

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA



ALCATEL COSTA RICA

PROYECTOS

“Manual de Mantenimiento Preventivo de la Planta Vortex -48VDC y Banco de Baterías Absolyte”

“Rediseño de la Malla de Puesta a Tierra de las Torres de Transmisión”

Informe Final de Práctica de Especialidad para optar por el grado de Licenciatura en Ingeniería en Mantenimiento Industrial

Profesor Asesor: Ing. Fernando Caldas Pinto

Luis Jonathan Fonseca Valerio

Cartago, Junio 2004

Dedicatoria

El presente trabajo se lo dedico con mucho amor a las personas que han servido como motor de mi vida: Natalia y a mi hija Hazel.

Agradecimiento

Le agradezco enormemente primero a Dios por permitirme llegar hasta aquí, a mi madre que con su esfuerzo y trabajo me ha acompañado en esta travesía, a la familia Zeledón Chaves y al resto de mi familia. Y a todos aquellos que me han ayudado de alguna manera.

Agradezco también a la empresa Alcatel de Costa Rica y a todos sus funcionarios que colaboraron en la realización de este proyecto. Al señor Luis Arce por su colaboración y ayuda.

Y a todos mis amigos.

Tabla de Contenido

Resumen.....	14
Introducción.....	16
Definición del problema.....	17
Capítulo I.....	18
La empresa: Alcatel de Costa Rica S.A.	18
La historia de Alcatel de Costa Rica.....	18
Alcatel - El Salvador.....	19
Inicio de actividades	19
Alcatel - Guatemala.....	20
Inicio de actividades	20
Sistemas Empresariales.....	20
Alcatel Panamá.....	20
Inicio de actividades	20
Capítulo II.....	23
Manual de Mantenimiento Preventivo.....	23
Concepto de Mantenimiento.....	23
Definición de Mantenimiento Industrial.....	24
Importancia del Mantenimiento Industrial.....	24
Objetivos de un Departamento de Mantenimiento.....	25
Funciones de un Departamento de Mantenimiento.....	26
Tipos de Mantenimiento.....	26
Mantenimiento Preventivo (MP).....	26

Mantenimiento Correctivo (MC).....	29
Mantenimiento Predictivo (MPE).....	30
Mantenimiento Programado (MPR).....	31
Mantenimiento Extraordinario (ME).....	31
Mantenimiento General (MG.).....	32
Operación de máquinas (OM).....	32
Programa de Mantenimiento Preventivo.....	32
Etapas de un Programa de Mantenimiento Preventivo.....	33
a. Seleccionar las máquinas que formarán parte del PMP.....	33
b. Valorar el Grado de Deterioro de las Máquinas.....	33
c. Estudio Técnico de las Máquinas.....	34
d. Formación del Archivo Técnico.....	34
e. Codificación de las Máquinas.....	34
f. Determinar los parámetros de funcionamiento global.....	34
g. Definir los objetivos específicos del PMP.....	34
h. Dividir la Máquina en Partes.....	35
i. Dividir las Partes de la Máquina en Subpartes.....	35
j. Elaboración del Manual de Mantenimiento Preventivo (MMP).....	38
k. Determinar los Repuestos requeridos para ejecutar cada inspección.....	39
l. Calcular la Disponibilidad para Mantenimiento Preventivo.....	40
m. Elaboración del Gantt Anual.....	40
n. Organizar la Ejecución de las Inspecciones.....	41
ñ. Definir la Estrategia de Motivación.....	41

o. Calcular el Costo Total del PMP.....	41
p. Inicio del Programa de Mantenimiento Preventivo.....	42
q. Evaluar el Programa de Mantenimiento Preventivo.....	42
r. Actualización del Programa de Mantenimiento Preventivo.....	43
Circuitos Rectificadores Básicos.....	43
El rectificador de media onda.....	45
El rectificador de onda completa.....	46
Rectificador trifásico de media onda.....	47
Rectificador trifásico de onda completa.....	48
Filtrado de la salida del rectificador.....	50
Manual de Mantenimiento Preventivo.....	50
Capítulo III.....	96
Sistemas de puesta a tierra.....	96
Introducción.....	96
Definición de un Sistema de Puesta a Tierra.....	96
Requisitos de un Sistema de Puesta a Tierra.....	96
Propósito y Tipos de Sistemas de Puesta a Tierra.....	97
Puesta a tierra de los sistemas eléctricos.....	97
Puesta a tierra de los equipos eléctricos.....	97
Puesta a tierra en señales electrónicas.....	98
Puesta a tierra de protección electrónica.....	98
Puesta a tierra de protección atmosférica.....	98
Puesta a tierra de protección electrostática.....	98

Consecuencias de Puestas a Tierra deficientes.	98
Sistemas de Electroodos de Puesta a Tierra.	99
Electroodos fabricados y otros.	100
Resistencia de los electroodos fabricados	101
Sistemas de puesta a tierra en Sistemas de Telecomunicaciones.	102
Resistencia de la malla según el método constructivo empleado.	103
Resistencia de tierra mediante una varilla.	103
Resistencia de tierra mediante placa.	104
Resistencia de tierra mediante conductores enterrados.	104
Resistencia para sistemas de uno o más electroodos.	105
Efectos de la corriente en el ser humano.	105
Corriente de fibrilación.	106
Límite de la corriente permisible por el cuerpo. ⁹	107
Resistencia del cuerpo humano.	108
Resistividad del suelo.	108
Medición de la resistividad del suelo.	111
Interpretación de las mediciones.	114
Métodos empíricos.	115
Métodos analíticos.	117
Cálculo de valores máximos.	117
Tensión de paso (V_p).	117
Tensión de contacto (V_c).	118
Cálculo de los valores reales.	119

Factores K_s , K_m y K_i	120
Tensión de paso real (V_p).....	121
Tensión de contacto real (V_c).	121
Longitud del conductor de puesta a tierra.	121
Metodología.....	122
Método del 62%.....	125
Fuentes de error en el método de caída de potencial.....	128
Problemas y recomendaciones prácticas para buenas mediciones.....	128
Mejoramiento artificial de las puestas a tierra.	129
Mediciones de mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra.	130
Diagnóstico del sistema de puesta a tierra de las torres de transmisión de Alcatel.	131
Resistividad de la primera capa.....	134
Resistividad de la segunda capa.....	134
Resistividad de la tercera capa.....	134
Resistencia de la malla actual.	135
Factores k_m , k_i y k_s	136
Corriente de corto circuito.....	137
Longitud de conductores requeridos.	138
Resistencia de la malla propuesta.....	139
Determinación de los voltajes de contacto y de paso.....	140
Potencial de transferencia.	142
Resistencia de uno o más electrodos.....	142
Conclusiones y recomendaciones.....	144

Bibliografía	146
Anexos	148
Anexo 1	149
Anexo 2	182
Anexo 3	192
Anexo 4	193
Anexo 5	196
Anexo 6	199
Anexo 7	200
Anexo 8	201
Anexo 9	204
Anexo 10	205
Anexo 11	207
Anexo 12	209

Índice de tablas

Tabla 2.1 Partes de la máquina	35
Tabla 2.2 Lista de Subpartes	35
Tabla 3.1 Valores típicos de resistencia.....	101
Tabla 3.2: Valores promedio de la resistividad del suelo.	111
Tabla 3.3: Valores de k y n para t menor a 3 segundos. ²³	119
Tabla 3.4: Valores de V_p y V_c para t mayor a 3 segundos. ²³	119
Tabla 3.5: Distancia aproximada de los electrodos auxiliares (único electrodo).	126
Tabla 3.6: Distancia aproximada de los electrodos auxiliares (electrodos múltiples).	127

Tabla A1.1: Selección de breakers AC	151
Tabla A1.2: Dimensión de los cables provenientes del tablero principal.....	154
Tabla A1.3: Una PCU instalada	156
Tabla A1.4: Cuatro PCU's instaladas.....	156
Tabla A1.5: Siete PCU's instaladas	157
Tabla A1.6: Disipación de calor.....	158
Tabla A1.7: Breakers LEL 1 de 3 a 100 amperios.....	166
Tabla A1.8: Breakers GJ/218 de 125 a 250 amperios	167
Tabla A1.9: Información sobre las barras conductoras	168
Tabla A1.10: Efectos de la temperatura en la vida útil	177
Tabla A1.11: Carga inicial	177
Tabla A1.12: Voltaje de carga según temperatura	178
Tabla A1.13: Grado de descarga (DOD).....	178
Tabla A1.14: Variación del voltaje según temperatura.....	179
Tabla A1.15: Efecto de la variación de voltaje en la vida útil	180
Tabla A1.16: Carga de equilibrio.....	180
Tabla A5.1: Referencias al manual VPS -48 VDC Power Bay	196
Tabla A5.2: Referencias al manual VPS Distribution Bay	197
Tabla A5.3: Referencias al manual VPS Data Gathering Unit	197
Tabla A5.4: Referencias al manual Installation and Operating Instructions	198
Tabla A6.1: Corriente de fibrilación	199
Tabla A7.1: Variación de la resistividad del suelo con respecto a la temperatura....	200
Tabla A7.2: Variación de la resistividad del suelo con respecto a la humedad.....	200

Tabla A8.1: Formato para las mediciones de resistividad por el método Wenner. ..	201
Tabla A9.1: Mediciones con el método Wenner	204
Tabla A9.2: Mediciones con el método del 62%	204
Índice de figuras y gráficos	
Figura 1.1: Organigrama	21
Figura 2.1: Rectificador de media onda.	45
Figura 2.2: Rectificador de onda completa.....	46
Figura 2.3: Rectificador trifásico de media onda.	47
Figura 2.4: Rectificador trifásico de onda completa.	48
Figura 2.5: Voltaje de salida del rectificador trifásico de onda completa.	49
Figura 2.6: Filtro inductivo en serie con el rectificador trifásico.....	50
Gráfico 3.1: Corriente de fibrilación.....	107
Figura 3.1: Definición de resistividad del suelo.	108
Gráfico 3.2: Variación de la resistividad del suelo con la humedad.	109
Gráfico 3.3: Variación de la resistividad del suelo con la temperatura.	110
Figura 3.2: Disposición física de los electrodos.	112
Figura 3.3: Megger de cuatro terminales.	113
Figura 3.4: Variaciones de las mediciones ante anomalías geofísicas.	114
Figura 3.5: Curvas típicas de resistividad.	116
Figura 3.6: Método del 62%.	125
Gráfico 3.4: Mediciones tomadas mediante el Método del 62%.....	132
Gráfico 3.5: Mediciones tomadas mediante el Método Wenner.....	133
Figura 3.7: Configuración de malla original.....	135

Figura 3.8: Arreglo de la malla propuesta	139
Figura A1.1: Compartimiento de potencia.....	149
Figura A1.2: Dimensiones del compartimiento de potencia	150
Figura A1.3: Breaker tipo GD trifásico.....	151
Figura A1.4: Ubicación de las PCU's	152
Figura A1.5: Placas de entrada AC.....	153
Figura A1.6: Barras de salida DC.....	155
Gráfico A1.1: Eficiencia vrs Corriente de salida	157
Gráfico A1.2: Curva del límite térmico de la corriente del V200D50	159
Figura A1.7: Vista frontal del compartimiento principal	160
Figura A1.8: Vista frontal del compartimiento suplementario	161
Figura A1.9: MCA Y SMART DGU.....	162
Figura A1.10: Módulo de desconexión de baterías	163
Figura A1.11: Módulo de distribución de 16 posiciones	164
Figura A1.12: Módulo de distribución de 5 posiciones	165
Figura A1.13: Barras conductoras.....	167
Figura A1.14: Barras 500596	169
Figura A1.15: Barras 500597 y 500598	170
Figura A1.16: Barras 500701	171
Figura A1.17: Barras 501104	172
Figura A1.18: Barras 501105	173
Figura A1.19: Barras 501106	174
Figura A1.20: Barras interconectoras.....	175

Figura A1.21: Banco de baterías.....	181
Figura A8.1: Hoja log – log para graficar las mediciones.....	202
Figura A8.2: Carta Maestra.....	203
Figura A10.1: Diseño de la hoja de inspección para el banco de baterías.....	205
Figura A10.2: Diseño de la hoja de inspección para la planta -48 VDC.....	206
Gráfico A11.1: Voltaje de salida de la planta.....	207
Gráfico A11.2: Corriente de salida de la planta.....	208
Gráfico A12.1: Voltaje por celda.....	209
Gráfico A12.2: Temperatura de bornes de las celdas del banco de baterías 1.....	210
Gráfico A12.3: Temperatura de bornes de las celdas del banco de baterías 2.....	211

Resumen

Asegurar la continuidad del funcionamiento de las máquinas es uno de los objetivos del Mantenimiento Industrial, por lo que implementar un plan de mantenimiento preventivo con inspecciones periódicas ayuda enormemente a visualizar las condiciones de operación y desempeño.

De ahí la importancia de desarrollar un Manual de Mantenimiento Preventivo para la planta de alimentación de la central telefónica GSM de Alcatel. Dicha planta mantiene en funcionamiento la central y junto con los dos bancos de baterías sirve de soporte en situaciones de emergencia en donde el fluido eléctrico sea suspendido momentáneamente.

Algo importante de resaltar, es el hecho de que al ser una planta rectificadora, muchos de sus elementos funcionan con corriente directa, tal es el caso de los breakers de salida de los módulos de distribución, los cuales son breakers miniatura, pero de uso específico para corriente directa.

