sujeto. Un buen transductor no debe agregar falsos componentes a la señal, y debería producir señales uniformes en todo el rango de frecuencias de interés.

Los diferentes tipos de transductores responden a parámetros diferentes de la fuente de vibración, esta es posible examinarla en términos de aceleración, velocidad y desplazamiento. La velocidad a cualquier frecuencia es proporcional al desplazamiento, multiplicado por la frecuencia, lo que quiere decir que también es igual al desplazamiento multiplicado por el cuadrado de la frecuencia.

Basándonos en esas relaciones, el desplazamiento de vibración hace un fuerte énfasis en las frecuencias más bajas, y la aceleración a su vez hace un fuerte énfasis en las frecuencias más altas. Cuando se estudia el espectro de vibraciones de una máquina, es deseable enseñar el parámetro que mantenga un nivel más uniforme en todo el rango de frecuencias. Esto aumentará al máximo el rango dinámico de la señal medida.

Para ello analizaremos los distintos tipos de sensores ya que hay distintas formas de censar la vibración:

Sensor de proximidad

Se conoce comercialmente como PRXIMETER o llamado también sensor de corriente de remolino, o transductor de desplazamiento, es una unidad de montaje permanente, y necesita un amplificador que condiciona la señal para generar un voltaje de salida, proporcional a la distancia entre el transductor y la extremidad de la flecha. Su operación está basada en un principio magnético, por lo que es sensible a las variaciones magnéticas en la flecha. Se debe tener cuidado con que la flecha sea magnetizada y de que de esta manera, la señal de salida sea contaminada. Es importante saber que el transductor mide el desplazamiento relativo, y no mide el nivel de vibración total, por lo que se utiliza para monitorear rodamientos y de esa forma evitar fallas.

Por lo regular se utilizan en pares, separados por una diferencia de orientación de 90 grados. La frecuencia de respuesta del transductor de desplazamiento va desde 0 hz en DC, hasta alrededor de 1000hz.

Sensor de Velocidad

Están fabricados por lo regular de una bobina móvil fuera de un imán estacionario. El principio de operación es el mismo en todos los de este tipo, por ejemplo un tipo de transductor de velocidad consiste en un acelerómetro con un integrador electrónico incluido, a esta unidad se le llama un velometro y es en todos los aspectos superior al sensor de velocidad sísmico clásico.

Este sensor consiste en una bobina de alambre y de un imán colocados de tal manera que si se origina un movimiento, el imán tiende a permanecer inmóvil debido a su inercia. El movimiento relativo entre el campo magnético y la bobina induce corriente proporcional a la velocidad del movimiento. De esta manera, la unidad produce una señal directamente proporcional a la velocidad de vibración. Es decir este trabaja como autogenerador y no necesita de aditamentos electrónicos acondicionados para funcionar. Tiene una impedancia relativamente baja lo que lo hace insensible al ruido.

Aun tomando en cuenta estas ventajas, el transductor de velocidad tiene muchas desventajas, que lo vuelven casi obsoleto para instalaciones nuevas, aunque hoy en día todavía se usan varios miles. Es relativamente pesado y complejo, por ello es de costo elevado, y su respuesta de frecuencia va de 10hz a 1000hz, es baja. El resorte y el imán forman un sistema resonante de baja frecuencia, con una frecuencia natural de 10hz. La resonancia tiene que ser altamente amortiguada, para evitar un pico importante en la respuesta a esta frecuencia. El problema es que la amortiguación en cualquier diseño práctico resulta sensible a la temperatura, y eso provoca que la respuesta de frecuencia y la frecuencia de fase dependan de la temperatura.

El Acelerómetro

El acelerómetro del tipo de compresión fue el primer tipo a ser desarrollado. Por lo general se prefiere el acelerómetro del tipo cizallamiento, configurado de tal manera que el elemento activo esta sujeto a fuerzas de cizallamiento, pero también se han desarrollado de otros tipos de diseños.

Se puede considerar el acelerómetro piezo eléctrico como el transductor estándar para la medición de vibración de maquinas. Se produce en varias configuraciones, pero la ilustración del tipo a compresión sirve para describir el principio de operación. La masa sísmica esta sujeta a la base con un perno axial, que se apoya en un resorte circular. El elemento piezo eléctrico esta sujeto entre la base y la masa. Cuando una materia esta sujeta a una fuerza, se genera una carga eléctrica entre sus superficies. Hay muchas materias de este tipo. Si se incrementa la temperatura de un material piezo eléctrico, se va a llegar al llamado punto curie o temperatura curie y se pierde la propiedad piezo eléctrica. Una vez que esto pasa, el transductor esta defectuoso y no se puede reparar.

Cuando se mueve el acelerómetro en la dirección arriba / abajo, la fuerza que se requiere para mover la masa sísmica esta soportada por el elemento activo. Según la segunda ley de Newton, esa fuerza es proporcional a la aceleración de la masa. La fuerza sobre el cristal produce la señal de salida, que por consecuente es proporcional a la aceleración del transductor. Los acelerómetros son lineales en el sentido de la amplitud, lo que quiere decir que tienen un rango dinámico muy largo. Los niveles mas bajos de aceleración que puede detectar son determinados únicamente por el ruido electrónico del sistema electrónico, y el limite de los niveles mas altos es la destrucción del mismo elemento piezo eléctrico. Este rango de niveles de aceleración puede abarcar un rango de amplitudes de alrededor de 10, lo que es igual a 160db. Ningún otro transductor puede igualar esto.

El acelerómetro piezo eléctrico esta muy estable sobre largos periodos de tiempo que mantendrá su calibración si no se le maltrata. Las dos maneras de en que se pueda dañar, son: la exposición al calor excesivo, y la caída en una superficie dura. Una pequeña fisura en el cristal causara una reducción en la sensibilidad y también afectara de manera importante la resonancia y la respuesta de frecuencia. Es importante calibrar los acelerómetros por lo menos una vez al año, si están en servicio con colectores de datos portátiles.

El rango de frecuencias del acelerómetro es muy ancho y se extiende desde frecuencias muy bajas en lagunas unidades hasta varias decenas de kilohertz. La respuesta de frecuencia esta limitada por la resonancia de la masa sísmica, junto con la elasticidad del piezo elemento. Esa resonancia produce un pico importante en la respuesta de la frecuencia natural del transductor, y eso se sitúa alrededor de 30khz para los acelerómetros que se usan normalmente.

Una regla general es que un acelerómetro se puede usar alrededor de 1/3 de su frecuencia natural. Datos arriba de esta frecuencia se acentuaran debido a la respuesta resonante, pero se puede usar si se toma en cuenta este efecto.

La mayoría de los acelerómetros que hoy en día se usan en la industria son del tipo PCI, lo que quiere decir que usan un preamplificador interno de circuito integrado. Este preamplificador recibe su energía de la dolarización de la corriente directa por el alambre de la misma señal, así que no se necesita de alambrado suplementario. El aparato con que esta conectado, debe tener una fuerza de corriente directa disponible para este tipo de transductor.

El acelerómetro PCI tendrá un límite de baja frecuencia, debido al mismo amplificador y este se sitúa generalmente a 1hz para la mayoría de las unidades disponibles comercialmente. Algunas unidades fueron diseñadas especialmente para ir a 0, 1hz si se necesita datos de muy baja frecuencia.

Cuando se conecta un acelerómetro a la fuente de energía, el amplificador necesita unos segundos para estabilizarse. Durante este tiempo cualquier dato que la unidad recogerá será contaminado por las lentas variaciones de voltaje. Por esa razón las recopilaciones de datos deben de tener un retraso integrado, para asegurar que la unidad este en condición estable. Si el retraso es demasiado breve, la forma de onda de tiempo tendrá una rampa de voltaje en forma exponencial superpuesta sobre los datos y en el espectro se vera una característica creciente de muy baja frecuencia a veces llamada bajada de Eski. Esta se debe evitar ya que comprende el rango dinámico de la medición.

La frecuencia de resonancia en un acelerómetro depende mucho de su montaje. El mejor tipo de montaje siempre es el montaje con botón, todo lo demás limitara el rango de frecuencias efectivo en la unidad.

Cuando se coloca un acelerómetro es muy importante que la ruta de vibración desde la fuente hacia el acelerómetro sea la mas corta posible, especialmente si se esta midiendo la vibración en rodamientos con elementos rodantes.

Existen transductores de proximidad mas sofisticados como el PROXPAC, que contiene un sensor de proximidad propio, que no es más que un sensor en la tapa de alojamiento. Este diseño tiene las ventajas de no necesitar un cable de entrada (sonda) y el sensor de proximidad, también elimina la necesidad de un sensor de proximidad separado del alojamiento.

Las características técnicas que aplica el PROXPAC son +64 grados Fahrenheit, a +80 grados Fahrenheit, con un -24DC de suministro de energía, con 10kohms, cuando el voltaje es menos de -23.5Vdc daría como resultado un bajo rango de medición.

5. PROCESO DE AUTOMATIZACIÓN DE HIDROELÉCTRICA CANDELARIA

5.1 Finalidad de la automatización

El objetivo general de la implementación de automatización de la Planta Hidroeléctrica Candelaria S.A. es, básicamente: construir una planta eficiente, que maniobre de forma automática, prescindiendo al máximo de la necesidad de operaciones manuales y por ende de la intervención humana, esto tendrá como resultado la confiabilidad del arranque de la unidad, como también en respuesta ante cambios en los parámetros preestablecidos como por ejemplo de frecuencia debido a pérdida de carga o suministro de potencia en el Sistema Nacional interconectado.

