

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**“MODERNIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE LA
EMPRESA HELISOLD DE VENEZUELA S.A.”**

**REALIZADO POR:
SERGIO ENRIQUE MEZA PAREDES**

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como
Requisito Parcial para Optar al Título de:
INGENIERO ELECTRICISTA**

Puerto la Cruz, Junio de 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“MODERNIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE LA
EMPRESA HELISOLD DE VENEZUELA S.A.”**

ASESORES:

Ing. Verena Mercado
Asesor Académico

Ing. Juan Alcalá
Asesor Industrial

Puerto la Cruz, Junio de 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“MODERNIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE LA
EMPRESA HELISOLD DE VENEZUELA S.A.”**

JURADO CALIFICADOR

El Jurado hace Constar que se Asignó a esta Tesis la Calificación de:

Ing. Verena Mercado

Asesor Académico

Prof. Melquíades Bermúdez

Jurado Principal

Prof. Luis Suarez

Jurado Principal

Puerto la Cruz, Junio de 2009

RESOLUCIÓN

“De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado, los trabajos son exclusividad de la universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien le participa al consejo universitario”.

DEDICATORIA

A Dios, por haberme dado el Don de la vida a través de dos seres excepcionales, **mis Padres** (Marilia y Cesar Augusto), a los cuales agradezco el apoyo que le dan a mis proyectos y que gracias a sus consejos he llegado a realizar la más grande de mis metas, la cual constituye la herencia más valiosa que pudiera recibir, y sobre todo, el Amor que me dan; Este triunfo es de ustedes, los amo.

A mis hermanos: Luisa Fernanda, María Susana, Cesar José y Ana María por acompañarme en este viaje..."La Vida" y compartir mi pasión por ella. Gracias por ser parte de mí y ayudarme en todo cuanto pueden. Los quiero.

A mi segunda madre: Mi abuela Luisa, sinónimo de fuerza, y de un incondicional amor, por dar todo sin esperar nada a cambio...Porque sabes escuchar y brindar ayuda cuando es necesario...porque te has ganado mi amor, cariño, admiración y respeto, te prometo seguir siempre adelante... Para ti este trabajo.

A mis tías y tíos, en especial a Tía Tirsa, por ayudarme a desarrollar mi carrera profesional y demostrarme que "Mis alegrías son Tu Felicidad".

A Tía Sofía, gracias por estar allí cuando más te necesite.

A mi familia, a mi gente a nuestros ausentes...

Gracias

Sergio Enrique Meza Paredes

AGRADECIMIENTOS

Encontrar las palabras o frases adecuadas para un agradecimiento es todo un arte y como la Gratitud es la memoria del corazón, quiero darle las gracias primero que nada a la Universidad de Oriente, mi segunda casa, a la cual agradezco enormemente toda mi formación profesional. Con admiración y respeto agradezco a mis profesores, guardianes incansables de mi educación, muy especialmente a la profesora, Ingeniero **Verena Mercado**, por toda la ayuda y apoyo brindado para la realización de este trabajo de grado.

Como una muestra de cariño y agradecimiento, por toda la ayuda brindada y porque hoy veo llegar a su fin una de las metas de mi vida, a la Ingeniero **Yube Karina Oviedo**, Gracias.

A la empresa **HELVESA** por aceptar desarrollar mi trabajo de pasantías en sus instalaciones.

A mi tutor Industrial y ahora gran amigo, Ingeniero **Juan Alcalá**, por ofrecerme su valiosa amistad, transmitirme sus conocimientos y guiarme en los proceso de investigación.

A todos los técnicos electricistas adscritos al departamento de mantenimiento de HELVESA y muy especial a **Víctor Longart**, por los aportes técnicos a mi trabajo de grado.

Como gratitud por haber significado la inspiración que necesitaba para terminar mi carrera profesional, prometiendo superación y éxitos sin fin, para devolver el apoyo brindado y la mejor de las ayudas que puede haber. **A Ti Hemel Ross.**

Al término de esta etapa de mi vida, quiero expresar un profundo agradecimiento a quienes con su ayuda, apoyo y comprensión me alentaron a lograr esta hermosa realidad. Sabiendo que no existirá una forma de agradecer una vida de sacrificio y esfuerzo, quiero que sientan que el objetivo logrado también es de ustedes y que la fuerza que me ayudó a conseguirlo fue su apoyo.

Gracias por lo que hemos logrado.

INDICE GENERAL

	Página
Página de título.....	I
Página de asesores.....	II
Página de jurado.....	III
RESOLUCIÓN.....	IV
DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
INDICE GENERAL.....	VIII
INDICE DE TABLAS.....	XIV
INDICE DE FIGURAS.....	XV
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	17
1.1. Helisold de Venezuela S.A.....	18
1.1.1. Descripción de la Empresa.....	18
1.1.2. Descripción de los procesos productivos.....	21
1.1.2.1. Bobinas de Acero.....	21
1.1.2.2. Empalme.....	22
1.1.2.3. Laboratorio.....	22
1.1.2.4. Conformación de tubería.....	23
1.1.2.5. Inspección y acabado.....	25
1.2. Planteamiento del problema.....	30
1.3. Justificación.....	32
1.3.1. Técnicos.....	32
1.3.2. Económico.....	32
1.3.3. Académico.....	32
1.4. Limitaciones.....	33
1.5. Alcance.....	33
1.6. Objetivos.....	33

1.6.1. Objetivos generales	33
1.6.2. Objetivos específicos	33
1.7. Metodología.....	34
1.7.1. Técnicas utilizadas	34
1.7.1.1. Inspección y observación directa.....	34
1.7.1.2. Entrevistas y orientación.....	34
1.7.2. Tipo de investigación	35
1.7.2.1. De campo	35
1.7.2.2. Documental.....	35
1.7.3. Metodología aplicada	35
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	38
2.1. Antecedentes.....	38
2.2. Marco teórico.....	39
2.2.1. Subestaciones eléctricas	39
2.2.1.1. Clasificación de las subestaciones eléctricas	39
2.2.1.2. Elementos constitutivos de una subestación	42
2.2.2. Interruptores	43
2.2.2.1. Interruptores de potencia	44
2.2.2.2. Ciclo de trabajo de los interruptores	44
2.2.2.3. Prestaciones de los interruptores	45
2.2.2.4. Interrupción de circuitos capacitivos	45
2.2.2.5. Reenganche rápido.....	45
2.2.2.6. Interruptor de aceite.....	45
2.2.2.7. Interruptor neumático	46
2.2.2.8. Interruptor de expansión	46
2.2.3. Seccionadores.....	47
2.2.3.1. Mando de seccionadores.....	47
2.2.3.2. Tipos de seccionadores	48
2.2.3.3. Método de accionamiento de los seccionadores	50

2.2.4. Protección.....	50
2.2.4.1. Sistema de protecciones.....	50
2.2.4.2. Componentes de un sistema de protección.....	50
2.2.4.3. Características de los relés de protección.....	54
2.2.4.4. Elementos o equipos de interrupción.....	55
2.2.4.5. Funciones de los elementos de un sistema de protección..	57
2.2.5. Transformadores de potencia.....	59
2.2.5.1. Tipos de transformadores.....	59
2.2.5.2. Características generales para transformadores y auto transformadores de potencia.....	60
2.2.5.3. Capacidades nominales de los transformadores.....	61
2.2.5.4. Corriente nominal.....	61
2.2.5.5. Frecuencia nominal.....	62
2.2.5.6. Conexiones típicas de los transformadores.....	62
2.2.5.7. Sistemas de enfriamiento de los transformadores de potencia.....	63
2.2.5.8. Protección de transformadores de potencia.....	67
2.2.5.9. Protección de transformadores contra acumulación de gases o fallas incipientes.....	67
2.2.6. Barras.....	67
2.2.6.1. Tipos de barras.....	68
2.2.7. Estructuras.....	68
2.2.8. Pórtico.....	68
2.2.9. Soportes de Equipos.....	68
2.2.10. Tableros.....	69
2.2.11. Sistema de puesta a Tierras.....	69
2.2.12. Distancia de seguridad.....	69
2.2.14. Pararrayo.....	70
2.2.15. Puesta a tierra de protección.....	70

2.2.16. Capacitores para corrección del factor de potencia.....	71
2.2.17. Potencia aparente y potencia activa	72
2.2.18. Causas de un bajo factor de potencia	72
2.2.19. Corrección del factor de potencia	73
2.2.20. Calidad de voltaje.....	76
2.2.21. Mecanismos de operación de los interruptores	76
2.2.22. Transferencia.....	77
2.2.23. Suiche de transferencia	77
2.2.24. Transferencia de alimentaciones en subestaciones de potencia (Grandes).....	77
2.2.25. Transferencia entre líneas de distribución.....	78
2.2.26. Planta de emergencia.....	78
2.2.27. Reconectador.....	79
2.2.28. Celdas de distribución	79
2.2.29. Mantenimiento	80
2.2.29.1. Tipos de mantenimiento	80
2.2.29.2. Orientación del mantenimiento en subestaciones eléctricas.....	81
CAPÍTULO III: SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL	83
3.1. Generalidades	83
3.2. Descripción del sistema eléctrico	83
3.2.1. Alimentación del Sistema Eléctrico	83
3.2.2. Transformadores de Medición	84
3.2.3. Equipos de Protección.....	86
3.2.4. Transformadores de potencia	90
3.2.5. Factor de potencia	91
3.2.6. Planta Eléctrica para Emergencia.....	93
3.3. Diagnóstico del sistema eléctrico	93
3.3.1. Alimentación del sistema eléctrico	94

3.3.2. Transformadores de medición	94
3.3.3. Equipos de protección	94
3.3.4. Transformadores de potencia	96
3.3.5. Factor de potencia	97
3.3.6. Planta eléctrica para emergencia	99
CAPÍTULO IV: PROPUESTAS DE MEJORAS EN EL SISTEMA ELECTRICO	
ACTUAL	100
4.1. Generalidades	100
4.2. Transferencia automática.....	100
a) Teclas del registro de alarmas y eventos	102
b) Teclas de desplazamiento y ajuste.....	104
c) Teclas de estado y configuración.....	104
d) Teclas de los menús de estado.....	105
e) Sincronización	106
4.2.1. Instalación y especificaciones eléctricas	107
4.2.1.1. Conexiones eléctricas	107
4.2.1.2. Alimentación de entrada	109
b) Entradas de transformador de potencial (PT)	110
4.3. Planta de emergencia con transferencia automática	114
4.4. Reconectador trifásico OVR-3	117
4.4.1. Beneficios.....	118
4.4.2. Características	119
4.4.3. Actuadores magnéticos	120
4.4.4. Ventajas.....	120
4.4.5. Batería	121
4.4.6. Resumen de especificaciones.....	122
4.4.7. Normas de fabricación y ensayo	122
4.4.8. Prueba del PCD.....	122
4.4.9. Beneficios del control	123

4.4.10. Unidad de control PCD.....	124
4.5. Sistema de puesta a tierra	133
4.5.1. Calibre del conductor de puesta a tierra de los equipos eléctricos	134
4.6. Balanceo de cargas en los transformadores.....	139
4.7. Corrección del factor de potencia.....	141
CAPÍTULO V: PLAN DE MANTENIMIENTO	145
CONCLUSIONES	149
RECOMENDACIONES.....	151
BIBLIOGRAFIA	153
ANEXOS	¡Error! Marcador no definido.
Anexo A: Diagrama Unifilar de la Subestación Eléctrica HELVESA.....	¡Error!
Marcador no definido.	
Anexo B: Transferencia automática EGCP-2 (Engine Generator Control Package).....	¡Error! Marcador no definido.
Anexo C.1: Plano de dimensiones del OVR-3 Montaje en poste.....	¡Error!
Marcador no definido.	
Anexo C.2: Plano de dimensiones del OVR-3 Montaje en poste.....	¡Error!
Marcador no definido.	
Anexo C.3: Plano de dimensiones del OVR-3 Montaje en poste.....	¡Error!
Marcador no definido.	
Anexo C.4: Plano de dimensiones del OVR-3 Montaje en poste.....	¡Error!
Marcador no definido.	
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	155

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Sistemas de transferencia de alimentación de servicios propios.	78
Tabla 3.1. Valores de líneas en los transformadores de potencia.....	97
Tabla 4.2. Especificaciones del control EGCP-2.....	112
Tabla N° 4.4. Calibre mínimo de los conductores de puesta tierra para canalizaciones y equipos.	135
Tabla N° 4.5. Cargas en cada una de las líneas de los transformadores.....	140
Tabla N° 4.6. Valores a disminuirse en cada uno de los transformadores.	140
Tabla 5.1. Llenado de las planillas de inspección.	146

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación de HELVESA.	20
Figura 1.2. Proceso de fabricación de tubos.	21
Figura 1.3. Recepción de bobinas de acero	22
Figura 1.4. Ensayos mecánicos en laboratorio	23
Figura 1.5. Parte interna del tubo.	24
Figura 1.6. Final de la conformación del tubo.....	24
Figura 1.7. Inspección visual.	25
Figura 1.8. Control de fluoroscopia.....	26
Figura 1.9. Puesto de reparación	27
Figura 1.10. Prensa hidrostática.	28
Figura 1.11. Prueba de ultrasonido	28
Figura 1.12. Biseladora.....	29
Figura 2.1. Subestación compacta.	41
Figura 2.2. Seccionador tripolar.	48
Figura 2.3. Transformador de Tensión	52
Figura 2.4. Rele Buchholz	54
Figura 2.5. Interruptores en reducido volumen de aceite	57
Figura 2.6. Partes principales de un transformador trifásico.....	60
Enfriado por aceite.....	60
Figura 2.7. Pararrayos.....	70
Figura 2.8. Corrección del Factor de Potencia: a) Carga inductiva original, b) Carga inductiva con factor de potencia mejorado.	74

Figura 2.9. Diagrama fasorial que muestra el efecto de añadir un capacitor en paralelo con carga inductiva.....	74
Figura 2.10. Triangulo de potencia que ilustra la corrección del factor de potencia.....	75
Figura 3.1. Alimentación del Sistema Eléctrico.....	84
Figura 3.2.Transformadores de medida externos para contadores de KWH y KVARH.....	85
Figura 3.3. Transformadores de medida internos, para instrumentos de protección.....	85
Figura 3.4. Seccionadores tripolares para transferencia de líneas.....	86
Figura 3.5. Interruptores automáticos de pequeño volumen de aceite.....	87
Figura 3.6. Seccionador de corte en carga con dispositivo de desconexión por fusión de fusible y electroimán.....	88
Figura 3.7. Relés electromagnéticos de sobre corriente (50/51).....	89
Figura 3.8. Relé Buchholz conectado a los transformadores de potencia.....	89
Figura 3.9. Transformadores de potencia.....	90
Figura 3.10. Banco de condensadores.....	93
Figura 3.11. Maniobra para conectar el interruptor automático de pequeño volumen de aceite.....	95
Figura 3.12. Cable sustituyendo corta fusible.....	96
Figura. 4.1 Panel Frontal del EGCP-2.....	102
Figura 4.4. Conexiones del transformador de potencia en triángulo de tres conductores para el EGCP-2.....	111
Figura 4.5. Conexión del transformador de potencia en estrella de cuatro conductores.....	111
Figura 4.6. Grupo electrógeno.....	116
Figura 4.7. Reconectador Trifásicos OVR-3.....	118
Figura 4.8. Pantalla LCD del reconectador trifásicos OVR-3.....	124

Figura 4.9. Triangulo de potencia que ilustra la corrección del factor de potencia..... 144

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Las subestaciones eléctricas comprenden un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento.

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 y flexibilidad de operación, tomando en cuenta que las modificaciones pueden incluir adiciones, cambios o reemplazo de equipos existentes, además debe contar con los equipos necesarios para facilitar el mantenimiento a líneas e interruptores, sin suspender el servicio ni ocasionar riesgos para el personal, razón por la cual representan sistemas vitales en los diferentes procesos administrativos y operativos de las empresas, los cuales deben ser mantenidos con eficiencia y eficacia.

La finalidad de implementar un sistema eléctrico actualizado en la subestación de la empresa HELVESA, es optimizar la calidad de la energía eléctrica, y de esta forma mejorar el proceso de elaboración de tubos de acero con soldadura helicoidal de doble cordón por el método de arco sumergido, disminuyendo así, de manera significativa los defectos en la tuberías fabricadas, mejorando los costos por mantenimiento y garantizando la continuidad del servicio eléctrico, de esta forma se cumple a cabalidad con los requerimientos de producción.

Tomando en cuenta que la subestación es un componente importante de los sistemas de potencia, por ser la de mayor costo económico, y que la continuidad del servicio depende en gran parte de ella; es necesario aplicar a estos sistemas una adecuada gestión de mantenimiento, la cual deberá englobar al mantenimiento preventivo, mantenimiento predictivo y al mantenimiento correctivo, para así revisar con cierta frecuencia el estado de los equipos, las reparaciones o reemplazos preventivos, análisis y revisión periódica de la gestión, y para la evolución del mantenimiento y sus procedimientos.

Para que la subestación eléctrica cumpla su función durante un periodo largo, se deben realizar actualizaciones, por lo que la modernización de subestaciones eléctricas es parte fundamental, requiriendo para esto de ampliación y perfeccionamiento tecnológico y funcional de la empresa, la actualización del sistema de control, protección eléctrica e instrumentación prolonga su vida útil, estos proyectos aumentan la disponibilidad de las instalaciones más allá del 90% e incrementan la eficiencia de los equipos. Las innovaciones, referentes al diseño, actualización y modernización de sistemas eléctricos, en general, necesitan estudios detallados de sus componentes, con el fin de identificar las características principales, tales como: especificaciones técnicas y condiciones de funcionamiento de los equipos.

1.1. Helisold de Venezuela S.A

1.1.1. Descripción de la Empresa

Helisold de Venezuela S.A (HELVESA) realiza sus primeras colocaciones del producto en el mercado nacional, a través del suministro de Tuberías de Acero destinadas a obras de acueductos y servicios sanitarios para el Instituto Nacional de Obras Sanitarias (INOS) y otros clientes relacionados. Posteriormente se inicia la

diversificación en la fabricación y distribución de la tubería HELVESA, a instituciones y empresas tanto públicas como privadas logrando colocaciones de tuberías para su aplicación en obras de dragados, estructurales (pilotes) y otros. En todas sus aplicaciones los resultados obtenidos han sido calificados como excelentes.

Actualmente es una empresa orientada a la fabricación de tubos de acero con soldadura helicoidal de doble cordón, destinados a operaciones de transporte y conducción de fluidos y gases de hidrocarburos, obras de acueductos y estructurales (pilotes). Sus inicios operacionales se remontan al año 1.979, cuando la American Petroleum Institute (API) le otorgó el 24 de septiembre la concesión para el uso y aplicación del monograma API como respaldo a la calidad de su producto bajo el certificado N° 5L-0181. Posteriormente en el año 1983 obtiene por parte del Instituto de Investigación y Desarrollo INTEVEP, filial de Petróleos de Venezuela; S.A. PDVSA, la certificación aprobatoria de su sistema de control de calidad, acreditándola como suplidor categoría "A", para su uso en las operaciones de productos petroleros como resultado del proyecto de investigación iniciado por la Industria Petrolera Nacional.

Su planta industrial comprende un área de 302.500 mts² de los cuales 9.618 m² se encuentran techados y está ubicada en la ciudad de Barcelona, a la altura del kilómetro 305 de la carretera de la costa, estado Anzoátegui, región nororiental de Venezuela, ver figura 1.1.



Figura 1.1. Ubicación de HELVESA.

HELVESA, cuenta con un innovador proceso de control de calidad del producto, el cual está sujeto a un riguroso procedimiento de ejecución total de la producción, utilizando especificaciones de normas de fabricación, estándares ISO 9000, API 5L-Q1, y otros requisitos exigidos por los clientes; con la misión, de “Ofrecer y Fabricar oportunamente Tuberías de Acero con Costura Helicoidal en sus diferentes grados y dimensiones, mediante un sistema que garantiza la más alta calidad, en condiciones de competitividad universal y en forma rentable para la empresa”, con una política que los consolida como proveedores confiables, basándose en un sistema de gestión de calidad, orientado al progreso continuo de sus procesos, permitiendo así la formación, el desarrollo y el bienestar de su personal, y de esta manera afianzarse y destacarse como provisosores de tuberías de gran diámetro, merecedores del mayor grado de confianza otorgado por sus clientes, asumiendo en todo momento la mayor incorporación de gestión que impone el mercado petrolero.

1.1.2. Descripción de los procesos productivos

El proceso de fabricación de tubos con soldaduras helicoidal y revestimiento protector se inicia con la recepción e inspección de la materia prima e insumos utilizados en la conformación de las tuberías y una vez realizadas todas las pruebas de recepción, verificación y análisis de estos, se trasladan al área de conformación para iniciar el proceso de fabricación. A continuación se presenta la descripción de cada una de las estaciones del proceso las cuales se pueden visualizar en la figura 1.2

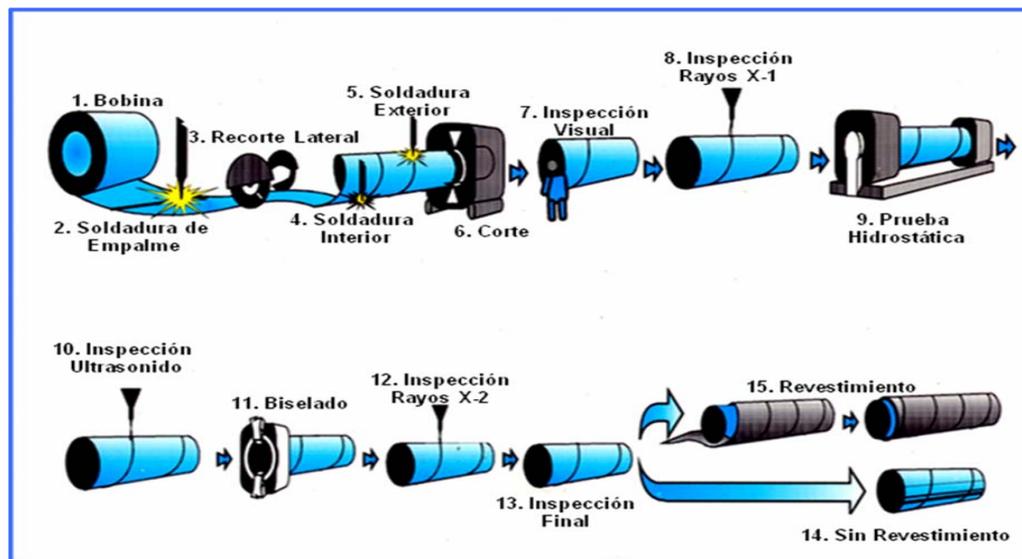


Figura 1.2. Proceso de fabricación de tubos.

1.1.2.1. Bobinas de Acero

Son bandas de acero laminadas en caliente de diferentes grados y calidad, sus especificaciones son recibidas y verificadas contra el certificado de calidad expedido por el proveedor, figura 1.3.