Para poder determinar las condiciones de funcionamiento de planta, se realizaron mediciones de corriente, tensión y temperatura en los terminales de las celdas de los bancos de baterías, en las barras conductoras, en los breakers de corriente directa y alterna y entre muchos de los dispositivos que la conforman. Además se contó con la información que el fabricante de los equipos proporciona en sus manuales de operación e instalación.

El principal problema de las torres de transmisión diagnosticadas era que ante una descarga atmosférica, los tableros de breakers principales se disparaban en el mejor de los casos, o se quemaban en el peor de ellos.

Se procedió a realizar mediciones de la resistencia del suelo para poder determinar la condición actual de las mallas y hacer las correcciones pertinentes. Las mediciones de campo fueron realizadas con el EARTH RESISTANCE TESTER MODEL 4102, estas fueron realizadas bajo condiciones de clima seco ya que si se realizan durante la época de lluvia, influye de manera negativa en el análisis, ya que

proporcionaría una resistencia muy baja cuando lo que se busca es determinar la resistencia en la peor condición para el suelo. Otros aspectos que se evaluaron en los sistemas de puesta a tierra fueron la colocación de registros en alguna de las varillas para inspecciones posteriores, el calibre del conductor utilizado, las dimensiones de las varillas de cobre, el correcto aterrizamiento de la barra maestra de tierras, la configuración del anillo de tierra, y la equipotencialidad del sistema, la colocación de piedra de cuarta para disminuir el voltaje de contacto y de paso, entre otras.

Para determinar la resistividad del suelo, se usó el Método de Wenner y la carta maestra de resistividad y profundidad, además del Método del 62% para determinar la resistencia de la malla.

Es importante que se tenga un sistema de tierras debidamente dimensionado, principalmente por la seguridad del personal que trabaja con estos equipos, y segundo, para garantizar el correcto funcionamiento y protección ante situaciones de falla.

Introducción

En el mundo actual los sistemas de información y comunicación son muy importantes para el desarrollo de los negocios, de las personas y de muchos países.

Costa Rica es un país que se ha destacado por colocarse siempre al lado de los avances tecnológicos que se dan en el mundo, con mucho esfuerzo y dedicación se ha logrado la puesta en marcha de la Central Telefónica GSM cuyo proveedor es Alcatel Costa Rica.

Como se ha visto en estadísticas, los costarricenses somos unos de los consumidores que más tiempo hablan por teléfono celular por lo que la continuidad del servicio es muy importante, como también lo es el mantenimiento que se le brinde a la central y a todos los elementos que la conforman para garantizar su funcionamiento ininterrumpido y de calidad.

Los proyectos que a continuación se detallarán corresponden a un Manual de Mantenimiento Preventivo de la planta alimentadora de energía de la central, así como un diagnóstico de los sistemas de puesta a tierra de una de las torres de transmisión.

Definición del problema

No existía un plan de mantenimiento preventivo para la planta Vortex -48VDC, por lo que no se sabía si ésta estaba funcionando dentro de los parámetros del fabricante.

También era necesario realizar un diagnóstico de los sistemas de puesta a tierra de algunas torres de transmisión, las cuales han presentado problemas con descargas atmosféricas.

Capítulo I

La empresa: Alcatel de Costa Rica S.A.

La historia de Alcatel de Costa Rica

Está directamente vinculada a la Corporación ITT, pues aunque en el año 1987 Alcatel la compra, fue precisamente ésta la que en 1963 por medio de su subsidiaria francesa CGCT, inicia operaciones al instalar centrales telefónicas suministradas al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), único operador con que cuenta el país.

ITT de Costa Rica nació en 1973, esta vez para la comercialización de centrales PABX de ITT; IT-Alcatel lo hace en 1981, con la adjudicación de las primeras licitaciones por parte del ICE.

Sin embargo, el gran cambio estratégico se produce en 1987, con la compra de ITT por parte de Alcatel, asumiendo el nombre de Alcatel de Costa Rica S.A, cuya totalidad de acciones, comunes y nominativas, pertenecen a la sociedad Alcatel Services Internacionales B.V, empresa debidamente constituida y legalizada según las leyes de Holanda.

Posteriormente, en 1989 Alcatel compró también la firma Telettra, y asumió por ende sus operaciones en Costa Rica.

Fue precisamente en 1987, que Alcatel Costa Rica instaló en toda Centroamérica una red de microondas transnacional excepto en Panamá y centró su labor en la ampliación de la red de centrales telefónicas francesas, además de lograrse varios concursos.

Por su presencia en toda la región se toma la decisión en 1995 de reestructurar a Alcatel en lo legal y lo operativo, y se coloca a nivel mundial como una sola entidad legal en cada país. Esta etapa de reestructuración culmina en 1996.

Actualmente Alcatel no está en el mercado de los aparatos telefónicos en Costa Rica debido a que la banda asignada, BSS era de 1.900 MHz y la GSM es de 1.800 MHz y los aparatos de ALCATEL funcionan solo en 1800 MHz.

Alcatel - El Salvador

Inicio de actividades

La presencia de Alcatel arranca desde el 1 de diciembre de 1966, como ITT Centroamérica. Hasta 1998, fecha de la privatización del operador nacional ANTEL, el negocio de Alcatel en El Salvador se limitaba al mercado privado.

La privatización de ANTEL que desde este momento se llamó CTE, impulsó el mercado con la llegada de otros operadores como FRANCE TELECOM, TELEFONICA, SALNET Y TELEMOVIL. Esta apertura del mercado fue favorable para Alcatel que tuvo importantes logros en 1999 y en el año 2000.

Durante el año 1999, Alcatel de El Salvador, en el campo de la conmutación logró introducir un equipo E10 con una central que tiene la particularidad de ser la más importante de Centroamérica en cuanto a tráfico y a la capacidad.

En el mismo tiempo que la conmutación, se instaló una plataforma de Red Inteligente con cinco servicios, uno de ellos corresponde al sistema de tarjeta prepagada. Uno de los logros más recientes es la instalación de la Red Microondas del CTE en PDH y SDH.

Los logros continuaron produciéndose en el año 2000. El primero fue la instalación de una segunda Central E10 para ampliaciones de telefonía rural. Uno de los mayores logros que se constituyó en una primicia mundial fue sustituir en su totalidad la Red Celular al Sistema Europeo GSM.

ALCATEL mantiene en la actualidad del 30 a 40% del mercado de la telefonía.

Alcatel - Guatemala

Inicio de actividades

ALCATEL DE GUATEMALA fue fundada, originalmente, con el nombre social de “Internacional de Teléfonos y Telégrafos de Guatemala, Sociedad Anónima” y bajo el nombre comercial de “ITT de Guatemala”, el 24 de marzo de 1972. Ocho años después, el 26 de mayo de 1980 cambió su razón social a “ISEL de Guatemala, Sociedad Anónima”. Sin embargo, siete años después el 24 de Mayo de 1987 con la fusión ITT- Alcatel, se produce un nuevo cambio con ello la denominación actual de “ALCATEL DE GUATEMALA, SOCIEDAD ANÓNIMA”.

Sistemas Empresariales

ALCATEL está presente en Guatemala brindando los siguientes servicios al cliente: ventas, soporte y asesoría técnica, instalación y mantenimiento tanto en “Sistemas de Voz” como para sus “Sistemas de Datos” (DATACOM) a las empresas guatemaltecas.

Alcatel Panamá

Inicio de actividades

Alcatel-Panamá inicia negocios en 1986 con proyectos de Radio Multiacceso en el Archipiélago de San Blas. Un segundo proyecto fue la instalación de un backbone de fibra óptica, de 280 km de longitud por la vía del ADM y STM que sale de Panamá hasta Agua Dulce. Para Cable and Wireless (Principal operador de Panamá).

En octubre de 1997, C&W invita a ALCATEL a participar en un proyecto de 200. 000 líneas fijas. En el mes de noviembre se prepara y se somete la oferta. Y tomándose el contrato o instalándose exitosamente esas líneas en 1998.

En la actualidad el énfasis del negocio está en el mercado de datos. Se han instalado dos centrales internacionales por lo que el tráfico internacional de Panamá esta soportado únicamente por la tecnología de ALCATEL.

Objetivos de Satisfacción de Clientes y Calidad

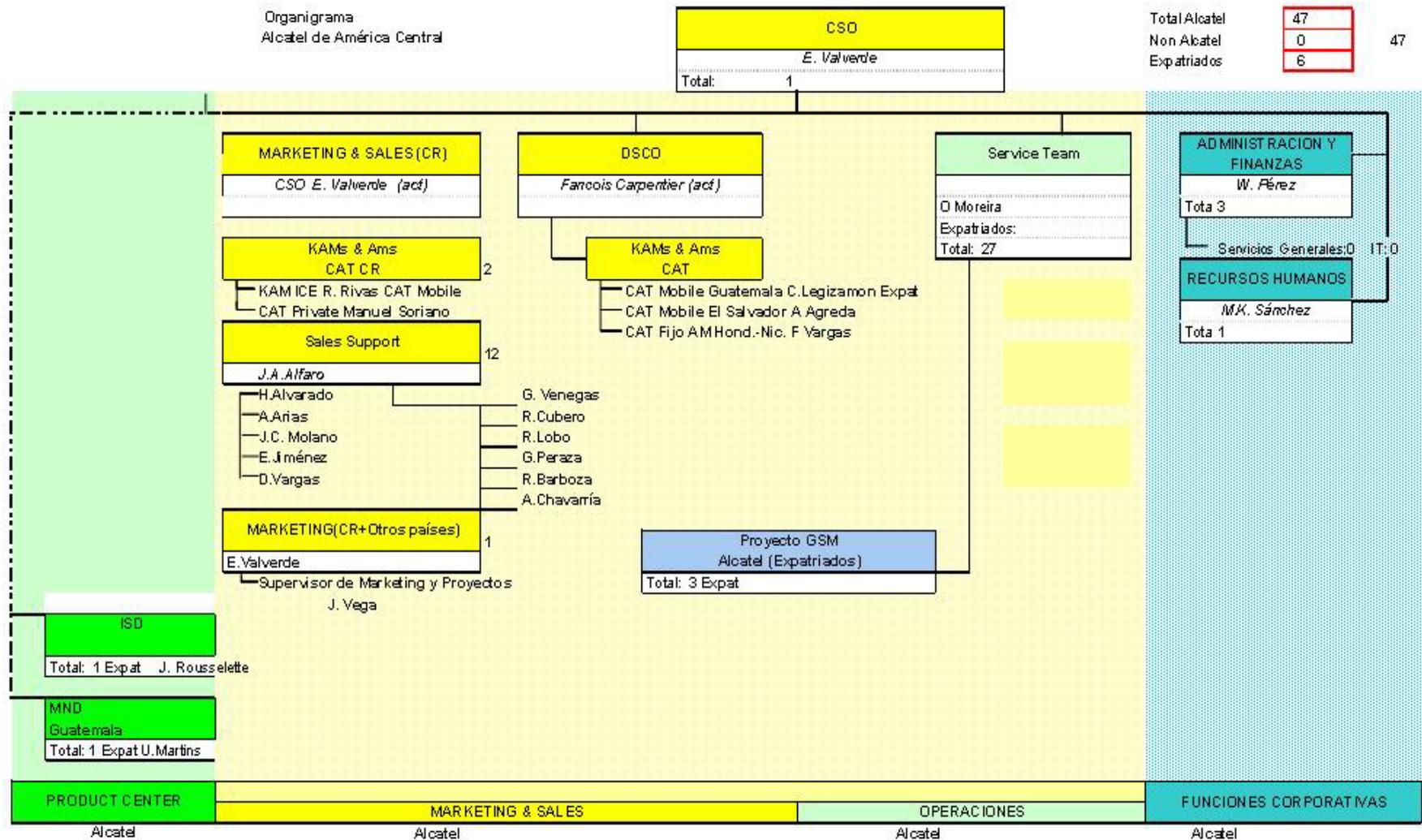
- a. La satisfacción del Cliente es nuestra prioridad, cumpliendo con los compromisos asumidos.
- b. ~ Mantener una actitud permanente en la Mejora Continua.
- c. Desarrollar y mantener el Sistema de Gestión de Calidad en la Empresa y obtener la certificación ISO 9001:2000.

Política de Satisfacción de Clientes y Calidad

La Gestión de Calidad asumida por Alcatel de Costa Rica está orientada a satisfacer tanto los requisitos y necesidades de nuestros Clientes como las normativas legales y reglamentarias vigentes; teniendo como actitud la mejora continua de nuestros productos, procesos y servicios, de forma tal que Alcatel de Costa Rica sea reconocida como un referente en Calidad, factor determinante en la rentabilidad de nuestra empresa.

La Dirección General se compromete a velar porque esta Política sea difundida y cumplida en todos los niveles de la Organización, proveyendo los recursos necesarios para el mantenimiento y mejoramiento continuo del sistema de gestión de calidad.

Figura 1.1: Organigrama



Capítulo II

Manual de Mantenimiento Preventivo.

Concepto de Mantenimiento.¹

En el ámbito industrial, mantenimiento se refiere a todas aquellas actividades que se realicen para controlar el desgaste de una máquina o para restablecer sus condiciones originales.

Por lo tanto mantenimiento es el responsable de:

- a. Controlar la desviación que puedan experimentar los índices de funcionamiento global de las máquinas.
- b. Generar las actividades necesarias para restablecerlos.

Se definen los índices de funcionamiento global como aquellos indicadores capaces de determinar si una máquina está funcionando bien o mal. Ayudan a decidir en que máquinas es necesario efectuar un análisis del origen de la desviación o si se puede esperar el dato siguiente.