Cuando hablamos de mejorar la confiabilidad en el arranque de la unidad generadora, se entiende que para intento de arranque que se origina desde la estación de operación en sala de mandos, se espera obtener un arranque y sincronización exitosa en un tiempo más corto gracias al sistema automático.

Cuando esperamos optimizar la respuesta de toda la central hidroeléctrica ante los cambios de frecuencia que se dan en la red, significa que las unidades generadoras que estén en operación asimilarn estas variaciones mediante la regulación automática de potencia, por medio de los variadores de frecuencia y carga, o gobernador sin necesidad que un operador intervenga en la maniobra.

Claro que el objetivo general trae consigo los siguientes objetivos específicos:

1. Mediante la implementación de la automatización se espera obtener una mejor eficiencia de control y operación de las unidad generadora, lo cual es traducido en ahorro de recursos tanto económicos como humanos al tener menos tiempo una unidad generadora indisponible por causa de

fallas en el arranque, lo cual se daba a menudo con la utilización de la lógica cableada antigua.

2. Si se cumple lo anterior se espera recuperar la inversión a mediano plazo, estimado en no más de cinco años.

5.2 Fases del proceso de automatización

La implementación del proceso de automatización puede considerarse como efectuada en tres etapas: etapa de pre-implementación, etapa de implementación y etapa de post-implementación de la unidad generadora.

5.2.1 Fase de Pre-implementación de Automatización

En esta fase es recomendable realizar todos los estudios y diseño de factibilidad del paralelaje de los equipos de automatización con la relevación automática y manual que se encuentra en operación en Secacao.

La operación de la automatización trabaja en paralelo con los equipos de relevación y se pondría en operación la lógica cableada, simplemente con hacer la selección a través de un conmutador. Esta forma de operación requiere de muchas horas de estudio para poder concebir la conmutación de PLC a lógica cableada (auto / manual) y luego aplicarlo utilizando simplemente un conmutador.

Al final, la operación en paralelo es posible y debido a ello es necesario conmutar los mandos que comprenden el arranque de auxiliares de la unidad, los cuales son: arranque de las bombas de presión hidráulica, y el arranque de las bombas de refrigeración.

En esta etapa se elaboro una base de datos de cada unidad generadora, de los servicios auxiliares, de las RTUs , cámara de válvulas y nivel de la

cámara de carga, así como de la presa , siendo la base de datos mas utilizada y de elaboración con mas detalle, la de las unidades generadoras.

En la base de datos de las unidades generadoras se detallaron todas las entradas digitales entre hacia el PLC, lo cual corresponde a los mandos generados y los retroavisos de que los mandos fueron ejecutados. Basándose en todos estos datos, se efectuó el conexionado eléctrico desde los equipos periféricos y las alimentaciones del PLC para buscar puntos de interconexión, rastreo de cables e incluso fallas en los equipos electromecánicos primarios.

5.2.2 Fase de implementación de Automatización

Durante la etapa de montaje, gran parte de los equipos se encontraban cableados internamente por parte del fabricante, tanto el CPU como los módulos de expansión del PLC dentro del panel principal de control. Entonces el paso a seguir fue el cableado de las distintas entradas y salidas del PLC hacia los dispositivos periféricos que controlara la unidad.

Una vez terminada la interconexión se realizan las pruebas operacionales de mandos y retroavisos, debiéndose elaborar un protocolo de pruebas muy amplio para tratar de abarcar todos los mandos posibles.

Entre las pruebas realizadas en esta fase se enuncian las siguientes:

- Arranque y paro de la bomba de presión hidráulica numero uno.
- Arranque y paro de la bomba de presión hidráulica numero dos.
- Arranque y paro de la unidad de refrigeración primaria.
- Arranque y paro de la unidad de refrigeración secundaria.
- Conmutación de bombas de presión hidráulica por protección eléctrica.
- Conmutación de bombas de enfriamiento por protección eléctrica.
- Disparo de la unidad por activación de relees de protección de bloqueo eléctrico.

- Disparo de la unidad por activación de relees de protección de bloqueo mecánico.
- Disparo de la unidad por activación de pulsador de emergencia.
- Arranque de auxiliares.
- Rodado.
- Rodado y excitado.
- Sincronizado por interruptor propio y por transferencia.
- Puesta en servicio.

Se detectaron algunas fallas en los mandos durante la fase de implementación, pero se determinó que se cometieron algunos errores en el cableado de los equipos periféricos y en los diagramas lógicos, se procedió a corregir las fallas, esperando la confirmación de ello durante la realización del protocolo de pruebas.

5.2.3 Fase de post-implementación de Automatización.

En esta etapa, las unidades generadoras ya se encuentran operando desde la estación de operación, con el tiempo se encuentran algunas fallas en los diagramas lógicos las cuales se corrigen, por lo que la operación se continua por medio del control del PLC, fueron corregidas las fallas operacionales, las cuales son originadas por errores en la creación de diagramas lógicos, y en algunos módulos de expansión del PLC donde se guarda el programa de arranque paro de la unidad.

A través del personal que estuvo a cargo de la automatización, es decir diagramas lógicos y de la ingeniería aplicada, se impartió un curso de capacitación a todo el personal de supervisión, técnicos y operadores para entender los procesos, el funcionamiento, el mantenimiento y la operación del equipo instalado.

6. PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO

Para el proyecto Hidroeléctrica Candelaria S.A., se preparo un protocolo de pruebas para el abastecimiento de equipo principal, este protocolo fue supervisado por la compañía de ingeniería:

- EES CONSULTING INC.

Y preparado por una segunda compañía de ingeniería:

- GILBERT GILKES & GORDON LTD

Figura 48. Grupo de ingenieros asignados a la realización del proyecto (Leroy Somer/Glikes/Phoenix controls).



En la Figura 48 se observa al grupo de ingenieros asignados a la realización de pruebas por parte de los fabricantes de los equipos.

El protocolo de prueba se estructuro de la siguiente forma:

SECCIÓN 1. INTRODUCCION AL PROTOCOLO DE PRUEBAS

Procedimiento 1.1 Equipo de subestación de 69kv.

Procedimiento 1.2 Estación de servicio

Procedimiento 1.3 Sistema de DC.

Procedimiento 1.4 Tablero de Control Principal.

Procedimiento 1.5 Equipo de Puesta a Tierra Neutral

Procedimiento 1.6 Unidad de Control / Potencia Hidráulica
Procedimiento 1.7 Sistema de enfriamiento del Generador
Procedimiento 1.8 Tubería de Entrada y Válvulas
Procedimiento 1.9 Turbina y Rotor de Alineación
Procedimiento 1.10 Step-up Transformers
Procedimiento 1.11 Generador
Procedimiento 1.12 Plantas Auxiliares
Procedimiento 1.13 Paros seguros (Mecánicos, Eléctricos.)
Procedimiento 1.14 Scada / Local - Secuencia de Encendido Auto/Manual
Procedimiento 1.15 Excitación del Generador/Regulador de Voltaje.

SECCIÓN 2. SEGUNDA ETAPA DE PRUEBAS (RENDIMIENTO EN MOJADO)

Procedimiento 2.0 Turbina, Generador, equipo de Control y asociados.

Antes de llevar a cabo el protocolo de pruebas anteriormente enunciado hubo que cumplir con ciertos requerimientos para que este pudiera ser ejecutado, los cuales detallamos a continuación:

Seguridad

El protocolo de pruebas no es más que una guía para la secuencia de pruebas, detallando las pruebas de puesta en marcha para la unidad turbina/generador Candelaria y el equipo asociado.

Requisitos

A. Fue esencial que el personal participante en las pruebas de puesta en marcha, tuviera experiencia en este tipo de trabajo y estuvieran familiarizados con el equipo y procedimientos que se llevaran a cabo y estuvieran al tanto de la siguiente advertencia:

LAS FALLAS QUE PUEDAN RESULTAR DE LOS PROCEDIMIENTOS QUE SE LLEVARAN A CABO, CORRECTAMENTE INTERPRETANDO LOS

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS, PUEDEN RESULTAR PERJUDICIALES PARA EL PERSONAL O DAÑOS AL EQUIPO.

B. El equipo de campo de ingenieros por parte de Gilkes, Phoenix, y sus contratistas no probaran, energizaran o presurizaran ningún equipo, hasta que se tenga la aprobación del representante del dueño.

C. Antes de probar cualquier equipo conectado o suministrado por otros, o instalado en áreas donde pudo haber personal trabajando, o el equipo de ingenieros de campo, se aseguro de que todos estuvieran enterados de que las pruebas estaban por comenzar, y que todos los procedimientos de seguridad habían sido adoptados.

Personal: El personal involucrado en las pruebas fue:

Dueño: Hidroelectrica Candelaria S.A. (HCSA)

Equipo de Ingenieros de campo:

Phoenix Power Controls Inc. (D. Shade).

Gilbert Gilkes & Gordon Ltd. (D. Martin).

Equipo de manufactura (requerido).

Contratista Eléctrico / Cableado .DISMME

Contratista General EES.

Gilkes / Phoenix, concluirían las pruebas descritas, con la asistencia del cliente (HCSA) y el representante del cliente (EES).