Figura 1.3. Recepción de bobinas de acero

1.1.2.2. Empalme

El proceso de fabricación es suspendido sólo por la limitación física que impone la longitud de la bobina de acero, para la realización de los empalmes o uniones con otra. Esta unión se realiza en la máquina conformadora mediante una soldadura automática por arco sumergido. Una vez conformado el tubo, queda en la parte interna del mismo y con una disposición geométrica que resulta perpendicular al cordón helicoidal. Finalizada la conformación y el corte, automáticamente el tubo es trasladado a una zona de limpieza interior, donde es depurado de los restos de fundente y escoria para su mejor evaluación en el siguiente proceso de inspección.

1.1.2.3. Laboratorio

En el laboratorio de HELVESA se realizan ensayos mecánicos de tracción, doblado y resistencia a impactos del acero y ensayos químicos mediante mediciones de espectrometrías, figura 1.4, contando con equipos y personal calificado que permite evaluar, y en consecuencia asegurar las especificaciones y normas que debe

cumplir el producto fabricado, e identifica la bobina (número de bobina y número de colada), peso, marcado de bobina, forma de embalaje, etc.



Figura 1.4. Ensayos mecánicos en laboratorio

El proceso de fabricación se inicia con el desenrollado y aplanado de la bobina mediante los rodillos de presión de la máquina conformadora, procediendo luego a sanear los bordes de laminación de la banda a través del corte y fresado de los mismos, con el fin de asegurar mayor calidad en las soldaduras posteriores.

1.1.2.4. Conformación de tubería

Una vez calificado el material como apto para el uso, se inicia la conformación de la tubería, con la calibración de las máquinas conformadoras al ángulo, ancho de banda y parámetros requeridos, aplicándose una curvatura en forma helicoidal a la banda de acero. Es un proceso continuo, que solo se suspende momentáneamente para la realización de los empalmes de una bobina con otra. Esta unión se realiza mediante soldadura automática por arco sumergido, y una vez conformado, el tubo

queda en su parte interna con una disposición geométrica perpendicular al cordón helicoidal, ver figura 1.5.



Figura 1.5. Parte interna del tubo.

Finalizada la conformación del tubo, se corta a la longitud establecida en las especificaciones de recepción y laboratorio, se marca con la orden de producción, su número y la letra que identifica la máquina en el cual fue fabricado y se llena la ficha de control de procesos, ver figura 1.6.



Figura 1.6. Final de la conformación del tubo

1.1.2.5. Inspección y acabado

Cada procedimiento de soldadura ejecutado por la empresa es sometido a estrictas pruebas que le permiten a ésta garantizar el cumplimiento de las especificaciones y tolerancias exigidas por el cliente. Esta fase de inspección está formada por una serie de puntos de control como lo son:

- Inspección visual

Un inspector evalúa la calidad de la soldadura del tubo conformado, donde observa con detenimiento tanto interior como exteriormente cada uno y verifica la presencia de algún defecto perceptible a la vista humana, procediendo a identificarlos. Los defectos o discontinuidades encontrados son marcados según codificación existente y envía el tubo al siguiente puesto de inspección, figura 1.7.



Figura 1.7. Inspección visual.

- Control fluoroscopia (rayos X-1)

En este puesto se inspecciona 100% el cordón de soldadura, a través de una máquina de rayos X con una sensibilidad del 4%, que detecta las posibles

discontinuidades del cordón de soldadura producto de gases (poros) o elementos no metálicos (escoria), que no son percibidos a simple vista.

Esto se realiza observando en el monitor de la máquina de fluoroscopia las posibles discontinuidades presentadas en el tubo, admisibles y no admisibles por las normas de fabricación; marcándose y registrándose estas últimas para luego ser reparadas, figura 1.8.



Figura 1.8. Control de fluoroscopia.

- Repaso automático

Se realiza a la tubería que presenta empalmes de bobina, la misma es pasada al inspector de rayos X-1 para completarle la soldadura exterior del empalme (la interna la realiza la máquina conformadora), utilizando acero sumergido, así se logra una soldadura homogénea en la formación de todo el tubo, la cual es verificada pasando el tubo nuevamente por rayos X-1, de esta manera quedan los empalmes de la bobina perpendicular al cordón de soldadura helicoidal.

- Puesto de reparación

A este puesto se envía la tubería cuando el tubo resulte con observaciones defectuosas, donde soldadores calificados de acuerdo a la norma API-5L realizan las reparaciones respectivas para que sea eliminada la no conformidad, figura 1.9.



Figura 1.9. Puesto de reparación

- Prueba hidrostática

Consiste en someter la tubería libre o ya reparada a una prueba de presión exigida por las normas API-5L y AWWA, para detectar posibles fugas (sudoraciones en el tubo).

El operador de prensa hidrostática sella el tubo por ambos extremos, procede a llenarlo de agua, para luego inyectarle una presión, la cual está entre el 75% y 90% del esfuerzo máximo de fluencia del material. Para esto se usa una prensa de 1500 toneladas, con una máxima de prueba de 212 Kg. /cm.². Con esta prueba se garantiza la resistencia de la soldadura al soportar la presión de trabajo, figura 1.10.



Figura 1.10. Prensa hidrostática.

- Ultrasonido

Se inspecciona el cordón de soldadura con un equipo automático en línea que marca los posibles defectos de la soldadura. Estos defectos son confirmados a través de un equipo manual. En esta prueba se inspecciona el 98% de la longitud del tubo mediante dos palpadores longitudinales y dos transversales.

No se cubre el 100% por limitaciones físicas del equipo. Esta inspección permite detectar posibles fallas después de la prueba hidrostática y la calidad de las reparaciones efectuadas, figura 1.11.



Figura 1.11. Prueba de ultrasonido

- Biseladora

El operador de la biseladora coloca automáticamente el ángulo del bisel, el cual debe estar entre 30°-35° según lo establecido en las especificaciones, el talón del bisel debe ser de $2.4\text{mm} \pm 0.8\text{mm}$.

El bisel se le realiza al 100% de los extremos de la tubería de acuerdo a la norma de fabricación, siendo luego verificados por el inspector de control final quien comprueba el ángulo mediante el uso de un transportador o medidor de ángulo. De esta manera el tubo queda listo para ser soldado en una línea de tubería, figura 1.12.



Figura 1.12. Biseladora.

- Prueba radiográfica (Rayos X-2)

En este puesto de trabajo el tubo es inspeccionado a través de un equipo de Rayos X y una reveladora automática, tomándose placas radiográficas en el cordón de soldadura de los extremos del tubo, en las “T” que se forman con los empalmes de las bobinas y el cordón helicoidal, en las zonas reparadas donde no se pudo determinar con precisión el tipo, distribución o tamaño del defecto.

Estas placas son revisadas por personal altamente calificado y los defectos marcados son enviados nuevamente para su reparación, de acuerdo a las normas establecidas.

- Control final

En este puesto se revisan el aspecto de las reparaciones internas y externas hechas al tubo, se mide el largo, la ovalidad, diámetros de los extremos y cuerpo, espesor, perpendicularidad de las caras, peso del mismo y por último se identifica con una plantilla de información exigida por la norma de fabricación, con la que se asigna la calidad al tubo y su aplicabilidad y destino final.

- Revestimiento

Se dedica a la limpieza y posterior revestimiento del tubo, de acuerdo a las exigencias del cliente. La limpieza se realiza mediante las máquinas granallas que al impactar con la superficie del tubo elimina los restos de soldadura y lo pule en su interior y exterior. La pintura interior se realiza con brea expósica utilizando una bomba centrífuga. La pintura exterior y el revestimiento se realizan con brea expósica negra y finalmente, el tubo pasa a los patios de almacenaje.

1.2. Planteamiento del problema

Dado que la misión de la empresa es ofrecer y fabricar oportunamente tuberías de acero con costura helicoidal en sus diferentes grados y dimensiones mediante un sistema que garantice la más alta calidad, en condiciones de competitividad universal y en forma rentable para la empresa, se hace necesario el estudio y actualización del sistema eléctrico, el cual no se encuentra adecuado a las necesidades de ésta. Sus equipos se encuentran desactualizados tecnológicamente, poniendo en peligro y

riesgo inminente la seguridad de sus trabajadores y de la planta en general. Igualmente, existe una alta frecuencia en las labores de mantenimiento correctivo la cual se traduce en paradas del proceso de producción, aumento de trabajo y pérdida de la materia prima e insumo.

Retomando lo ya mencionado, se hace impredecible identificar la operatividad de la subestación, y actualmente no se cuenta con un sistema de diagnóstico que permita medir las condiciones de los equipos, esto con la finalidad de hacerle el mantenimiento requerido, para así obtener un mejor rendimiento en el funcionamiento de los mismos. También se puede comprobar, que los componentes (interruptores, transformadores, relés, fusibles, pararrayos, entre otros) perdieron sus propiedades eléctricas, debido al envejecimiento y/o deterioro de sus partes. Esto se aprecia en el calentamiento y consumo excesivo de ciertos dispositivos y desbalance de cargas. De igual manera se revisó el factor de potencia, siendo este un punto importante en el estudio, ya que de su valor depende la variación en la facturación de la empresa prestadora del servicio eléctrico (CADAFE).

Como es normal el paso del tiempo afecta a las subestaciones eléctricas a través del proceso de deterioro natural de sus componentes, como ocurre con casi todo en la vida; los cambiantes mercados, una población más exigente y las nuevas tecnologías originan que las subestaciones antiguas y nuevas se enfrenten con nuevos tiempos y nuevos desafíos, y Helisold de Venezuela no escapa de esta situación. Por tal razón el Departamento de Mantenimiento a través de la Gerencia de Relaciones Industriales, solicita la propuesta para modernizar la subestación eléctrica, con la finalidad de satisfacer los estrictos requisitos de disponibilidad, ocupación, espacio y medio ambiente que debe tener toda subestación eléctrica, para ello se tomarán en cuenta estándares, regidos por bases comunes, tales como: seguridad, confiabilidad, simplicidad, calidad del voltaje, mantenimiento, flexibilidad y costo. En tal sentido, este proyecto está orientado a evaluar las instalaciones eléctricas de la empresa, con

el fin de recomendar una tecnología que vislumbre excelentes beneficios para el correcto manejo y control de la subestación y por consiguiente de toda la planta.

1.3. Justificación

Este trabajo se justifica por los siguientes aspectos:

1.3.1. Técnicos

Proporciona beneficios para la empresa HELVESA, ya que se mejora la confiabilidad del sistema de potencia de la subestación eléctrica, se garantiza un mayor rendimiento y optimización del proceso, proporcionando mejoras en la producción, productividad, rentabilidad y bienestar de la empresa y con esto se logra mejor calidad de la energía eléctrica, mejor nivel de voltaje, se garantiza la seguridad de los trabajadores.

1.3.2. Económico

Se disminuye el número de fallas y su frecuencia en el sistema eléctrico, bajando los costos de mantenimiento y producción significativamente, se disminuye considerablemente el costo por facturación de energía reactiva en la empresa, igualmente se minimizan las demoras por fallas de energía eléctrica.

1.3.3. Académico

El presente trabajo sirve de apoyo para investigaciones futuras relacionadas con Modernizaciones y/o Actualizaciones de Subestaciones Eléctricas, al crear bases que permitan especificar las características técnicas, físicas y funcionales de una subestación eléctrica.

1.4. Limitaciones

La falta de información respecto a las características o especificaciones técnicas, funcionamiento de la subestación de la empresa, planos desactualizados e insuficiente información sobre registro de fallas, muy pocas veces se pudo ingresar al interior de la subestación.

1.5. Alcance

El resultado de este trabajo es un documento que contiene los lineamientos para Modernizar una Subestación Eléctrica de media tensión, facilitando un desglose de todas sus partes constitutivas, funcionamiento de las mismas y propuestas para mejorar su rendimiento eléctrico y seguridad para los que la operan, las propuestas serán del tipo técnico concernientes a los cambios o reemplazo de equipos para un mejor desempeño.

1.6. Objetivos

1.6.1. Objetivos generales

Modernizar la Subestación Eléctrica de 34,5 kV de la Empresa Helisold de Venezuela S.A.

1.6.2. Objetivos específicos

1. Diagnosticar la situación actual de la subestación eléctrica.
2. Describir los principios técnicos de operación y arquitectura de la subestación eléctrica.

3. Proponer mejoras en el sistema eléctrico, en cuanto a automatización de la transferencia de líneas de 34,5 kV y corrección del factor de potencia.
4. Actualizar el diagrama unifilar de la subestación eléctrica.
5. Elaborar un plan de mantenimiento para equipos, componentes e instalaciones de la subestación eléctrica.

1.7. Metodología

1.7.1. Técnicas utilizadas

1.7.1.1. Inspección y observación directa

Consiste en la recolección de datos mediante visitas a la subestación con la finalidad de conocer el área de trabajo y obtener toda la información necesaria para lograr los objetivos propuestos en esta investigación. A través del apoyo brindado por los ingenieros, supervisores y personal técnico presentes en la planta, se espera obtener información en archivos digitales, planos de referencias, manuales, especificaciones técnicas, revisión de libros diarios de los técnicos electricistas y tiempo promedio de falla.

1.7.1.2. Entrevistas y orientación

Se refiere a entrevistas realizadas al personal que labora en la Gerencia de Mantenimiento, para recibir información acerca del funcionamiento de los equipos que conforman la subestación, el proceso y los parámetros que se llevan a cabo en la fabricación de tubería e instrucciones o sugerencias que ayuden en la evolución del proyecto.

1.7.2. Tipo de investigación

1.7.2.1. De campo

Se tomaron datos relacionados con las actividades que se realizan en la subestación eléctrica de la empresa HELVESA, a través del contacto visual e inspecciones con los equipos e infraestructuras que lo conforman.

1.7.2.2. Documental

En este trabajo se utilizaron manuales, folletos e informes realizados por el personal que labora en la planta, igualmente se consultó con empresas que distribuyen y fabrican equipos eléctricos, para llevar a buen fin el trabajo de modernizar la subestación eléctrica de Helisold de Venezuela.

1.7.3. Metodología aplicada

Para una mejor percepción de las estrategias o métodos a utilizar durante el desarrollo de los objetivos planteados se presentan las siguientes etapas.

Primera etapa: Revisión bibliográfica y recopilación de información técnica.

Un proyecto debe estar bien documentado en una base teórica, que provea todo tipo de información para agilizar su desarrollo y minimizar el tiempo de realización del mismo. La revisión se basa en todo aquel material bibliográfico que esté relacionado con dicho tema, como lo son: libros, trabajos de grado, manuales, revistas, páginas Web (Internet), entre otros. La información de los libros de registro diario de mantenimiento, así como también, otra serie de materiales como informes

del departamento relacionados con el mantenimiento de los equipos y datos de los mismos.

Segunda etapa: Diagnóstico de la situación actual en la subestación eléctrica.

Para diagnosticar es indispensable tener a mano toda la data de los equipos con que se cuenta en la subestación, por medio de visitas al área se realiza dicha recolección y teniendo contacto directo con los mismos para así visualizar a la vez el estado en el que se encuentran, estos datos incluyen las características técnicas y operativas, de igual modo se obtiene con precisión la cantidad de equipos que se estudian en este proyecto.

Tercera etapa: Descripción de los principios técnicos operacionales y arquitectura de la subestación eléctrica.

En esta etapa se describe la arquitectura y principios operaciones y funcionales de la subestación eléctrica existente en la empresa, para así tener una idea de las condiciones de los componentes que la conforman.

Cuarta etapa: Propuesta de mejoras en el sistema eléctrico, en cuanto a automatización de la transferencia de líneas de 34,5 kV y corrección del factor de potencia.

En esta etapa de la investigación se proponen mejoras en el sistema eléctrico de la subestación eléctrica, además, se revisa el factor de potencia del sistema eléctrico con la finalidad de utilizar eficazmente la energía suministrada por CADAFE.

Quinta etapa: Actualizar los diagramas unifilares de la subestación.

Una vez inspeccionado los componentes con los que cuenta la subestación se procede a la actualización de los planos en caso que sea necesario.

Sexta etapa: Elaboración del plan de mantenimiento para equipos, componentes e instalaciones de la subestación eléctrica.

En etapa se propone un plan de mantenimiento enfocado a garantizar la disponibilidad de los equipos de acuerdo a los requerimientos eléctricos de cada uno de ellos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

Las investigaciones previas siempre son necesarias para ser utilizadas como soporte de nuevas investigaciones. Por lo tanto, se realizó una búsqueda de antecedentes del tema planteado, lográndose ubicar las siguientes investigaciones:

RONDON A, en el año 1998, [1]. Desarrolló un trabajo, con el propósito de crear bases que permitan especificar las características técnicas, físicas y funcionales de un sistema de control numérico con la finalidad de maximizar el ahorro de los costos y al mismo tiempo aumentar la confiabilidad en subestaciones de alta tensión.

ROMERO M, 1998, [2]. En esta tesis se plantean mejorar las condiciones de la subestación de Corpoven, sustituyendo equipos desactualizados por equipos que ofrezcan una rápida comunicación, sistema de supervisión y comunicación para controlar el sistema eléctrico de Corpoven, S.A. desde un despacho de carga.

MALAVE C, 2007, [3]. En este trabajo de investigación se mejoró la capacidad del sistema de potencia de la subestación, estudiándose el área de ubicación de un interruptor para así determinar sus características nominales, conexiones, fundación y cableado para luego proceder a su sustitución. También se estudio el enclavamiento eléctrico entre seccionadores e interruptores y la instalación de un transformador de potencia y tres celdas.

2.2. Marco teórico

2.2.1. Subestaciones eléctricas

Una subestación eléctrica es parte de un sistema y una entidad por si misma, es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen como función modificar los parámetros de la energía eléctrica (tensión y corriente), permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico de los equipos y del personal de operaciones y mantenimiento.

2.2.1.1. Clasificación de las subestaciones eléctricas

a) De acuerdo con la función que desempeñan, se clasifican en

Subestaciones patios de distribución: se encuentran adyacentes a las centrales eléctricas o plantas generadoras de electricidad, con el fin de modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores para permitir la transmisión de alta tensión en líneas de transmisión. A este respecto se puede mencionar que los generadores producen energía eléctrica a tensiones entre 5 y 25 kV y la transmisión dependiendo del volumen de energía y la distancia se puede efectuar a (69, 85, 115, 138, 230, 400, 765 kV) en corriente alterna.

Subestaciones receptoras primarias: son alimentadas directamente por líneas de transmisión y reducen la tensión a valores menores para la alimentación de los sistemas de subtransmisión o las redes de distribución, de manera que dependiendo de la tensión de transmisión pueden tener en su secundario tensiones del orden de 115,69 y eventualmente 34,5; 13,8; 6,9 ó 4,16 kV.

Subestaciones receptoras secundarias: Se alimentan de redes de subtransmisión y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones comprendidas entre 34,5 y 6,9 kV.

b) De acuerdo a su tecnología, se clasifican en

Subestaciones aisladas en aire: En este tipo de subestaciones, el aire sirve como medio aislante y por lo tanto, se usan principalmente en exteriores. En el caso de subestaciones de alta y extra alta tensión, tiene el inconveniente de que ocupan un espacio importante para su construcción, por lo que su aplicación en áreas urbanas densamente pobladas están restringida a la disponibilidad de terrenos.

Subestaciones tipo intemperie: Son construidas en terrenos expuestos a la intemperie, y requieren de un diseño, aparatos y máquinas capaces de mantenerse en funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvias, vientos, nieve y otras). Por lo general se adaptan en los sistemas de alta y extra alta tensión.

Subestaciones de tipo interior: En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas que se usan están diseñados para operar en interiores, actualmente son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y son usadas mayormente en las industrias.

Subestaciones tipo blindado: En estas subestaciones, los aparatos y las máquinas se encuentran muy protegidos y el espacio necesario es muy reducido en comparación con las construcciones de subestaciones convencionales, por lo general se usan en el interior de fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieren de poco espacio para esas instalaciones.

Subestaciones compactas o unitarias: Son muy utilizadas en instalaciones industriales y comerciales, reciben la energía, en el caso de las grandes industrias, de subestaciones primarias, para ser distribuida a distintos puntos en las instalaciones. Generalmente están cerradas completamente por medio de placas metálicas, de manera que no tienen partes vivas o energizadas expuestas al contacto de las personas, ver figura 2.1.



Figura 2.1. Subestación compacta.

c) De acuerdo al voltaje que manejan, se clasifican en

Subestaciones elevadoras: Este tipo de subestaciones se usa normalmente en las centrales eléctricas, cuando se trata de elevar los voltajes de generación a valores de voltajes de transmisión.

Subestaciones reductoras: En estas subestaciones los niveles de voltaje de transmisión se reducen al siguiente (subtransmisión), o de subtransmisión a distribución o eventualmente a utilización.

Subestaciones de enlace: En los sistemas eléctricos se requiere tener mayor flexibilidad de operación para incrementar la continuidad del servicio y consecuentemente la confiabilidad, por lo que es conveniente el uso de las llamadas subestaciones de enlace.

Subestaciones en anillo: Estas subestaciones se usan con frecuencia en los sistemas de distribución para interconectar subestaciones que están interconectadas a su vez con otras.

Subestaciones radiales: Es cuando una subestación tiene un solo punto de alimentación y no se interconecta con otras.

Subestaciones de switcheo: En estas subestaciones no se tienen transformadores de potencia, ya que no se requiere modificar el nivel de voltaje de las fuentes de alimentación y solo se hacen operaciones de conexión y desconexión.

2.2.1.2. Elementos constitutivos de una subestación

Los elementos que constituyen una subestación se pueden clasificar en elementos principales y elementos secundarios.

a) Elementos principales

- Transformador.
- Interruptor de potencia.
- Restaurador.
- Cuchillas fusibles.
- Cuchillas desconectoras y cuchillas de prueba.
- Pararrayos o Equipos de protección contra descargas atmosféricas.

- Tableros dúplex de control.
- Condensadores.
- Transformadores para instrumentos.

b) Elementos secundarios

- Cables de potencia.
- Cables de control.
- Alumbrado.
- Estructura.
- Herrajes.
- Equipo contra incendio.
- Equipo de filtrado de aceite.
- Sistema de tierras.
- Carrier.
- Intercomunicación.
- Trincheras, conducto, drenajes.
- Cercas.

2.2.2. Interruptores

Son aparatos de corte que permiten efectuar maniobras voluntarias de apertura y cierre de circuitos en condiciones dadas de carga. Se diferencian de los disyuntores, o interruptores de potencia, en que sus contactos están previstos para abrir y cerrar circuitos eléctricos con intensidades nominales y con sobrecargas pero no están preparados para abrir y cerrar sus contactos sobre cortocircuitos, ya que su capacidad de ruptura es menor que la de los disyuntores; por lo general, esta capacidad de ruptura es de dos a tres veces mayor que la que la correspondiente a la intensidad nominal del interruptor.

2.2.2.1. Interruptores de potencia

Los interruptores de potencia son un medio para abrir o cerrar un circuito de corriente (sin flujo de corriente), llamados desconectores o cuchillas desconectoras. Y existen los interruptores de operación con carga (flujo de corriente), generalmente llamados interruptores de operación con carga (con flujo de corriente), generalmente llamados interruptores de potencia, los cuales a su vez pueden estar diseñados para operar bajo cargas nominales y los que operan confiablemente para interrumpir corrientes de falla.

Los estados de operación son los siguientes:

ABIERTO (O): Aislamiento seguro entre terminales, para corrientes nominales de operación o hasta de corto circuito según el caso.