Estos índices pueden ser de diferentes elementos como: unidades producidas o rechazadas, horas de paro, eficiencia, velocidad de operación, disponibilidad, entre muchos otros.

Debido al avance tecnológico en cuanto al desarrollo de mejores máquinas de producción, el mantenimiento ha tenido que modernizarse y adoptar sistemas modernos de administración de mantenimiento, como por ejemplo:

1. Sistemas de información que generen estadísticas e informes para controlar el desgaste de la maquinaria.
2. Sistemas para la organización y control del trabajo.

¹ Tomado de **Curso de Administración de Mantenimiento** del ingeniero Jorge Valverde. Páginas 1-9.

3. Sistemas para identificar fallas recurrentes.
4. Implantación de programas de mantenimiento preventivo.
5. Implantación de programas de mantenimiento predictivo.
6. Sistemas para el control de los costos de mantenimiento.
7. Sistemas para el control de inventarios de repuestos.
8. Uso de software que facilite la administración del mantenimiento.
9. Uso de tecnologías como el mantenimiento productivo total (TPM) y mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM).
10. Desarrollo de programas de capacitación.
11. Desarrollo de grupos para el análisis de los efectos de los modos de falla (FMEA).

Definición de Mantenimiento Industrial.

Conjunto de acciones técnicas y administrativas tendientes a garantizar que la producción pueda ejecutar su función eficientemente.

Es una función de servicio que se ha definido en la empresa, para lograr a un costo óptimo la conservación de la planta física y el funcionamiento eficiente de las máquinas, de manera que se garantice el cumplimiento de las metas de producción bajo condiciones seguras de operación.

Mantenimiento es el trabajo emprendido para cuidar y restaurar hasta un nivel económico compatible o norma aceptable, todos y cada uno de los medios de producción existentes, es decir, los terrenos, los edificios, los equipos y las instalaciones.

Importancia del Mantenimiento Industrial.

Su importancia radica en la posibilidad de influir en los costos de producción. Si el mantenimiento logra disminuir los paros durante los periodos productivos y garantizar

la calidad de los productos, los costos por producción no efectuada y unidades rechazadas serán bajos.

El mantenimiento incide directamente en la productividad, seguridad, medio ambiente, calidad de los productos y ahorro energético. Esto resalta la importancia estratégica del mantenimiento, su nivel ha subido dentro de la empresa.

Objetivos de un Departamento de Mantenimiento.

Los siguientes puntos son ejemplos de los objetivos que tiene el mantenimiento en muchas empresas:

- a. Lograr que las máquinas funcionen eficientemente, minimizando los paros ocasionados durante la producción.
- b. Lograr que las máquinas funcionen correctamente garantizando condiciones seguras de operación.
- c. Lograr que las máquinas alcancen la vida útil establecida por el fabricante y de ser posible aumentarla.
- d. Lograr la máxima eficiencia en la ejecución de las reparaciones.
- e. Lograr una correcta retroalimentación de los trabajos realizados.
- f. Lograr que la labor de mantenimiento se realice a un costo óptimo.
- g. Lograr que los diferentes talleres o secciones encargadas de dar el servicio, cuenten con repuestos y materiales necesarios.
- h. Lograr una clara definición de las responsabilidades y funciones de cada uno de los trabajadores del departamento.
- i. Lograr que los talleres y el personal del departamento de mantenimiento cuenten con el equipo de seguridad necesario.

Funciones de un Departamento de Mantenimiento.

Los siguientes puntos son ejemplos de algunas funciones que competen al Departamento de Mantenimiento:

- a. Realizar inspecciones de mantenimiento preventivo en las máquinas.
- b. Corregir las fallas que se presentan en las máquinas durante los periodos de producción.
- c. Efectuar modificaciones a las máquinas.
- d. Efectuar montajes de nuevas máquinas y reubicaciones de las ya existentes.
- e. Desarrollar programas para entrenamiento del personal.
- f. Poner en funcionamiento sistemas para el control de los costos de mantenimiento.
- g. Realizar estudios para determinar qué repuestos se pueden hacer en la planta o en el país.
- h. Realizar estudios para determinar las cantidades óptimas de repuestos y materiales que se deben tener en bodega.
- i. Establecer procedimientos administrativos y técnicos para la ejecución de los trabajos.

Tipos de Mantenimiento.²

Mantenimiento Preventivo (MP).

Según Álberr Ramón, en el libro Administración de Mantenimiento, explica: “el mantenimiento preventivo puede ser definido como la conservación planeada de instalaciones y equipo, producto de inspecciones periódicas que descubren

² Rafael Barrantes Segura, **Proyecto de Graduación**, Escuela de Ingeniería Electromecánica, Junio 1998. Páginas 29-37.

condiciones defectuosas. Su finalidad es reducir al mínimo las interrupciones y una depreciación excesiva, resultantes de negligencia”.

Este tipo de mantenimiento puede ser implementado por medio de un Programa de Mantenimiento Preventivo (PMP) y necesita para su funcionamiento una adecuada organización, ya que involucra acciones antes y después de efectuada la inspección.

Cuando hablamos de acciones antes, se refiere a programar los trabajos al analizar todos los aspectos, tales como coordinación con producción, también con el personal de mantenimiento, con bodega para los materiales y con cualquier otro departamento involucrado con los trabajos.

Las acciones después, se refieren que después de realizar las inspecciones se debe analizar la información aportada por los técnicos, para ingresarlos en los documentos de historial; lo que permitirá, revisar las inspecciones para ajustarlas en su frecuencia, duración, y formato, con lo cual se estará mejorando cada año el PMP.

El Programa de Mantenimiento Preventivo variará de una empresa a otra, lo anterior debido a aspectos como disponibilidad que pueda tener el Departamento de Mantenimiento para realizar las inspecciones y las posibilidades económicas de la empresa. Por lo tanto, existirán programas más refinados que otros.

Un Programa de Mantenimiento bien elaborado, debe incluir: una inspección periódica de las instalaciones y equipo para descubrir situaciones que puedan originar fallas o una depreciación perjudicial; el mantenimiento es necesario para remediar esas situaciones antes de que lleguen a revestir gravedad.

Dentro de los tipos de inspecciones, tenemos:

1. Con máquina parada: son las inspecciones que tienen relación con el desarme del componente por revisar.
2. Con máquina en marcha: son las inspecciones que tienen relación con la medición de los parámetros de funcionamiento.

Las descripciones de las inspecciones deben cumplir con:

1. Objetivo. Definir el componente por revisar y determinar el tipo de revisión.
2. Orientación. Es la acción que debe realizar el operario luego de la revisión.

Este programa es implantado por el Programa de Mantenimiento Preventivo, el cual es un tipo de mantenimiento que necesita una adecuada organización, y que involucra acciones antes y después de efectuar una inspección las cuales mencionamos anteriormente.

En un PMP toma mucha importancia el “criterio preventivo”, ya que existe la necesidad de sustituir piezas que verdaderamente estén malas o defectuosas. Este programa no sólo puede determinar cuál pieza esté dañada, sino también debe investigarse detalladamente las piezas cambiadas y estimar una frecuencia mayor o menor según el estado de la misma, lo cual nos ayudará a explorar al máximo la vida útil y no esperar a que la pieza falle para así saber su duración.

El PMP requiere de un seguimiento detallado en sus primeras etapas. El encargado de implantar el programa debe asegurarse de supervisar todas las inspecciones, y observar si se realizan según lo establecido en el Manual del Programa, sino, entender el porqué de tal situación, si es para bien o para mal del programa. Esto nos dará una mejor y mayor visión, con lo cual en algunos casos, podremos ampliar las partes por inspeccionar y mejorar las ya establecidas. Otro motivo por el cual debemos realizar este seguimiento, es para ir formando mentalidades preventivas en las personas que ejecutan los trabajos, ya que las inspecciones deben hacerse a conciencia, de modo que realmente se pueda encontrar a tiempo una falla o deficiencia, además de cómo estas personas deberán suministrar toda información y datos sobre los trabajos realizados; a la vez se puede aprovechar el seguimiento para instruir a las personas sobre la manera de presentar dicha información.

Entre los objetivos del Programa de Mantenimiento Preventivo, citamos los siguientes:

1. Minimizar los paros por fallas de los equipos y planta física para que no sufran deterioro excesivo o prematuro.

2. Mejor conservación y duración de equipos.
3. Lograr que las máquinas funcionen eficientemente alcanzando condiciones seguras de operación.
4. Aumentar la vida útil de los activos.
5. Servir como un medio para optimizar los costos de mantenimiento.
6. Menor costo por concepto de reparaciones. Cuando una parte falla en servicio, suele dañar otras partes y con ello aumenta todavía más el costo de la reparación. Una atención previa a que se presenten averías reducirá los costos.

Mantenimiento Correctivo (MC).

Este tipo de mantenimiento se define como aquél que consiste en localizar y dar resultado inmediato de las fallas ocurridas en las máquinas. Roberto Bravo, autor del libro *Administración de Mantenimiento Industrial*, de la editorial EUNED, define al mantenimiento correctivo como “aquel conjunto de operaciones que permiten que una determinada máquina vuelva a trabajar en óptimas condiciones después de un tiempo de paro, por el fallo de una o varias de sus partes, a causa del desgaste o fatiga”³.

La falla la podemos definir como el desgaste o desajuste imprevisto, que no permite que la máquina funcione eficazmente.

En todo mantenimiento hay que tener muy claro que la solución de la falla debe de realizarse lo más rápido posible para así evitar que la máquina permanezca mucho tiempo detenida, afectando los niveles de producción de una empresa. El tiempo que la máquina pasará detenida según el grado de la falla, dependerá de la decisión

³ Bravo, Roberto. **Administración del Mantenimiento Industria**. Editorial Universidad Estatal a Distancia, Primera Edición. Pág. 47.

tomada por la dirección del departamento de Mantenimiento Industrial el cual tiene el deber de reparar la máquina y dejarla en óptimas condiciones.

La resolución de las fallas en los períodos de producción, juega un papel importante dentro del funcionamiento de la empresa, por tal motivo la dirección del Departamento de Mantenimiento Industrial debe ser preparada y organizada y poner mayor atención en los siguientes puntos:

1. El personal de mantenimiento referido al mantenimiento correctivo, debe poseer una mentalidad especial, debe actuar y pensar rápidamente, mantener la calma y seguridad para ubicar la falla con el menor número de pasos, y atacarla con una alternativa de solución. Es necesario que las personas encargadas del correctivo posean suficiente capacitación y conocimientos de cómo funcionan las máquinas.
2. En la medida de lo posible, se debe hacer todo lo que se pueda para que la empresa cuente con todos los repuestos y materiales cerca de la zona de producción y no en la bodega general, sobre todo cuando ésta está en una zona muy alejada.

Mantenimiento Predictivo (MPE).

El mantenimiento predictivo es un tipo de mantenimiento que se basa en la medición periódica, para así determinar y conocer la condición de la máquina mientras trabaja en la producción, para esto se debe utilizar instrumentos y técnicas especiales. Todo esto con el motivo de determinar posibles daños o desgastes que lleven a una falla y así corregirlos a tiempo, sin menos daños.

Dentro de las características podemos mencionar y destacar que el mantenimiento predictivo es similar al mantenimiento preventivo, pero que al igual que la lubricación, se debe tratar como un programa aparte ya que implica: planificación, programación y control.

Para la creación de este tipo de mantenimiento se deben determinar las verificaciones o mediciones que se requieren efectuar. Por ejemplo: fisuras internas o externas, estado de los aceites, consumo de corriente, entre otros, ya que todo esto determinará el tipo de instrumentos por utilizar.

Dentro de los instrumentos que se utilizan para el mantenimiento predictivo están los siguientes: magnaflux, líquidos penetrantes, rayos X, ultrasonidos, analizadores de vibración, entre otros.

A la hora de instalar el mantenimiento predictivo se debe determinar y analizar el tipo de operario que efectuará las mediciones, el cual interpretará datos y resultados, y usará instrumentos. Debe ser una persona capacitada debidamente en el manejo de los instrumentos, deberá conocer muy bien las máquinas en lo referente a operaciones y reparaciones.

Mantenimiento Programado (MPR).

Se define como un tipo de mantenimiento el cual se basa en la realización de trabajos planificados que no pertenecen a un PMP. A continuación se muestran algunos ejemplos de los trabajos de MPR:

- a. Programas de trabajo semanales o aprovechando algún paro de producción.
- b. Trabajos producto de una inspección de MP.
- c. Reparaciones a reductores, bombas, motores eléctricos, válvulas.
- d. Modificaciones a los equipos.
- e. Montaje de máquinas.

Mantenimiento Extraordinario (ME).

Es el tipo de mantenimiento relacionado con la ejecución de trabajos esporádicos, cuya importancia y costo hacen necesario separarlos de los trabajos normales efectuados por el departamento de mantenimiento industrial. Estos trabajos van a requerir de una planificación y programación.

Esta clase de mantenimiento demandará en gran medida de la atención del departamento de mantenimiento ya que puede implicar una reorganización del mismo. Por ejemplo: asignación de personal que trabaje en los períodos extraordinarios, análisis para la búsqueda de la manera de no descuidar otras labores.

El costo de las reparaciones normalmente son muy elevadas ya que provocan alteraciones dentro del presupuesto del departamento de mantenimiento, por lo que se separa, de manera que los gastos se puedan contabilizar en una forma aislada.

Algunos ejemplos de montajes que realiza el mantenimiento extraordinario: montajes, modificaciones importantes, trabajos grandes como overhaul.