Resumen de la secuencia de Eventos

Las actividades a realizadas pueden ser subdivididas en tres categorías:

1. Pruebas de primera etapa (pruebas secas)

Las pruebas de la primera etapa se realizaran en seco antes de integrar el agua en la tubería de carga.

2. Pruebas de segunda etapa (pruebas húmedas).

Las pruebas de la segunda etapa se realizarán cuando la tubería de carga y el sistema de conducción de agua, estén suficientemente llenos para el propósito de la prueba en condiciones de actividad.

3. Prueba de aceptación.

Duración de la prueba es de 10 días. Consistió en la puesta en marcha de la unidad durante un periodo de diez días continuos.

NOTA: Fue de prioridad realizar toda la primera etapa de prueba, todo el montaje y pre-comisionada de prueba, por sub-contratistas especialistas. Esto incluye la verificación y todo el cableado interconectado de potencia, control, protección y comunicación del equipo que será probado.

1. PRUEBAS DE PRIMERA ETAPA REALIZADA EN SECO.

La secuencia de los eventos realizados en la primera etapa estuvieron basados en los siguientes componentes:

0. Montaje del equipo de 69kv y transformador de potencia principal.

1. Estación de servicio del transformador. Energización progresiva de potencia en distribuidores de AC y DC, servicios para potencia permanente.

2. Prueba y puesta en operación de los siguientes servicios:

- a. Estación de servicio de paneles de 480v. (transformador de servicios auxiliares.)
- b. Sistema de DC.
- c. Panel de Control Principal y escritorio de Control.
- d. Control y Comunicaciones de red / Equipamiento.
- e. Cubículo de puesta a tierra.
- f. Unidad de potencia Hidráulica.

- g. Sistema de agua de enfriamiento.
- h. Tubería de entrada, tubería de válvula principal y válvula de paso.
- i. Casa de turbina y puesta en marcha.
- j. Paletas guía y actuador de regulación del encendido-seco.
- k. Generador principal y conexiones auxiliares.
- l. Plantas auxiliares.
- m. Paro seguro. (mecánico/ eléctrico.)
- n. Secuencia automática/manual de encendido/apagado.
- o. Excitación del generador/instalación inicial del regulador de voltaje.

2. SEGUNDA ETAPA DE PRUEBAS REALIZADAS EN MOJADO.

La secuencia de eventos que se realizaron durante la segunda etapa de pruebas estuvieron basados en lo siguiente:

1. Marcha mecánica (fuera de línea)

- a. Tubería de carga/turbina prueba a presión operativa (usando toma de tubería de carga.)
- b. Marcha mecánica.
- c. Demostración de paro seguro.
- d. Prueba de control de velocidad.
- e. Si es satisfactorio proceder a la estabilización de temperatura del cojinete.
- f. Verificación de todas las indicaciones y settings (ajustes).
- g. Setting (ajuste) de sobrevelocidad.

2. Paro Eléctrico. (fuera de línea).

- a. Excitación de control de voltaje.
- b. Control de frecuencia.
- c. Chequeo de circuitos sincronizadores y secuencia de fases.

3. Pruebas de Carga (en línea)

- a. Rechazo de carga en etapas de incremento.
- b. Rendimiento de potencia y control de voltaje, control de estabilidad del factor de potencia.
- c. Chequeos mecánicos.
- d. Estabilización de temperatura en los cojinetes y el estator.
- e. Pruebas de carga completa.
- f. Secuencia automática de encendido/apagado.
- g. Control de niveles río arriba (sensores en cámara de carga).
- h. Operaciones remotas.

Ahora describiremos el desarrollo de cada uno de los procedimientos de prueba realizados:

SECCIÓN 1

PRIMERA ETAPA DE PRUEBA (rendimiento en seco).

PROCEDIMIENTO 1.1 EQUIPO DE SUBESTACIÓN DE 69KV.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

El equipo de la subestación fue suministrado por Gilkes/Phoenix, e instalados por ingenieros contratados por los dueños, la encargada fue la empresa DISMME, y por instrucciones y recomendaciones de los fabricantes se ejecutaron los procedimientos, siendo este el alcance de la prueba:

1. Completar el ensamble de los equipos y realizarles pruebas según indique el fabricante.
2. Realizar pruebas de aislamiento y puesta a tierra.
3. Chequear el interruptor automático en apertura/cierre, disparo operacional desde el panel de control principal.
4. Chequear que los transformadores de corriente estén conectados de forma correcta, es decir que la secuencia

de fases en el panel de control corresponda a la del generador.

5. Chequear que los transformadores de potencial estén conectados de forma correcta, es decir que la secuencia de fases e el panel de control corresponda a la del generador.
6. Verificar los estados de alarma aplicables al campo de los dispositivos.

EQUIPO DE PRUEBA REQUERIDO:

Mehometro

Multimetro

Trazador de Tono.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA REQUERIDO

NOTA: Todo el equipo fue correctamente instalado y probado por pruebas funcionales, el equipo fue probado con megohmetro antes de energizar.

- A. Se aseguro que el interruptor de 69kv, y el circuito de 69kv estuvieran abiertos y los seccionadores de aislamiento estuvieran en operación.
- B. Con el interruptor de 69kv, y el circuito de 69kv abiertos y aislados, se verifico el transformador de corriente CT, la instalación alambrica y la polaridad, como las relaciones de transformación.
 1. CT1: 69kv, 100/5
 2. CT2: 69kv, 100/5 grupo de tres transformadores de corriente.
- C. Con el interruptor de 69 kv y los seccionadores de aislamiento abiertos, se verifico el voltaje del transformador, tendido electrico y polaridad.
- D. Se verifico el quipo de prueba operacional.
 1. Abierto y cerrado 69kv, no cargado, desconectado con interruptor de puesta a tierra, se probaron las correctas operaciones de enclavamiento.

2. Abierto/Cerrado y disparo 69kv (42L) usando circuito interruptor local/remoto. Las pruebas de funcionamiento auto/manuales y de disparo el 86T fueron probadas de acuerdo a los circuitos de operación, confirmando la apropiada operación de toda alarma aplicable y puntos de estado, ambos localizados en el tablero de control principal. (MCB)

NOTA: Estas pruebas iniciales fueron concluidas con el 69kv, no cargado, desconectado, en la posición de abierto. Antes de operar el 42L circuito interruptor aplicado, todo transformador principal de potencia y el circuito de protección estuvo en su lugar, activo y totalmente probado.

3. abierto el circuito de interruptor de 69kv se probó la operación mecánica de la estación de servicios del transformador (SST), enclavamiento. Asegurándonos que el interruptor de transferencia manual para el generador de emergencia estaba en operación "normal" y cierre el SST fusible desconectado. Se verificaron todas las alimentaciones de 480v en el MCC estuvieran en posición abiertas, luego se cerraron ambas 69kv no cargados, interruptores desconectados, y el interruptor de circuito de 69kv y luego se energizó el centro de control de motores en mínima carga. Los circuitos asociados por 480v/ 208v y 120v, pudieron ser luego energizados como es requerido para pruebas y comisiones.
4. Después de confirmar que todo circuito de derivación este en posición, el sistema cargador de 120v de baterías de DC, pudieron ser energizados como es requerido para pruebas y comisiones.

5. CRITERIO DE ACEPTACIÓN: los criterios de aceptación a tomar en esta prueba fueron los siguientes;

El Interruptor de control y rendimiento lógico debe controlar satisfactoriamente el circuito interruptor de 69kv y el mecanismo correcto de operación de 69kv debe ser observado al desconectar.

Toda alarma y puntos de estado deben estar contabilizados para funcionar apropiadamente.

Transformadores de corriente conectados apropiadamente.

Transformadores de voltaje conectados apropiadamente.

PROCEDIMIENTOS 1.2 ESTACIONES DE SERVICIO. PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

ALCANCE DE LA PRUEBA

El equipo de la estación de servicios fue suministrado por Gilkes/Phoenix e instalado por Cliente/ingenieros, probado para ser conducido por las instrucciones y recomendaciones del fabricante y este consistió en:

1. Procedimientos de prueba del fabricante.
2. Prueba de aislamiento y puesta a tierra.
3. Interruptores de fase de prueba: transformador de corriente propiamente conectado con la correcta fase de control panel del generador.
4. Instrumentos de fase de prueba: transformador de voltaje apropiadamente conectado con la correcta fase del panel de control del generador.
5. Alarma y verificación de estado de todos los dispositivos relacionados al campo.

EQUIPO DE PRUEBA REQUERIDO

Megohmmetro.

Multimetro de 0-600v

Trazador de Tono

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

A. Medicion y registro de voltajes obtenidos, fase de rotacion y/o polaridad de terminales del siguiente equipo:

1. Voltaje de 480v en el centro de control de motores.
2. Voltaje de 208/120v en panel de distribución de AC.
3. Panel de control de la turbina
4. Tablero principal de control.

5. Cargador de baterías y panel DC de 125v.
6. Panel inversor
7. Generador diesel de emergencia.

B. Confirmar la correcta operación de toda alarma, estado y punto de control , ambas localizadas en el tablero de control principal (MCB), para el siguiente equipo:

1. 480v voltios en el centro de control de motores
2. panel de control de la turbina
3. cargador de batería y panel DC de voltaje 125.
4. Panel inversor
5. Generador diesel de emergencia

CRITERIOS DE ACEPTACIÓN

Se tomo como criterios de aceptación los siguientes parámetros:

Revisar correspondencia con dibujos de referencias.