CERRADO (I): Soporte de esfuerzo térmico y dinámico que implica la conexión bajo corrientes nominales de operación.

2.2.2.2. Ciclo de trabajo de los interruptores

El ciclo de trabajo de un interruptor consiste en una serie de operaciones (interrupciones) de apertura y cierre, o ambas a la vez, con el objeto de revisar su funcionamiento y someterlo a las condiciones de operación. El ciclo de trabajo normalmente lo proporcionan los fabricantes con una designación; Por ejemplo: Se designa con A a la apertura y C al cierre. Una designación de tipo A-3CA significa que el interruptor después de una apertura A permanece tres minutos abierto y cierra de nuevo para abrirse inmediatamente. El número que se indica significa tiempo en minutos. En las designaciones estadounidenses se emplea la letra O para indicar apertura y C para cierre.

2.2.2.3. Prestaciones de los interruptores

Se denominan prestaciones de los interruptores a las condiciones de operación que puede darnos un interruptor y que se deben proporcionar como datos al fabricante para que bajo estas condiciones diseñen el dispositivo.

2.2.2.4. Interrupción de circuitos capacitivos

Los circuitos capacitivos están representados por cargas capacitivas o líneas de alta tensión operando en vacío.

2.2.2.5. Reenganche rápido

Se le conoce como un reenganche rápido a la operación de cierre de un interruptor después de una falla. El tiempo entre apertura y cierre debe ser lo más corto posible con el objetivo de que no se pierda el sincronismo en los sistemas operando generadores en paralelo.

2.2.2.6. Interruptor de aceite

Los interruptores de aceite se pueden clasificar en tres grupos:

a) Interruptores de gran volumen de aceite

Estos interruptores reciben ese nombre debido a la gran cantidad de aceite que contienen: Generalmente se constituyen de tanques cilíndricos y pueden ser monofásicos. Los trifásicos son para operar a voltajes relativamente pequeños y sus contactos se encuentran contenidos en un recipiente común, separados entre sí por separadores (aislante).

b) Interruptores en gran volumen de aceite con cámara de extinción

Los interruptores de grandes capacidades con gran volumen de aceite originan fuertes presiones internas que en algunas ocasiones pueden dar explosiones.

Para disminuir estos riesgos se idearon dispositivos donde se forman las burbujas de gas, reduciendo las presiones a un volumen menor. Estos dispositivos reciben el nombre de “cámaras de extracción” y dentro de estas cámaras se extingue el arco.

c) Interruptores de pequeño volumen de aceite

Los interruptores de reducido volumen de aceite reciben este nombre debido a que su cantidad de aceite es pequeña en comparación con los de gran volumen. (Su contenido varía entre 1.5 y 2.5% del que contiene los de gran volumen).

2.2.2.7. Interruptor neumático

El aire a presión se obtiene por un sistema de aire comprimido, un tanque principal, un tanque de reserva y un sistema de distribución en caso de que sean varios interruptores.

2.2.2.8. Interruptor de expansión

Los interruptores de expansión, al igual que los neumáticos, evitan las explosiones e incendios.

2.2.3. Seccionadores

Se les llama también desconectores y separadores, y son aparatos utilizados para abrir o cerrar de forma bien visible, un circuito cuando no está recorrido por una corriente, y previsto especialmente para aislar, de una red bajo tensión, una máquina, un aparato, un conjunto de aparatos o una línea, de manera que sea posible el tocarlos sin peligro, para los fines de conservación o de reparación. La condición fundamental es que su ruptura sea visible. No están preparados para cortar corrientes.

La característica más importante, que los distingue de los interruptores y disyuntores, es que sus maniobras de conexión y desconexión a la red, deben hacerse en vacío, es decir sin que haya carga en la instalación.

2.2.3.1. Mando de seccionadores

Los mandos para seccionadores de alta tensión son muy variados, los cuales se pueden agrupar en distintas clasificaciones de las que podrían ver las siguientes:

- Mando por pértiga.
- Mando mecánico a distancia.
- Mecanismo de biela y manivela.
- Mecanismo por árbol y transmisión.
- Mecanismo por cadena y piñones.
- Mando por servomotor.
- Motor eléctrico con reducción.
- Grupo motor-bomba y transmisión hidráulica.
- Grupo motor-compresor y transmisión neumática.

2.2.3.2. Tipos de seccionadores

Los seccionadores pueden tener formas y características constructivas diferentes en dependencia de los niveles de tensión, número de polos y valores de corriente que deben conducir en condiciones normales de operación, pudiéndose clasificar en:

a) Seccionadores unipolares

En este seccionador en posición de cierre la cuchilla se encuentra insertada en un contacto que está a presión sosteniendo fuertemente la cuchilla para garantizar un buen contacto eléctrico. Puede haber de una o más navajas según sea la corriente nominal que conduce, por lo general se emplean de baja tensión y tensiones medias con corriente hasta 1000 o 1500 amperes.

b) Seccionadores tripolares

Son básicamente del mismo tipo de los seccionadores unipolares pero el mando es tal que se accionan las tres fases simultáneamente, ver figura 2.2.

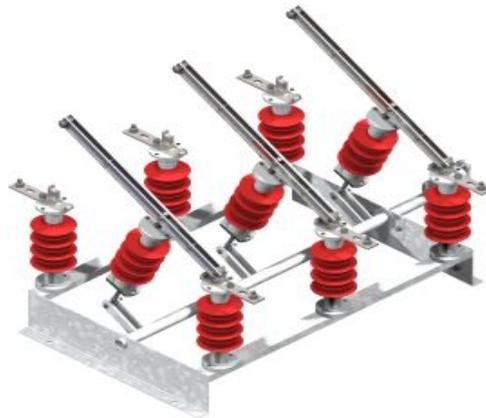


Figura 2.2. Seccionador tripolar.

c) Seccionador unipolar de rotación

Estos pueden tener un perno control o bien con interrupción doble o pueden existir de interrupción simple con columna central giratoria, son utilizados por lo general en sistemas de alta tensión con corriente hasta 2000 amperes.

d) Seccionador tripolar giratorio

Son prácticamente iguales a los giratorios unipolares, pero emplean mando tripolar para accionamiento simultáneo de los tres polos, por lo general se usan en 69 y 115 kV.

e) Seccionador de apertura vertical

En este las cuchillas tienen un giro del orden de 110° de la columna central del aislador, la apertura se realiza en dos tiempos por medio de un giro de 60° de la cuchilla que gira sobre su propio eje y un movimiento vertical de la otra cuchilla en forma propia.

f) Seccionador tipo pantógrafo

Se construyen en general del tipo monopolar siendo su elemento de conexión del tipo pantógrafo de donde viene su nombre, el cierre del circuito se obtiene levantando el contacto móvil que se encuentra sobre el pantógrafo conectándose al contacto fijo que se monta sobre el cable o sistema de barra de la subestación, su empleo es importante en las subestaciones de donde se dispone de poco espacio para la subestación y por otro lado presentan la ventaja de que pueden ser inspeccionados sin poner fuera de servicio esa parte de la instalación.

2.2.3.3. Método de accionamiento de los seccionadores

La mayoría de los tipos de seccionadores mencionados anteriormente tienen básicamente las siguientes formas de accionamiento:

- Manual con pértiga.
- Manual con mando por varilla y palanca o manivela.
- A control remoto y/o local, accionados por motor eléctrico.

2.2.4. Protección

Desde el punto de vista eléctrico, protección es todo aquel elemento capaz de detectar algún tipo de anomalía en un sistema eléctrico, sea este un motor, un circuito de alumbrado, etc., y tomar las acciones necesarias para el despeje seguro, confiable y selectivo de la misma.

2.2.4.1. Sistema de protecciones

Es un conjunto de dispositivos de protección que actúan de manera coordinada para la detección y despeje de las posibles fallas que puedan presentarse en un sistema eléctrico.

2.2.4.2. Componentes de un sistema de protección

Un sistema de protección está compuesto básicamente por los siguientes elementos:

a) Transformadores de Protección

a.1) Transformadores de corriente

Basan su funcionamiento en el fenómeno de inducción de corriente que se produce en los devanados secundarios cuando por el devanado primario circula una determinada corriente, es decir, cualquier corriente que pase por el devanado primario producirá un flujo magnético que inducirá una corriente en el o los devanados secundarios.

La corriente en el o los devanados secundarios depende directamente de la relación de transformación o número de vueltas. Esta siempre es fija y por eso debe escogerse el transformador de acuerdo a la corriente que vaya a circular por el primario y a la corriente que se desee obtener en el lado secundario.

a.2) Transformadores de Tensión

Basan su funcionamiento en el fenómeno de inducción explicado anteriormente, pero en este caso el parámetro a transformar es el voltaje entre líneas. Igualmente, la relación de transformación es un factor importante, y debe escogerse un transformador con una relación de vueltas adecuada a la tensión existente en la línea y a la tensión que se desea obtener en el secundario. Debe tomarse en cuenta la polaridad del transformador en el momento de su instalación para conectar adecuadamente los equipos de protección, ver figura 2.3.

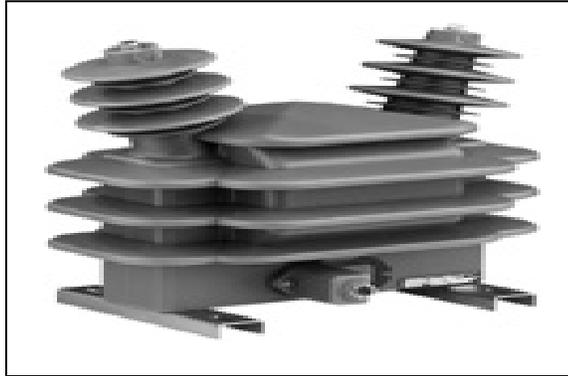


Figura 2.3. Transformador de Tensión

b) Relés de protección

Para cumplir las condiciones que le han sido asignadas, es decir, reaccionar a las perturbaciones producidas en las redes y máquinas, de manera eficiente los relés de protección han de cubrir un conjunto de exigencias.

c) Relés de sobre corriente de tiempo inverso

Su funcionamiento se basa en el principio de inducción electromagnética, el cual consiste en que al hacer circular la corriente de operación a través de diferentes bobinas, los flujos resultantes inducen sus correspondientes corrientes en un mismo disco que está en libertad de rotar. La interacción de los flujos con las corrientes inducidas origina un torque que hace rotar el elemento móvil causando el cierre o la apertura de los contactos.

El disco del relé el cual usualmente lleva el contacto móvil, actúa en posición a la fuerza de retención de un resorte que a su vez sirve para devolver el disco a su posición original una vez que el relé ha sido desenergizado.

d) Relés de sobretensión de tiempo inverso

Funciona bajo un principio similar a los relés de sobre corriente de tiempo inverso pero en este caso la cantidad actuante es el sobrevoltaje que pueda presentarse en las líneas. Todos estos equipos tienen una señal “Bandera” indicativa de su actuación.

e) Relés de tensión mínima

La operación de estos relés se basa en el principio de atracción electromagnética, el cual consiste en un émbolo magnético embutido dentro de un solenoide o también a través de una armadura magnética, que cuando la tensión de la línea es la correspondiente al ajuste es atraída hacia los polos de un electromagneto, abriendo contactos auxiliares de la bobina de disparo del interruptor, de manera que al caer la tensión por debajo del ajuste, el émbolo o la armadura retornan a su posición original ordenando la apertura de una manera instantánea.

Está claro que en presencia de una tensión igual o superior al ajuste, este relé no impide el disparo del interruptor por orden de los relés de sobrecorriente, sobretensión, buchholz o sobretemperatura.

f) Relés Buchholz

Estos son utilizados exclusivamente para la protección de transformadores de alta tensión con devanados sumergidos en aceite, se muestra figura 2.4. Basan su operación en el principio de que toda falla dentro de un transformador de este tipo, por pequeña que sea produce el desprendimiento de gases los cuales suben a la superficie de la cuba y son de esta manera, captados por el elemento sensor.

La rapidez con que puedan actuar dependerá de la severidad de la falla, es decir, fallas severas producirán mayor cantidad de gases y por lo tanto la operación será con mayor rapidez, mientras que fallas leves irán generando pequeñas cantidades de gases que a la larga producirán su actuación, de manera que estos relés también funcionan como detectores de fallas incipientes en transformadores de alta tensión. La actuación del relé Buchholz produce la apertura del interruptor respectivo.



Figura 2.4. Relé Buchholz

g) Relés de sobre temperatura del aceite

Estos relés también son de uso exclusivo para la protección de transformadores con devanados sumergidos en aceite. Su principio de operación consiste en que fallas dentro del transformador producen un aumento de la temperatura del aceite y cuando estas sobrepasan un límite determinado, que puede ser ajustado a voluntad dependiendo del tipo de aceite, corriente nominal del transformador, etc.; se cierra un contacto móvil que envía la señal de disparo hacia el interruptor correspondiente.

2.2.4.3. Características de los relés de protección

- **Fiabilidad:** Por lo general, los relés de protección protegen máquinas y dispositivos cuyo valor es mucho más elevado que el del relé. Por lo tanto, su

fiabilidad (es decir su seguridad de funcionamiento) ha de ser también mucho mayor que la del aparato o parte de la instalación protegida. Esta seguridad debe mantenerse aun para las más desfavorables condiciones de funcionamiento, tales como, los valores extremos de la corriente de cortocircuito en el lugar donde se ha montado el relé.

- **Sensibilidad:** Los relés de protección han de ser sensibles, es decir, que su funcionamiento ha de ser correcto para el valor mínimo de la perturbación que pueda aparecer en el lugar del defecto.

- **Rapidez:** Por lo general, los defectos en líneas y aparatos, están caracterizados por la aparición de un arco eléctrico que calienta y destruye los aislantes y conductores en el lugar del defecto; pero estas perturbaciones son proporcionales a la duración del arco por lo que, para una protección eficiente, el correspondiente relé ha de separar la parte afectada lo más rápidamente posible.

- **Selectividad:** Las características y los valores de funcionamiento de los relés han de elegirse de tal forma que, aun para las condiciones más desfavorables, solamente queda desconectada la parte de la red o de la maquina que esté afectada por el defecto. De esta forma se reducirá al mínimo el sector falto de suministro de energía eléctrica mientras se efectúa la reparación de la parte averiada.

- **Automaticidad:** La enorme complejidad de las actuales redes eléctricas hace que resulte difícil localizar un fallo, ya que una perturbación cualquiera en un punto de la red, repercute sobre todos los demás. Por lo tanto los relés de protección han de ser automáticos, es decir que su funcionamiento debe realizarse sin intervención humana.

2.2.4.4. Elementos o equipos de interrupción

Interruptores o disyuntores para alta tensión: Los interruptores para alta tensión pueden romper el arco eléctrico causando al abrir el circuito bajo fallas o en condiciones normales, gracias a que poseen cámaras de extinción de arco en donde por medio de diversas técnicas, tales como soplado de arco por campo magnético o gas, separación del arco en segmentos, apertura en aceite, etc., logran realizar la maniobra sin inconvenientes.

Pueden ser operados automáticamente por recepción de señal de disparos enviada por las protecciones, de forma manual o a control remoto, según se disponga.

Interruptores en reducido volumen de aceite: Estos interruptores trabajan por medio de flujos de aceite como medio de extinción del arco, y se utiliza la energía propia del arco para generar dichos flujos.

En la mayoría de los casos se presentan los tres efectos en paralelo. Aunque en el caso de bajos niveles de corriente de desconexión actúan predominantemente el efecto hidrógeno. Y los otros dos en el caso de altos niveles de corriente.

Estos interruptores requieren mantenimiento periódico, como revisión, limpieza o cambio de aceite. A continuación se presentan en la figura 2.5 esquemas de interruptores en el reducido volumen de aceite para medida y alta tensión.

- **Fusibles:** Cuando son usados en alta tensión van montados en seccionadores especiales capaces de ser maniobrados bajo carga. Los fusibles tienen la propiedad de fundirse en presencia de cortocircuitos o sobre corrientes con lo cual se logra la separación de la zona de falla.

Los seccionadores poseen un sistema de disparo que en caso de ocurrir cualquier clase de falla (monofásica, bifásica o trifásica), se logra una apertura trifásica del circuito.

El mayor inconveniente es que luego de despejada una falla debe reemplazarse el fusible fundido antes de cerrar el seccionador nuevamente.

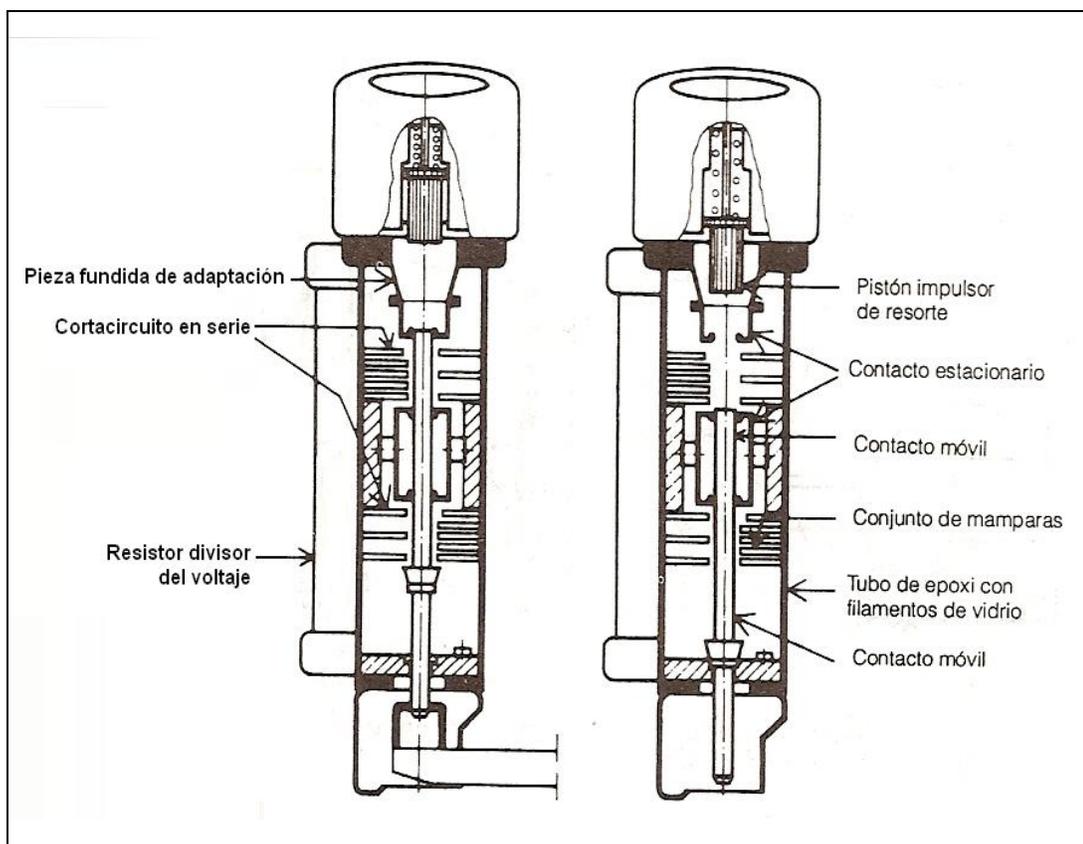


Figura 2.5. Interruptores en reducido volumen de aceite

2.2.4.5. Funciones de los elementos de un sistema de protección

a) Función reductora

Tienen la función de reducir las magnitudes de corrientes y tensión que se desean mantener bajo vigilancia permanente en una línea o barra de potencia, a valores proporcionalmente menores que puedan ser manejados con seguridad por los instrumentos y equipos de protección.

b) Función detectora

La realizan los relés de protección. Ellos comparan permanentemente las magnitudes provenientes de los equipos reductores, o directamente de la línea de potencia como en el caso de los fusibles, con valores pre-establecidos de operación los cuales les sirve para decidir si deben o no actuar. (fusibles) u ordenar (relés) la actuación de los equipos de interrupción.

c) Función interruptora

La realizan los “breakers,” fusibles, interruptores automáticos, etc. Tienen la función de interrumpir un circuito con la finalidad de aislar la zona donde ocurre la falla de modo que el resto del sistema, si es posible, no se vea afectado severamente y pueda mantenerse la continuidad del servicio.

d) Función restablecedora

Las realizan los recierres, tienen la función de cerrar automáticamente un circuito luego de recibirse la orden de apertura, con el objeto de restablecer el servicio en caso de que la falla sea temporal. Tienen un número limitado de operaciones consecutivas.

e) Función de los servicios auxiliares

Se usan en aquellos sistemas donde es necesario mantener ciertos equipos en funcionamiento continuo, como por ejemplo: los relés de protección, los circuitos de mando de cierre-apertura eléctricos y/o remotos. Se trata de fuentes de poder independientes, baterías, rectificadores de tensión, etc.

2.2.5. Transformadores de potencia

Los transformadores de potencia cumplen con una función muy importante en los sistemas eléctricos de potencia, transforman el voltaje del sistema de un nivel nominal a otro y deben ser capaces de transportar el flujo de potencia en forma continua hacia una parte particular del sistema o hacia la carga (en su caso). Para cumplir con este requerimiento específico, resulta que el transformador de potencia es el equipo más grande, pesado, complejo y también más costoso de los equipos usados en una subestación eléctrica, ver figura 2.6.

2.2.5.1. Tipos de transformadores

Los transformadores de potencia pueden ser autos transformadores o transformadores convencionales de varios devanados. Una instalación trifásica puede consistir de tres unidades monofásica formando un banco trifásico o una sola unidad trifásica.

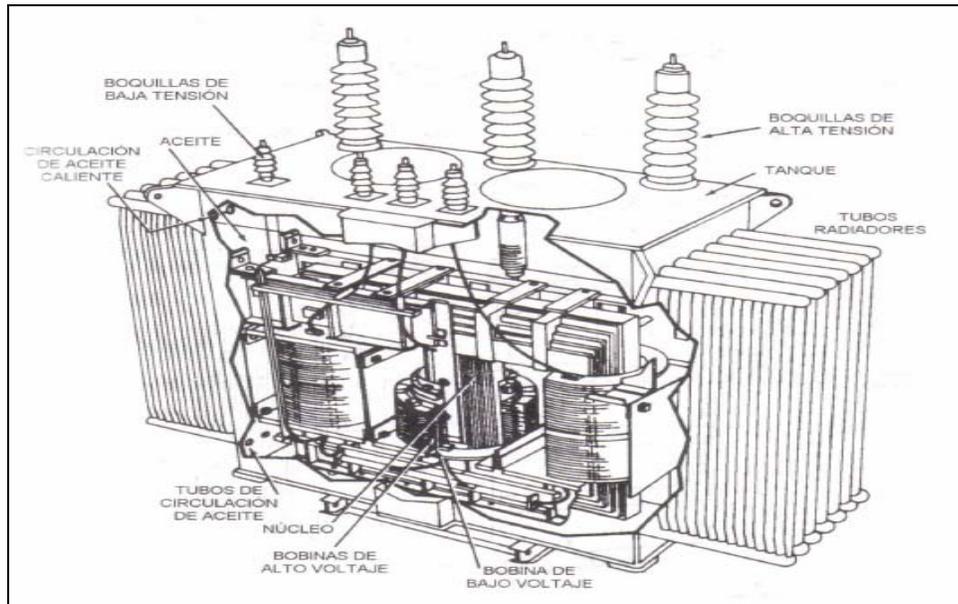


Figura 2.6. Partes principales de un transformador trifásico
Enfriado por aceite.