Mantenimiento General (MG.).

Este tipo de mantenimiento se refiere a aquellos trabajos tales como: limpieza, eliminación de desechos, mantenimiento de jardines, plomería, albañilería.

Operación de máquinas (OM).

Se puede considerar un tipo de mantenimiento, ya que los funcionarios que realizan los trabajos de operación pertenecen al departamento de mantenimiento. Este tipo de mantenimiento cubre todo lo asociado con las operaciones de las máquinas, tales como: salas de calderas, sala de máquinas y compresores.

Programa de Mantenimiento Preventivo.

La elaboración de un Programa de Mantenimiento Preventivo requiere de una serie de etapas para que se lleve a cabo con éxito.

Etapas de un Programa de Mantenimiento Preventivo.

a. Seleccionar las máquinas que formarán parte del PMP.

La planta Vortex –48 VDC y los bancos de baterías Absolyte se escogieron principalmente por la importancia que tienen en el funcionamiento de la central de teléfonos celulares GSM de Alcatel. La primera es la fuente principal de energía y los segundos funcionan como una especie de suministro de emergencia en caso de que ocurra un corte de energía por parte de la compañía proveedora. Ver anexo 1

b. Valorar el Grado de Deterioro de las Máquinas.

Debido a la importancia que representan la planta y el banco de baterías, su vida útil también es de suma importancia.

En el caso de la planta, su deterioro va relacionado principalmente con la carga a la cual esté sujeta. Su vida útil se ve afectada si opera en las condiciones límites para la cual fue diseñada.

En cuanto a las baterías, éstas son más susceptibles a un deterioro causado por diversos factores como incrementos elevados de temperatura en sus celdas, variaciones de voltaje en los terminales y la variación de la temperatura ambiente.

Al observar las condiciones de operación (ver Anexo 11) de la planta Vortex vemos que se encuentra a la mitad de su capacidad nominal de operación. Los dos bancos de baterías tienen variaciones de temperatura relativamente constantes que junto con la temperatura ambiente no presentan mucha variación, estas variaciones de temperatura se encuentra por debajo de los 25°C recomendados por el fabricante, provocando una reacción algo retardada ante una emergencia. Pero sí hay presencia de variaciones de voltajes en las celdas, lo que afecta su modo de operación y su vida útil. Ver anexo 12.

c. Estudio Técnico de las Máquinas.

Tanto la planta Vortex –48 VDC como los bancos de baterías cuentan con sus respectivos manuales de instalación y/o operación, así como planos de conexión y de distribución.

También se ha consultado a empresas como Cutler-Hammer sobre mantenimiento de breakers y compartimientos de distribución eléctrica. Ver anexo 2.

d. Formación del Archivo Técnico.

Este archivo cuenta con los manuales del fabricante de la planta, del banco de baterías, catálogos de breakers de AC y DC, planos de instalación, diagramas de conexión eléctrica, entre otros.

e. Codificación de las Máquinas.

Sección: Departamento Mantenimiento GSM

GSM

Máquina: Planta Vortex –48 VDC

VPS

f. Determinar los parámetros de funcionamiento global.

Eficiencia. La planta presenta un valor de eficiencia de aproximadamente un 90%.

Tiempo de descarga. Es de 4 horas para los bancos de baterías, este tiempo es afectado por las condiciones de funcionamiento de las celdas y factores ambientales.

g. Definir los objetivos específicos del PMP.

1. Mantener la eficiencia de la planta en el valor aportado por el fabricante.
2. Mejorar el tiempo de reacción de los bancos de baterías ante una emergencia.
3. Mantener y mejorar la vida útil de la planta y del banco de baterías.

h. Dividir la Máquina en Partes.

Tabla 2.1 Partes de la máquina

Partes	Código	Denominación
Compartimentos de Potencia	VPS-PB	Power Bay
Compartimentos de Distribución	VPS-DB	Distribution Bay
Barras Conductoras	VPS-BB	Bus Bar
Banco de Baterías	VPS-AB	Absolyte Batteries
Cableado eléctrico	VPS-WI	Wiring

i. Dividir las Partes de la Máquina en Subpartes

Tabla 2.2 Lista de Subpartes

Compartimentos de Potencia	
Compartimiento 58212110005	VPS-PB-01
Compartimiento 58212110008	VPS-PB-02
Compartimiento 58212110011	VPS-PB-03
21 Breakers 60A LEL-1	VPS-PB-04
10 PCU's V200D50	VPS-PB-05
Placas de entrada AC	VPS-PB-06
Barras de salida DC	VPS-PB-07

Compartimentos de Distribución	
Compartimiento Principal	VPS-DB-01
Compartimiento Suplementario	VPS-DB-02
MCA 500732	VPS-DB-03
SMART DGU Spec. 586503500	VPS-DB-04
Módulo de desconexión de baterías 1200A	VPS-DB-05
3 Módulos conductores de distribución de 16	VPS-DB-06
8 Breakers 30A LEL-1	VPS-DB-07
15 Breakers 40A LEL-1	VPS-DB-08
6 Breakers 50A LEL-1	VPS-DB-09
16 Breakers 75A LEL-1	VPS-DB-10
4 Módulos conductores de distribución de 5	VPS-DB-11
16 Breakers 175A GJ/218	VPS-DB-12
Barras conductoras de aluminio	VPS-DB-13
Barras Conductoras	
5 Soportes de Montaje	VPS-BB-01
2 Barras 500596 de 8 láminas de cobre	VPS-BB-02
6 Barras de interconexión de 7 láminas 507060	VPS-BB-03

2 Barras de interconexión de 6 láminas 507060	VPS-BB-04
4 Placas (-) de 2 láminas de cobre	VPS-BB-05
12 Clips de sujeción de 8 láminas	VPS-BB-06
4 Clips de sujeción de 7 láminas	VPS-BB-07
4 Clips de sujeción de 6 láminas	VPS-BB-08
2 Barras 500701 de 8 láminas de cobre	VPS-BB-09
2 Barras 501104 de 8 láminas de cobre	VPS-BB-10
3 Barras conectoras (-) 506678 de cobre	VPS-BB-11
3 Barras conectoras (-) 506677 de cobre	VPS-BB-12
3 Barras conectoras (+) 506676 de cobre	VPS-BB-13
3 Barras conectoras (+) 506675 de cobre	VPS-BB-14
2 Barras 501105 de 7 láminas de cobre	VPS-BB-15
2 Barras 501106 de 6 láminas de cobre	VPS-BB-16
Tuercas, pernos, arandelas, tornillos, etc.	VPS-BB-17
Banco de Baterías	
48 Celdas de ácido sulfúrico	VPS-AB-01
Barras conectoras de aluminio	VPS-AB-02
Terminales (+ y -)	VPS-AB-03

Protectores plásticos frontales	VPS-AB-04
Protectores plásticos de los terminales	VPS-AB-05
Sujetadores de los protectores	VPS-AB-06
Módulo de compensación por temperatura	VPS-AB-07
Tuercas, pernos, arandelas, tornillos, etc.	VPS-AB-08
Cableado Eléctrico	
Cableado de entrada AC	VPS-WI-01
Cableado #8 hacia breakers 60A	VPS-WI-02
Cable de puesta a tierra	VPS-WI-03
Cableado de salida hacia la Central GSM	VPS-WI-04
Cableado de salida hacia banco de baterías	VPS-WI-05
Sujetadores y conexiones	VPS-WI-06
Tuercas, pernos, arandelas, tornillos, etc.	VPS-WI-07

j. Elaboración del Manual de Mantenimiento Preventivo (MMP).

En el Manual de Mantenimiento Preventivo (MMP) se concentra toda la información relacionada con las inspecciones que se deben realizar en la máquina o máquinas seleccionadas.

El formato del MMP consta de:

- a. Nombre y Código de la Máquina, definido anteriormente.
- b. Nombre y Código de la Parte, definido anteriormente.

- c. Nombre y Código de la Subparte, definido anteriormente.
- d. Código de la inspección. Se definirá con números, letras, colores o figuras, generalmente es un consecutivo.
- e. Descripción de la inspección: Se requiere definir la subparte a revisar, el tipo de revisión, la orientación o la acción que el técnico debe realizar, determinar la referencia al manual del fabricante y definir la referencia técnica.
- f. Frecuencia de la inspección. Se refiere al número de veces que la inspección se debe realizar, dentro de un tiempo de referencia. Generalmente viene recomendada por el fabricante, por la ocurrencia de fallas, experiencia técnica, entre otros, y pueden estar sujetas a modificaciones hasta determinar la más adecuada.
- g. Duración de la inspección: Es la duración estimada para cada inspección, generalmente se expresa en minutos. La duración de la inspección es un dato fundamental para realizar la programación anual de las inspecciones. Al igual que la frecuencia, puede estar sujeta a cambios según los eventos que vayan aconteciendo.
- h. Operarios por inspección. Se refiere a la cantidad y especialidad de los operarios requeridos para ejecutar cada inspección. Normalmente, se indica la cantidad y el código de la especialidad.
- k. Determinar los Repuestos requeridos para ejecutar cada inspección.**

Se refiere al cálculo de la cantidad de repuestos por año requeridos por inspección, al considerar la frecuencia de la inspección así como la susceptibilidad de la subparte al deterioro.

I. Calcular la Disponibilidad para Mantenimiento Preventivo.

Representa la cantidad total en horas o minutos por semana, que se tienen para realizar las inspecciones.

Está conformado por los siguientes factores:

- a. Tiempo de No Producción (TNP). Se refiere a las horas o minutos por semana, que las máquinas están detenidas, según sus horarios de trabajo. Si no existe este tiempo, se debe negociar y definir la disponibilidad para mantenimiento preventivo.
- b. Técnicos Disponibles (TED): Se debe estimar la cantidad de técnicos por especialidad que se destinarán para realizar las inspecciones.
- c. Tiempo de No Producción Equivalente (TNPe). Es un tiempo de no producción que depende del número de técnicos asignados para trabajar en mantenimiento preventivo. Se puede expresar en minutos-operario por semana (min-operario/sem). **$TNPe = TNP * TED$**
- d. Cálculo de la Disponibilidad para Mantenimiento Preventivo. Cuando dentro del tiempo de no producción se realicen trabajos que correspondan a otros tipos de mantenimiento como el correctivo temporal o trabajos programados, este tiempo se debe considerar.

$$DMP = TNPe - TOT$$

Donde TOT = Tiempo para Otros Trabajos.

m. Elaboración del Gantt Anual.

Consiste en la programación de las inspecciones lo que permite la distribución en el tiempo. Generalmente se divide en las 52 semanas del año.

Las inspecciones se programarán en las diferentes semanas del año, según su periodo, frecuencia y según la disponibilidad que exista para ejecutar el

mantenimiento preventivo. Se inicia con las de periodo semanal y finaliza con las anuales.

n. Organizar la Ejecución de las Inspecciones.

Consiste en la definición del procedimiento administrativo y de diseño de la documentación necesaria para ejecutar las inspecciones.

El procedimiento administrativo involucra el diseño de un Flujograma Columnar que tome en cuenta todos los conceptos de forma y contenido relacionados con el diseño de procedimientos.

La documentación involucra el diseño de los documentos que se utilizarán para solicitar la ejecución de las inspecciones, registrar la retroalimentación técnica, registra el historial de las inspecciones y registrar los datos técnicos. Ver anexo 10

ñ. Definir la Estrategia de Motivación.

Busca determinar la mejor manera de involucrar a los participantes en el Programa de Mantenimiento Preventivo, y concientizarlos de la importancia del programa. Debe lograr que los jefes de taller y operarios se sientan parte del PMP.

o. Calcular el Costo Total del PMP.

El cálculo se debe realizar inspección por inspección. Determinando costo de mano de obra y repuestos para cada inspección.

1. Cálculo de la Mano de Obra:

CMO = Costo de la Mano de Obra

D = Duración de la inspección

F = Frecuencia de la inspección

CHH = Costo hora – hombre

$$\mathbf{CMO = D * CHH * F}$$

2. Cálculo de los Repuestos:

CRE = Costo de los Repuestos

CRA = Cantidad Repuestos por Año

CUT = Costo unitario

$$\mathbf{CRE = CRA * CUT}$$

3. Cálculo del Costo Total del Programa de Mantenimiento Preventivo:

Se obtiene sumando el costo de la mano de obra de todas las inspecciones más el costo de repuestos de todas las inspecciones.

CTMP = Costo Total del Programa de Mantenimiento Preventivo

CTMO = Costo Total de Mano de Obra de todas las inspecciones

CTRE = Costo Total de Repuestos de todas las inspecciones

$$\mathbf{CTMP = CTMO + CTRE}$$

p. Inicio del Programa de Mantenimiento Preventivo.

La gerencia debe anunciar oficialmente el inicio del PMP, a partir de la fecha de inicio se cuantificarán los resultados de este programa.

q. Evaluar el Programa de Mantenimiento Preventivo.

Un criterio para evaluar los resultados del PMP es registrar los parámetros de funcionamiento global. Dichos parámetros se pueden graficar en el tiempo y observar su comportamiento.

Además, se puede llevar un registro de inspecciones realizadas contra inspecciones solicitadas y así determinar el porcentaje de cumplimiento del PMP.

r. Actualización del Programa de Mantenimiento Preventivo.

La actualización indica la necesidad de que cada vez que se cumpla un ciclo de ejecución del PMP, que generalmente es de un año, este se debe revisar, ajustar y mejorar antes de iniciar un nuevo ciclo.