El voltaje suministrado debe ser de +/- 5% de la clasificación del equipo

Todas las alarmas y puntos de estado deben ser contabilizados para funcionar apropiadamente, transformadores de corriente apropiadamente conectados, transformadores de voltaje apropiadamente conectados.

PROCEDIMIENTO 1.3 SISTEMA DC.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

ALCANCE DE LA PRUEBA.

Revisar y dar fuerza/ potencia al sistema del panel de DC.

ESPECIFICACIONES DE LA PRUEBA.

Verificar el suministro adecuado de voltajes.

EQUIPO REQUERIDO

Multimetro 0-600v.

Megohmmetro

PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA

A. Medicion y registro del voltaje de terminales del siguiente equipo:

1. Modulo de enfriamiento del generador.
2. Panel de control de la turbina.
3. Tablero principal de control.

CRITERIOS DE ACEPTACIÓN

El voltaje suministrado no debe ser +/- 5% del equipo clasificado.

PROCEDIMIENTO 1.4 TABLERO DE CONTROL PRINCIPAL.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.

ALCANCE DE LA PRUEBA

Medidores, Reles, dispositivos de protección, panel indicador, monitor de temperatura, puntos I/O PLC y 24voltios DC. Potencia de los suministros deberá ser probada, al igual que su funcionalidad para dispositivos iniciales de nuevo en los paneles de control.

EQUIPO REQUERIDO

Multímetros

Fuente de corriente de 0-20mA, simulador RTD, generador de frecuencia.

Megohmmetro

Termómetro

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA:

- A. Inspección: verificar el equipo y panel por daños durante el transporte o montaje.
- B. Pre-Comisiones. Realizar toda prueba de precomision. Los circuitos deberían probar los dispositivos iniciales primarios para acciones funcionales.
- C. Circuitos de sincronización
Ir a la subestación de 69kv y cuidadosamente revisar la secuencia de fases en la caja terminal local.

Repita la prueba de fase de rotación de 69kv en los PT's y en las terminales MCB entrantes y confirme que coincidan.

Durante las pruebas de excitación del generador, cuidadosamente registre la fase de rotación del mecanismo de control de los PT's del generador, y de terminales secundarias.

Repita la fase de prueba de rotación de los PT's del generador y de las terminales de entrada del MCB y confirme que ellas concuerdan.

D. Instalación de relee protector.

Confirme que todo relee protector ha sido configurado de acuerdo a la instalación en el estudio de coordinación proporcionado por Phoenix.

Confirmar que todos los relees de protección operen dentro de los parámetros de estudio de coordinación proporcionado por Phoenix.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

Todos los medidores, relees, dispositivos de protección, panel indicador, monitor de temperatura, puntos I/O del PLC y DC potencia de 24v. Debe ser probada su funcionalidad para operar de acuerdo con el sistema de control dibujado en el plano.

PROCEDIMIENTO 1.5 EQUIPO NEUTRAL DE PUESTA A TIERRA, PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.

ALCANCE DE LA PRUEBA.

Prueba completa para hacer que el equipo este listo para el servicio

ESPECIFICACIONES DE LA PRUEBA.

Realizar la prueba de acuerdo con diagramas e instrucciones del fabricante.

EQUIPO REQUERIDO

Megóhmmetro 1000 v

Multímetro de 0 – 600 v

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

A. Resistencia de aislamiento

Medición de la resistencia de aislamiento utilizando el megómmetro en 1000 v instalado por un minuto entre primario y secundario.

B. Prueba de relación

Prueba de relación ha sido llevada a cabo durante la prueba de fabricación.

Medir la resistencia de la conexión de puesta a tierra y registre valor de resistencia primario, secundario.

- C. Verifique del transformador de corriente, la polaridad y el tendido eléctrico

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

A. Resistencia de aislamiento, todos mayor a 100 M Ohmios.

B. Voltaje secundario +/- 3% del voltaje nominal correspondiente al valor del voltaje de entrada.

C. Resistencia resistor puesta a tierra esta como la que se muestra en los dibujos.

D. Conexiones a tierra apropiadamente conectadas a la rejilla de conexión a tierra.

E. Transformador de corriente apropiadamente conectado.

PROCEDIMIENTO 1.6 UNIDAD DE CONTROL / POTENCIA

HIDRAULICA.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

ALCANCE DE LA PRUEBA

- A. Completar prueba para hacer que el equipo este listo para el servicio.
- B. Designación del equipo HPU
 - Presión de operación
 - Bajo flujo de apagado
 - Bajo nivel de alarma/apagado
 - Alta temperatura/apagado

Baja presión de alarma de apagado

Alta presión diferencial de alarma

ESPECIFICACIONES DE LA PRUEBA

- A. Repita toda la prueba realizada en la fábrica de acuerdo con el procedimiento de prueba de aceptación de fábrica.
- B. Inspeccionar, ajustar y operar los controles eléctricos e hidráulicos y equipo auxiliar incluido, pero no limitado a:
 - 1. juego de presión de aceite, incluyendo bomba, acumuladores, válvulas y tubería.
 - 2. Sistema de control y flujo/presión alarmas y disparos.
 - 3. Controles manuales/automáticos y controles remotos.
 - 4. Circuitos eléctricos, incluyendo amplificadores.
 - 5. Paletas guía, MIV(main valve inlet) válvula principal de entrada y válvula de regulación de movimiento de paso.
 - 6. Operación eléctrica de auxiliares incluyendo:
 - a. válvulas de solenoide.
 - b. nivel de aceite, interruptores de flujo y presión.
 - c. válvulas de control.
 - d. suministros de indicación remota.

EQUIPO DE PRUEBA REQUERIDO.

Megohmmetro de 500v.

Multimetro.

Reloj de paro. (Cronometro)

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.

A. prueba de motor y bomba.

B. prueba de dirección de rotación.

1. Empuje de cada motor y confirme la correcta dirección de rotación como se muestra en la bomba.

C. inspeccion

Las siguientes revisiones y procedimientos deben ser conducidos:

1. todos los componentes y tuberías de trabajo ensamblado este correcto, y el equipo este limpio y listo para la operación, asegúrese que las unidades estén llenas de aceite hasta el nivel correcto.
2. Las uniones enviadas son removidas y que el equipo este completo.
3. El apretado/ajustado de todas las conexiones eléctricas.
4. Desconexión de la tubería de trabajo y cierre del circuito, de la tubería de trabajo donde sea posible que se formen circuitos de baldeo de otra forma, el aceite deberá ser bombeado en el contenedor correcto y almacenado para correctas necesidades.
5. Purgue o sangre todas las entradas de aire a la tubería.
6. El correcto nivel de aceite de reserva al tope de ser necesario.
7. Sobrecargas del motor y fusibles correctos y montados.

D. Pruebas mecánicas hidráulicas.

1. Verificar la presión de precarga del nitrógeno, consulte instrucciones de operación y asegúrese de entender las operaciones de acuerdo al esquema hidráulico dibujado.
2. Asegúrese de que la válvula del vertedor este abierta y encienda la bomba uno manualmente y permita que la presión se construya cerrando lentamente el vertedor, note que en cualquier punto la presión puede ser reducida deteniendo el motor y abriendo la válvula del vertedor.
3. Encienda la bomba dos en manual y permita que la presión se construya normal, proceda como en la bomba uno, verifique fugas y entradas de aire.
4. Refiérase a la HPU (unidad de presión hidráulica) documentación de prueba para la instalación de pruebas de certificación de las válvulas de desfogue.
5. Verifique fugas.

6. Usando las bombas en manual coloque el descargador (la facilidad de verter del dispositivo puede usarse para prueba) para desconectar a 1500psi.
7. interruptores de presión HPU.
Fije el interruptor precaución/ alerta de baja presión en 1150psi.
Fije el interruptor de baja presiona en 1100psi.
8. Efectué pruebas de funcionalidad en bombas y controles de acuerdo con la lógica y diagramas de los equipos.
9. Coloque las paletas guías en abierto/cerrado usando temperatura y presión compensando flujo de control de válvulas.
10. Coloque MIV (válvula principal de entrada) y tiempo de paso abierto/cerrado usando temperatura y presión compensando el flujo de control de válvulas.
11. Permita que el sistema funcione hasta que el estado de presión estable sea alcanzado. Mueva las paletas guía a la posición de abierto y asegúrese de que la válvula de desviación cierre las paletas guía mientras un comando presente la señal de abierto. Apague la señal de comando para desviar, debería también desenergizar la válvula solenoide MIV y válvula de paso.
12. Prepare las paletas guía en posición completamente abierto. El interruptor de bombas, disminuya lentamente el sistema de presión (usando la facilidad del vertedor para depositar). Y permita que el interruptor de baja presión apague. Verifique que las paletas guías cierran y que las paletas guía cierran y que las señales de apagado hayan sido publicadas.
13. Verifique la correcta operación de todas las válvulas manuales.
14. Verifique la operación de interruptores de límite y potenciómetros de retroalimentación.
15. Calibre el juego de tramo cero de las paletas guía de alimentación, esto es medido en la tarjeta de control del amplificador. Cero voltios de DC paletas de guía cerradas. Y diez voltios de DC paletas de guía abiertas.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

- A. Resistencia de aislamiento del motor 50ohms.
- B. Presión de precarga de nitrógeno 986psi.
- C. La presión al final de la prueba de acumulación: debería ser acerca de la presión de precarga .
- D. prueba exitosa mecánica/ hidráulica.