2.2.5.2. Características generales para transformadores y auto transformadores de potencia

a) Tensión nominal

Las tensiones nominales de un transformador son aquellas a las que se refieren sus características de operación y funcionamiento.

b) Tensión nominal de un devanado

Es la tensión que debe ser aplicada o inducida en vacío, entre las terminales del transformador.

c) Relación de transformación y su tolerancia

La relación de transformación está basada en la relación de las tensiones y sujeta al efecto de la regulación a diferentes cargas y factores de potencia.

La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga, debe ser de $\pm 0.5\%$ en todas las derivaciones.

Si la tensión por vuelta excede de 0.5% de la tensión deseada, las tensiones de las derivaciones deben corresponder a la tensión de la vuelta próxima.

2.2.5.3. Capacidades nominales de los transformadores

La capacidad nominal de los transformadores es el kilovoltioampere (KVA) continuo que el devanado secundario del mismo debe suministrar a su tensión y frecuencia nominal.

La selección de los KVA de un transformador debe estar basada en un buen estudio de ingeniería y considerar los efectos de ciclo de carga y temperatura ambiente.

2.2.5.4. Corriente nominal

Es la corriente que fluye a través de una terminal de un devanado, calculada, dividiendo la capacidad nominal del devanado entre la tensión nominal del mismo y el factor de fase apropiado.

2.2.5.5. Frecuencia nominal

La frecuencia a la cual deben operar los transformadores y autotransformadores debe ser de 60 Hz. Existen sistemas en otros países a 50 Hz y este sería su valor especificado.

2.2.5.6. Conexiones típicas de los transformadores

a) Conexión estrella-estrella

Esta conexión da un servicio satisfactorio si la carga trifásica es balanceada; si la carga es desbalanceada, el neutro tiende a ser desplazado del punto central, haciendo diferentes los voltajes de línea a neutro; esta desventaja puede ser eliminada conectando a tierra el neutro. La ventaja de este sistema de conexiones es que el aislamiento soporta únicamente el voltaje de línea a tierra, que es 58% del voltaje entre líneas.

b) Conexión delta-delta

Este arreglo es usado generalmente en sistemas donde los voltajes no son altos y cuando la continuidad del servicio debe ser mantenida aún si uno de los transformadores falla; si esto sucede, los transformadores pueden continuar operando en la conexión delta-abierta, también llamada “conexión V”. Con esta conexión no se presentan problemas con cargas desbalanceadas, pues prácticamente los voltajes permanecen iguales, independientemente del grado de desbalance de la carga.

c) Conexión delta-estrella

Esta conexión se emplea usualmente para elevar el voltaje, como por ejemplo al principio de un sistema de transmisión de alta tensión. En el lado de alta tensión, el aislamiento trabaja a solamente el 58% del voltaje de línea a línea; otra de sus ventajas es que el punto neutro es estable y no flota cuando la carga es demasiado desbalanceada. Esta conexión también es usada cuando los transformadores deben suministrar carga trifásica y carga monofásica; en estos casos, la conexión proporciona un cuarto hilo conectado al neutro.

2.2.5.7. Sistemas de enfriamiento de los transformadores de potencia

Los sistemas de enfriamiento preferenciales son los siguientes:

- OIL AIR.....Aceite aire natural
- OA/FA.....Aceite aire natural y enfriado por aire forzado
- OA/FA/FA.....Aceite aire natural y con dos pasos de enfriamiento por aire forzado.
- OA/FOA.....Aceite aire natural y enfriado por aceite y aire forzado
- OA/FOA/OA.....Aceite aire natural y con dos pasos de enfriamiento por aire y aceite forzado.
- FOW.....Enfriamiento por agua y aceite forzado.

a) Sistemas de enfriamiento OA

El transformador debe contar con el número suficiente de radiadores o enfriadores con objeto de que no exceda las temperaturas máximas permisibles. A la entrada y a la salida de cada enfriador se deben proporcionar válvulas de mariposa

con objeto de poder desmontar el radiador del tanque, sin necesidad de vaciar el aceite del transformador.

Estas válvulas deben estar montadas en el tanque del transformador y acoplarse a los enfriadores por medio de bridas atornilladas y con empaques a prueba de aceites. Un lado de las bridas debe contar con una caja circular y rectangular, maquinada, para alojar empaques y evitar sobrecompresiones de los empaques. Las válvulas deben tener indicador de posición.

b) Sistemas de enfriamiento OA/FA y OA/FA/FA

Estos sistemas deben cumplir con los específicos en las normas ANSI C57.12.10, así como con lo siguiente:

- El transformador debe contar con un número suficiente de radiadores o enfriadores, detectores de temperatura, sistema de control y protección, con el objeto de que el transformador no exceda las temperaturas máximas permisibles.

- Los motores de los ventiladores deben ser trifásicos y cumplir con lo siguiente:

- Totalmente cerrados.
- Servicio Intemperie.
- Frecuencia de 60 Hz.
- Clase de aislamiento tipo B.

- Elevación de temperatura 80°C.
- Con dispositivos de protección, individuales para cada motor contra cortocircuitos.
- La tensión de alimentación debe ser indicada según las características particulares.
- Los ventiladores deben ser balanceados como unidad completa con valores no mayores a 0.076 mm (0.003 pg) axial y 0.127 mm (0.05 pg) en ejes axial y vertical.
- El control de los pasos de enfriamiento debe hacerse basándose en la temperatura, esto es, por un termómetro de imagen térmica de devanados.
- El gabinete de control del transformador debe incluir lo siguiente:
 - Interruptores termomagnéticas por grupo o paso de enfriamiento.
 - Contactores magnéticos directos a la línea, para arranque y para de grupo o paso de enfriamiento.

c) Sistemas de enfriamiento OA/FOA

Este sistema debe estar de acuerdo con la norma ANSI C57-12.10 y además cumplir con lo siguiente:

- En el sistema de enfriamiento OA, el transformador debe tener una capacidad no menor del 35% de la capacidad FOA.

- La impedancia de los transformadores debe estar referida a la base de la capacidad en FOA.
- El transformador debe contar con un número suficiente de radiadores de aceite y aire forzados, tuberías de interconexiones, detectores de temperatura, sistemas de control y protección, etc., con el objeto de que el transformador no exceda las temperaturas permisibles.
- El transformador debe contar con el número suficiente de radiadores, bombas de aceite y ventiladores, para que no exceda la temperatura máxima permisible de 65°C en los devanados a 112% del transformador.
- A la entrada y a la salida de cada radiador, se deben proporcionar válvulas adecuadas con objeto de poder desmontar el radiador del tanque del transformador sin necesidad de vaciar el aceite. Estas válvulas deben estar montadas en el tanque del transformador y acoplarse a la tubería de los radiadores por medio de bridas atornilladas y con empaque a prueba de aceite. Una de las bridas debe contar con una caja circular y rectangular maquinada para alojar el empaque y evitar sobrecompensaciones. Estas válvulas deben tener indicador de posición.
- Los radiadores, bombas, ventiladores y en general, todo el equipo de enfriamiento debe ser para servicio intemperie. Las características de los motores deben ser las indicadas en el punto de sistemas de enfriamiento OA/FA y OA/FA/FA visto anteriormente, excepto que la protección contra cortocircuito de cada moto-bomba debe ser con interruptor termomagnético en vez de fusible.

2.2.5.8. Protección de transformadores de potencia

Los transformadores son los equipos más caros de todos los que se encuentran en la subestación. Su capacidad y voltaje nominal depende de su situación en el sistema eléctrico de potencia. Cuando la relación de transformación es mayor de 2, se utilizan transformadores, y cuando es menor, generalmente se opta por usar autotransformadores.

2.2.5.9. Protección de transformadores contra acumulación de gases o fallas incipientes

En los transformadores de potencia cierto tipo de fallas tienden a producir gases en el interior, estas fallas por lo general son fallas francas, que se manifiestan como arco eléctrico como fallas incipientes, es decir, el inicio hacia una falla. A esta protección se le conoce también, en honor a su descubridor, como protección Buchhoiz. Su operación en caso de fallas “mayores”, cuando se produce desplazamiento de aceite en el interior del transformador, es un rango de tiempo de 6 -12 ciclos a la frecuencia del sistema

2.2.6. Barras

Es el conjunto de conductores principales a partir de los cuales se derivan las conexiones de los diferentes equipos que integran la subestación eléctrica.

2.2.6.1. Tipos de barras

a) Barras Tendidas

Son aquellas formadas por conductores flexibles y desnudos, sostenidos por cadenas de aisladores de amarre o de suspensión.

b) Barras Soportadas

Son aquellas formadas por conductores tubulares soportados mediante aisladores, soportes o equipos tales como seccionadores, disyuntores, entre otros.

2.2.7. Estructuras

Son los elementos de soporte de la mayor parte de los equipos tipo intemperie que conforman una subestación y conjuntamente con los medios de aislamiento, permiten mantener las distancias mínimas requeridas de separación entre las partes energizadas y el personal que accede al patio de la subestación.

2.2.8. Pórtico

Son aquellos que se utilizan para el soporte de las barras tendidas y soportadas.

2.2.9. Soportes de Equipos

Estos se utilizan para soportar en forma separada a los equipos principales de la subestación, tales como seccionadores, pararrayos, transformadores de medida, aisladores, soportes, entre otros.

2.2.10. Tableros

Los tableros en general son de lámina a gris con un espesor de 3 mm. En ellos además de instalarse los equipos de medición se instalan conmutadores, por la parte posterior los esquemas de protección, así como el bus mímico. La altura de los tableros es de 2.28 mts y estos equipos de medición son colocados a un nivel de 1.70 mts, para ser leídos sin dificultad.

2.2.11. Sistema de puesta a Tierras

La red de tierras en una Subestación Eléctrica es una de las principales herramientas para la protección contra sobre tensiones de origen atmosférico o por alguna maniobra, a ella se conectan los neutros de los aparatos, las bayonetas, los hilos de guarda, las estructuras metálicas, los tanques y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

La red debe cumplir y proporcionar un camino de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sean debidas a una falla de aislamiento o a la operación de apartarrayos y evitar que durante la circulación de las corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la S.E., que pueden ser peligrosos para el personal.

2.2.12. Distancia de seguridad

Se entiende como distancia mínima de seguridad los espacios libres que permiten circular y efectuará maniobras al personal dentro de una subestación, sin que exista riesgo para sus vidas y con un mínimo de operaciones durante la maniobra de trabajo.

2.2.14. Pararrayo

Es el equipo utilizado para descargar a tierra las sobretensiones debido a maniobras de equipos, fallas en el sistema de potencia o frente de ondas de sobretensión entrante a una instalación de potencia, producto de la incidencia de descargas atmosféricas en las fases de los conductores de la línea de transmisión que alimenta la instalación, figura 2.7.

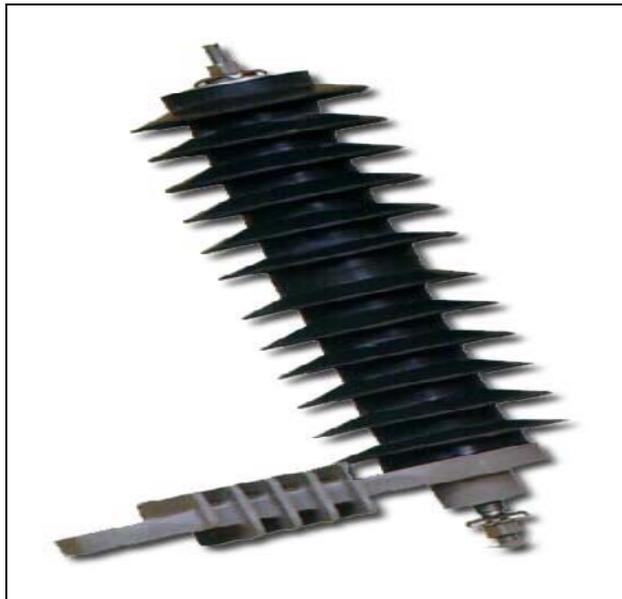


Figura 2.7. Pararrayos

2.2.15. Puesta a tierra de protección

Se instala para prevenir accidentes personales. Todas las partes metálicas de una instalación que no pertenecen al circuito de corriente de trabajo tienen que estar puestas a tierra cuando al producirse averías, incluso por arcos eléctricos, pueden

entrar en contacto con piezas bajo tensión. Por lo tanto, hay que conectar a tierra los siguientes elementos de la instalación:

- Las carcasas de máquinas, transformadores, transformadores de medida (incluido el núcleo de hierro), y otros aparatos y dispositivos eléctricos.
- Los arrollamientos de los transformadores de medida ya que pueden quedar sometidos a la alta tensión por perforación del aislamiento. En los transformadores de intensidad se conecta a tierra uno de los bornes de baja tensión; en los transformadores de tensión bien el punto neutro del circuito secundario trifásico, bien una de las fases.
- Por el lado de baja tensión hay que conectar a tierra el centro de una fase.
- Las partes de armazones metálicos, bridas de aisladores pasamuros y de apoyo y accesorios de cables (cajas terminales, manguitos, etc.)
- Las palancas, manivelas y volantes de aparatos eléctricos, rejillas de protección y revestimiento metálico.

2.2.16. Capacitores para corrección del factor de potencia

Las cargas industriales en su naturaleza son de carácter reactivo, a causa de la presencia principalmente de equipos de refrigeración, motores, etc. Este carácter reactivo obliga que junto a la potencia activa (KW) exista una llamada Reactiva (KVAR), las cuales en su conjunto determinen el comportamiento el comportamiento operacional de dichos equipos y motores. Esta potencia reactiva ha sido tradicionalmente suministrada por empresas de electricidad, aunque puede ser suministrada por las propias industrias.

2.2.17. Potencia aparente y potencia activa

La potencia aparente es sencillamente definida como el producto del voltaje aplicado a un circuito y la corriente que circula por él. Esta pérdida en Volt-Amper e incluye cualquier potencia reactiva que puede ser requerida por la carga.

2.2.18. Causas de un bajo factor de potencia

La potencia reactiva, la cual no produce un trabajo físico directo en los equipos pero es necesaria para el funcionamiento de elementos tales como motores, transformadores, lámparas fluorescentes, equipos de refrigeración y otros, puede volverse apreciable en una industria, y si no se vigila apropiadamente hace disminuir el factor de potencia, el cual se penaliza. Un alto consumo de energía reactiva puede producirse como consecuencia principalmente de:

- Un gran número de motores.
- Presencia de equipos de refrigeración y aire acondicionado.
- Una sub-utilización de la capacidad instalada en equipos electromecánicos, por una mala planificación y operación en el sistema eléctrico de la industria.
- Un mal estado físico de la red eléctrica y de los equipos de la industria.

Una carga eléctrica industrial en su naturaleza física es reactiva, pero su componente de reactividad puede ser controlado y compensado, con amplios beneficios técnicos y económicos.

2.2.19. Corrección del factor de potencia

Dado que la mayoría de las cargas son inductivas como se aprecia en la figura 2.8, el factor de potencia de una carga mejora o se corrige al instalar deliberadamente un capacitor en paralelo con la carga, como se observa en la figura 2.8. El efecto de añadir el capacitor puede ilustrarse en triángulo de potencia o el diagrama fasorial de las corrientes implicadas en la figura 2.9 se muestra este último, en el que se ha supuesto que el circuito de la figura 2.8 tiene un factor de potencia de $\cos\phi_1$, mientras que el de la figura 2.8 tiene un factor de potencia de $\cos\phi_2$. En la figura 2.9 es evidente que la adición del capacitor ha causado que el ángulo de fase entre la tensión y la corriente suministradas se reduzca de ϕ_1 a ϕ con lo que se ha incrementado el factor de potencia. De las magnitudes de los vectores en la figura 2.9 también se desprende que, con la misma tensión suministrada, el circuito de la figura 2.8 toma mayor corriente I_L que la corriente I tomada por el circuito de la figura 2.8. Las compañías suministradoras de energía eléctrica cobran más por corrientes mayores, a causa de que estas provocan mayores pérdidas de potencia (por un factor cuadrático, ya que $P = I^2 R$). Así pues es beneficioso tanto para la compañía de este tipo como para el consumidor industrial hacer un gran esfuerzo para minimizar el nivel de corriente o mantener el factor de potencia lo más cerca posible a la unidad. Mediante la elección del tamaño adecuado del capacitor, puede lograrse que la corriente este completamente en fase con la tensión, lo que implica un factor de potencia unitario.

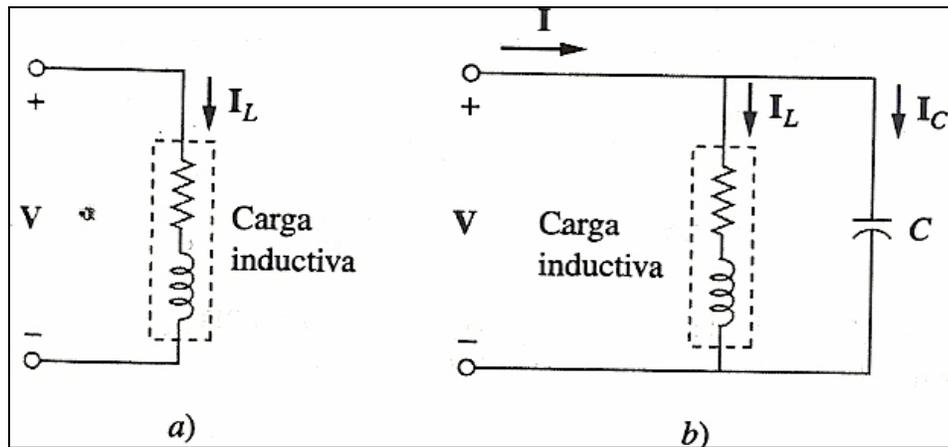


Figura 2.8. Corrección del Factor de Potencia: a) Carga inductiva original, b) Carga inductiva con factor de potencia mejorado.

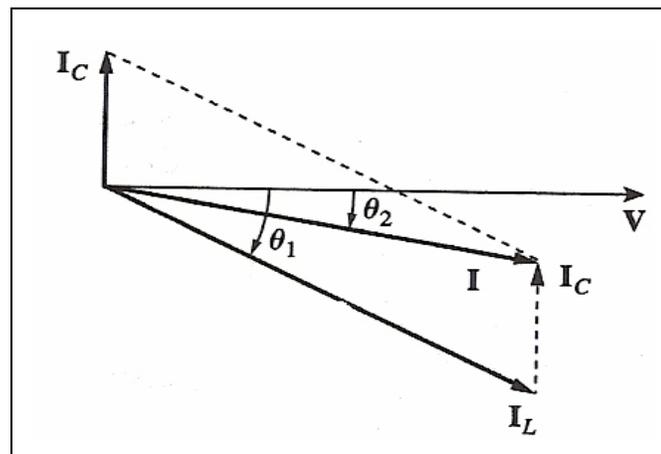


Figura 2.9. Diagrama fasorial que muestra el efecto de añadir un capacitor en paralelo con carga inductiva.

La corrección del factor de potencia puede examinarse desde otra perspectiva. Considérese el triángulo de potencia de la figura (2.10). Si la carga inductiva original tiene la potencia aparente S_1 , entonces:

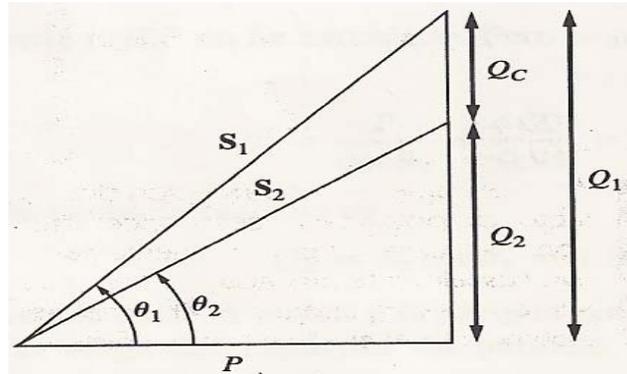


Figura 2.10. Triángulo de potencia que ilustra la corrección del factor de potencia.

$$P = S_1 \cos\theta_1 \quad (2.1)$$

$$P = S_2 \cos\theta_2$$

$$Q_1 = S_1 \sin\theta_1 \quad (2.2)$$

Si desea incrementar el factor de potencia de $\cos\theta_1$ a $\cos\theta_2$ sin alterar la potencia real (es decir, $P = S_2 \cos\theta_2$), la nueva potencia reactiva es

$$Q_2 = P \tan\theta_2 \quad (2.3)$$

La reducción de la potencia reactiva es causada por el capacitor en derivación; es decir,

$$Q_C = Q_1 - Q_2 = P(\tan\theta_1 - \tan\theta_2) \quad (2.4)$$

Pero con base en la ecuación (11.46), $Q_C = V_{\text{rms}}^2 / X_C = \omega C V_{\text{rms}}^2$. El valor de la capacitancia en paralelo requerida se determina como

$$C = \frac{Q_c}{\omega V_{\text{rms}}^2} = \frac{P(\tan\theta_1 - \tan\theta_2)}{\omega V_{\text{rms}}^2} \quad (2.5)$$

Donde:

C=la capacitancia

V=el valor eficaz de la tensión de servicio, en volts

W=la velocidad angular

P=potencia

2.2.20. Calidad de voltaje

La calidad de voltaje de suministro ha venido a ser en los últimos años una consideración importante, debido al incremento de las cargas sensibles, como son los equipos controlados en forma electrónica, los equipos que incluyen computadoras, los requerimientos particulares para la calidad del suministro de energía eléctrica, mismos que se deben establecer en forma típica.

2.2.21. Mecanismos de operación de los interruptores

El interruptor debe contar con un mecanismo de operación de energía almacenada con control eléctrico local y remoto, y también local manual, que permita el disparo de emergencia sin alimentación externa.

En interruptores con tensiones de 245 Kv y mayores, se debe suministrar un mecanismo de operación por polo, de tal manera que cada polo debe ser independiente, tanto en su cimentación como en su operación.

En los interruptores con tensiones de 123 Kv, se debe suministrar un mecanismo de operación por polo, excepto cuando las necesidades de operación indiquen que se debe suministrar un mecanismo común para los tres polos.

En el caso donde se suministre un mecanismo de operación por polo, también se debe suministrar un tanque de almacenamiento de aire, un acumulador hidráulico o un resorte por cada polo.

La energía almacenada para operación del mecanismo debe ser de cualquiera de los tres tipos siguientes: neumática, hidráulica y resorte.

La carga de la energía almacenada debe proporcionarse por medio de un motor eléctrico que accione una bomba o un compresor o cargue un resorte.

2.2.22. Transferencia

Es el cambio de posición del interruptor de la posición normal (N) a la de emergencia (E).

2.2.23. Suiche de transferencia

Dispositivo automático o no automático para transferir la carga de uno o mas conductores de una fuente de alimentación.