También, la actualización se puede realizar dentro de un ciclo de ejecución, que permita realizar ajustes de frecuencias, duración y descripción de las inspecciones.

Circuitos Rectificadores Básicos.⁴

Un circuito rectificador convierte la potencia alterna en potencia directa. Hay muchos circuitos de rectificación diferentes que producen varios grados de aplanamiento en su salida DC. Los cuatro circuitos de rectificación más comunes son:

- a. El rectificador de media onda
- b. El puente rectificador de onda completa
- c. El rectificador trifásico de media onda
- d. El rectificador trifásico de onda completa

Una buena medida del aplanamiento del voltaje DC a la salida del circuito rectificador es el *factor de rizado* (factor de ondulación) de salida DC. El *porcentaje de rizado* en un suministro de potencia DC se define como la relación entre el valor rms de las componentes de corriente alterna en el voltaje de la fuente, y el valor DC del voltaje



⁴ Chapman, Stephen. **Máquinas Eléctricas**. McGraw-Hill, tercera edición. Páginas de la 164 a la 172.

donde $V_{ac, rms}$ es el valor rms de las componentes AC del voltaje de salida y V_{DC} es la componente DC del mismo voltaje. Cuanto menor sea el factor de rizado en una fuente de potencia, más plana será la onda DC resultante.

La componente DC del voltaje de salida V_{DC} es muy fácil de calcular ya que es el promedio del voltaje de salida del rectificador:



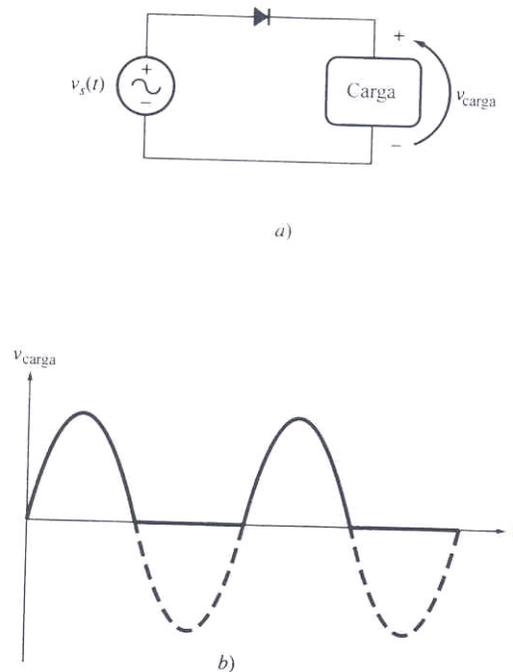
El valor rms de la parte alterna del voltaje de salida es más difícil de calcular, puesto que se debe sustraer primero la componente DC del voltaje. Sin embargo, el factor de rizado r puede calcularse mediante una fórmula diferente pero equivalente que no requiere el valor rms de la componente AC del voltaje. Esta fórmula para el rizado es



donde V_{rms} es el valor rms del voltaje total de salida del rectificador y V_{DC} es el voltaje de salida DC o promedio del rectificador.

El rectificador de media onda.

Figura 2.1: Rectificador de media onda.

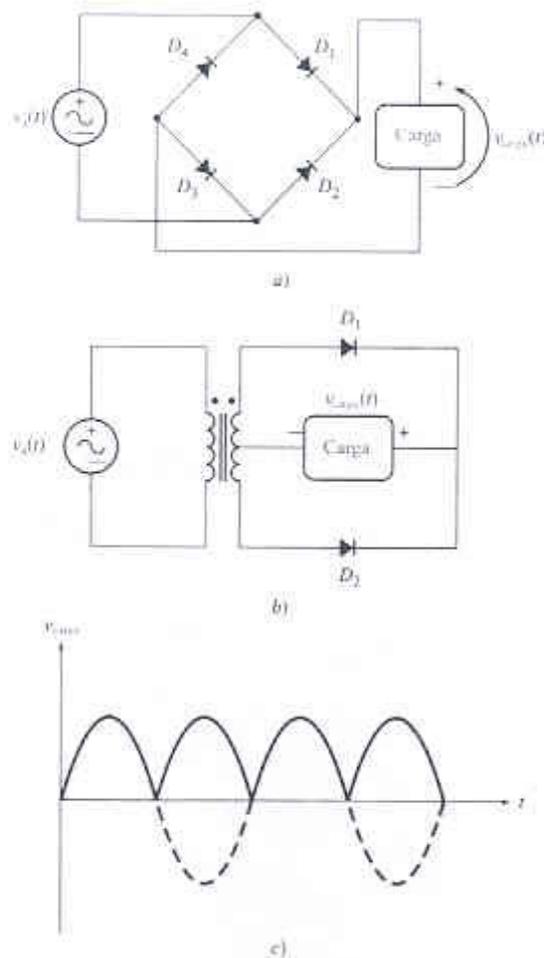


La figura 2.1 muestra un rectificador de media onda y su respectiva salida. El diodo conduce durante el semiciclo positivo y bloquea el flujo de corriente durante el semiciclo negativo. Un rectificador de media onda sencillo de esta clase, es una aproximación demasiado pobre a una onda DC constante que contiene componentes de frecuencia alterna a 60 Hz y todas sus armónicas.

Un rectificador de media onda tal como el de la figura, tiene un valor de rizado $r = 121\%$, lo cual significa que tiene más componentes de tensión alterna en su salida que componentes DC. Es claro que el rectificador de media onda es una forma muy pobre de producir un voltaje DC a partir de una fuente AC.

El rectificador de onda completa.

Figura 2.2: Rectificador de onda completa.

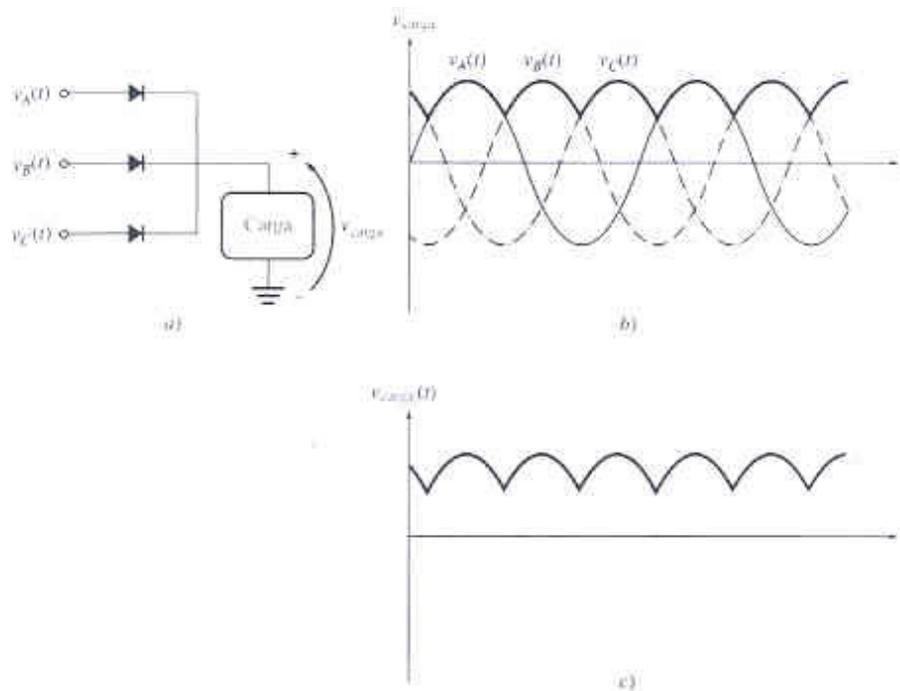


La figura 2.2(a) muestra un circuito puente rectificador de onda completa y su voltaje de salida. En este circuito, los diodos D_1 y D_3 conducen durante el semiciclo positivo de la entrada AC, y los diodos D_2 y D_4 , durante el semiciclo negativo. El voltaje de salida de este circuito es más plano que el voltaje de salida del rectificador de media onda pero contiene aún componentes de frecuencia a 120 Hz y sus armónicas. El factor de rizado de un rectificador de onda completa de este tipo es $r = 48.2\%$, mucho mejor que el del circuito rectificador de media onda.

Otro circuito rectificador de onda completa posible se muestra en la otra figura 2.2(b). En este circuito, el diodo D_1 conduce durante el semiciclo positivo de la entrada AC con la corriente retornando a través de la toma central del transformador, y el diodo D_2 conduce durante el semiciclo negativo de la entrada AC; la corriente retorna a través de la toma central del transformador. La onda de salida es idéntica a la mostrada en el circuito anterior.

Rectificador trifásico de media onda.

Figura 2.3: Rectificador trifásico de media onda.

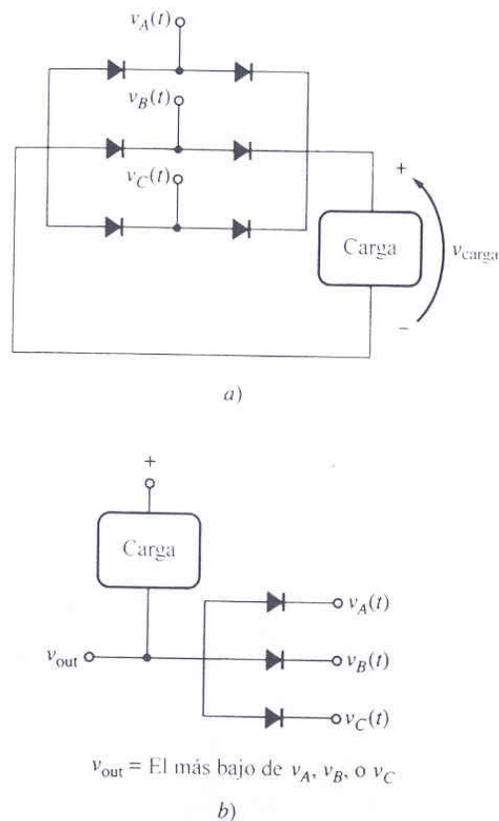


La figura 2.3 muestra un rectificador trifásico de media onda. El efecto de tener tres diodos con sus cátodos conectados a un punto común es que en cualquier instante conduce el diodo al cual se le aplica el voltaje más alto, y los otros dos diodos tendrán polarización inversa. En la figura se muestran los voltajes trifásicos aplicados al circuito rectificador. Nótese que el voltaje en la salida del rectificador en cualquier tiempo es justamente el mayor de los tres voltajes de entrada en ese momento.

Este voltaje de salida es casi tan plano como el del circuito puente rectificador de onda completa y contiene componentes de voltaje AC a 180 Hz y sus armónicas. El factor de rizado para un rectificador de este tipo es 18.3%.

Rectificador trifásico de onda completa.

Figura 2.4: Rectificador trifásico de onda completa.



La figura 2.4 muestra un rectificador trifásico de onda completa. Básicamente, un circuito rectificador de este tipo puede dividirse en dos componentes. Una parte del circuito se ve como el rectificador trifásico de media onda y sirve para conectar a la carga, en cualquier momento, el voltaje más alto de los voltajes trifásicos.

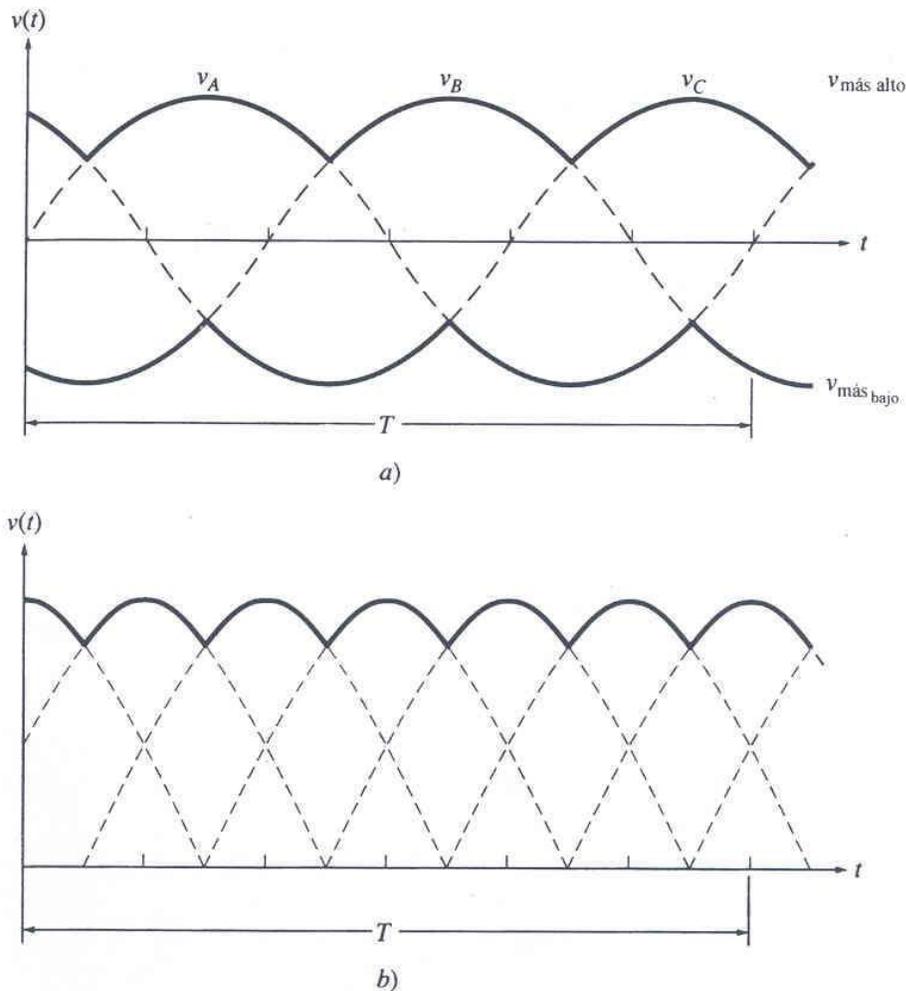
La otra parte del circuito consta de tres diodos orientados, con sus ánodos conectados a la carga y sus cátodos conectados a los voltajes de la alimentación.