PROCEDIMIENTO 1.7 SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DEL GENERADOR PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

- A. Completar la prueba para hacer que el equipo este listo para la puesta en servicio.
- B. Designación del equipo para el modulo de enfriamiento del generador.
Parámetros a evaluar son: presión de apertura, baja presión de apagado, flujo bajo apagado,

ESPECIFICACION DE LA PRUEBA.

- A. Inspección de ensamblado y asegúrese de que todo componente y tubería de trabajo este ajustado, todas las conexiones ajustadas y las bombas sumergidas en el agua.
- B. Inspeccione ajuste y opere el equipo del sistema de enfriamiento de agua incluyendo.
 1. Bombas de enfriamiento de agua de AC y DC.
 2. Controles y motores de AC y DC.
 3. Controles manuales, automáticos y control remoto.
 4. confirme operación y alarmas de apagado.
 5. operación eléctrica de auxiliares incluidos, señal-remota, indicaciones.

EQUIPO DE PRUEBA.

- Multimetro
- Cronometro.

Megometro 500v.

Amperímetro de gancho AC, DC.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.

A. inspección

Inspeccione por cualquier daño durante la transmisión o instalación, verifique lo siguiente:

1. Todos los componentes y tuberías de trabajo estén limpios y fuera de cualquier material extraño fuera de las instalaciones.
 2. Las uniones realizadas estén bien adheridas y el equipamiento este completo.
 3. El ajuste de todas las conexiones eléctricas y mecánicas.
 4. No existen fugas visibles en los ajustes de la tubería de trabajo.
 5. Cubierta de seguridad en su lugar.
 6. Observe ruidos durante la operación de bombas de AC y DC.
 7. Registre el flujo del agua de enfriamiento y de presión.
 8. Sobrecargas del motor y fusibles correctamente y listos.
- C. Use un megohmmetro de 500v, para probar la resistencia de aislamiento del devanado en el motor de AC, y consulte los manuales de O&M (operaciones y mantenimiento) para prueba de evaluación, para ser aplicado a la armadura y el campo de aplicación de DC.

D. Pruebas mecánicas hidráulicas.

1. Asegúrese que todos los drenajes estén cerrados.
2. Llene el sendero al correcto nivel operativo con agua limpia. Verifique el interruptor de bajo nivel de operación correcta.
3. Desconecte el enfriador de agua de la tubería de trabajo en los soportes y el tubo de desfogue hasta que este limpio.
4. Verifique que los suministros del motor de AC y DC estén disponibles. Empuje cada motor para verificar la rotación, si esta incorrecto, aislé el motor y cambie las conexiones, luego verifique de nuevo la rotación.

5. Drene el agua que pasa por el sistema, hasta que toda impureza sea removida del sistema, Luego reconecte la tubería de trabajo hasta los soportes.
6. Re-encienda la bomba y verifique el sistema por fugas, calentamiento y vibración, asegúrese que la presión y el flujo al generador de las bombas de enfriamiento y los soportes sea el correcto.
7. Encienda y corra el motor/bomba de AC/DC, verifique y registre voltajes y corrientes.
8. Realice pruebas de funcionamiento en bombas de control de acuerdo a:
 - a. manual operativo y el sistema esquemático trazado.
 - b. Controles y dibujos de instrumentos Phoenix.
9. Pare la bomba de AC y encienda a bomba de DC. Confirme que toda la presión e instalaciones de flujo sean satisfactorias, con la bomba de operación de DC.

CRITERIO DE ACEPTACION.

- A. resistencia de aislamiento del motor. A un valor de 50ohms.
- B. flujo de enfriamiento de agua.
- C. Datos de placa del fabricante del motor.
- D. Correcta operación mecánica hidráulica.

PROCEDIMIENTO 1.8 – TUBERIA DE ADMISIÓN/ ENTRADA Y VÁLVULAS PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.

ALCANCE DE LA PRUEBA

- A. Completar las pruebas para hacer que el equipo este listo para el servicio.

EQUIPO DE PRUEBA.

Multimetro / probador de circuitos.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

A. Inspección. Revise lo siguiente.

1. La tubería de carga, válvulas y la tubería de trabajo asociada estén limpios y fuera de cualquier material extraño de fuera de la instalación.
2. Las uniones realizadas sean rígidas en la tubería y el equipo este completo.
3. Ajuste de toda la conexión mecánica.
4. Correcto ensamblaje y alineación de las uniones desmanteladas.

B. Prueba de operación de válvulas de entrada a la turbina.

1. Manualmente opere cada válvula como se muestra:

Paso MIV- de completamente cerrado ha completamente abierto.

Paso MIV- de completamente abierto ha completamente cerrado.

MIV- de completamente cerrado ha completamente abierto.

MIV- de completamente abierto ha completamente cerrado.

B. Pruebas Eléctricas- Señales / interruptores de posición.

1. Verifique la correcta operación de interruptores de límite de acuerdo a los dibujos.

MIV paso abierto.

Miv paso cerrado.

MIV abierto,

MIV cerrado.

C. Pruebas operacionales, válvulas de desfogue.

1. Manualmente opere cada válvula que pasa un ciclo y revise su apropiada operación.

CRITERIOS DE OPERACIÓN

A. Inspecciones y operaciones prueban la correcta operación de las válvulas.

B. La correcta operación de interruptores prueban o dan señales correctas.

C. Desmantelado de instalación de uniones torque.

**PROCEDIMIENTO 1.9 ALINEACIÓN DE LA TURBINA Y CORREDOR.
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.**

ALCANCE DE LA PRUEBA

- A. Inspección. Verifique lo siguiente:
1. Estructura de entrada, casa de maquinas, corredor tubería de entrada estén limpios y libres de cualquier material extraño de fuera de las instalaciones.
 2. Asegurar la posición del perno corredor y registrar valores de fijación de torque, posición axial del corredor de turbina y montaje paro libre.
 3. Ajuste todas las conexiones mecánicas y eléctricas.
 4. Cubiertas de seguridad en su lugar.
 5. Verifique todos los ítems de la lista de chequeo de pre-comisiones.
 6. Verifique cono de nariz este bien ubicado y seguro.

LISTA DE CHEQUEO DE PRECOMISIÓN

1. Asegúrese que la autorización ha sido obtenida para iniciar la comisión.
 2. Verifique que todas las tuberías de trabajo estén completas y libres de material externo.
 3. Abra y cierre todas las válvulas para chequear sus operaciones.
 4. Verifique que todo el concreto, graut, etc., halla curado.
 5. Asegúrese que todos los componentes estén bien colocados y completamente seguros. Todas las partes móviles estén bien lubricadas, y las guardas y cubiertas en su lugar.
 6. Asegúrese que todo accesorio eléctrico, cableado, y conexiones de puesta a tierra estén completos y totalmente probados.
 7. Prepare el generador para la comisión de acuerdo con el fabricante, asegúrese que todo el sistema de control de alarmas y marcha estén listos.
 8. Encienda los calentadores anti-condesadores, para verificar que estos funcionan correctamente.
- B. Prueba de Operación.

Gilkes verificara la operación de las paletas guía, ensamblaje y montaje.

1. Verifique que el mecanismo de operación de las paletas guía este listo mientras se ensambla la turbina y que no requiera ajustes. El sistema de HPU deberá ser verificado y estar en forma para operar las paletas guía.
2. Paletas guía completamente abiertas.
3. Verifique el recorrido del cilindro y asegúrese de la correcta operación.
4. Asegúrese de que la cerradura de la tuerca de la abrazadera esta ajustada.
5. Cierre las paletas guía y observe la operación de 5% y limite el interruptor.

C. VERIFICACIÓN FINAL ANTES DE LA ADMISION DE AGUA.

Gilkes indicó el listado de verificaciones a realizar:

1. Verifique que toda herramienta suelta, equipo, plataforma de trabajo, luces, etc. Sean removidas de adentro de la caja de la turbina.
2. Asegúrese que la cubierta de turbina y tubería de trabajo estén seguramente ajustados y que no existan escapes de agua en el edificio.
3. Asegúrese que toda guarda este correctamente ajustada y segura, asegúrese que todo el cable de interconexión este completamente ajustado y toda caja cobertora de terminales haya sido colocada.
4. Refiérase a las instrucciones de Leroy Somers para generadores “comisiones operación/mantenimiento” contenidos en la comisión del generador e inicie actividades.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

Todos los ítems deben funcionar correctamente en coordinación con los manuales de planta.

PROCEDIMIENTO 1.10 TRANSFORMADOR ELEVADOR PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

ALCANCE DE LA PRUEBA

- A. inspección del transformador y reporte de las pruebas de las instalaciones en el sitio, los requerimientos de la prueba del megohmmetro deben concordar, se debe verificar el aceite, las alarmas de temperatura del devanado y deben ser requeridas las alarmas de gas del rele bucholz.

EQUIPO DE PRUEBA.

- Megohmmetro 5000v.
- Multimetro de 1-600v.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.

- A. El transformador elevador debe ser probado de acuerdo con las recomendaciones descritas del fabricante. Como mínimo las siguientes pruebas deben realizarse.
 1. Resistencia de devanado de todos los devanados.
 2. Prueba de relación de transformación de todos los devanados y toda tapa o cubierta.
 3. Prueba de factor de potencia de aislamiento usando equipo DOBLE de prueba.
 4. Prueba de presión de relees.
 5. Prueba de punto de referencia de combustible gas en aceite si es requerido por el fabricante.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

- Todos los ítems deben funcionar correctamente y conocerse los criterios mínimos de aceptación del fabricante.