2.2.24. Transferencia de alimentaciones en subestaciones de potencia (Grandes)

Con el objeto de mantener una continuidad en la alimentación de los servicios propios de las subestaciones, es necesario efectuar la transferencia de la alimentación primaria hacia las alimentaciones de respaldo o emergencia en forma rápida,

confiable y segura. Por ello, es necesario prevenir sistemas de transferencia de alimentaciones de servicios propios como los que observamos en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Sistemas de transferencia de alimentación de servicios propios.

DESCRIPCION	TIPO DE TRANSFERENCIA
Transferencia entre líneas de distribución	Automática
Transferencia a planta de emergencia	Automática
Transferencia a terciario de banco	Manual

2.2.25. Transferencia entre líneas de distribución

Cuando se tenga la posibilidad de instalar dos líneas de distribución (una como alimentación primaria y otra como respaldo), deberá preverse la instalación de una de transferencia automática en el tablero de servicios propios.

Dicha unidad deberá funcionar de tal manera que cuando por algún motivo se pierda la energía suministrada por la alimentación primaria, se conecten los servicios propios a la alimentación de respaldo y al establecerse el servicio en la primera, se realice la misma operación en forma inversa.

2.2.26. Planta de emergencia

Es un grupo de motor-generador que transforma la energía térmica de un combustible a energía mecánica y está a su vez mediante inducción electromagnética en un generador se transforma a energía eléctrica.

2.2.27. Reconectador

Es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución, este dispositivo es capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones.

La tarea principal de un reconectador entonces es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se aclare sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente instalado aguas abajo de la posición del reconectador, si esta falla es de carácter permanente el reconectador abrirá y no intentará cerrar hasta que sea indicado por el operador. Este estado es denominado como bloqueo del reconectador; los fabricantes han estandarizado un máximo de cuatro aperturas de protección antes de que se produzca el bloqueo.

2.2.28. Celdas de distribución

En las instalaciones interiores, lo más usual es disponer de varios aparatos de alta tensión correspondientes a un transformador o línea, en un recinto separado de los vecinos por tabiques incombustibles.

El desarrollo en la construcción de disyuntores de pequeño volumen de aceite o de aire comprimido presento nuevas soluciones para disposición de las celdas ya que, debido al poco volumen de aceite de los modernos disyuntores, no son necesarias las grandes precauciones que se tomaban en años anteriores contra la inflamación del aceite. Actualmente se construyen celdas semicerradas, es decir, con dos o tres

tabiques y con el recinto cerrado por uno o dos cierres metálicos de plancha o de tela metálica.

2.2.29. Mantenimiento

La ISO (Organización Internacional de Normalización), es la federación mundial de los principales organismos nacionales de normalización entre sus normas se encuentra la ISO 14224 para la recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos en industrias de petróleo y gas natural del año 2006, esta define el mantenimiento como la combinación de acciones técnicas y administrativas, incluyendo supervisión, cuyo fin es mantener o reparar el aparato para que opere en un estado que le permita realizar las funciones requeridas.

2.2.29.1. Tipos de mantenimiento

COVENIN (Comisión Venezolana de Normas Industriales), es el organismo encargado de programar y coordinar las actividades de normalización y calidad en el país, la norma COVENIN 3049-93 del año 1993 clasifica el mantenimiento en:

a) Mantenimiento programado

Se basa en las instrucciones técnicas recomendadas por los fabricantes, constructores, diseñadores, usuarios y experiencias conocidas, para obtener ciclos de revisión y/o sustituciones para los elementos más importantes de un sistema productivo a objeto de determinar la carga de trabajo que es necesario programar. Su frecuencia de ejecución cubre desde quincenal hasta generalmente periodos de un año.

b) Mantenimiento correctivo

Comprende las actividades de todo tipo encaminadas a tratar de eliminar la necesidad de mantenimiento. Corrigiendo las fallas de una manera integral a mediano plazo. Las acciones más comunes que se realizan son: modificación de elementos de máquinas, modificación de alternativas de proceso, cambio de especificaciones, ampliaciones, revisión de elementos básicos de mantenimiento y conservación.

c) Mantenimiento preventivo

El estudio de fallas de un sistema de producción deriva dos tipos de averías; aquellas que generan resultados que obliguen a la atención de los sistemas de producción mediante mantenimiento correctivo y las que se presentan con cierta regularidad y que ameritan su prevención. El mantenimiento preventivo es el que utiliza todos los medios disponibles, incluso los estadísticos, para determinar la frecuencia de las inspecciones, revisiones, sustitución de piezas claves, probabilidad de aparición de averías, vida útil, u otras. Su objetivo es adelantarse a la aparición o predecir la presencia de las fallas.

2.2.29.2. Orientación del mantenimiento en subestaciones eléctricas

Esta orientación debe estar basada, tal vez, en los argumentos más utilizables de la filosofía del Mantenimiento Productivo Total (MPT) y del Mantenimiento basado en la Confiabilidad (MBC). Antes de hablar de los argumentos más aplicables al Mantenimiento en subestaciones, tal vez sea necesario mencionar por qué ambos tipos de mantenimiento, no son directamente aplicables a subestaciones, es decir cada uno por sí solo y completamente aplicado a subestaciones.

a) Mantenimiento productivo total (MPT)

Es una filosofía de mantenimiento que exige Calidad Total en el trabajo de mantenimiento, lo cual no es difícil de obtener, pero en consecuencia exige que en los sistemas en los que se aplica esta filosofía, llegar al nivel de “cero fallas”; sabiendo que en sistemas de potencia la mayor parte de las fallas se deben a factores externos, muchas veces que escapan al control (condiciones climáticas, por ejemplo), no será posible llegar al nivel de “cero fallas”, sin elevar considerablemente los costos de operación, y por ende el precio de la unidad de energía eléctrica.

b) Mantenimiento basado en la confiabilidad (MBC)

Es un sistema de mantenimiento que se basa en la Confiabilidad, es decir que el sistema en el que se aplica el MBC debe continuar con su trabajo normal a pesar del surgimiento de alguna falla o de la falencia de algún componente del sistema, esto se logra mediante el reemplazo de dicho componente en el sistema productivo, sin importar si este reemplazo es similar o no, el punto es que el sistema mantenga su ritmo de producción.

CAPÍTULO III

SISTEMA ELÉCTRICO ACTUAL

3.1. Generalidades

La subestación eléctrica de la empresa Helisold de Venezuela representa parte fundamental en la obtención de un producto final de alta calidad, por lo tanto, en este capítulo se describen, diagnostican y analizan cada uno de los componentes del sistema eléctrico, marca, especificaciones técnicas, características, situación en la que se encuentra el equipo, circuitos que los alimentan, ubicación, función y problemas que presentan. ver anexo A.

3.2. Descripción del sistema eléctrico

El sistema eléctrico de HELVESA, suministra energía eléctrica a todas las áreas, productivas y administrativas de la empresa, está formado por una estación de transferencia, ubicada en un pórtico a la intemperie, paralelo a éste, se encuentra una estructura metálica tipo H, donde están conectados y dispuestos físicamente equipos de medida y protección, seguidamente la alimentación es llevada a la subestación eléctrica tipo compacta, la cual se encuentra en un espacio techado, para luego ser distribuida a tres (3) transformadores de potencia, este sistema eléctrico igualmente cuenta con un banco de condensadores.

3.2.1. Alimentación del Sistema Eléctrico

Se encuentra alimentado por dos circuitos trifásicos, con un nivel de tensión de 34.5 kV, los cuales provienen de las subestaciones Clarines y Barbacoa, a través, de

líneas independientes, figura 3.1

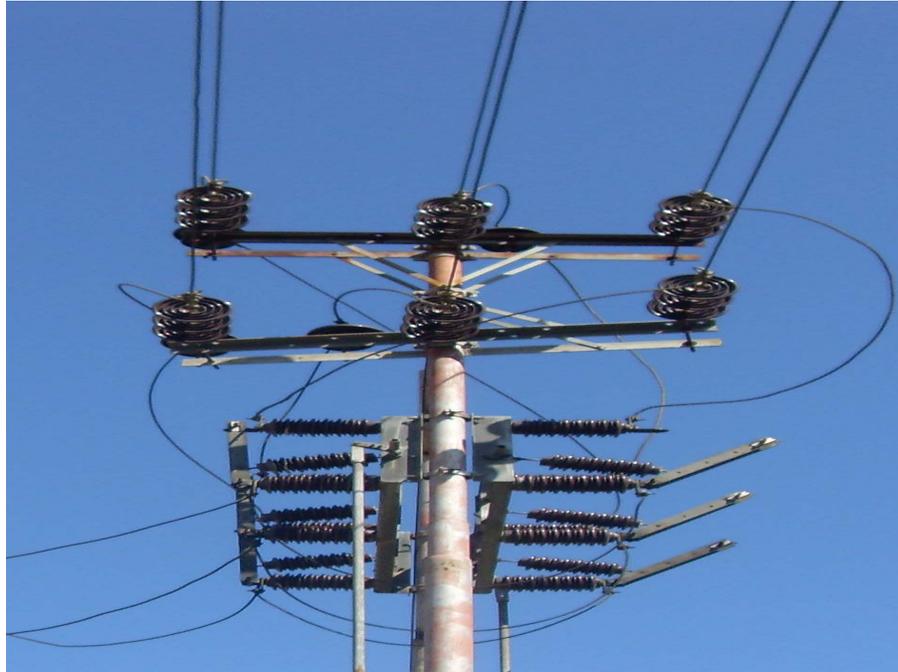


Figura 3.1. Alimentación del Sistema Eléctrico.

3.2.2. Transformadores de Medición

El sistema eléctrico cuenta con cuatro (4) transformadores de medida, ubicados a la intemperie en la estructura tipo H, dos (2) de corriente y dos (2) de tensión, ver figura 3.2, los cuales debido a su ubicación no se pudo verificar características técnicas, pero son los que llevan la señal a los medidores de energía activa (KWH) y reactiva (KVARH). Además, existe en el interior de la subestación tres (3) transformadores de corriente marca Artech con las siguientes especificaciones técnicas, 60/5-5A, 150 In, 30 VA y uno (1) de tensión, marca Artech, 34000/110-110, 100VA, XCP.36, el cual se encuentra actualmente desconectado debido a un cortocircuito que afectó su operatividad (ver figura 3.3), correspondientes a las

conexiones de los relés electromagnéticos de mínima tensión, referencia (27) y para los relés electromagnéticos de sobre corriente instantáneo y temporizado con referencia (50/51), los cuales alimentan a los interruptores de potencia, igualmente para los relés de sobretensión referencia (49) y relé buchholz con referencia número (638) usados para la protección de los transformadores de potencia, ver anexo A.



Figura 3.2. Transformadores de medida externos para contadores de KWH y KVARH.



Figura 3.3. Transformadores de medida internos, para instrumentos de protección.

3.2.3. Equipos de Protección

El sistema de protección eléctrico de HELVESA, se encuentra distribuido de la siguiente manera: dos (2) seccionadores tripolares a través de los cuales se realiza la transferencia entre las líneas Clarines y Barbacoa, (ver figura 3.4), ubicados en el poste terminal.



Figura 3.4. Seccionadores tripolares para transferencia de líneas.

Seguidamente en la estructura metálica tipo H hallamos tres (3) pararrayos cuya función es descargar a tierra sobretensiones producidas por fenómenos atmosféricos, sobretensiones de origen interno o por fluctuaciones del sistema eléctrico de CADAFE, y así evitar daños a los aisladores y transformadores de medida, entre otros, tres (3) cortacorrientes con fusibles, los cuales conectan, desconectan y protegen la línea y los equipos, de sobrecorrientes producidos por cortocircuitos.

En un espacio techado se encuentran ubicados cuatro módulos de tipo compacto, provistos de equipos de protección, medición y equipos mayores, estos

módulos fueron instalados en un recinto de acceso general con algunas restricciones mínimas pero protegidos contra efectos y agentes externos, los mismos no tienen partes vivas o energizadas expuestas al contacto de las personas. En estos gabinetes o módulos de la subestación eléctrica se encuentran tres (3) interruptores automáticos de pequeño volumen de aceite cuyo mando es manual y desconexión por electroimán, marca Westinghouse, 38MG, 38kV, 1250 A, 750 MVA, (ver figura 3.5), estos interruptores trabajan por medio de flujos de aceite como medio de extinción del arco, este arco genera altas temperaturas y elevada presión en la cámara de extinción, provocando un flujo de aceite en el interior de la misma, siendo un medio de enfriamiento muy eficaz, ya que se enfría en la parte más caliente del arco y se utiliza la energía propia del mismo para generar dicho flujo y un (1) seccionador de corte en carga con dispositivo de desconexión por fusión de fusible y electroimán, con las siguientes características: IN 630A-VN, 30 kV, marca siemens con maniobra por palanca, figura 3.6.



Figura 3.5. Interruptores automáticos de pequeño volumen de aceite.



Figura 3.6. Seccionador de corte en carga con dispositivo de desconexión por fusión de fusible y electroimán.

Además, cuenta con tres (3) relés electromagnéticos de sobrecorriente instantáneo y temporizador (50/51), ver figura 3.7, cuya función es desconectar el circuito durante el tiempo que dure la falla, por acción de la intensidad de corriente que lo atraviesa, dos (2) relés de sobretensión (49), los cuales son empleados para evitar calentamiento por sobrecarga en los interruptores de potencia y un (1) relé electromagnético de mínima tensión (27), el cual actúa al detectar alguna variación de tensión (tensión por debajo del valor prefijado) en el circuito al cual está conectado.



Figura 3.7. Relés electromagnéticos de sobre corriente (50/51).

Los transformadores de potencia tienen un sistema de protección con relé de sobre temperatura (49) el cual protege el aislante de los devanados del transformador de potencia debido a sobrecargas, desconectando la máquina al detectar el fenómeno y un relé Buchholz (638), ver figura 3.8, que interviene al detectar síntomas de perturbación internos en el transformador de potencia (calentamiento del aceite) provocando la puesta fuera de servicio del transformador e indicando el hecho mediante una señal acústica u óptica, ver anexo A.



Figura 3.8. Relé Buchholz conectado a los transformadores de potencia.

3.2.4. Transformadores de potencia

Cuenta con tres (3) transformadores de potencia trifásicos aislados en aceite figura 3.9., los cuales tienen un sistema de enfriamiento OA (aceite y aire) Auto enfriado, marca CAIVET, que cumple la función de reducir el voltaje según sea el caso, dos (2) con capacidad de 1.250 KVA, 60 Hz, en Alta tensión 34.500V, 20,9 Amperios, Nivel de aislamiento 34,5 kV, en Baja tensión 440 Y/254 Voltios, 1.640 Amperios, Nivel de aislamiento 1,2. kV y uno (1) con capacidad para 315 KVA, 60 Hz, Alta tensión 34.500V, 5,27 Amperios, Nivel de Aislamiento 34,5 kV, Baja tensión 208 Y/ 120 Voltios, 874 Amperios, Nivel de Aislamiento 1,2 kV. Estos transformadores se encuentran ubicados en un espacio techado al lado de la subestación eléctrica, protegidos por una malla metálica y separados entre si por paredes, de tal forma que soporten las presiones producidas por una eventual explosión del aceite.



Figura 3.9. Transformadores de potencia.

3.2.5. Factor de potencia

El sistema eléctrico dispone de dos (2) bancos de condensadores, el banco No.1 de Potencia 330 KVAR, Voltaje 480 V, Frecuencia 60 Hz, THDi% 10%, el banco No. 2 de Potencia 240 KVAR, Voltaje 480 V, Frecuencia 60 Hz, THDi% 10%, los cuales deben proporcionar la potencia reactiva necesaria, sin embargo actualmente se encuentra desconectados, ver figura 3.10.

La capacitancia de estos bancos de condensadores se calcula a continuación:

$$Q = \frac{V^2}{X_c} \Rightarrow X_c = \frac{V^2}{Q} \quad (3.1)$$

Donde:

Q= potencia reactiva

Xc= reactancia capacitiva

F= frecuencia en hertz

Para el banco de capacitores de 330 KVAR

$$X_c = \frac{(480V)^2}{330.000VAR} = 0,69 \Omega$$

$$\omega = 2\pi f$$

$$X_c = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{2\pi f C} \quad (3.2)$$

$$C = \frac{1}{2\pi f X_c}$$

$$C = \frac{1}{2\pi(60)(0,69)} = 3,84 * 10^{-3} \text{ mF}$$

$$C = 3,84 * 10^{-3} \text{ mF}$$

Para el banco de capacitores de 240 KVAR

$$X_c = \frac{(220V)^2}{240.000VAR} = 0,20 \Omega$$

$$\omega = 2\pi f$$

$$X_c = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{2\pi f C} \quad (3.2)$$

$$C = \frac{1}{2\pi f X_c}$$

$$C = \frac{1}{2\pi(60)(0,20)} = 1,32 * 10^{-2} \text{ mF}$$

$$C = 1,32 * 10^{-2} \text{ mF}$$



Figura 3.10. Banco de condensadores.

3.2.6. Planta Eléctrica para Emergencia

El sistema eléctrico de la empresa no cuenta con ningún sistema de emergencia alterno, planta de emergencia, generador de energía, u otro tipo, que sustituya o suministre la potencia eléctrica necesaria para el sistema eléctrico de la empresa HELVESA, en caso de falla en los sistemas eléctricos de CADAFE.

3.3. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Este sistema eléctrico funciona desde los años 70, cuando HELVESA inició sus principios operacionales, desde ese entonces no se actualiza ni realizan mejoras, al contrario se le han ido eliminando componentes por falta de mantenimiento y obsolescencia, los cuales son de vital importancia para la protección y seguridad del personal que la opera.

3.3.1. Alimentación del sistema eléctrico

Está alimentado por dos circuitos trifásicos, con un nivel de tensión de 34,5 kV, los cuales provienen de las subestaciones Clarines y Barbacoa, a través, de líneas independientes.

3.3.2. Transformadores de medición

A los cuatro (4) transformadores de medida dos (2) de corriente y dos (2) de tensión ubicados en la estructura tipo H, no se les ha realizado trabajos de mantenimiento ni ningún tipo de inspección, por lo tanto son inciertas las condiciones operativas en las que encuentran.

Igualmente los tres (3) transformadores de corriente y de tensión que están ubicados en el interior de la subestación eléctrica no se encuentran conectados a ningún instrumento de protección, esto por razones desconocidas del personal técnico que labora en la empresa.

3.3.3. Equipos de protección

En la parte externa de la subestación y en un poste terminal se encuentran dos (2) interruptores (seccionadores tripolares) a través de los cuales se realiza la transferencia entre las líneas Clarines y Barbacoa, lo que representa un alto grado de peligrosidad al momento de realizar esta transferencia, ya que el personal tiene que hacer la maniobra a través de manivelas instaladas en la parte baja del poste y sin ningún tipo de protección eléctrica.

En la estructura metálica tipo H y paralela al poste terminal están conectados tres (3) pararrayos y tres (3) cortacorrente a los cuales no se les reemplaza ni se les

hace pruebas pertinentes que determinen si aún cumplen la función para lo cual fueron instalados.

Los interruptores automáticos de pequeño volumen de aceite cuyo mando es manual y desconexión por electroimán representan un alto grado de peligrosidad para el personal que lo opera, ya que estos dispositivos son maniobrados por los técnicos electricista a través de una manivela como se aprecia en la figura 3.11, estos interruptores por usar aceite como medio de extinción del arco tienen las siguientes desventajas: posibilitan que se forme una mezcla explosiva con el aire y que a causa de la descomposición del aceite en el arco se produzcan partículas de carbón, condición que reduce su resistencia dieléctrica, por lo tanto requiere regenerarse o cambiarse periódicamente, lo que en HELVESA nunca han hecho.



Figura 3.11. Maniobra para conectar el interruptor automático de pequeño volumen de aceite.

El sistema encargado de abrir o cerrar el seccionador de corte en carga con dispositivo de desconexión por fusión de fusible y electroimán, ubicado en uno de los módulos de la subestación eléctrica fue desconectado hace ya bastante tiempo, debido a un cortocircuito que deterioró el aislamiento de la base del corta fusible y este fue

punteado o sustituido por un cable que no brinda ninguna protección ante un incidente, llámese cortocircuito u otro fenómeno eléctrico, siendo esta una condición anormal en el sistema, ver figura 3.12.



Figura 3.12. Cable sustituyendo corta fusible.

Actualmente la subestación no cuenta con ningún dispositivo de protección (relés), que actúe de manera coordinada para la detección y despeje de fallas que puedan presentarse en ella, todos estos dispositivos se encuentran desconectados, por lo tanto, se encuentran vulnerables ante cualquier falla, teniendo en cuenta que cuando un proceso de falla es detectado por estos dispositivos de protección y control, proceden a desconectar y aislar al equipo y de ser necesario al resto del sistema eléctrico, asimismo está en peligro la integridad física de todo el personal que labora en esta empresa.

3.3.4. Transformadores de potencia

Los transformadores de potencia se encuentran operativos, a pesar de no tener un programa de mantenimiento preventivo. Con base a mediciones realizadas con una

pinza amperimétrica se pudo constatar que existe un desbalance de cargas en sus líneas, esto debido al crecimiento de la empresa, sin planificación en el área de electricidad, como se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Valores de las fases en cada uno de los transformadores de potencia.

	Corriente en Fase #1 (Amp)	Corriente en Fase #2 (Amp)	Corriente en Fase #3 (Amp)
Transformador Nro. 1 1250 KVA 440 V	1800	1680	1945
Transformador Nro. 2 1250 KVA 440 V	1790	2018	1613
Transformador Nro. 3 315 KVA (208/120)V	906	806	876

Es evidente que la línea del transformador Nro 1 es el que presenta mayor sobrecarga en sus fases, esto, debido a la falta de planificación al momento de asignarles cargas a dichos transformadores de potencia.

3.3.5. Factor de potencia

Con respecto al factor de potencia, se verificó que el banco de condensadores existente no se encuentra operativo, se debe tener en cuenta que actualmente la empresa HELVESA tiene entre sus cargas eléctricas gran número de motores

inductivos de grandes y pequeñas potencias, es decir, que la carga es de carácter inductiva, lo que indica que además de la potencia activa (kW) exista una potencia reactiva (kVAR), las cuales en su conjunto determinan el carácter operacional de dichos equipos y motores, dando como resultado una cifra baja para el factor de potencia que trae como consecuencia, fuertes caídas de tensión, calentamiento de los equipos y en el ámbito económico aumento de las facturas por penalización, debido al consumo por exceso de potencia inductiva.