Este arreglo conecta el más bajo de los tres voltajes de la alimentación a la carga durante todo el tiempo.

El rectificador trifásico de onda completa, siempre conecta el más alto de los tres voltajes a un extremo de la carga durante todo el tiempo y, el más bajo de ellos, al otro extremo de la carga.

La salida del rectificador trifásico de onda completa es más aplanada que la del rectificador trifásico de media onda. La componente AC de más baja frecuencia presente en aquél es 360 Hz y su factor de rizado es tan sólo 4.2%.

Figura 2.5: Voltaje de salida del rectificador trifásico de onda completa.



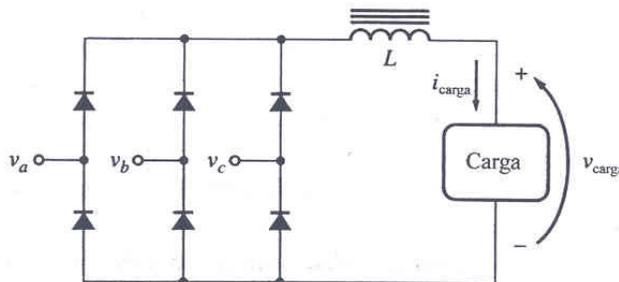
Filtrado de la salida del rectificador.

La salida de los circuitos rectificadores puede hacerse más suave (aplanada) mediante la utilización de filtros pasabajos que eliminan la mayoría de las componentes de frecuencia AC. Dos tipos de elementos que se utilizan para suavizar la salida del rectificador:

- Condensadores conectados a las líneas para suavizar los cambios de voltaje AC.
- Inductores conectados en serie con la línea para suavizar los cambios de corriente AC.

Un filtro común en circuitos de rectificación, utilizado en máquinas, es un inductor sencillo en serie o choque.

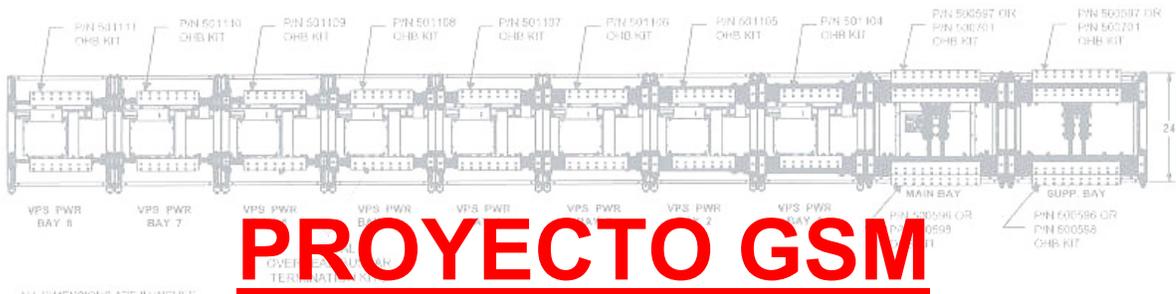
Figura 2.6: Filtro inductivo en serie con el rectificador trifásico.



Manual de Mantenimiento Preventivo

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

ALCATEL COSTA RICA



SAN JOSE, COSTA RICA

COMPARTIMIENTOS DE **POTENCIA**

VPS-PB

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA:		Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
PARTE:		Compartimientos de Potencia		CÓDIGO: VPS – PB	
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
Subparte:	Compartimiento 58212110005	CÓDIGO:		VPS – PB – 01	
1	Verificar que el compartimiento se encuentre libre de corrosión, si aparece se procederá a pintar con pintura anticorrosiva.	E	2	5	1
2	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos del compartimiento. Hacer referencia al anexo 3.	E	2	15	1
Subparte:	Compartimiento 58212110008	CÓDIGO:		VPS – PB – 02	
1	Verificar que el compartimiento se encuentre libre de corrosión, si aparece se procederá a pintar con pintura anticorrosiva.	E	2	5	1
2	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos del compartimiento. Hacer referencia al anexo 3.	E	2	15	1
Subparte:	Compartimiento 58212110011	CÓDIGO:		VPS – PB – 03	
1	Verificar que el compartimiento se encuentre libre de corrosión, si aparece se procederá a pintar con pintura anticorrosiva.	E	2	5	1
2	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos del compartimiento. Hacer referencia al anexo 3.	E	2	15	1
Subparte:	Breakers 60 A trifásicos	CÓDIGO:		VPS – PB – 04	
1	Verificar que la corriente del breaker sea la correcta para la cual fue diseñado, ésta no debe de exceder los 60 amperios.	E	2	10	1
2	Determinar tiempo de reacción del breaker.	E	2	5	1

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS			
PARTE: Compartimientos de Potencia		CÓDIGO: VPS – PB			
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
3	Revisar las condiciones físicas de los breakers, para determinar que no se dispara por problemas mecánicos.	E	2	20	1
Subparte: PCU's V200D50		CÓDIGO: VPS – PB – 05			
1	Revisar que el Led PCU Fail esté apagado. Si está encendido realizar procedimiento de inspección.	S	52	5	1
2	Revisar que el Led FAN Fail esté apagado. Si está encendido realizar procedimiento de inspección.	S	52	5	1
3	Tomar lectura de la corriente que circula por cada PCU. Esta no debe exceder los 200A.	M	13	5	1
4	Tomar lectura de la corriente que circula por el total de PCU's instaladas. Esta no debe exceder los 2000 amperios.	M	13	5	1
Subparte: Placas de entrada AC		CÓDIGO: VPS – PB – 06			
1	Verificar que las superficies de las placas de cobre se encuentren libres de oxidación. Si presentan oxidación se deben limpiar y aplicar grasa antioxidante.	E	2	5	1
2	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos de sujeción de los cables de entrada a las placas. Hacer referencia a la tabla sobre torques del anexo 3.	E	2	15	1
Subparte: Barras de salida DC		CÓDIGO: VPS – PB – 07			
1	Verificar que las superficies de las barras de cobre se encuentren libres de oxidación. Si presentan oxidación se deben limpiar y aplicar grasa antioxidante.	E	2	5	1

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO						
		ALCATEL COSTA RICA				
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM				
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías			CÓDIGO: VPS			
PARTE: Compartimientos de Potencia			CÓDIGO: VPS – PB			
N° Insp	INSPECCIÓN		PER	FRE	DUR	OPE
2	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos de sujeción de las placas. Hacer referencia a la tabla sobre torques del anexo 3.		E	2	15	1

Notas:

1. Se puede hacer referencia al **LOW-VOLTAGE INSULATED CASE/MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS, Maintenance Testing Guidelines** de Cutler-Hammer para inspeccionar los breakers.
2. Se puede hacer referencia al **SWITCHGEAR AND SWITCHBOARD ASSEMBLIES, Maintenance Testing Guidelines** de Cutler-Hammer para inspeccionar los compartimientos.

COMPARTIMIENTOS DE **DISTRIBUCION**

VPS-DB

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC			CÓDIGO: VPS		
PARTE: Compartimentos de Distribución			CÓDIGO: VPS – DB		
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
Subparte:	Compartimiento principal	CÓDIGO:		VPS – DB – 01	
1	Verificar que el compartimiento se encuentre libre de corrosión, si aparece se procederá a pintar con pintura anticorrosiva.	E	2	5	1
2	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos del compartimiento. Hacer referencia anexo 3.	E	2	15	1
Subparte:	Compartimiento suplementario	CÓDIGO:		VPS – DB – 02	
1	Verificar que el compartimiento se encuentre libre de corrosión, si aparece se procederá a pintar con pintura anticorrosiva.	E	2	5	1
2	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos del compartimiento. Hacer referencia al anexo 3.	E	2	15	1
Subparte:	MCA 500732	CÓDIGO:		VPS – DB – 03	
1	Tomar lecturas en el menú sobre el Voltaje del sistema.	M	13	1	1
2	Tomar lecturas en el menú sobre la Corriente en el sistema.	M	13	1	1
3	Tomar lecturas en el menú sobre la Corriente en la primera derivación (Shunt1).	M	13	1	1
4	Tomar lecturas en el menú sobre la Corriente en la segunda derivación (Shunt2).	M	13	1	1
5	Revisar las condiciones de alarma del MCA tales como Alto Voltaje, 50% Batería Descargada, Falla de la entrada AC, entre otras.	E	2	20	1

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC			CÓDIGO: VPS		
PARTE: Compartimentos de Distribución			CÓDIGO: VPS – DB		
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
Subparte: SMART DGU			CÓDIGO: VPS – DB – 04		
1	Observar que el Led Power On (PWR) se encuentre encendido, si no, seguir el procedimiento troubleshooting mostrado en el anexo 4.	S	52	5	1
2	Observar que el Led CPU Fail (FAIL) se encuentre apagado, si no, seguir procedimiento troubleshooting mostrado en el anexo 4.	S	52	5	1
3	Verificar que el acceso local está funcionando, de lo contrario seguir procedimiento TROUBLESHOOTING cuadro 3.	E	2	5	1
4	Verificar que el acceso remoto está funcionando, de lo contrario seguir procedimiento TROUBLESHOOTING cuadro 4.	A	1	20	1
5	Verificar que las lecturas de las entradas analógicas sean correctas, de lo contrario seguir procedimiento TROUBLESHOOTING cuadro 5.	E	2	20	1
Subparte: Módulo de desconexión de baterías			CÓDIGO: VPS – DB – 05		
Subparte: Módulos conductores de distribución de 16			CÓDIGO: VPS – DB – 06		
1	Detectar la presencia de corrosión y/o oxidación en las placas de cobre de los módulos.	E	2	10	1
2	En caso de presentar corrosión y/o oxidación se debe limpiar con una esponja áspera y cubrir con una capa delgada de grasa antioxidante.	E	2	20	1

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC			CÓDIGO: VPS		
PARTE: Compartimentos de Distribución			CÓDIGO: VPS – DB		
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
Subparte:	Breakers de 30 A LEL – 1	CÓDIGO:		VPS – DB – 07	
1	Medir la corriente que circula por el breaker, esta corriente no debe sobrepasar los 30 amperios.	E	2	10	1
2	Determinar tiempo de reacción del breaker.	E	2	5	1
3	Revisar las condiciones físicas de los breakers, para determinar que no se dispara por problemas mecánicos.	E	2	20	1
Subparte:	Breakers de 40 A LEL – 1	CÓDIGO:		VPS – DB – 08	
1	Medir la corriente que circula por el breaker, esta corriente no debe sobrepasar los 40 amperios.	E	2	10	1
2	Determinar tiempo de reacción del breaker.	E	2	5	1
3	Revisar las condiciones físicas de los breakers, para determinar que no se dispara por problemas mecánicos.	E	2	20	1
Subparte:	Breakers de 50 A LEL – 1	CÓDIGO:		VPS – DB – 09	
1	Medir la corriente que circula por el breaker, esta corriente no debe sobrepasar los 50 amperios.	E	2	10	1
2	Determinar tiempo de reacción del breaker.	E	2	5	1
3	Revisar las condiciones físicas de los breakers, para determinar que no se dispara por problemas mecánicos.	E	2	20	1
Subparte:	Breakers de 75 A LEL – 1	CÓDIGO:		VPS – DB – 10	
1	Medir la corriente que circula por el breaker, esta corriente no debe sobrepasar los 75 amperios.	E	2	10	1

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC			CÓDIGO: VPS		
PARTE: Compartimentos de Distribución			CÓDIGO: VPS – DB		
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
2	Determinar tiempo de reacción del breaker.	E	2	5	1
3	Revisar las condiciones físicas de los breakers, para determinar que no se dispara por problemas mecánicos.	E	2	20	1
Subparte:	Módulos conductores de distribución de 5	CÓDIGO:		VPS – DB – 11	
1	Realiza inspección visual para detectar la presencia de corrosión y/o oxidación en las placas de cobre de los módulos.	E	2	10	1
2	En caso de presentar corrosión y/o oxidación se debe proceder a limpiar con una esponja áspera y posteriormente cubrir con una capa delgada de grasa antioxidante.	E	2	20	1
Subparte:	Breakers de 175 A LEL – 1	CÓDIGO:		VPS – DB – 12	
1	Medir la corriente que circula por el breaker, esta corriente no debe sobrepasar los 175 amperios.	E	2	10	1
2	Determinar tiempo de reacción del breaker.	E	2	5	1
3	Revisar las condiciones físicas de los breakers, para determinar que no se dispara por problemas mecánicos.	E	2	20	1
Subparte:	Barras conductoras de aluminio	CÓDIGO:		VPS – DB – 13	
1	Realiza inspección visual para detectar la presencia de corrosión y/o oxidación.	E	2	5	1
2	Limpiar con una esponja y posteriormente cubrir con una capa delgada de grasa antioxidante.	E	2	10	1

1. Se puede hacer referencia al **LOW-VOLTAGE INSULATED CASE/MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS, Maintenance Testing Guidelines** de Cutler-Hammer para inspeccionar los breakers.
2. Se puede hacer referencia al **SWITCHGEAR AND SWITCHBOARD ASSEMBLIES, Maintenance Testing Guidelines** de Cutler-Hammer para inspeccionar los compartimientos.