**PROCEDIMIENTO 1.11 GENERADOR.
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.**

ALCANCE DE LA PRUEBA

- A. Verifique que el generador este listo para ser excitado y los instrumentos de potencia del regulador de voltaje estén disponibles y las conexiones llevadas a cabo de acuerdo con las instrucciones y dibujos de Leroy Somer y Phoenix.

EQUIPO DE PRUEBA

- Megohmmetro 1000v.
- Megohmmetro 500v.
- Multimetro
- Termómetro.

PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA

A. INSPECCIÓN. Verifique lo siguiente:

1. Verifique el generador externamente y confirme que los registros y fotografías de la inspección interna demuestren que la máquina esta lista para la operación.
2. Los accesorios enviados deben ser colocados y el equipo estar completo.
3. El ajuste de todas las conexiones eléctricas y mecánicas: valor del torque y el registro de las verificaciones de las conexiones en cable de potencia que requerían ser verificadas.
4. La integridad de la instalación eléctrica.
5. Cubiertas de seguridad en su lugar.
6. El generador y el equipo asociado este efectivamente conectado al sistema de puesta de la estación. (Todo el equipo de conexión a tierra este completo y el valor de resistencia a tierra registrado).

7. Confirme que la dirección de estado de la rotación mecánica sea la correcta de acuerdo a la dirección de rotación de la turbina, la secuencia de la fase de la rejilla haya sido confirmada y el generador haya sido cableado acorde a ello).

B. RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

1. Información del devanado/bobinado

A. Aplique energía para calentadores de anticondensación por lo menos una semana antes de hacer la prueba de resistencia de aislamiento al devanado/bobinado.

B. Desconecte el aumento de la supresión de los capacitares que surjan y la tierra neutral.

C. Mida la resistencia de aislamiento de todas las 3 fases para tierra en 1000 v en intervalos de 1 minuto por 10 minutos, o de acuerdo a las instrucciones de Leroy Somer,

D. Desconecte las conexiones en neutral terminadas en U2, V2, W2 y mida fase a fase la resistencia de aislamiento en 1000v por 1 minuto.

E. Vuelva a conectar el aumento de la supresión de los capacitares, neutral y tierra neutra.

F. Mida el aislamiento del rotor, el excitador y el excitador auxiliar en 500 v.

2. Las pruebas de aislamiento del cojinete deben cumplirse previo a ajustar el cojinete y el sello, la tubería de trabajo de agua de enfriamiento, etc.

A. Remueva el cojinete de soporte antes de la prueba de aislamiento acortando las correas.

B. Mida la resistencia de aislamiento del cojinete a 100v por 1 minuto.

C. Reconecte el cojinete.

C. RESISTENCIA DE TEMPERATURA DE DISPOSITIVOS

1. Verifique la lectura a temperatura ambiente de los seis RTD'S del estator.
Y temperatura de cojinetes del generador.

D. Realizar pruebas a los transformadores de corriente acerca de su radio y polaridad como su resistencia a tierra.

E. CALENTADORES DE RESERVA

1. Confirme la correcta operación de los calentadores de reserva. Registre los valores de corriente y voltaje.

F. EQUIPO DE EXITACIÓN

1. Confirme que las conexiones externas para la unidad de excitación estén de acuerdo a los dibujos.

CRITERIOS DE ACEPTACIÓN

- A. Resistencia de aislamiento del devanado de estator $>22.8 \text{ M}\Omega$
- B. Resistencia de aislamiento del rotor: $> 20 \text{ M}\Omega$
- C. Resistencia de aislamiento del cojinete: $> 50\text{k}\Omega$

PROCEDIMIENTO 1.12 PLANTAS AUXILIARES

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

ALCANCE DE LA PRUEBA

Esta sección es aplicada a diversos ítems que no son cubiertos en otro lugar.

Equipo de prueba

Multímetro

Megóhmmetro 500 v

PROCEDIMIENTO 1.13 APAGADO SEGURO (MECANICO/ELÉCTRICO)
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

ALCANCE DE LA PRUEBA

Campo de prueba y arranque

ESPECIFICACIONES DE LA PRUEBA

Examinar apagados seguros para verificar la apropiada actuación de los cierres y anunciaciones en SCADA.

EQUIPOS REQUERIDOS

1 Multímetro

Pruebas convenientes para conducir a la simulación de entradas en 125 VDC.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

A. Manualmente opere entre terminales de interes en cada caso un corto circuito y verifique un bloqueo eléctrico del relee 86E y el relee que actuara en cada caso, verifique que se despliegue en el monitor SCADA, las alarmas y anunciaciones de acuerdo con estándares y testigos como es requerido según el diagrama lógico.

Instale la computadora SCADA, modems y la impresora en la casa de máquinas. En el monitor debera observar según cada prueba lo siguiente:

- | | |
|---|---|
| 1. Botón de presión de parada de emergencia | Relee EPB
Leroy Somer/Gilkes/Phoenix |
| 2. Relee de protección del transformador | Relee TPR
Leroy Somer/Glikes/Phoenix |

- | | |
|---|---|
| 3. Relee de protección del generador | Relee GPR
Leroy Somer/Glikes/Phoenix |
| 4. Alarma de control de excitación DECS | Relee AVR
Leroy Somer/Glikes/Phoenix |
| 5. Relee 1 de excitador Decs | Relee AVR1X
Leroy Somer/Glikes/Phoenix |
| 6. Fallo del PLC | ReleeCPLCF
Leroy Somer/Glikes/Phoenix |
- B. Como se explica en el párrafo A, opere manualmente los dispositivos a modalidad de apagado y disparo 86N. Y según la referencia de los diagramas lógicos deberá observar lo siguiente:
- | | |
|---|---|
| 1. Apagado por bajo nivel de aceite HPU | Relee 71HPULLX
Leroy Somer/Glikes/Phoenix |
| 2. Apagado por baja presión HPU | Relee 63 HPULLX
Leroy Somer/Glikes/Phoenix |
| 3. Apagado por bajo flujo HPU | Relee 80HPUT
Leroy Somer/Glikes/Phoenix |

4. Alta temperatura de aceite HPU	Relee 23HPU Leroy Somer/Glikes/Phoenix
5. Alta diferencia de presión HPU	Relee 38DEHX Leroy Somer/Glikes/Phoenix
6. Paro por. Alta temperatura confiable en cojinete	Relee 38 DEHX Leroy Somer/Glikes/Phoenix
7. Alto registro diario de temperatura en cojinete	Relee38DEHHX Leroy Somer/Glikes/Phoenix
8. Alta temperatura (indicador) en cojinete	Relee N/A Leroy Somer/Glikes/Phoenix
9. Bajo nivel de aceite en cojinete	Relee71DELX Leroy Somer/Glikes/Phoenix
10. Bajo flujo de agua en cojinete	Relee 80CWDET Leroy Somer/Glikes/Phoenix
11. Alta temperatura en cojinete	Relee 38NDEHX Leroy Somer/Glikes/Phoenix
12. Alta temperatura (indicador) en cojinete	ReleeN/A

Leroy Somer/Glikes/Phoenix

13. Bajo nivel de aceite en cojinete

Relee 71NDELX

Leroy Somer/Glikes/Phoenix

14. Bajo flujo de agua en conjinete

Relee 80CWNET

Leroy Somer/Glikes/Phoenix

15. Alta vibración del generador

Relee 39VIB

Leroy Somer/Glikes/Phoenix

C. Como en el párrafo A, manualmente opere en línea los dispositivos de paro y disparo 86T, que corresponden al transformador.

1. Relee protección del transformador

Relee TPR

Leroy Somer/Glikes/Phoenix

2. Cortacircuitos de falla del generador

Relee GPR

Leroy Somer/Glikes/Phoenix

3. MPT Disparo reciente de presión

Relee 63PRX

Leroy Somer/Glikes/Phoenix

4. MPT Bajo nivel de aceite

Relee 71QL

Leroy Somer/Glikes/Phoenix

5. MPT alta temperatura del devanado
Relee 26Q1-K3
Leroy Somer/Glikes/Phoenix

6. MPT Alta temperatura de aceite
Relee 26Q2-K3
Leroy Somer/Glikes/Phoenix

7. Diferencial de línea
Relee 87L
Leroy Somer/Glikes/Phoenix

D. Como en el inciso A,B y C opere manualmente el dispositivo de disparo de línea 42 L T

1. Interruptor de control manual
Relee 42LCS
Leroy Somer/Glikes/Phoenix

2. Disparo PLC/SCADA
Relee C42LT
Leroy Somer/Glikes/Phoenix

3. Cierre del transformador
Relee 86T
Leroy Somer/Glikes/Phoenix

4. Interruptor de disparo del circuito
Relee 27DC1
Leroy Somer/Glikes/Phoenix

E. Como en los incisos A, B, C y D manualmente opere el dispositivo de disparo en línea 5E

1. Frecuencia de línea encima/abajo	Relee TPR Leroy Somer/Glikes/Phoenix
2. Voltaje de línea encima/abajo	Relee 27/59 Leroy Somer/Glikes/Phoenix
3. Posición invalida del interruptor	Relee 42LB y 52GA Leroy Somer/Glikes/Phoenix
F. Como en los incisos A, B, C, D y E opere manualmente el apagado de los dispositivos del generador y disparo 52G	
1. Interruptor de control manual	Relee 52GCS Leroy Somer/Glikes/Phoenix
2. Defecto de utilidad	Relee 5E Leroy Somer/Glikes/Phoenix
3. Cierre del transformador	Relee 86T Leroy Somer/Glikes/Phoenix
4. Cierre eléctrico	Relee 86E Leroy Somer/Glikes/Phoenix
5. Cierre mecánico	Relee 86N Leroy Somer/Glikes/Phoenix
6. Paro normal (después de bajo poder)	Relee 5x Leroy Somer/Glikes/Phoenix

7. Circuito de encendido/apagado por bajo voltaje (después de bajo poder) Relee 27DC3
Leroy Somer/Glikes/Phoenix

8. Disparo PLC/SCADA Relee C52GT
Leroy Somer/Glikes/Phoenix

CRITERIO DE ACEPTACION

Todo apagado de seguridad anotado en el procedimiento debe ser demostrado para la satisfacción del fabricante y el comprador y como es relatado en las especificaciones.