Basándose en la facturación emitida por CADAFE de fecha 11/11/2008 se tiene la siguiente información:

Consumo de Energía:

Activa, KWH = 184.920

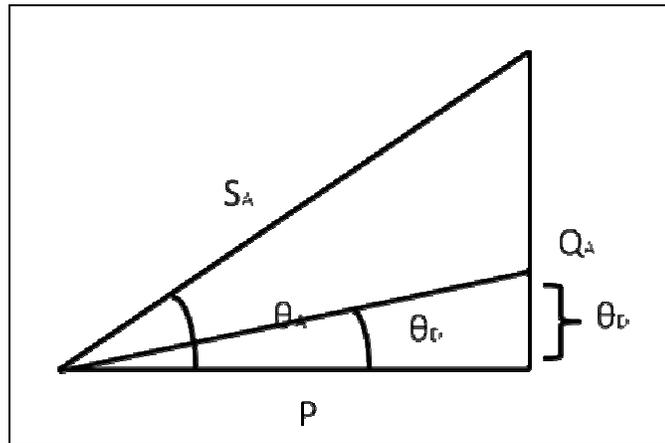
Reactiva, KVARH = 143.520

El factor de potencia está dado por:

$$\tan \theta = \frac{143,52}{184,92} \Rightarrow \theta = 37,82$$

$$fp = \cos \theta \tag{3.3}$$

$$Fp_{\text{actual}} = 0,79$$



Este valor del factor de potencia es bajo de acuerdo al reglamento de servicio de CADAFE el cual establece en su artículo 56 que, “El usuario deberá mantener un factor de potencia no menor de noventa por ciento (90%), en condiciones normales de operación de sus instalaciones. Si éste fuere inferior, el usuario deberá instalar el equipo con las características sugeridas por la distribuidora, de lo contrario el servicio podrá ser suspendido, transcurrido el tiempo acordado para la solución del problema”.

3.3.6. Planta eléctrica para emergencia

Es de suma importancia que la empresa HELVESA cuente con un generador o planta de emergencia de tipo temporal, que suministre de manera rápida la potencia requerida para dar continuidad a los procesos de producción que en esta se desarrollan, reduciendo así los gastos de producción y garantizando la seguridad de los empleados.

La incorporación de un grupo de electrógenos o planta de emergencia representara una garantía y estabilidad en el servicio de electricidad y por ende de la continuidad en la producción de la empresa.

CAPÍTULO IV

PROPUESTAS DE MEJORAS EN EL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL

4.1. Generalidades.

En este capítulo se propone un sistema de transferencia capaz de conmutar carga eléctrica de una fuente a otra en forma automática. Estos sistemas propuestos harán más segura la operatividad de la subestación eléctrica de la empresa Helisold de Venezuela, al no tener que ejecutar la transferencia de las líneas de forma manual, la producción no resultará afectada al momento de fallas del servicio eléctrico, obteniendo como resultado un producto final de alta calidad.

4.2. Transferencia automática

La transferencia manual debe ser reemplazada por una transferencia automática, esto mejorará la seguridad del personal, la maniobrabilidad y rapidez en la transferencia de los circuitos con los que dispone la empresa, aumentando de este modo la confiabilidad del sistema eléctrico.

La transferencia automática propuesta es del tipo EGCP-2 (Engine Generator Control Package). Ver tabla 4.1. Esta propuesta contempla dos transferencias automáticas, una entre las líneas primarias Clarines y Barbacoa y la otra transferencia,, la cual comprende los sistemas de emergencia o generadores electrógenos propuestos. Esta Transferencia Automática permite conmutar la energía desde una fuente primaria hacia una secundaria o terciaria y se utiliza en sistemas de distribución de corriente eléctrica. (ver anexo B)

Tabla n° 4.1 Especificaciones Técnicas del Control del EGCP-2

Intervalo de tensión nominal de alimentación	Consumo máximo de potencia a la tensión nominal	Intervalo de tensión máxima de entrada del PT	Intervalo de corriente máxima de entrada del CT	Intervalo de frecuencia máxima del generador
10 -29 Vcc (Sistema de 12 o 24 voltios)	20 vatios	150–300 Vca eficaces 50–150 Vca eficaces	0–6 A eficaces	40 a 70 Hz

El EGCP-2 es un conjunto completo de control de carga de generadores, basado en microprocesadores, cuenta con un regulador automático de tensión y con un control de velocidad, cuyo objeto es el de automatizar y proteger grupos electrógenos.

Esta transferencia está concebida para grupos electrógenos de pequeño a mediano tamaño, el EGCP-2 puede configurarse para accionar grupos autónomos o grupos en paralelo a la red eléctrica. Una red de EGCP-2 tiene capacidad para controlar hasta ocho grupos electrógenos automáticos (sin personal) para aplicaciones de potencia de reserva, carga base o eliminación de picos.

La interfaz del operador del EGCP-2 está diseñada para posibilitar la simplicidad y redundancia de funciones en todos los modos de funcionamiento, para ofrecer al operador diversos datos de funcionamiento y estado, se usan dos pantallas de cristal líquido (LCD) retroiluminadas con regulación de contraste.

Las pantallas del panel frontal de la unidad ofrecen ocho líneas de información de estado, con la opción de mostrar otras cuatro líneas de información de configuración o de registro de alarmas, ver figura 4.1.



Figura. 4.1 Panel Frontal del EGCP-2

Tiene un teclado de 19 teclas. Cada tecla puede realizar las siguientes funciones:

a) Teclas del registro de alarmas y eventos

- **ALARM / EVENT:** la tecla ALARM/EVENT (alarma/evento) se usa para acceder al registro de eventos. Al pulsarla, en la pantalla LCD del lado derecho se muestran los eventos de alarma actuales. Cuando hay varias alarmas registradas, las teclas de avanzar página y retroceder página permiten desplazarse por el interior del registro de eventos, a medida que se producen nuevos eventos, las alarmas más antiguas se eliminan para hacer sitio a las más recientes. Si se reinicializa la alimentación del control, el registro de eventos se borra.

- **ALARM CLEAR:** la tecla ALARM CLEAR (borrar alarmas) se usa para acusar recibo y borrar eventos de alarma del registro de eventos. Para acusar recibo y borrar eventos de alarma y parada, es necesario disponer de un código de seguridad del nivel de operador o superior. Tras seleccionar la tecla ALARM/EVENT:

Si el modo de alarma es Visual o Warning (advertencia):

- Al pulsar la tecla ALARM CLEAR se acusa recibo de la alarma seleccionada, lo que significa que el cursor se desplaza de la línea Alarm Name (nombre de alarma) a la línea Time and Date (hora y fecha).

- Al pulsar la tecla Alarm Clear por segunda vez el evento desaparece del registro.

Si el modo de alarma/parada es Audible (Acústica), Soft Shutdown (Parada blanda) o Hard Shutdown (Parada dura):

- Al pulsar una vez la tecla ALARM CLEAR se desactiva la salida discreta nº 11, Audible Alarm (alarma acústica). Esto sucede sin seleccionar la tecla ALARM/EVENT y sin haber introducido un código de seguridad.

- Pulsada la tecla ALARM/EVENT, de modo que se está viendo el registro de eventos: Al pulsar la tecla ALARM CLEAR por segunda vez se acusa recibo de la alarma seleccionada. Esto significa que el cursor se desplaza de la línea Alarm Name a la línea Time and Date.

- Al pulsar la tecla Alarm Clear por tercera vez el evento desaparece del registro.

b) Teclas de desplazamiento y ajuste

- **SCROLL:** la tecla SCROLL (desplazamiento) se usa para desplazar el cursor hacia arriba, abajo, a derecha y a izquierda por la pantalla. Esta tecla también se usa para aumentar y reducir valores cuando se está en los menús de configuración. Ver figura 4.1.

- **ESC:** la tecla ESCAPE se usa para desplazarse hacia arriba y salir de los niveles de los menús de configuración. Se usa también al ajustar un valor para restablecer el valor anterior, si el valor nuevo no se ha introducido en la memoria. Ver figura 4.1.

- **ENTER:** la tecla ENTER (intro) se usa para desplazarse hacia abajo y entrar en los niveles de los menús de configuración. Se usa también al ajustar un valor para introducir el valor nuevo en la memoria. Esta tecla actúa también como medio para consignar elementos de los eventos de alarma en la lista de eventos de alarma sin eliminarlos. Esta operación se conoce como registrar el elemento del evento de alarma. Al pulsar la tecla Enter estando en el elemento seleccionado de alarma/evento, dicho elemento se “guarda” en la lista de eventos. Si el evento de alarma seleccionado era un evento de alarma activo, la acción o acciones asociadas al evento de alarma también se borran de la lógica del control. Ver figura 4.1.

c) Teclas de estado y configuración

- **STATUS:** la tecla STATUS (estado), cuando se pulsa, pone las pantallas LCD derecha e izquierda en el modo de visualización de estado. Las pantallas de estado ofrecen información sobre distintos elementos del funcionamiento del motor y del grupo electrógeno. Para detalles sobre las diversas teclas de estado.

- **CONFIG:** la tecla CONFIG (configuración), cuando se pulsa, pone la pantalla LCD derecha en el modo de configuración. En la pantalla derecha se muestran los elementos del menú Configuration. En la pantalla izquierda seguirá mostrándose información de estado. Dado que en el menú de configuración figuran diversos elementos de menú y ajustes, en la pantalla derecha aparece un cursor intermitente cuando el modo de configuración está activo, para indicar el valor objeto del ajuste.

d) Teclas de los menús de estado

Una vez pulsada la tecla STATUS, pueden pulsarse las siguientes teclas para ver la información correspondiente del equipo.

- **SYSTEM:** la tecla SYSTEM STATUS (estado del sistema), cuando se pulsa, presenta información general sobre el estado del sistema. La pantalla de estado del sistema es también la pantalla de visualización de estado predeterminada (es siempre la primera pantalla que aparece al encender el control). Esta pantalla muestra información general sobre el funcionamiento del grupo electrógeno del motor.

- **ENGINE:** la tecla ENGINE STATUS (estado del motor) para ver información de estado sobre las funciones y el funcionamiento del motor.

- **GEN:** la tecla GEN STATUS (estado del generador) para ver los parámetros trifásicos del generador.

- **I/O:** la tecla I/O STATUS (estado de E/S) para ver el estado de todas las entradas y salidas discretas, así como información sobre las entradas y salidas analógicas.

- **SYNC:** la tecla SYNC STATUS (estado de sincronización) para ver información de estado relativa al sincronizador del disyuntor del generador y del disyuntor de la red eléctrica.

- **KW LOAD:** la tecla KW LOAD STATUS (estado de carga en KW) para ver la información de estado del control de carga en KW del equipo.

- **PF / KVAR:** la tecla PF/KVAR STATUS (estado de PF/KVAR) para ver información del Modo VAR/PF (Potencia reactiva / Potencia de la central).

- **SEQUENCE:** la tecla SEQUENCE STATUS (estado de secuencia) para ver información sobre las secuencias de sistemas de unidades múltiples. Los sistemas de una sola unidad, y las unidades que no están en modo AUTO, no ofrecen información de estado en esta pantalla.

- **ATS:** la tecla ATS STATUS (estado de ATS) para ver la información de estado correspondiente a las funciones del conmutador de transferencia automática (ATS).

e) Sincronización

- Procesamiento de señales digitales para eliminar problemas inducidos en sistemas con alta proporción de armónicos, que provocan múltiples cruces de curvas en punto cero de las formas de onda de tensión.

- Ventanas ajustables de fase y de tensiones máximas y tiempos de parada. Ventanas dotadas de una precisión tal que igualan errores de fase hasta de 2° y tensiones hasta del 0,1% respectivamente.

- Lógica de cierre seguro de barras colectoras inactivas en el interior del control.
- Reconexión de impactos múltiples, con retardos de tiempo ajustables, resincronización automática y límites de tiempo de sincronizador, todos disponibles.
- Ajustes manuales de tensión y velocidad para sincronización manual (la comprobación de sincronización, Sync-Check, sigue activa durante los paralelos manuales).
- Sincronización entre disyuntores del generador y de la red.

4.2.1. Instalación y especificaciones eléctricas

4.2.1.1. Conexiones eléctricas

Todas las entradas y salidas del EGCP-2 se hacen a través de regletas de terminales "CageClamp". Para evitar señales parásitas, se recomienda que todos los cables que transportan corrientes débiles se mantengan separados de los cables que transportan corrientes intensas.

Las regletas de terminales constan de bloques sin tornillos tipo CageClamp ver figura 4.2. La abrazadera elástica puede abrirse utilizando un destornillador de punta plana estándar de 3,5 milímetros o 1/8 pulgadas. Las regletas de terminales enchufables del EGCP-2 admiten cables de 0,08 a 2,5 mm (28 a 12 AWG). Las regletas de terminales fijas admiten cables de 0,08 a 2,5 mm (27 a 12 AWG). En cada terminal es posible instalar fácilmente dos cables de sección AWG 18 o tres cables de sección AWG 20. Los cables de los terminales enchufables de E/S deben pelarse en

una longitud de 8–9 mm (0,33 pulg.), mientras que los cables de los terminales de alimentación de montaje fijo deben pelarse en una longitud de 5–6 mm (0,22 pulg.).

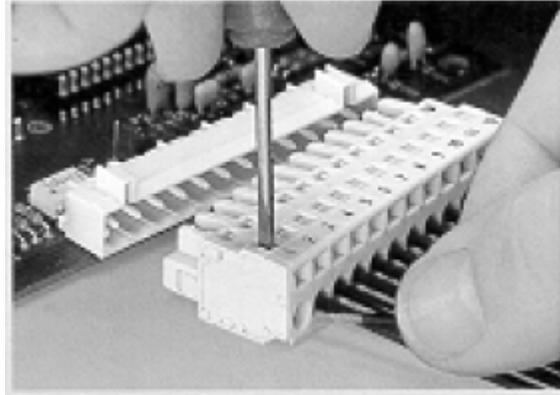


Figura 4.2 Regletas de terminales sin tornillos CageClamp

La mayoría de las regletas de terminales del control EGCP-2 se han diseñado para poder desmontarlas a mano ver figura 4.3. Una vez desconectada la alimentación eléctrica del EGCP-2, las regletas de terminales pueden desmontarse una a una tirando de ellas hacia fuera. Hay que tener cuidado para no extraer la clavija inclinada, ya que se fracturaría el terminal del extremo.

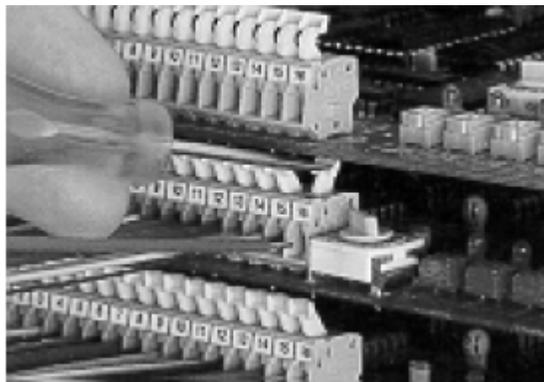


Figura 4.3. Desmontaje manual de las regletas CageClamp

4.2.1.2. Alimentación de entrada

El EGCP-2 admite toda fuente de alimentación de entrada que suministre una tensión comprendida en el intervalo 9-32 Vcc. Está previsto que la instalación de este equipo incluya protección contra sobrecorriente entre la fuente de alimentación y el EGCP-2. Esta protección contra sobrecorriente puede establecerse conectando en serie fusibles o disyuntores con la debida capacidad nominal. A continuación se menciona los valores nominales de la alimentación de entrada. Ver tabla N°4.2.

a) Valores nominales de la alimentación de entrada

Número de pieza: 8406-115 y 116—Valores nominales de tensión de alimentación

- Rango de tensión nominal: 10 -29 Vcc
- Rango de tensión máxima: 9 -32 Vcc
- Potencia máxima: 20 vatios
- Potencia típica: 13 vatios
- Valores nominales de los fusibles de entrada:
5 A (Retardo con fusión $I^2t \leq 100A^2s$)
- Tamaño del cable: Hasta 12 Awg
- Tiempo de retención: 5 milisegundos a 24 Vcc

Cuando se aplica corriente al control EGCP-2 pueden darse corrientes de entrada apreciables. La magnitud de la corriente de entrada depende de la impedancia de la fuente de alimentación, por lo que Woodward no puede especificar la corriente máxima de entrada. Para evitar molestas desconexiones, deben emplearse únicamente fusibles o disyuntores con retardo de tiempo.

b) Entradas de transformador de potencial (PT)

Junto con el control EGCP-2 se emplean transformadores de potencial (PT) para poder reducir las tensiones de alto nivel de los circuitos hasta situarlas en un nivel seguro para la circuitería de entrada del EGCP-2. El control EGCP-2 detecta la tensión de salida del generador a través de tres PT del generador, y la tensión de la red eléctrica y del bus de la central por medio de un PT compartido de red eléctrica\bus de la central.

- Valores nominales de las entradas de transformador de potencial

- Número de entradas: 4
- Valores máximos de tensión: 150–300 Vca
- Carga: 0,45 VA
- Frecuencia de entrada: 40–70 Hz

- Valores nominales de las entradas de transformador de potencial

- Número de entradas: 4
- Valores máximos de tensión: 50–150 Vca
- Carga: 0.25 VA
- Frecuencia de entrada: 40–70 Hz

- Cableado de las entradas del transformador de potencia del generador

El EGCP-2 presenta una configuración de 6 cables en las entradas de PT del generador. Este tipo de configuración permite conectar fácilmente por cable el EGCP-2 a generadores o transformadores tanto en triángulo como en estrella. El

control EGCP-2 utiliza las tres fases del generador para detectar potencia tanto efectiva como reactiva del generador, ver figura 4.4 y 4.5.

Una vez conectado por cable a un circuito en triángulo o en estrella, el EGCP-2 también debe programarse para detectar la configuración correcta (triángulo o estrella).

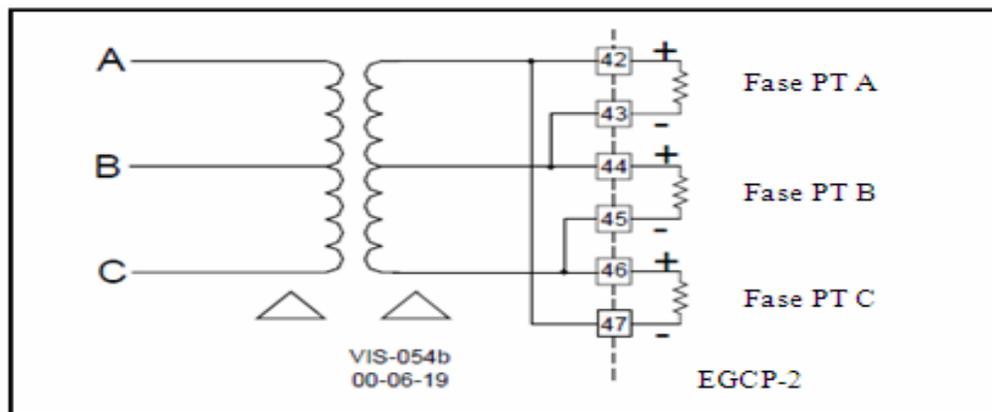


Figura 4.4. Conexiones del transformador de potencia en triángulo de tres conductores para el EGCP-2.

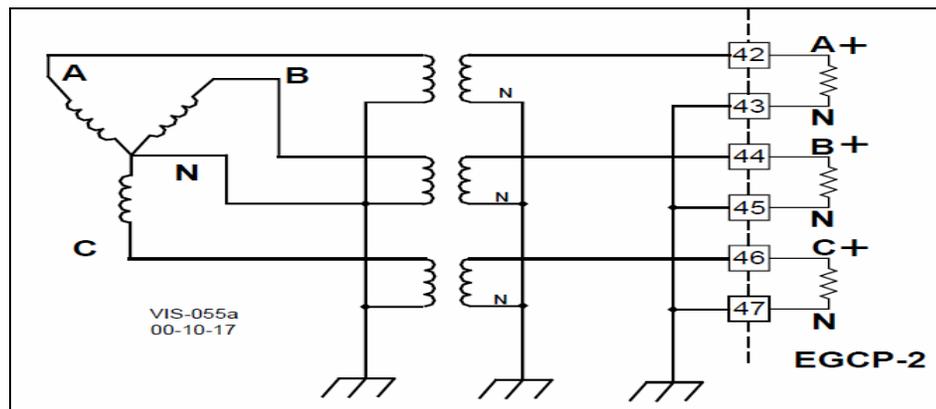


Figura 4.5. Conexión del transformador de potencia en estrella de cuatro conductores.

Tabla 4.2. Especificaciones del control EGCP-2.

Alimentación eléctrica nominal	Rango de tensión máx. de entrada 9–32 Vcc (SELV)
Consumo de potencia nominal	igual o inferior a 13 W, máx. 20 W
Tensión de entrada de alimentación	Corriente de entrada de alimentación
12 V (nominal)	1,08 A
24 V (nominal)	542 mA
32 V	406 mA 50–150 Vca, 8406-116 150–300 Vca, 8406-115
Entrada de CT	0–5 A eficazes
Rango de frecuencia del generador	40–70 Hz
Captador magnético	100–15000 Hz
Entradas discretas (8)	Corriente de fuente 5 mA cuando está CERRADO a Común Conmutador (65)
Entrada de Proceso	4–20 mA, 1–5 Vcc
Entradas de temperatura y presión	Sensores 0–200 Ω , transductor 4–20 mA o transductor 0–5 V
Polarización de velocidad	± 3 Vcc, 0,5–4,5 Vcc, 5 V pico 500 Hz PWM
Polarización de tensión	± 1 Vcc, ± 3 Vcc, ± 9 Vcc

Tabla 4.2. Especificaciones del control EGCP-2. (Continuación)

Salidas discretas (Salidas de relé)	10 A, 250 Vca Resistiva 249 W (1/3 hp), 125 Vca (7,2 A, 0,4-0,5 PF) 10 A, 30 Vcc Resistiva
Puertos de comunicaciones	RS-485, RS-422
Temperatura ambiente de funcionamiento	-20 a +70 °C (-4 a +158 °F)(en el exterior del chasis del EGCP-2) -40 a +105 °C (-40 a +221 °F)
Humedad	95% a +20 a +55 °C (+68 a +131 °F)
Vibraciones mecánicas	SV2 5-2000 Hz a 4 G y RV1 10-2000 Hz a 0,04 G ² /Hz
Golpes	US MIL-STD 810C, Método 516,2, Procedimiento I (prueba básica de diseño), Procedimiento II (prueba de caída en transporte, embalado), Procedimiento V (manipulación en banco)
Clasificación del equipo	Clase 1(equipo con conexión a tierra)
Calidad del aire	Contaminación grado II

Tabla 4.2. Especificaciones del control EGCP-2. (Continuación)

Sobretensión de la instalación	Categoría III
Protección contra penetración	Cumple los requisitos de IP56 establecidos en la IEC529 cuando se halla instalado en un recinto adecuado con descarga a la atmósfera.

4.3. Planta de emergencia con transferencia automática

La incorporación de la planta de emergencia para suministro de energía debe cumplir los requerimientos de potencia totales para la empresa HELVESA. El cálculo de la potencia de la planta se obtuvo tomando en cuenta la suma total de los KVA de los transformadores, como se muestra a continuación:

$$S_{\text{planta}} = S_{T1} + S_{T2} + S_{T3} \quad (4.1)$$

Donde:

S_{planta} : Potencia eléctrica total de la planta

S_{T1} : Potencia eléctrica total del transformador 1

S_{T2} : Potencia eléctrica total del transformador 2

S_{T3} : Potencia eléctrica total del transformador 3

$$S_{\text{planta}} = 1.250 + 1.250 + 315 = 2.815 \text{ KVA}$$

$$P_{\text{planta}} = S_{\text{planta}} \times \text{fp} \quad (4.2)$$

Donde:

fp: factor de potencia

Con un factor de potencia de 0,80:

$$P_{\text{planta}} = 2.252 \text{ kw}$$

Es decir, que la planta de emergencia debe tener las siguientes características generales:

Planta de emergencia tipo Standby, de 3000 KVA/2252 Kw, con voltaje de salida de 480 V, frecuencia 60 Hz.