BARRAS CONDUCTORAS

VPS-BB

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS			
PARTE: Barras Conductoras		CÓDIGO: VPS – BB			
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
Subparte:	Soportes de montaje	CÓDIGO:		VPS – BB – 01	
1	Revisar el estado físico de los soportes.	E	2	10	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente pintar con alguna pintura anticorrosiva y antioxidante.	E	2	10	1
3	Verificar que el soporte se encuentre aterrizado.	E	2	5	1
Subparte:	Barras 500596	CÓDIGO:		VPS – BB – 02	
1	Revisar el estado físico de las barras.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.	E	2	5	1
Subparte:	Barras de interconexión de 7 láminas 507060	CÓDIGO:		VPS – BB – 03	
1	Revisar el estado físico de las barras.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.	E	2	5	1
Subparte:	Barras de interconexión de 6 láminas 507060	CÓDIGO:		VPS – BB – 04	
1	Revisar el estado físico de las barras.	E	2	5	1

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS			
PARTE: Barras Conductoras		CÓDIGO: VPS – BB			
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.	E	2	5	1
Subparte:	Placas (-) de cobre	CÓDIGO:		VPS – BB – 05	
1	Revisar el estado físico de las placas.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las placas con grasa antioxidante.	E	2	5	1
Subparte:	Clips de sujeción de 8 láminas	CÓDIGO:		VPS – BB – 06	
1	Revisar el estado físico de los clips.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir los clips con grasa antioxidante.	E	2	10	1
3	Verificar que los clips se encuentren aislados.	E	2	5	1
Subparte:	Clips de sujeción de 7 láminas	CÓDIGO:		VPS – BB – 07	
1	Revisar el estado físico de los clips.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir los clips con grasa antioxidante.	E	2	10	1
3	Verificar que los clips se encuentren aislados.	E	2	5	1

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías			CÓDIGO: VPS		
PARTE: Barras Conductoras			CÓDIGO: VPS – BB		
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
Subparte: Clips de sujeción de 6 láminas		CÓDIGO:		VPS – BB – 08	
1	Revisar el estado físico de los clips.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir los clips con grasa antioxidante.	E	2	10	1
3	Verificar que los clips se encuentren aislados.	E	2	5	1
Subparte: Barras 500701		CÓDIGO:		VPS – BB – 09	
1	Revisar el estado físico de las barras.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.	E	2	5	1
Subparte: Barras 501104		CÓDIGO:		VPS – BB – 10	
1	Revisar el estado físico de las barras.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.	E	2	5	1
Subparte: Barras conectoras (-) 506678		CÓDIGO:		VPS – BB – 11	
1	Revisar el estado físico de las barras.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.	E	2	5	1

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías			CÓDIGO: VPS		
PARTE: Barras Conductoras			CÓDIGO: VPS – BB		
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
Subparte:	Barras conectoras (-) 506677	CÓDIGO:		VPS – BB – 12	
1	Revisar el estado físico de las barras.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.	E	2	5	1
Subparte:	Barras conectoras (+) 506676	CÓDIGO:		VPS – BB – 13	
1	Revisar el estado físico de las barras.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.	E	2	5	1
Subparte:	Barras conectoras (+) 506675	CÓDIGO:		VPS – BB – 14	
1	Revisar el estado físico de las barras.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.	E	2	5	1
Subparte:	Barras 501105	CÓDIGO:		VPS – BB – 15	
1	Revisar el estado físico de las barras.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.	E	2	5	1

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS			
PARTE: Barras Conductoras		CÓDIGO: VPS – BB			
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
Subparte:	Barras 501106	CÓDIGO:		VPS – BB – 16	
1	Revisar el estado físico de las barras.	E	2	5	1
2	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.	E	2	5	1
Subparte:	Tuercas, pernos, arandelas, tornillos, etc.	CÓDIGO:		VPS – BB – 17	
1	Revisar que se encuentren libres de oxidación y corrosión. En caso de presentar alguna de estas condiciones, cambiar.	E	2	20	1
2	Verificar que se encuentren bien ajustados. Revisar los ajustes recomendados según el tipo y tamaño del elemento.	E	2	20	1

BANCO DE BATERIAS

ABSOLYTE

VPS-AB

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías			CÓDIGO: VPS		
PARTE: Banco de Baterías			CÓDIGO: VPS – AB		
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
Subparte:	48 Celdas de ácido sulfúrico	Código:		VPS – AB – 01	
1	Medir el voltaje en cada una de las celdas. Este voltaje debe encontrarse entre 2.23 y 2.25 voltios a 25°C.	M	13	25	1
2	Medir la temperatura en el lado negativo de cada una de las celdas, el rango de operación es desde los –40°C hasta los 50°C.	M	13	25	1
3	Medir la temperatura del cuarto. Lo recomendable es que se encuentre a 25°C o menos.	M	13	1	1
4	Realizar una inspección visual de las condiciones físicas del banco de baterías. Se pretende detectar oxidación, corrosión, golpes y salida de electrolito, entre otros.	M	13	10	1
Subparte:	Barras conectoras de aluminio	Código:		VPS – AB – 02	
1	Realizar una inspección visual de las condiciones físicas de las barras. Se pretende detectar oxidación, corrosión y golpes, entre otros.	M	13	10	1
Subparte:	Terminales (+ y -)	Código:		VPS – AB – 03	
1	Realizar una inspección visual de las condiciones físicas de los terminales de los bancos de baterías. Se pretende detectar oxidación, corrosión y golpes, entre otros.	M	13	5	1
2	Medir el voltaje en los terminales, debe ser de 54 voltios aproximadamente.	M	13	5	1

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS			
PARTE: Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS – AB			
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
Subparte:	Protectores plásticos frontales	Código:		VPS – AB – 04	
1	Revisar que se encuentre libres de polvo, utilizar una brocha de 2 pulgadas para limpieza.	E	2	20	1
2	Revisar la condición física de los protectores, que estos no se encuentren quebrados y/o mal colocados.	E	2	20	1
Subparte:	Protectores plásticos de los terminales	Código:		VPS – AB – 05	
1	Revisar que se encuentre libres de polvo, utilizar una brocha de 2 pulgadas para limpieza.	E	2	5	1
2	Revisar la condición física de los protectores, que estos no se encuentren quebrados y/o mal colocados.	E	2	5	1
Subparte:	Sujetadores de los protectores	Código:		VPS – AB – 06	
1	Realizar una inspección visual de las condiciones físicas de los sujetadores. Se pretende detectar aquellos que estén quebrados, faltantes, entre otros.	E	2	15	1
Subparte:	Módulo de compensación de temperatura	Código:		VPS – AB – 07	
1	Comparar el voltaje de las celdas con las temperaturas del cuarto para verificar que el módulo está ajustando el voltaje de salida.	M	13	2	1

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías			CÓDIGO: VPS		
PARTE: Banco de Baterías			CÓDIGO: VPS – AB		
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
Subparte:	Tuercas, pernos, arandelas, tornillos, etc.	Código:		VPS – AB – 08	
1	Revisar que se encuentren libres de polvo, corrosión y oxidación.	E	2	20	1
2	Revisar que se encuentren bien ajustados, el torque recomendado es de 11.3 Nm (100 pulg libra)	E	2	20	1

CABLEADO ELECTRICO

VPS-WI

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS			
PARTE: Cableado Eléctrico		CÓDIGO: VPS – WI			
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
Subparte:	Cableado de entrada AC	CÓDIGO:		VPS – WI – 01	
1	Medir la corriente y la temperatura en los cables de entrada.	E	2	5	1
2	Verificar que los sujetadores no se encuentren flojos o apunto de desprenderse de los cables.	E	2	5	1
3	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones con los breakers del tablero principal o con las placas de entrada de la planta.	E	2	5	1
Subparte:	Cableado #8 hacia breakers de 60A	CÓDIGO:		VPS – WI – 02	
1	Medir la corriente cada cable.	E	2	15	1
2	Verificar que los sujetadores no se encuentren flojos o apunto de desprenderse de los cables.	E	2	5	1
3	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones de los cables con los breakers de 60A y con las placas de entrada de la planta.	E	2	5	1
Subparte:	Cables de puesta a tierra	CÓDIGO:		VPS – WI – 03	
1	Medir la corriente en cada uno de los cables.	E	2	15	1
2	Verificar que los sujetadores no se encuentren flojos o apunto de desprenderse de los cables.	E	2	5	1
3	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones de los cables principalmente cuando están unidos a los compartimentos.	E	2	5	1

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías			CÓDIGO: VPS		
PARTE: Cableado Eléctrico			CÓDIGO: VPS – WI		
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
Subparte:	Cableado de salida hacia la central GSM	CÓDIGO:		VPS – WI – 04	
1	Medir la corriente en cada uno de los cables.	E	2	15	1
2	Verificar que los sujetadores no se encuentren flojos o apunto de desprenderse de los cables.	E	2	5	1
3	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones de los cables.	E	2	5	1
Subparte:	Cableado de hacia el banco de baterías	CÓDIGO:		VPS – WI – 05	
1	Medir la corriente y la temperatura en los cables de alimentación del banco de baterías.	E	2	15	1
2	Verificar que los sujetadores no se encuentren flojos o apunto de desprenderse de los cables.	E	2	5	1
3	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones de los cables con los breakers de los compartimientos de distribución o con las placas de entrada y salida del banco de baterías.	E	2	5	1
Subparte:	Sujetadores y conexiones	CÓDIGO:		VPS – WI – 06	
1	Medir la temperatura en cada uno de las conexiones donde circula la mayor cantidad de corriente como: las de entrada, a las barras conductoras, en los módulos de distribución, entre otros.	E	2	20	1

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
		ALCATEL COSTA RICA			
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías			CÓDIGO: VPS		
PARTE: Cableado Eléctrico			CÓDIGO: VPS – WI		
N° Insp	INSPECCIÓN	PER	FRE	DUR	OPE
2	Verificar que los sujetadores no se encuentren flojos o apunto de desprenderse de los cables.	E	2	5	1
3	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones con los cables, con los breakers y con las placas de entrada de la planta, entre otros.	E	2	5	1
Subparte:	Tuercas, pernos, arandelas, tornillos, etc	CÓDIGO:		VPS – WI – 07	
1	Verificar que los torques sean los recomendados por el fabricante.	E	2	5	1
2	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones con los cables, con los breakers y con las placas de entrada de la planta, entre otros.	E	2	5	1

HOJAS DE INSPECCION

INSPECCIONES

SEMANALES

HOJA DE INSPECCIÓN				
ALCATEL COSTA RICA				
DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM				
SEMANA S				
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías			CÓDIGO:	VPS
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO	
Parte: Compartimientos de potencia		CÓDIGO:	VPS – PB	
Subparte: PCU´s V200D50		CÓDIGO:	VPS – PB – 05	
1	Revisar que el Led PCU Fail esté apagado. Si está encendido realizar procedimiento de inspección.			
2	Revisar que el Led FAN Fail esté apagado. Si está encendido realizar procedimiento de inspección.			
Parte: Compartimientos de distribución		CÓDIGO:	VPS – DB	
Subparte: SMART DGU		CÓDIGO:	VPS – DB – 04	
3	Observar que el Led Power On (PWR) se encuentre encendido, si no, seguir procedimiento TROUBLESHOOTING cuadro 1.			
4	Observar que el Led CPU Fail (FAIL) se encuentre apagado, si no, seguir procedimiento TROUBLESHOOTING cuadro 2.			
Semana N°		Fecha de emisión:	Fecha de realización:	
		_ / _ / _	_ / _ / _	
Duración real:		_____	_____	_____
	Autorizado	Supervisado	Realizado	

INSPECCIONES

MENSUALES

HOJA DE INSPECCIÓN			
		ALCATEL COSTA RICA	
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM	
MENSUAL M			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
	Parte: Compartimientos de potencia	CÓDIGO:	VPS – PB
	Subparte: PCU's V200D50	CÓDIGO:	VPS – PB – 05
1	Tomar lectura de la corriente que circula por cada PCU. Esta no debe exceder los 200A.		
2	Tomar lectura de la corriente que circula por el total de PCU's instaladas. Esta no debe exceder los 2000 amperios.		
	Parte: Compartimientos de distribución	CÓDIGO:	VPS – DB
	Subparte: MCA 500732	CÓDIGO:	VPS – DB – 03
3	Tomar lecturas en el menú sobre el Voltaje del sistema.		
4	Tomar lecturas en el menú sobre la Corriente en el sistema.		
5	Tomar lecturas en el menú sobre la Corriente en la primera derivación (Shunt1).		
6	Tomar lecturas en el menú sobre la Corriente en la segunda derivación (Shunt2).		
	Parte: Banco de Baterías	CÓDIGO:	VPS – AB
	Subparte: 48 Celdas de ácido sulfúrico	CÓDIGO:	VPS – AB – 01
7	Medir el voltaje en cada una de las celdas. Este voltaje debe encontrarse entre 2.23 y 2.25 voltios a 25°C.		
8	Medir la temperatura en el lado negativo de cada una de las celdas, el rango de operación es desde los -40°C hasta los 50°C.		
9	Medir la temperatura del cuarto. Lo recomendable es que se encuentre a 25°C o menos.		
10	Realizar una inspección visual de las condiciones físicas del banco de baterías. Se pretende detectar oxidación, corrosión, golpes y salida de electrolito, entre otros.		