PROCEDIMIENTO 1.14 - SCADA/LOCAL –AUTO/MANUAL FRECUENCIAS DE ENCENDIDO/APAGADO. PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

ESPECIFICACIONES RELACIONADAS

- A. Panel de control del generador de la turbina
- B. Pruebas del campo y encendidos

EQUIPO DE PRUEBA

- 1 Multímetro
- Fusible para conducir la prueba

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

A. Inspección

Verifique todo el hardware relacionado con el SCADA por cualquier daño durante el transporte y el montaje.

B. Pre-comisión

Repita todas las pruebas realizadas en la fábrica de acuerdo con el procedimiento de Phoenix.

C. Los dispositivos primarios del circuito deben ser probados para probar su funcionamiento.

D. Prueba de funcionamiento

Mostrar el auto/manual, local/remoto encendido/apagado, alarmas y operación de apagado de SCADA y el control automático. Demuestre la funcionalidad del equipo de acuerdo con todas las funciones especiales listadas en el contrato de especificaciones y la prueba lógica de operación.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

Según lo indique el fabricante.

PROCEDIMIENTO 1.15 – GENERADOR EXCITADOR / REGULADOR DE VOLTAJE. PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.

ESPECIFICACIONES RELACIONADAS

A. Generador Sincronizador

B. Pruebas de campo y arranque

EQUIPO DE PRUEBA

1 Multímetro

Fusible para conducir la prueba

PROCEDIMIENTO

A. Inspección

1. Inspeccione el gabinete excitador y todo equipo por cualquier daño durante el transporte y el montaje.
2. Verifique que todas las conexiones eléctricas sean de acuerdo a los diagramas lógicos por parte del fabricante.(Leroy Somer/Phoenix).

B. Pruebas eléctricas

Realice la calibración necesaria del excitador y el regulador del equipo de acuerdo con las recomendaciones del fabricante. Al menos, las siguientes pruebas/calibraciones deben ser realizadas.

1. El límite mínimo/máximo de excitación debe estar listo y probado para armonizar con las características del generador.
2. Factor controlador de la barra de poder debe estar listo y probado para conformidad con el contrato de requerimientos.
3. El control de funciones deben ser programados y probados.
4. Instalaciones de registro AVR.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN

Todo el equipo debe funcionar apropiadamente.

SEGUNDA ETAPA DE PRUEBAS (RENDIMIENTO EN MOJADO)

PROCEDIMIENTO 2.0 - TURBINA, GENERADOR, CONTROLES Y EQUIPO ASOCIADO. PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

ALCANCE DE LA PRUEBA

- A. Verificar turbina y Evaluar que el generador este listo para entrar en línea.

EQUIPO DE PRUEBA

Multímetro

Equipo de medición de velocidad

Equipo de medición de temperatura

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

A. Preparación

1. Antes de admitir el paso de agua a la turbina, verifique la instrumentación, bombas, tuberías y el nivel de aceite para

apropiada inducción del agua y que esta este libre de cualquier obstrucción.

2. Completar la Pre-comisión

Confirmar que la primera etapa de pruebas este completa y que los resultados hayan sido aceptados por el cuerpo de ingenieros de campo y el dueño antes de proceder a abrir el paso de agua.

B. Paso de agua

1. Inspección final: al completarse las precomisiones de la turbina, las inspecciones y pruebas del generador y del equipo n la fase anterior estos deben cumplir con una inspección final. Cierre ambas turbinas y la tubería de entrada y luego drene las válvulas cuando se este listo para la prueba.

2. La tubería de entrada deberá ser llenada.

C. Seguridad

1. La operación del equipo sera realizada por el personal de Gilkes y Phoenix, bajo la observación de los dueños y deberá empezar en un tiempo mutuamente acordado por todas las partes. Gilkes deberá recomendar el tiempo de puesta en marcha, velocidad de rotación, y el tiempo de apagado y de encendido inicial. Gilkes deberá realizar un inmediato pero seguro apagado de la unidad si se requiere por cualquiera de los especialistas participantes.

A. Paso de agua (antes de la rotación chequee los niveles de aceite en los cojinetes.)

1. chequee que las paletas guia estén cerradas cuando llene la tubería en el segmento entre la MIV y las paletas guía por medio de la apertura de la válvula de paso, chequee cuidadosamente fugas en el montaje de la turbina.

2. Abra la MIV y continúe revisando fugas, observe la rotación de la maquina.

3. Observe que la válvula MIV este completamente abierta.

4. Cierre la MIV para probar la operación.

5. Cierre la válvula de paso.

D. Arranque inicial

1. Obtenga la autorización para arrancar. Asegúrese de que el personal haya limpiado toda la maquinaria y el canal de desfogue.

2. Revise que exista la adecuada presión en la tubería para operar la turbina adecuadamente.

3. Arranque los motores de la unidad hidráulica HPU y asegúrese que el sistema de agua de enfriamiento este listo. Chequee que la presión y los niveles sean los correctos.

4. Cuando el sistema hidráulico haya alcanzado el total de la presión, abra la válvula de paso y la MIV, luego lentamente abra las paletas guía hasta que la turbina/generador alcance la velocidad de operación normal.(mantenga la operación a baja velocidad.)

5. Trabajando a la velocidad permisible, chequee los nivel de vibración en general, la temperatura de los cojinetes, la presión hidráulica de aceite y flujo, y revisar alguna señal de fuga en los cojinetes.

PRECAUCIÓN

SI FUERA NECESARIO PARAR LA UNIDAD RAPIDAMENTE

1. CIERRE LAS PALETAS GUIAS.

2. LUEGO CIERRE LA MIV & VÁLVULA DE PASO (BYPASS).

3. CORRIJA LA FALLA.

6. Chequee la presión de la tubería. Lea la escala y anote los resultados, si las lecturas fluctúan y la velocidad de la turbina falla, la causa podría ser una acumulación de escombros.

7. Después de estar en funcionamiento la unidad por un mínimo de tres horas, chequee todas las condiciones. Si ocurriera alguna irregularidad, o no se tuviera la autorización requerida, la unidad debe

ser parada inmediatamente. Anotando la hora de arranque y la hora de parada.

8. Registre todas las condiciones de operación. Ponga en marcha la turbina hasta que las temperaturas de los cojinetes sean estables. Registrando la temperatura de los cojinetes, los niveles de vibración, chequeando que no existan fugas de agua.

Asegúrese que el nivel de aceite en el sistema hidráulico sea el correcto. Obtenga el perfil de las temperaturas de los cojinetes.

10. Simule una situación de falla, y chequee que los parámetros de los interruptores de alarma/disparo sean los correctos y el cierre de los deflectores de parada sea suave.

11. Dispare la unidad por el cierre de las paletas guía. Note cualquier variación de la unidad en la rotación y cualquier fuga de fluidos.

12. Cierre la válvula de MIV y la válvula de paso (baypass). Anote los tiempos de cierre, aprox 5min.

E. Parámetro de sobrevelocidad debe ser adecuado.

ADVERTENCIA.

Asegúrese de que solo el mínimo de personal necesario este presente durante esta prueba.

1. Use el sistema de llenado de la tubería, para represurizar el segmento de tubería entre MIV y la turbina, reencienda la unidad como en el apartado E, ponga en marcha la unidad, no a plena carga.

2. Cuidadosamente abra las paletas guía en tramos pequeños de manera que la turbina incremente suavemente la velocidad, hasta alcanzar la sobrevelocidad especificada.

3. Verifique la correcta operación del sensor de velocidad, de acuerdo a los parámetros chequeados.

NOTA: la excitación del sistema debe ser desconectada aunque los parámetros de velocidad hayan sido verificados. Siendo el parámetro de bloqueo por sobrevelocidad de 120% la velocidad nominal.

PRECAUCIÓN.

ES DE MUCHA IMPORTANCIA INCREMENTAR LA VELOCIDAD DE LA TURBINA LENTAMENTE, Y DESPUES DE REALIZADO EL INCREMENTO CHEQUEAR QUE NO HAYA NINGUN INCREMENTO EN LOS NIVELES, O RUIDO O VIBRACIÓN, POR SONIDOS DE CONTACTO DE ROTACIÓN Y PARTES ESTACIONARIAS. EL MONITOR DE TEMPERATURA DE COJINETES DEL GENERADOR DEBE ACTUAR RADIPAMENTE ANTE CUALQUIER FALLA, DE LO CONTRARIO REDUZCA LA VELOCIDAD DE LA TURBINA RAPIDAMENTE.