Las especificaciones que cubren los requerimientos técnicos generales para la Planta Eléctrica con Transferencia Automática en la empresa Helisold de Venezuela, de conformidad con lo establecido en el Código Eléctrico Nacional en su sección 702: Sistemas de Respaldo Opcionales, en el cual se dispone que su instalación normalmente es para ofrecer una fuente auxiliar de energía eléctrica a instalaciones como sistemas de comunicaciones, sistemas de informática y procesos industriales que, si se interrumpieran debido a un corte de energía, podría causar incomodidad, interrupciones graves de procesos, daños a los productos o procesos en curso, etc.

Se recomienda por lo tanto, una Planta Eléctrica de emergencia de 3000 KVA o cuatro grupos electrógenos de 750 KVA cada uno con características técnicas comerciales que se mencionan a continuación:

Grupo electrógeno (ver figura 4.6) o similar

Capacidad nominal:

Estos generadores tendrán una capacidad de:

Potencia: 750 kVA - 600kW (En emergencia)

Potencia: 675 kVA – 540 kVA (En Prime)

Con factor de potencia en atraso de 0.8

Voltaje: 480V/277

Tres Fases

Frecuencia: 60 Hz

RPM: 1800

Motor Perkins (Diesel) de 6 cilindros

Tanque para 1000 Litros de Diesel, (08 horas de autonomía).

La propuesta de planta o grupos de electrógenos de 750 kVA, se basa en la confiabilidad del sistema, permitiendo realizar mantenimiento a estos grupos sin dejar a la empresa sin servicio de emergencia, además en caso de falla de una planta se permitirá el suministro con las tres restantes. Estas plantas deberán estar conectadas en sincronismo con los motores y equipos pertenecientes a una misma máquina, ya sea la conformadora de tubos, la prensa hidrostática o alguna otra existente en la empresa con el fin de darle continuidad al proceso de fabricación de tubería.



Figura 4.6. Grupo electrógeno.

El sistema de transferencia automática debe ser capaz de transferir carga eléctrica de una fuente a otra, en forma automática.

Un enclavamiento mecánico confiable deberá prevenir la interconexión entre las fuentes de alimentación.

El tablero de transferencia conmutada tendrá previsión para ejecutar transferencia manual, en forma segura, en caso de falla de funcionamiento de la transferencia automática.

4.4. Reconectador trifásico OVR-3

En el ítem 3.3.3 del Capítulo III se menciona que la transferencia entre las líneas Clarines y Barbacoa se realiza en forma manual por el personal de técnicos electricistas a través de seccionadores dispuestos en el poste terminal. Esta maniobra representa un gran peligro para la integridad física del personal de la empresa.

La propuesta planteada a continuación brinda excelentes beneficios para la empresa, ya que este reconectador trifásico dispone de más capacidad de interrupción de falla trifásica y funcionalidad adicional del control de reconectador ver tabla 4.3. Este dispositivo satisface las demandas actuales y ofrece adicionalmente capacidades avanzadas tales como ubicación de fallas, protección adaptable, monitoreo de control, calidad de servicio, comunicaciones, disparo monofásico y control de lazo para futuras automatizaciones. Se encuentra disponible en capacidades de 15 kV, 27 kV, y 38 kV, dimensionado para corrientes continuas de hasta 1250 A. La capacidad nominal de interrupción de corriente simétrica es de hasta 16 kA, figura 4.7.

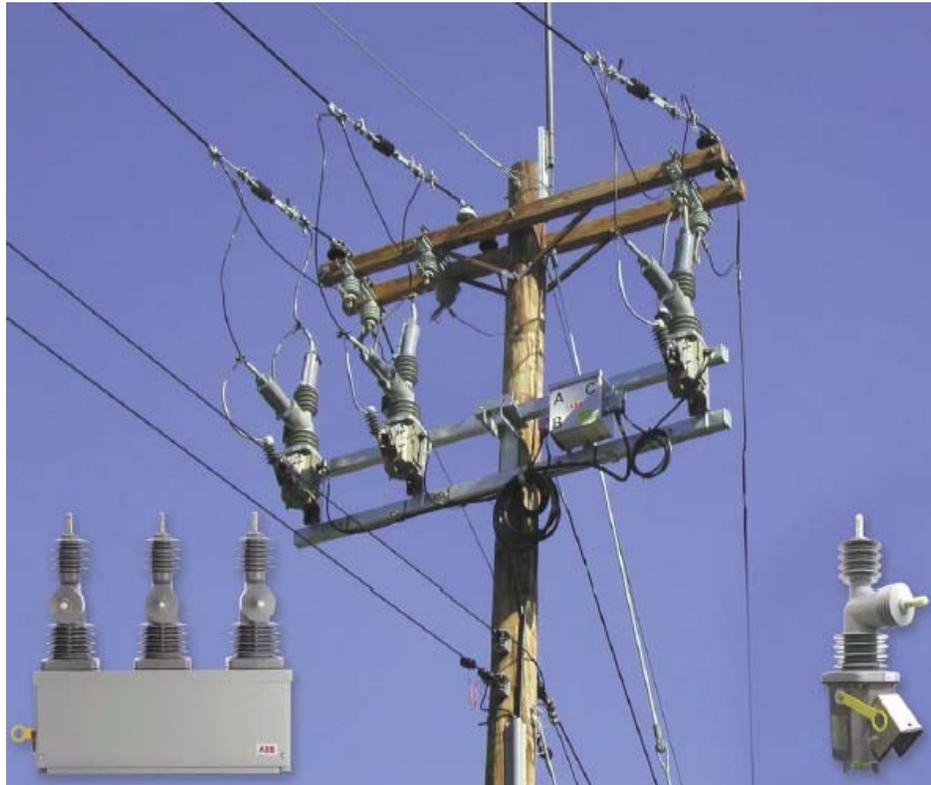


Figura 4.7. Reconector Trifásicos OVR-3.

4.4.1. Beneficios

- Diseño compacto, liviano es fácil de instalar, maniobrar y transportar.
- La no presencia de electrónica en el gabinete de alta tensión protege los controles de sobrecarga térmica.
- Controlador simple de operar para programación, entrenamiento y mantenimiento fácil basados en lógica.

- El panel frontal del PCD permite acceso directo a las corrientes del sistema, estado y ajustes del reconectador.
- Los sensores de tensión ahorran espacio eliminando voluminosos transformadores de potencial.
- Hasta cuatro ciclos de recierre programables individualmente (hasta cinco disparos para bloqueo).

4.4.2. Características

- Tres plataformas de reconectador para cubrir un rango de aplicaciones monofásicas hasta trifásicas.
- Su diseño compacto proporciona una instalación fácil en subestaciones eléctricas.
- Actuadores magnéticos de disparo/cierre y un diseño superior permiten al reconectador de operar durante 10.000 operaciones nominales a plena carga.
- Menos partes móviles = menos mantenimiento = menos lesiones a operadores.
- Actuator magnético = sin componentes cargados mecánicamente para una mayor seguridad.
- No requiere mantenimiento en el gabinete de alta tensión.
- Para mayor seguridad, los controles electrónicos contenidos por separado se pueden acceder sin usar carros canasta o subir a los postes.

- Sin aislamiento en aceite o gas.
- Tanque de alta tensión en acero inoxidable y gabinetes de acero inoxidable de baja tensión aseguran el mejor comportamiento contra intemperie / corrosión.

4.4.3. Actuadores magnéticos

Los reconectores OVR-3 tienen una vida útil de 10.000 operaciones a plena carga, además de contar con un mecanismo de operación simple, actuado magnéticamente que podría operar confiablemente 10.000 veces con únicamente una parte móvil.

Los actuadores magnéticos del OVR tienen además un enchapado de óxido de cinc negro, más resistente a la corrosión que los actuadores magnéticos antiguos que usaban el plateado tradicional de cinc amarillo. Se agregó la operación bi-estable para permitir a los reconectores OVR permanecer en posición abierta o cerrada, aún cuando se pierde la alimentación de potencia.

Están equipados con un actuador magnético por polo para permitir disparo monofásico y para eliminar complicados varillajes.

4.4.4. Ventajas

- 10.000 operaciones a plena carga.
- No se requiere lubricación, mantenimiento o ajustes.
- Diseño simple.
- Bi-estable - no se requiere potencia para mantener los contactos abiertos o cerrados.

Tabla N° 4.3. Datos Técnicos Valores Nominales del OVR

Tensión nominal operación	2.4 -14.4	24.9	34.5	kV
Máxima tensión de diseño	15.5	27	38	kV
Máxima corriente continua	630 / 800*	630 / 800*	630 / 800*	A
Máxima corriente de interrupción	12.5	12.5	12.5	kA
BIL	110 / 125*	125	170	kV
Tensión prueba, seco 60 Hz, 1 minuto	50	60	70	kV
Tensión prueba, húmedo, 60 Hz, 10 seg.	45	50	55	kV
Espaciamiento entre fases	15.50 (394)	15.50 (394)	15.50 (394)	
Distancia de fuga externa, H2-tierra	38.00 (960)	38.00 (960)	50.70 (1288)	
Distancia de fuga externa, H1-H2	45.00 (1160)	45.00 (1160)	49.8 (1260)	
Mínima distancia externa de flameo	9.5 (240)	9.5 (240)	14.4 (367)	
Máximo tiempo de interrupción	0.040	0.040	0.040	
Máximo tiempo de cierre	0.060	0.060	0.060	
Materiales	Botella de vacío encapsulada en epoxy cicloalifático hidrofóbico con gabinetes de acero inoxidable 304.			
Sensores de corriente	Uno por fase encapsulado en el polo.			
Temperatura de operación	-40° a 70°C			
Tensión de control	85 -265 Vca-cc con UPS; 24,48,125,250,Vcc con PS			
Peso de unidad superior	147.2	147.2	181.2	kg
Peso unidad inferior	67.9	67.9	67.9	kg

4.4.5. Batería

- Paquete de batería recargable, sellada, plomo acido.
- Monitoreo local y remoto.
- Fácilmente accesible para cambio.
- Permiten más de 48 horas de operación autónoma y operaciones múltiples sin fuente de potencia.

- Incluye condensador de respaldo para soporte de la batería.

4.4.6. Resumen de especificaciones

Precisión: Tensión: $\pm 1\%$

Corriente: $\pm 1\%$

Datos de perfil de carga (requiere entrada de tensión):

kWh y kVARh ($\pm 2\%$ precisión)

Factor de potencia

Demanda en vatios y vares

Frecuencia

4.4.7. Normas de fabricación y ensayo

Cumple con todas las normas aplicables a reconectadores (ANSI 37.60, IEEE, IEC Y NEMA).

Prueba de vida: 10.000 operaciones mecánicas sin degradación.

4.4.8. Prueba del PCD

- Inmunidad contra transitorios.
- Capacidad de soporte de frentes de onda: SWC y prueba rápida de transitorios según ANSI C37.90.1 e IEC 255-22-1, clase III y 255-22-4 clase IV para todas las conexiones excepto puerto de comunicaciones.

- Puertos aislados de comunicaciones según ANSI 37.90.1 usando onda de prueba oscilatoria únicamente y según IEC 255-22-1 clase III.
- Prueba EMI según ANSI C37.90.2.

4.4.9. Beneficios del control

- Programación simple, manejada por menú de fácil uso.
- Característica de indicación de línea caliente en el frente del panel para operación simple y segura.
- Puerto frontal RS-232 de fácil acceso.
- Botón en el panel frontal (Contadores) para un acceso fácil a los datos operacionales.
- Más de 50 curvas de protección y 3 curvas programables por el usuario para excelente coordinación.
- La opción de disparo monopolar reduce apagones.
- Módulo opcional de control de lazo para una rápida restauración de los sistemas de distribución.
- La localización de fallas reduce la duración de los apagones.
- Conveniente tomacorriente GFI para alimentación de computadora portátil.
- El software de calidad de servicio registra bajones, picos interrupciones de tensión.
- El gabinete de acero inoxidable 304 evita la corrosión en ambientes hostiles.
- Amplio espacio para montaje de equipo de comunicaciones para ahorro de tiempo y dinero en la instalación.
- El módulo UPS permite un amplio rango de entrada de tensión de control (85 - 265 Vca / cc).

4.4.10. Unidad de control PCD

El panel frontal del PCD permite acceso directo a las corrientes del sistema, estado y ajustes del reconectador. Ver figura 4.8.

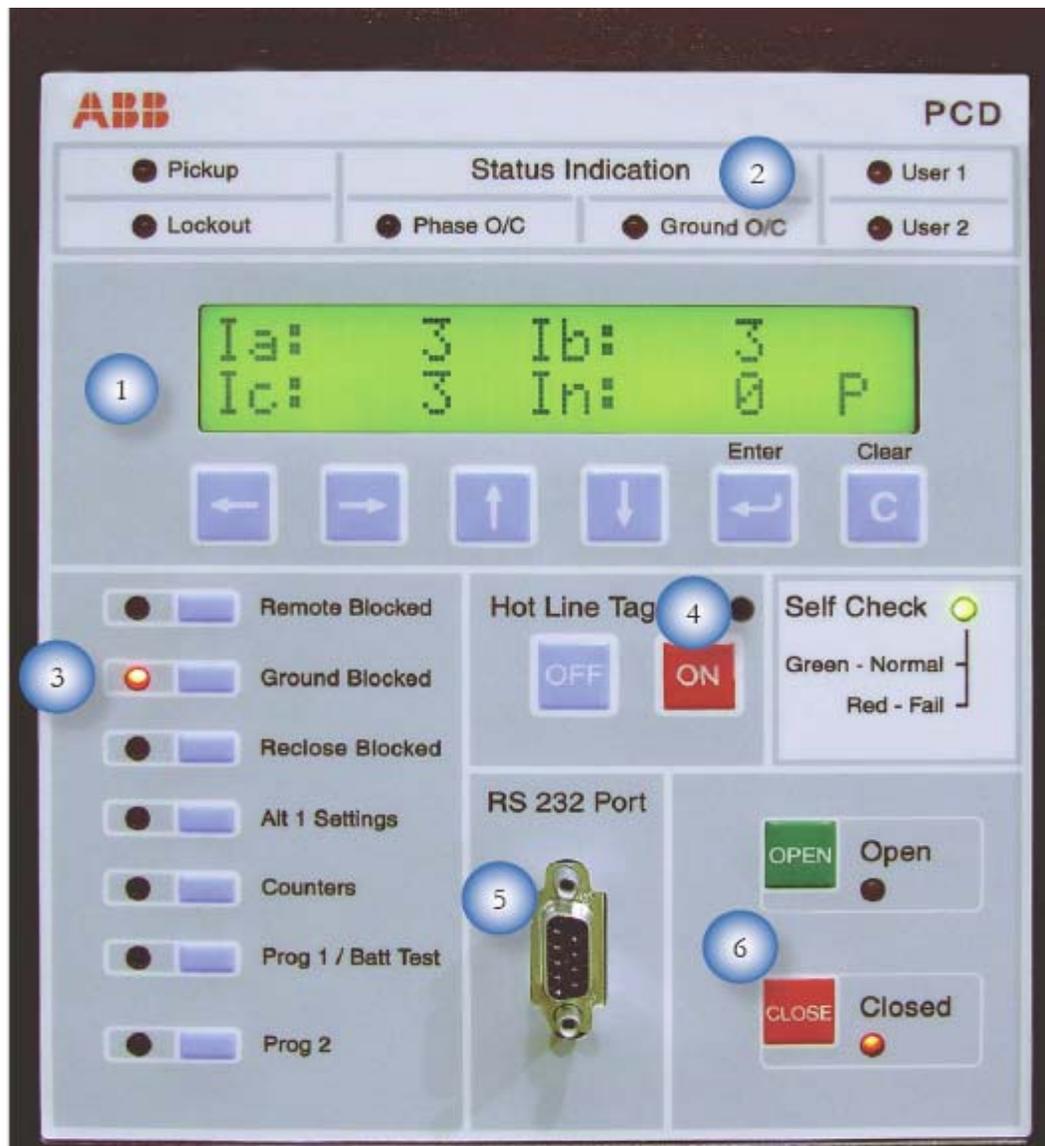


Figura 4.8. Pantalla LCD del reconectador trifásicos OVR-3

1) Interfaz local humano-máquina

- Pantalla LCD más grande (1 pulg (25 mm) x 5 pulg (127 mm)) con caracteres grandes (dos líneas de 20 caracteres).
- Programación simple manejada por menús usando un teclado grande de seis botones.
- Pantalla retroiluminada indica valores de medición, información y localización de falla.
- Compensado por temperatura - rango temperatura de operación: -40 °F (-40 °C) a +158 °F (+70 °C).
- Dos niveles de ajustes y controles protegidos con contraseña.

2) Luces indicadoras

- Auto-chequeo continuo con indicación de estado.
- Indicación de enganche y bloqueo.
- LEDs programables por el usuario para alarmas, indicadores adicionales, etc.

3) Pulsadores del panel frontal

- Disponibles hasta seis grupos de protección.

- Pulsadores bloqueado remoto, bloqueado tierra, y bloqueado recierre.

- Cambio fácil de ajustes usando pulsador Alt 1 Settings.

- Use el pulsador Counters para acceder a información de disparo por sobrecorriente y número de operaciones.

- Modos ampliados PROG 1:
 - Prueba de batería (por defecto): Prueba de carga pasa/falla con luz roja indicando falla de prueba automática.

 - Activa o desactiva Sensitive Earth Fault (SEF) a través de la HMI.

 - PROG 1 puede dirigirse para funciones de lógica avanzada a través de I/O programables.

- Modos ampliados PROG 2:
 - Desactivado (por defecto).

 - Activa o desactiva funcionalidad de disparo monofásico.

 - Se puede usar Switch Mode Enable para inhibir la protección de sobrecorriente y permitir que el reconectador se use como seccionador simple.

- PROG 2 se puede dirigir para funciones basadas en lógica avanzada a través de I/O programables.

4) Característica Hot line tagging

- En la carátula para operación simple y segura.
- Se puede dirigir para múltiples aplicaciones.

5) Puerto RS-232 montado en el frente

- Puerto independiente del puerto RS-232 de montaje posterior.
- Fácil descarga y carga en sitio usando AFSuiteTM.

6) Pulsadores separados open y close

- Luz indicadora separada para fácil observación.
- Colores ANSI o IEC para prácticas individuales.

4.4.11. Control y Gabinete del PCD

a) Puertos de comunicaciones & I/O:

- Puertos aislados RS-232 y RS-485
- Puertos de fibra óptica ST

- Protocolos Modbus ASCII y RTU, y DNP 3.0™ incluidos con todas las unidades

- DNP 3.0™ cumple con Nivel 2

- El puerto posterior se puede configurar para auto detección DNP/Modbus IEC 60870-5-101

- Puertos I/O programables: 6 entradas, 4 salidas disponibles con UPS

- Puertos I/O programables: 10 entradas, 7 salidas disponibles con PS

b) Disparo monofásico (opcional)

- Reduce interrupciones y apagones trifásicos innecesarios debido a fallas monofásicas.

- Opciones de disparo monofásico de únicamente fases enganchadas (OPUP) o una o todas las fases (OOAP).

- Cada paso de ciclo de recierre se puede configurar individualmente a disparo monofásico o trifásico o bloqueo para una óptima coordinación.

c) Datos oscilográficos

- Capacidad de almacenamiento de 64 ciclos de datos de forma de onda monitoreados a 32 muestras por ciclo.

- Todos los datos se pueden descargar en sitio o remotamente a través de interfases de comunicaciones.

d) Registro de fallas

Registra las últimas 128 operaciones de:

- Amperios de falla de fase y tierra.
- Tensión de fase y tierra.
- Elemento de disparo.
- Tiempo de recierre.
- Distancia a la falla.
- Resistencia estimada de falla.
- Estampado de tiempo.

e) Localización de fallas¹

- Algoritmo patentado estima impedancia de falla y calcula la distancia aparente a la misma
- Opera en modo segundo plano para mantener la integridad de protección

f) Calidad de servicio²

- Registra bajones, picos e interrupciones de tensión
- Implementado según ANSI/IEEE Std. 1159 e incluye umbrales programables de tensión
- Activa captura oscilográfica:
 - Requiere línea de distribución homogénea, fuente de alimentación trifásica y no aplica en modo de disparo monofásico
 - Se requiere fuente de alimentación trifásica

g) Registro de operaciones

Almacena 1024 registros de operación.

h) Medición

- Mide corriente y tensión (con entrada suministrada de tensión de TP) con precisión de $\pm 1\%$.
- Mide kW y kVARh, factor de potencia, demanda en vatios y vares y frecuencia con precisión de $\pm 2\%$.

- Muestreo de datos de perfil de carga seleccionable por el usuario de 5, 15, 30, 60 minutos de intervalo de tiempo, que contendrá 13.3, 40, 80 o 160 días de información.

- Todos los datos se pueden descargar en sitio o remotamente a través de interfaz de comunicaciones.

- Incluye fases asignables para una fácil selección de fase y flujo de potencia seleccionable.

i) Funciones de protección

- Protección de sobrecorriente temporizada de fase (ANSI 51P; IEC 31>).
- Protección de sobrecorriente instantánea de fase (ANSI 50P-1; IEC 31>>1).
- Dos ajustes de sobrecorriente de tiempo definido de fase (ANSI 50P-2, 50P-3; IEC 31>>2, 31>>3).
- Protección de sobrecorriente de tierra (ANSI 51N; IEC IN>).
- Protección de sobrecorriente instantánea de tierra (ANSI 50N-1; IEC IN>>1).
- Dos ajustes de sobrecorriente de tiempo definido de tierra (ANSI 50N-2, 50N-3; IEC IN>>2, IN>>3).
- Protección de sobrecorriente de secuencia negativa (ANSI 46; IEC Insc >).

- Protección de sobrecorriente direccional de fase y tierra (ANSI 67P, 67N; IEC 3I \rightarrow , IN \rightarrow).
- Dos pasos independientes para deslastre, restauración y sobre frecuencia de carga (ANSI 81S, 81R, 81O, 81V; IEC f).
- Control y alarma de sobre tensión y baja tensión (ANSI 27, 59; IEC U $<$, U $>$).
- Hasta cuatro ciclos de recierre (define un ciclo de recierre ANSI 79-1 \rightarrow 79-5; IEC O \rightarrow l) cierre cuatro veces/ disparo cinco.
- Operaciones adaptables de recierre: Cada secuencia de recierre permite programación independiente de funciones de protección.
- Protección de Falla a Tierra Sensitiva con característica direccional (opcional).
- Disponible hasta 42 curvas reconectador, 9 curvas ANSI, 5 curvas IEC y 3 curvas programables por el usuario.

j) Protección adaptable

- Hasta seis grupos de protección
- Coordinación de secuencia de zona

- Enganche de carga en frío
- Reconfiguración de potencia inversa (ANSI 32P, 32N; IEC I1→, I2→)

k) Gabinetes de control

- Opciones de gabinete de control estándar o de perfil bajo (LPCC)
- Seleccionar LPCC para aplicaciones a 15 / 27 kV donde se requieran gabinetes de control compactos, livianos
- Amplio espacio para instalar equipo de comunicaciones
- Seguro de tres puntos con manija con provisión para candado
- Diseño ventilado
- Tomacorriente tipo falla a tierra proporciona alimentación de CA para una laptop

Nota: Los planos de dimensiones y montaje en poste se muestran en anexo C.1, C.2, C.3 y C.4.