4 Reencienda la turbina y gradualmente incremente la velocidad, antes confirme que el paro de la turbina sea a la correcta velocidad, si el parámetro de disparo es incorrecto, resetee el bloqueo y repita el procedimiento.

6. Repita el procedimiento varias veces para asegurarse que el interruptor y los parámetros operan correctamente.

7. Cierre las paletas guía y luego cierre la válvula MIV y la de paso.

F. Prueba Eléctrica Fuera de Línea.

1. Al 80% de velocidad encienda el interruptor de excitación de voltaje y observe que el control de voltaje no fluctúe a plena carga.

2. Chequee la rotación del generador con el fasímetro y confirme la misma rotación del bus.

3. Active el sincronizador automático, cheque que estén habilitados el control de voltaje y la frecuencia.

G. Prueba Eléctrica (fuera de línea).

1. Mida los voltajes secundarios en la barra de distribución de los PT's.

2. Chequee la secuencia de fases en los PT's.

3. Chequee el voltaje y la relación de fases en el secundario del generador y en la barra de distribución de los PT's. Chequee la fase A del

generador con la fase A de la barra de distribución, fase B del generador con la fase B de la barra, fase C del generador con la fase C de la barra de potencial.

H. Pruebas eléctricas (fuera de línea).

1. La barra de distribución secundaria debe ser chequeada por voltaje, secuencia de fases, y relación de los voltajes secundarios del generador.
2. La sincronización debe ser chequeada y verificada por medio del sincronoscopio.
3. El faseo propio entre el generador y el faseo a utilizar debe ser testeado. Cualquier cambio en la rotación de fases debe corresponder al de alimentación. La prueba debe ser cumplida y darle seguimiento.

Con el interruptor del generador removido de su cubículo y las puertas de este retiradas, y con ayuda de puntas de prueba, revise en cada una de las conexiones del gabinete del interruptor, una por una las fases respecto a tierra, luego cada uno de los voltajes entre las conexiones del interruptor deben ser verificados a cero con el sincronoscopio a las 12 en punto.

I. Notifique al dueño

La finalización exitosa de todas las pruebas, y las situaciones relevantes deben ser notificadas.

J. Pruebas eléctricas en Línea.

1. Arranque de la unidad en modo manual.
2. Sincronice el generador para trabajar y en manual cierre el interruptor de circuito.
3. Lentamente abra las paletas guía hasta el punto en que se obtenga el valor de KW deseados.
4. Observe que funcione correctamente el control de factor de potencia y el VAR regulador.
5. Monitoree las siguientes condiciones: Salida de línea, niveles de vibración, temperaturas, presiones, y los sistemas de HPU y CW.

6. PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO

6.1 Disparo de sobrevelocidad

Para la elaboración de esta prueba se requirió de un sensor, el cual consiste en un elemento mecánico montado en el eje de la turbina, éste tiende a desplazarse hacia afuera por la acción de la fuerza centrífuga con lo cual acciona otro dispositivo que interrumpe el circuito hidráulico y se cierra la válvula de mariposa, debido a este mecanismo se evita que la turbina gire a velocidades mayores a 10% de la velocidad nominal y se debe ajustar para que no exceda el 7% de la misma.

Durante esta prueba se eleva la velocidad de la turbina hasta un porcentaje máximo adicional a su velocidad de trabajo, tal como se ejecutó en el protocolo de pruebas.

6.2 Disparo por Baja Presión

Esta prueba consistió en la utilización de un preostato que vigila la presión del aceite y que al decaer por debajo del valor nominal, interrumpe el circuito hidráulico por lo que esto genera el cierre automático de las válvulas de admisión, esto de manera gradual, ya que el sistema esta diseñado para mantener una reserva que permita el cierre de las válvulas sin producir daño en los equipos.

Baja presión de aceite hidráulico

Se realizó una simulación de disminución de la presión de aceite del sistema hidráulico hasta que se produzca el cierre de la válvula rápidamente y con ello el disparo del turbogenerador.

Baja presión de aceite de lubricación

Se realizó la simulación de una disminución en la presión de aceite del sistema de lubricación lo que generó el disparo del turbogenerador por el origen de la falla de falta de lubricación en los cojinetes.

6.3 Disparo de Sobrevoltaje

La característica de la protección de sobrevoltaje es que esta es monitoreada por el regulador automático de voltaje, censando esta una condición anormal o fuera de los parámetros establecidos en el mismo da la orden que causa el disparo de la unidad. Por lo regular cuando los valores de voltaje censados exceden el nivel prefijado de disparo de 115% por $\frac{3}{4}$ de segundo, el generador debería parar inmediatamente. El generador esta protegido con un regulador de voltaje automático el cual proporciona funciones de protección, medición y monitoreo.

La sobrevelocidad se monitorea montando una sonda de proximidad inductiva, la cual hemos descrito en el postulado de sensores. Este proporciona una señal de pulso a una entrada digital seleccionable que ha sido configurada como tacómetro.

La prueba de sobrevoltaje fue satisfactoria, ya que el interruptor del generador se abrió al censar una elevación del voltaje de 115% de su voltaje nominal que es de 6,600 voltios es decir el interruptor se abrió a 7,590.

6.4 Disparo por vibraciones

Se simuló un aumento en el valor de la vibración en los cojinetes tanto de la turbina como del generador produciendo esto un valor mayor al estipulado en el protocolo de prueba por lo que actuaron los relevadores de protección originando el paro inmediato de la unidad.

6.5 Disparo por rechazo de Carga

Para realizar la prueba de rechazo de carga, se lleva el turbogenerador a su carga máxima y luego se abre el interruptor del generador para evaluar el control de velocidad del gobernador electrónico. En la prueba de rechazo de carga, se hicieron varias pruebas, la potencia máxima alcanzada fue de: 4.5Mw. En ese instante se procede a abrir el interruptor del generador llegando inmediatamente a cero carga en el turbogenerador, en ese momento se registraron los parámetros de frecuencia y velocidad así como la altura del nivel de agua registrado en la cámara de carga.

La prueba de disparo por rechazo de carga que se realizó fue exitosa, debido a que la turbina no se disparó y por último se procedió a sincronizar nuevamente el turbogenerador.

CONCLUSIONES

1. Se supervisó la planificación y ejecución del montaje y éste se realizó de acuerdo a un calendario pre-establecido por las empresas fabricantes de los equipos y la empresa que ejecutó el montaje de los mismos, logrando resultados satisfactorios y en el tiempo establecido.
2. La hidroeléctrica analizada está conectada en cascada a una central a filo de agua, esto significa que está ligada directamente al funcionamiento de la primera hidroeléctrica. La hidroeléctrica montada posee una capacidad instalada de 4.5 Mw, convirtiéndose así en una planta muy eficiente para sus características técnicas propias, ya que la potencia instalada se deriva del desfogue de la planta de la cual es directamente dependiente.
3. Luego del montaje de los equipos se procedió a realizar las distintas pruebas de funcionamiento, con el fin de verificar el correcto funcionamiento de la unidad instalada. Estas pruebas se realizaron en dos etapas, la primera, denominada pruebas en seco, debido a que durante esta fase de pruebas no se permite el flujo de agua hacia los equipos. La segunda fase de pruebas denominadas en húmedo, debido a que en ellas se permite el ingreso de agua a los equipos como sucedería en condiciones normales de operación. Ambas pruebas demostraron la correcta instalación, montaje y funcionamiento de los equipos.
4. Previo a la realización de las conexiones eléctricas y el montaje de los equipos se verificó que cumplieran con los requerimientos técnicos de

operación, confirmando que estos contaban con las especificaciones adecuadas para cumplir con el diseño y aplicación requerida.

5. El montaje se realizó y concluyó satisfactoriamente de acuerdo a los diagramas esquemáticos diseñados por el fabricante, incluyendo éstos la ubicación física, las conexiones eléctricas y canalizaciones requeridas.

RECOMENDACIONES

1. Para lograr la correcta operación de los equipos involucrados en el proyecto, se sugiere la capacitación de todo el personal involucrado en la operación de la unidad generadora.
2. Programar y realizar un plan de mantenimiento preventivo para la conservación de los equipos y el correcto funcionamiento de los mismos.
3. Realizar verificaciones programadas de presión y temperatura en los dispositivos, que sea necesario para lograr el correcto funcionamiento de la unidad y al mismo tiempo crear un sistema de monitoreo del funcionamiento de los mismos.
4. Se recomienda la verificación y documentación regular del nivel de agua en la cámara de carga, para evitar daños al equipo y tubería debidos a un bajo nivel de agua.
5. Verificar constantemente el funcionamiento de los filtros diferenciales de la unidad de presión hidráulica, y del agua de enfriamiento del generador debido a que de ellos depende que la unidad se mantenga en marcha.

BIBLIOGRAFÍA

1. Fink/Beaty. "Manual de Ingeniería Eléctrica". Tomo I y Tomo II. 13ª. Edición. Editorial McGraw Hill. México 2002.
2. <http://hidrosecacao.com>, 20 de julio de 2006.
3. Wark, Kenneth, Richard Donald. "Termodinámica", 6ª. Edición. Editorial McGraw Hill, 2001.
4. Avallone Eugene, Baumeister Theodore, "Manual del Ingeniero Mecánico". 9ª. Edición. Editorial McGraw Hill, 1995.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.