4.5. Sistema de puesta a tierra

Para la empresa HELVESA, es necesario la protección del personal y de los equipos, la incorporación y la mejora de los sistemas de puesta a tierra representa un desarrollo importante, de tal manera que cualquier punto accesible a las personas que

puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidas a tensiones de paso o de contacto que superen los umbrales de soportabilidad cuando se presente una falla, por lo tanto, se hace necesario la puesta en funcionamiento de los sistemas de puesta a tierra, los cuales tendrán la función de proteger la vida útil de motores, transformadores y otros componentes del sistema eléctrico de la empresa. Estos sistemas de puesta a tierra, garantizan una corriente de falla elevada permitiendo así utilizar protecciones rápidas y seguras que despejen las fallas a tierra en un tiempo no mayor a 5 seg. Deben estar aterrizadas, en general, todas las canalizaciones metálicas.

Todas las partes metálicas de equipos no conductoras de corriente, no importando voltajes, deben ser puestas a tierra, mediante los conductores calculados según la Tabla 4.3 en su sección 250-95 del código eléctrico nacional.

4.5.1. Calibre del conductor de puesta a tierra de los equipos eléctricos

De acuerdo con la NOM-001-SEDE-1999 en su sección 250-95 el tamaño nominal de los conductores de puesta a tierra de equipo, de cobre o aluminio, no debe ser inferior a lo especificado en la tabla 4.4.

Cada conductor de puesta a tierra de equipo instalado en paralelo debe tener un tamaño nominal seleccionado sobre la base de la corriente eléctrica nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente que proteja los conductores del circuito en la canalización o cable, según la tabla 4.2, este cable de tierra debe ser de color verde según normas venezolanas FONDONORMA en su sección 187 sobre colores, símbolos y dimensiones para sistemas de seguridad.

Tabla N° 4.4. Calibre mínimo de los conductores de puesta tierra para canalizaciones y equipos.

Capacidad nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de sobrecorriente ubicado del lado de la alimentación. (A)	Cable de Cobre N°	Cable de Aluminio o de recubierto Aluminio de Cobre de N°
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250 Kcmil
1600	4/0	350 Kcmil

Tabla 4.4. Calibre mínimo de los conductores de puesta tierra para canalizaciones y equipos.
(Continuación).

Capacidad nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de sobrecorriente ubicado del lado de la alimentación. (A)	Cable de Cobre N°	Cable de Aluminio o de Recubierto Aluminio de Cobre de N°
2000	250 Kcmil	400 Kcmil
2500	350 Kcmil	600 Kcmil
3000	400Kcmil	600 Kcmil
4000	500 Kcmil	800 Kcmil
5000	700 Kcmil	1200 Kcmil
6000	800 Kcmil	1200 Kcmil

En resumen se debe colocar un sistema de puesta a tierra por las siguientes razones.

1. Como un factor de seguridad al personal y a las instalaciones, que permita drenar los voltajes que pudieran presentar en falla algunos equipos.
2. En los sistemas de potencia, se usa para "anclar" el voltaje de configuraciones en estrella.
3. En controles se usa para "Limpiar" las señales de los instrumentos y otros equipos.

4. Conexión a tierra de protección contra descargas eléctricas

Tierra de protección (PE) debe conectarse al punto de terminación situado en la parte posterior de la unidad, junto al rótulo que lleva el símbolo para reducir el riesgo de descarga eléctrica. Esta conexión se realizará utilizando un tornillo autorroscante (M4 x 6mm). El conductor que posibilita la conexión tendrá una lengüeta anular del tamaño adecuado y un hilo igual o superior a 12 AWG.

5. Métodos de conexión a tierra recomendados

Es importante dotar al EGCP-2 de una adecuada conexión a tierra. Una inadecuada conexión del chasis del EGCP-2 al plano de tierra puede provocar corrientes parásitas entre el punto de referencia de las fuentes de señales de CA (transformadores de corriente y tensión) y el punto de referencia de las entradas de detección del EGCP-2.

Las diferencias de potencial entre estos dos puntos generan un flujo de corriente compensadora que genera a su vez tensiones en modo común inaceptablemente altas, las tensiones en modo común pueden provocar lecturas incorrectas de las entradas de CA detectadas, o incluso dañar el equipo EGCP-2 en casos extremos. Para paliar este problema, es necesario crear una ruta de baja resistencia entre el punto de referencia de la señal de CA y el chasis del EGCP-2. Normalmente este punto es el punto de tierra establecido para el grupo electrógeno y los correspondientes transformadores de instrumentos.

6. Apantallamientos y conexión a tierra

En la regleta de terminales existe una terminación para apantallamiento individual de cada una de las señales que requieren apantallamiento, salvo la presión

del aceite y la temperatura del refrigerante. Todas estas entradas deben cablearse utilizando cable de par trenzado apantallado. La longitud de cable expuesto, más allá del apantallamiento, debe estar limitada a una pulgada (25 mm). Las salidas de relés, las entradas de contactos y el cableado de alimentación eléctrica no requieren normalmente apantallamiento, pero pueden utilizarse cables apantallados si se desea.

El EGCP-2 está diseñado para terminar el apantallamiento en la conexión de tierra del EGCP-2. Si se usan regletas de terminales interpuestos al encaminar una señal, el apantallamiento debiera continuar a lo largo de la regleta de terminales. Si se desea conectar a tierra el apantallamiento en la regleta de terminales, debe efectuarse un acoplamiento de CA a tierra. La CA de las demás terminaciones de apantallamiento del EGCP-2 debe acoplarse a tierra por medio de un condensador. Un condensador de 1000 pF y 500 V es suficiente. El objeto es crear para el apantallamiento una ruta a tierra de baja impedancia a frecuencias de 150 kHz y superiores. Si se establecen múltiples conexiones directas de un apantallamiento a tierra se corre el riesgo de que altos niveles de corriente fluyan por el interior del apantallamiento.

Los apantallamientos pueden conectarse a tierra en ambos extremos (EGCP-2 y carga) si la longitud del cable es lo bastante corta (esto es, dentro de un armario) para evitar la presencia de corriente del bucle de tierra en el interior del armario.

Si el EGCP-2 se instala en un armario, la E/S apantallada puede terminarse directamente en el armario (conexión de tierra), en la entrada del armario, así como en el EGCP-2.

Si se desea evitar las señales parásitas, se recomienda que todos los cables que transportan corrientes débiles se mantengan separados de los cables que transportan

corrientes intensas. El terminal de tierra de la alimentación de entrada debe también conectarse a tierra.

4.6. Balanceo de cargas en los transformadores

El balanceo de cargas en un sistema se utiliza para no saturar una fase del sistemas con demasiada carga, por lo tanto, es posible que una de las fases esté siendo sobreexigida mientras que las otras no llegan a la corriente máxima admitida, esto es necesario aplicarlo en HELVESA, para que la carga de los transformadores de potencia sea repartida en proporciones iguales, ver tabla 4.5.

La corriente por fase deberá ser la correspondiente al cálculo con la siguiente ecuación:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}V} \quad (4.3)$$

Donde:

I: corriente

S: potencia eléctrica total

V: voltaje

Tabla N° 4.5. Corriente nominal en cada una de las fases de los transformadores de potencia.

	Corriente en Fase #1 (Amp)	Corriente en Fase #2 (Amp)	Corriente en Fase #3 (Amp)
Transformador Nro. 1 1250 KVA 440 V	1642	1642	1642
Transformador Nro. 2 1250 KVA 440 V	1642	1642	1642
Transformador Nro. 3 315 KVA (208/120)V	875	875	875

Comparando las tablas 3.1 y 4.5 se observa que hay diferencia en las corrientes medidas y en las corrientes nominales de cada transformador de potencia, por lo tanto, se debe reducir cargas en cada uno de estos, en la tabla 4.6 se muestra la cantidad de Amperios que deben disminuirse en las fases de cada transformador.

Tabla N° 4.6. Valores a disminuirse en cada una de las fases de los transformadores de potencia.

	Corriente en Fase #1 (Amp)	Corriente en Fase #2 (Amp)	Corriente en Fase #3 (Amp)
Transformador Nro. 1 1250 KVA 440 V	158	38	303
Transformador Nro. 2 1250 KVA 440 V	148	376	-----
Transformador Nro. 3 315 KVA (208/120)V	31	69	1

Se observa que los transformadores 1, 2 y 3 están sobrecargados lo que puede ocasionar calentamiento en los devanados, en los conductores y por supuesto posibles daños en los transformadores, además de la disminución de la vida útil de los equipos eléctricos.

Para mejorar el balance de las cargas, se recomienda la instalación de un nuevo transformador. Este nuevo transformador será de 500 KVA, que se calcula de la siguiente manera:

$S_{\text{TNUEVO}} = \sqrt{3} \cdot V \cdot I_D$ tomando $I_D = 378$ A que representa la corriente más alta en la fase 2 del transformador 2.

$$S_{\text{TNUEVO}} = \sqrt{3} (480) (378) = 313.4 \text{ KVA}$$

Considerando el 20% de reserva para cargas futuras, como lo exigen el Código Eléctrico, el transformador será de:

$$S_{\text{TNUEVO}} = 313.4 \times 1.20 = 380 \text{ KVA}$$

Comercialmente se recomienda un transformador de 500 KVA.

4.7. Corrección del factor de potencia

Las ventajas técnico económicas derivadas de la corrección del bajo factor de potencia en HELVESA y en cualquier otra empresa redundan en grandes beneficios, al utilizar más eficazmente la energía comprada, se podrían nombrar algunos beneficios como lo son: la reducción de los costos de la energía, eliminación de la penalización por bajo factor de potencia que es parte de las tarifas de electricidad, mejora de la

eficiencia eléctrica, mejora el comportamiento de los equipos eléctricos al trabajar sin grandes cargas con exceso de potencia reactiva y mejoramiento de las condiciones de voltaje entre otras.

A continuación se calcula el valor de la capacitancia en paralelo requerida para obtener un factor de potencia mejorado de 0.95.

$$f_{PD} = \text{Cos } \theta \quad (4.4)$$

Donde:

f_{PD} : Factor de potencia deseado

θ : Angulo del factor de potencia

El factor de potencia deseado es:

$$f_{PD} = 0,95$$

Por lo tanto el ángulo para ese f_p es:

$$\theta = 18,19$$

La potencia reactiva deseada es la siguiente:

$$Q_D = P \text{ Tan}\theta \quad (4.5)$$

Donde:

Q_D : Potencia reactiva deseada

$$Q_D = 184,92 \text{ Tan}(18,19) = 60,76 \text{ KVAR}$$

La reducción de la potencia reactiva es causada por el capacitor en derivación;
es decir:

$$\Delta Q_C = Q_R - Q_D \quad (4.6)$$

Donde:

Q_C : Potencia del capacitor

$$\Delta Q_C = 143,51 - 60,76 = 82,75 \text{ KVAR}$$

$$\Delta Q_C = \frac{V^2}{X_C} \Rightarrow X_C = \frac{V^2}{\Delta Q_C} \quad (4.7)$$

$$X_C = \frac{(480v)^2}{82750\text{VAR}} = 2,79 \Omega$$

$$X_C = \frac{1}{WC} \Rightarrow C = \frac{1}{WX_C} \quad (4.8)$$

Donde:

X_C : Reactancia capacitiva

C: Capacitor

El valor de la capacitancia en paralelo requerida para que valor del banco de condensadores aporte un para factor de potencia mejorado de 0,95, ver figura 4.9 es de:

$$C = \frac{1}{2\pi f X_C} \quad (4.9)$$

Donde:

f : frecuencia

$$C = \frac{1}{2\pi(60)(2,79)} = 951,22 \times 10^{-6} = 951,22 \mu F$$

Comercialmente este capacitor debe ser de 1000 μF .

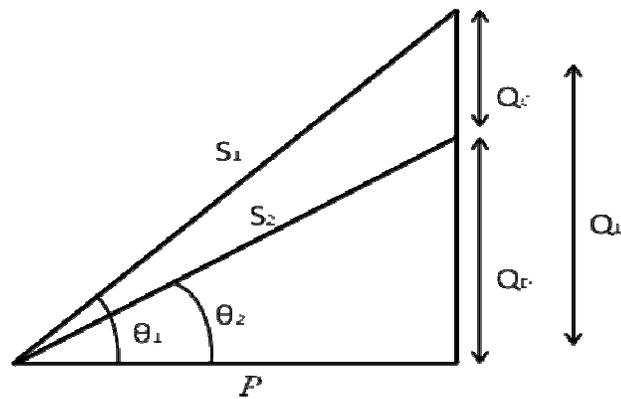


Figura 4.9. Triángulo de potencia que ilustra la corrección del factor de potencia.

CAPÍTULO V

PLAN DE MANTENIMIENTO

El mantenimiento aplicado a la subestación eléctrica de HELVESA, está orientado a garantizar la disponibilidad de equipos de acuerdo a los requerimientos de producción. Además está sustentado en la filosofía del Mantenimiento Productivo Total (MPT) y del Mantenimiento basado en la Confiabilidad (MBC).

Para que los equipos estén disponibles para operar en un tiempo determinado, el mantenimiento preventivo juega un papel importante, dejando de ese modo la posibilidad de fallas, sin embargo, siempre existen factores externos que amenazan el funcionamiento efectivo de la subestación, es aquí, donde el mantenimiento correctivo realiza su impacto, afectando la disponibilidad de los componentes de la subestación.

Para lograr una efectividad del plan de mantenimiento preventivo se hace necesario el establecimiento del proceso de planificación y control del mantenimiento basado en las actividades, estimación de recursos, tiempo de ejecución y seguimiento de las ejecuciones y comportamiento de los equipos. Además, el mantenimiento preventivo de la subestación se enfoca bajo la concepción de la inspección visual y la ejecución sistemática de las actividades de mantenimiento previamente establecidas.

A continuación se muestran los criterios para realizar las inspecciones visuales en las actividades de mantenimiento:

Tabla 5.1. Llenado de las planillas de inspección visual.

Letra	Significado	Estado
G	Grave. - Significa un estado de avería del equipo mostrado en el exterior, que implicará programación de un mantenimiento correctivo.	Cimientos quebrados, falta de perfiles o pernos de la estructura, perfiles dañados, conexión a tierra suelta, cables sueltos (no aislados) en el mando, manchas graves de aceite, fuga del aislante de los interruptores, porcelanas seriamente dañadas, conductores sueltos o hebras rotas, iluminación fuera de servicio, falta de fusibles, presencia de humedad.
L	Leve. - El daño es menor, avería menos que puede solucionarse cuando se efectúe el mantenimiento programado.	Leve daño en porcelanas, aisladores rajados, manchas leves de aceite o de oxido, polvo en las porcelanas, falta de señalización de seguridad, la zona no está limpia, visores de aceite sucios.
S	Sin novedad. - Significa que el equipo está en buen estado, visto exteriormente, implica la ausencia de los casos antes señalados.	

La inspección visual se efectúa en forma mensual, sin desenergizar la línea, no se utiliza herramientas ni instrumentos en la mayor parte de los casos. Su finalidad consiste en revisar visualmente el estado exterior de los equipos, anotándose en una planilla los resultados de dicha inspección, esta planilla tiene una casilla por fase, es

Tabla N° 5.2. Ficha de Control de Revisión (continuación)

Equipo	Estado			Tipo de Mantenimiento			Frecuencia de Revisión			
	L	G	S	Pv	Pd	C	D	S	M	A
Pararrayos										
Banco de Capacitores										
Plantas Eléctricas de emergencia										
Tablero de Eléctricos										
Transferencia Automática										
Fecha de Revisión:										
Hora:										
Realizado por:										

Pv: Preventivo, **Pd:** predictivo, **C:** Correctivo. **D:**día, **S:**Semana, **M:** Mes, **A:** Año

CONCLUSIONES

Una vez realizado el presente trabajo y conforme a los resultados obtenidos en las entrevistas, visitas a las instalaciones de la subestación eléctrica, cálculos y mediciones, se llegó a las siguientes conclusiones:

1. Se observaron condiciones anormales en los fusibles y sistemas de protección de la subestación eléctrica.
2. La subestación eléctrica, está formada por una estación de transferencia, ubicada en un pórtico a la intemperie, la alimentación es llevada a la subestación eléctrica tipo compacta, la cual se encuentra en un espacio techado, para luego ser distribuida a tres (3) transformadores de potencia, este sistema eléctrico igualmente cuenta con un banco de condensadores el cual se encuentra desconectado.
3. La propuesta de transferencia automática mejora la seguridad del personal, la maniobrabilidad y rapidez en la transferencia de los circuitos disponibles en la empresa, aumentando de este modo la confiabilidad del sistema eléctrico.
4. Con la instalación de cuatro grupos electrógenos de 750 Kva o planta de emergencia de 3000 kVA, HELVESA podrá dar continuidad a sus procesos productivos aún cuando el servicio eléctrico suministrado por la empresa CADAFE se encuentre ausente.
5. Al corregir el factor de potencia de 0,79 a 0,95, se reducen los costos de energía, se elimina la penalización por bajo factor de potencia que es parte de las tarifas de

electricidad, mejora las condiciones de voltaje, la eficiencia eléctrica y el comportamiento de los equipos.

6. Los sistemas de puesta a tierra, garantizan una corriente de falla elevada permitiendo así utilizar protecciones rápidas y seguras que despejen las fallas a tierra, las conexiones de puesta a tierra más importantes son en motores, tableros eléctricos y en celdas eléctricas.

7. El plan de mantenimiento enfocado en la inspección visual, es fundamental para lograr una efectividad en el proceso de planificación y control del mantenimiento de los equipos eléctricos, está basado en actividades como estimación de recursos, tiempo y seguimiento de las ejecuciones las cuales garantizaran la disponibilidad operativa de la subestación eléctrica.

RECOMENDACIONES

Las recomendaciones que se dan en esta sección son propuestas a la Empresa Helisold de Venezuela para ser aplicadas en la subestación eléctrica HELVESA.

1. Se deben corregir a la brevedad posible todas las condiciones anormales presentes en los fusibles y sistemas de protección que conforman el sistema eléctrico de la subestación de HELVESA.
2. Instalar a la brevedad posible el sistema de Transferencia Automática EGCP-2 (Engine Generator Control Package) o Reconectador Trifásicos OVR-3, ya que mejorará la seguridad del personal, la maniobrabilidad y rapidez en la transferencia de los circuitos con los que dispone la empresa, aumentando de este modo la confiabilidad del sistema eléctrico.
3. Conectar el banco de condensadores, para hacer efectiva la reducción de la potencia reactiva y por ende de la mejora del factor de potencia y la reducción del consumo de energía registrado por CADAFFE.
4. Estudiar una posible sustitución de los interruptores sumergidos en aceite, debido al grado de peligrosidad que representan para los operadores y la planta en general.
5. Deben estar puesta a tierra todas las canalizaciones metálicas, motores y equipos que conforman el sistema eléctrico de HELVESA, por lo que se debe hacer las conexiones necesarias, de tal manera que cualquier punto accesible a las personas que laboran en la empresa no estén expuestas a tensiones de paso o de contacto.

6. Aplicar los planes de mantenimiento establecidos en este trabajo tomando en cuenta el estado de los equipos, para así determinar el tipo de mantenimiento a realizar y tiempo de ejecución.

BIBLIOGRAFIA

1. Rondón A, “**Remodelación de subestaciones eléctricas utilizando tecnología numérica**”, Universidad de Oriente, (1998).
2. Malavé C, “**Optimización del sistema eléctrico de potencia de la subestación parcelamiento industrial “A” zona industrial matanzas, Puerto Ordaz**” Universidad de Oriente, (2007).
3. PEÑA, C. **Principios básicos sobre protecciones eléctricas en sistemas de alta tensión industriales**, Manual de Operación de subestación de Helisold de Venezuela, S.A, Enero (1996).
4. Parra H., “**Transformadores de medida**” Guía de estudio, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz (2003).
5. MARGIL, R, Equipos eléctricos, Enero, 2008.
6. “**Altatension.pdf**”. Disponible en <http://www.equiposelectricos.aanis/iluminacion> (2001).
7. Enciclopedia Ceac de Electricidad, España, (Estaciones de transformación y distribución. Protección de sistemas eléctricos), (1981).
8. HARPER, E. “**Elementos de diseño de Subestaciones eléctricas**”. Editorial Limusa, Segunda Edición, (2006).
9. Manual de Ingeniería Eléctrica, México, 2001.

10. PDVSA CIED. **“Principio de protecciones eléctricas”**. Segunda edición (1996).
11. PDVSA CIED. **“Manual de laboratorio de mediciones eléctricas”**. (1996).
12. PDVSA CIED. **“Manual de instrumentos de medicion”**. (1996).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO**

TÍTULO	MODERNIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE LA EMPRESA HELISOLD DE VENEZUELA S.A
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Meza P., Sergio E.	CVLAC: 13.789.999 E MAIL: srgmeza@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

MODERNIZACIÓN
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA
HELISOLD DE VENEZUELA
TUBERÍAS DE ACERO
SISTEMA ELÉCTRICO
AUTOMATIZACIÓN

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

La finalidad de implementar un sistema eléctrico moderno en la subestación de la empresa HELVESA, es optimizar la calidad de la energía eléctrica, y de esta forma mejorar el proceso de elaboración de tubos de acero con soldadura helicoidal de doble cordón por el método de arco sumergido, disminuyendo así, de manera significativa los defectos en la tuberías fabricadas, mejorando los costos por mantenimiento y garantizando la continuidad del servicio eléctrico, de esta forma se cumple a cabalidad con los requerimientos de producción. Para que la subestación eléctrica cumpla su función durante un periodo largo, se deben realizar actualizaciones, por lo que la modernización de subestaciones eléctricas es parte fundamental, requiriendo para esto de ampliación y perfeccionamiento tecnológico y funcional de la empresa, la actualización del sistema de control, protección eléctrica e instrumentación prolonga su vida útil, estos proyectos aumentan la disponibilidad de las instalaciones más allá del 90% e incrementan la eficiencia de los equipos. En tal sentido, este proyecto está orientado a evaluar las instalaciones eléctricas de la empresa, con el fin

de recomendar una tecnología que vislumbre excelentes beneficios para el correcto manejo y control de la subestación y por consiguiente de toda la planta.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Verena Mercado	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	82.235.587			
	E_MAIL	verenamercado@yahoo.com			
	E_MAIL				
Bermúdez Melquiades	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	3.486.726			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Luis Suarez	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	11.144.624			
	E_MAIL	acerosilicon@gmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	06	
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Modernización de la subestación eléctrica.doc	Aplication/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F
G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Departamento de electricidad (OPCIONAL)

TEMPORAL: 8 meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO ELÉCTRICO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PREGRADO

ÁREA DE ESTUDIO:

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE- NÚCLEO ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS:

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajo de grado: "Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario.

Sergio Meza

AUTOR

Verena Mercado

TUTOR

Bermúdez Melquiades

JURADO

Luis Suarez

JURADO

Verena Mercado

POR LA SUBCOMISION DE TESIS