HOJA DE INSPECCIÓN			
		ALCATEL COSTA RICA	
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM	
MENSUAL M			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
	Subparte: Barras conectoras de aluminio	CÓDIGO: VPS – AB – 02	
11	Realizar una inspección visual de las condiciones físicas de las barras. Se pretende detectar oxidación, corrosión y golpes, entre otros.		
	Subparte: Terminales (+ y -)	CÓDIGO: VPS – AB – 03	
12	Realizar una inspección visual de las condiciones físicas de los terminales de los bancos de baterías. Se pretende detectar oxidación, corrosión y golpes, entre otros.		
13	Medir el voltaje en los terminales, debe ser de 54 voltios aproximadamente.		
	Subparte: Módulo de compensación de temperatura	CÓDIGO: VPS – AB – 07	
14	Comparar el voltaje de las celdas con las temperaturas del cuarto para verificar que el módulo está ajustando el voltaje de salida.		
Semana N°		Fecha de emisión: ____/____/____	Fecha de realización: ____/____/____
Duración real: _____ _____	_____ _____ _____	_____ _____ _____	_____ _____ _____
		Autorizado	Supervisado
		Realizado	

INSPECCIONES

SEMESTRALES

HOJA DE INSPECCIÓN			
		ALCATEL COSTA RICA	
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM	
SEMESTRAL E			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
	Parte: Compartimientos de potencia	CÓDIGO: VPS – PB	
	Subparte: Compartimiento 58212110005	CÓDIGO: VPS – PB – 01	
1	Verificar que el compartimiento se encuentre libre de corrosión, si aparece se procederá a pintar con pintura anticorrosiva.		
2	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos del compartimiento. Hacer referencia a la tabla sobre torques.		
	Subparte: Compartimiento 58212110008	CÓDIGO: VPS – PB – 02	
3	Verificar que el compartimiento se encuentre libre de corrosión, si aparece se procederá a pintar con pintura anticorrosiva.		
4	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos del compartimiento. Hacer referencia a la tabla sobre torques.		
	Subparte: Compartimiento 58212110011	CÓDIGO: VPS – PB – 03	
5	Verificar que el compartimiento se encuentre libre de corrosión, si aparece se procederá a pintar con pintura anticorrosiva.		
6	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos del compartimiento. Hacer referencia a la tabla sobre torques.		
	Subparte: Breakers 60 A trifásicos	CÓDIGO: VPS – PB – 04	
7	Verificar que la corriente del breaker sea la correcta para la cual fue diseñado, ésta no debe de exceder los 60 amperios.		
8	Determinar tiempo de reacción del breaker.		
9	Revisar las condiciones físicas de los breakers, para determinar que no se dispara por problemas mecánicos.		

HOJA DE INSPECCIÓN			
		ALCATEL COSTA RICA	
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM	
SEMESTRAL E			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
	Subparte: Placas de entrada AC	CÓDIGO: VPS – PB – 06	
10	Verificar que las superficies de las placas de cobre se encuentren libres de oxidación. Si presentan oxidación se deben limpiar y aplicar grasa antioxidante.		
11	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos de sujeción de los cables de entrada a las placas. Hacer referencia a la tabla sobre torques.		
	Subparte: Barras de salida DC	CÓDIGO: VPS – PB – 07	
12	Verificar que las superficies de las barras de cobre se encuentren libres de oxidación. Si presentan oxidación se deben limpiar y aplicar grasa antioxidante.		
13	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos de sujeción de las placas. Hacer referencia a la tabla sobre torques.		
	Parte: Compartimientos de distribución	CÓDIGO: VPS – DB	
	Subparte: Compartimiento principal	CÓDIGO: VPS – DB – 01	
14	Verificar que el compartimiento se encuentre libre de corrosión, si aparece se procederá a pintar con pintura anticorrosiva.		
15	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos del compartimiento. Hacer referencia a la tabla sobre torques.		
	Subparte: Compartimiento suplementario	CÓDIGO: VPS – DB – 02	
16	Verificar que el compartimiento se encuentre libre de corrosión, si aparece se procederá a pintar con pintura anticorrosiva.		
17	Revisar el ajuste de las tuercas y tornillos del compartimiento. Hacer referencia a la tabla sobre torques.		

HOJA DE INSPECCIÓN			
		ALCATEL COSTA RICA	
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM	
SEMESTRAL E			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
	Subparte: MCA 500732	CÓDIGO: VPS – DB – 03	
18	Revisar las condiciones de alarma del MCA tales como Alto Voltaje, 50% Batería Descargada, Falla de la entrada AC, entre otras.		
	Subparte: SMART DGU	CÓDIGO: VPS – DB – 04	
19	Verificar que el acceso local está funcionando, de lo contrario seguir procedimiento TROUBLESHOOTING cuadro 3.		
20	Verificar que las lecturas de las entradas analógicas sean correctas, de lo contrario seguir procedimiento TROUBLESHOOTING cuadro 5.		
	Subparte: Módulos conductores de distribución de 16	CÓDIGO: VPS – DB – 06	
21	Detectar la presencia de corrosión y/o oxidación en las placas de cobre de los módulos.		
22	En caso de presentar corrosión y/o oxidación se debe limpiar con una esponja áspera y cubrir con una capa delgada de grasa antioxidante.		
	Subparte: Breakers de 30 A LEL – 1	CÓDIGO: VPS – DB – 07	
23	Medir la corriente que circula por el breaker, esta corriente no debe sobrepasar los 30 amperios.		
24	Determinar tiempo de reacción del breaker.		
25	Revisar las condiciones físicas de los breakers, para determinar que no se dispara por problemas mecánicos.		
	Subparte: Breakers de 40 A LEL – 1	CÓDIGO: VPS – DB – 08	
26	Medir la corriente que circula por el breaker, esta corriente no debe sobrepasar los 40 amperios.		
27	Determinar tiempo de reacción del breaker.		
28	Revisar las condiciones físicas de los breakers, para determinar que no se dispara por problemas mecánicos.		

HOJA DE INSPECCIÓN			
		ALCATEL COSTA RICA	
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM	
SEMESTRAL E			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
	Subparte: Breakers de 50 A LEL – 1	CÓDIGO: VPS – DB – 09	
29	Medir la corriente que circula por el breaker, esta corriente no debe sobrepasar los 50 amperios.		
30	Determinar tiempo de reacción del breaker.		
31	Revisar las condiciones físicas de los breakers, para determinar que no se dispare por problemas mecánicos.		
	Subparte: Breakers de 75 A LEL – 1	CÓDIGO: VPS – DB – 10	
32	Medir la corriente que circula por el breaker, esta corriente no debe sobrepasar los 75 amperios.		
33	Determinar tiempo de reacción del breaker.		
34	Revisar las condiciones físicas de los breakers, para determinar que no se dispare por problemas mecánicos.		
	Subparte: Módulos conductores de distribución de 5	CÓDIGO: VPS – DB – 11	
35	Realiza inspección visual para detectar la presencia de corrosión y/o oxidación en las placas de cobre de los módulos.		
36	En caso de presentar corrosión y/o oxidación se debe proceder a limpiar con una esponja áspera y posteriormente cubrir con una capa delgada de grasa antioxidante.		
	Subparte: Breakers de 175 A LEL – 1	CÓDIGO: VPS – DB – 12	
37	Medir la corriente que circula por el breaker, esta corriente no debe sobrepasar los 175 amperios.		
38	Determinar tiempo de reacción del breaker.		
39	Revisar las condiciones físicas de los breakers, para determinar que no se dispare por problemas mecánicos.		
	Subparte: Barras conductoras de aluminio	CÓDIGO: VPS – DB – 13	
40	Realiza inspección visual para detectar la presencia de corrosión y/o oxidación.		

HOJA DE INSPECCIÓN			
		ALCATEL COSTA RICA	
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM	
SEMESTRAL E			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
41	Limpiar con una esponja y posteriormente cubrir con una capa delgada de grasa antioxidante.		
	Parte: Barras Conductoras	CÓDIGO:	VPS – BB
	Subparte: Soportes de montaje	CÓDIGO:	VPS – BB – 01
42	Revisar el estado físico de los soportes.		
43	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente pintar con alguna pintura anticorrosiva y antioxidante.		
44	Verificar que el soporte se encuentre aterrizado.		
	Subparte: Barras 500596	CÓDIGO:	VPS – BB – 02
45	Revisar el estado físico de las barras.		
46	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.		
	Subparte: Barras de interconexión de 7 láminas 507060	CÓDIGO:	VPS – BB – 03
47	Revisar el estado físico de las barras.		
48	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.		
	Subparte: Barras de interconexión de 6 láminas 507060	CÓDIGO:	VPS – BB – 04
49	Revisar el estado físico de las barras.		
50	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.		

HOJA DE INSPECCIÓN			
		ALCATEL COSTA RICA	
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM	
SEMESTRAL E			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
	Subparte: Placas (-) de cobre	CÓDIGO:	VPS – BB – 05
51	Revisar el estado físico de las placas.		
52	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las placas con grasa antioxidante.		
	Subparte: Clips de sujeción de 8 láminas	CÓDIGO:	VPS – BB – 06
53	Revisar el estado físico de los clips.		
54	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir los clips con grasa antioxidante.		
55	Verificar que los clips se encuentren aislados.		
	Subparte: Clips de sujeción de 7 láminas	CÓDIGO:	VPS – BB – 07
56	Revisar el estado físico de los clips.		
57	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir los clips con grasa antioxidante.		
58	Verificar que los clips se encuentren aislados.		
	Subparte: Clips de sujeción de 6 láminas	CÓDIGO:	VPS – BB – 08
59	Revisar el estado físico de los clips.		
60	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir los clips con grasa antioxidante.		
61	Verificar que los clips se encuentren aislados.		
	Subparte: Barras 500701	CÓDIGO:	VPS – BB – 09
62	Revisar el estado físico de las barras.		

HOJA DE INSPECCIÓN			
		ALCATEL COSTA RICA	
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM	
SEMESTRAL E			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
63	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.		
	Subparte: Barras 501104	CÓDIGO:	VPS – BB – 10
64	Revisar el estado físico de las barras.		
65	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.		
	Subparte: Barras conectoras (-) 506678	CÓDIGO:	VPS – BB – 11
66	Revisar el estado físico de las barras.		
67	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.		
	Subparte: Barras conectoras (-) 506677	CÓDIGO:	VPS – BB – 12
68	Revisar el estado físico de las barras.		
69	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.		
	Subparte: Barras conectoras (+) 506676	CÓDIGO:	VPS – BB – 13
70	Revisar el estado físico de las barras.		
71	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.		
	Subparte: Barras conectoras (+) 506675	CÓDIGO:	VPS – BB – 14
72	Revisar el estado físico de las barras.		

HOJA DE INSPECCIÓN			
		ALCATEL COSTA RICA	
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM	
SEMESTRAL E			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
73	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.		
	Subparte: Barras 501105	CÓDIGO:	VPS – BB – 15
74	Revisar el estado físico de las barras.		
75	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.		
	Subparte: Barras 501106	CÓDIGO:	VPS – BB – 16
76	Revisar el estado físico de las barras.		
77	Verificar que no haya presencia de oxidación o corrosión. En caso de presentarse proceder a eliminar con un cepillo de acero y posteriormente cubrir las barras con grasa antioxidante.		
	Subparte: Tuercas, pernos, arandelas, tornillos, etc.	CÓDIGO:	VPS – BB – 17
78	Revisar que se encuentren libres de oxidación y corrosión. En caso de presentar alguna de estas condiciones, cambiar.		
79	Verificar que se encuentren bien ajustados. Revisar los ajustes recomendados según el tipo y tamaño del elemento.		
	Parte: Banco de Baterías	CÓDIGO:	VPS – AB
	Subparte: Protectores plásticos frontales	CÓDIGO:	VPS – AB – 04
80	Revisar que se encuentre libres de polvo, utilizar una brocha de 2 pulgadas para limpieza.		
81	Revisar la condición física de los protectores, que estos no se encuentren quebrados y/o mal colocados.		

HOJA DE INSPECCIÓN			
		ALCATEL COSTA RICA	
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM	
SEMESTRAL E			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
	Subparte: Protectores plásticos de los terminales	CÓDIGO:	VPS – AB – 05
82	Revisar que se encuentre libres de polvo, utilizar una brocha de 2 pulgadas para limpieza.		
83	Revisar la condición física de los protectores, que estos no se encuentren quebrados y/o mal colocados.		
	Subparte: Sujetadores de los protectores	CÓDIGO:	VPS – AB – 06
84	Realizar una inspección visual de las condiciones físicas de los sujetadores. Se pretende detectar aquellos que estén quebrados, faltantes, entre otros.		
	Subparte: Tuercas, pernos, arandelas, tornillos, etc.	CÓDIGO:	VPS – AB – 08
85	Revisar que se encuentre libres de polvo, corrosión y oxidación.		
86	Revisar que se encuentren bien ajustados, el torque recomendado es de 11.3 Nm (100 pulg libra)		
	Parte: Cableado Eléctrico	CÓDIGO:	VPS – WI
	Subparte: Cableado de entrada AC	CÓDIGO:	VPS – WI – 01
87	Medir la corriente y la temperatura en los cables de entrada.		
88	Verificar que los sujetadores no se encuentren flojos o apunto de desprenderse de los cables.		
89	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones con los breakers del tablero principal o con las placas de entrada de la planta.		
	Subparte: Cableado #8 hacia breakers de 60A	CÓDIGO:	VPS – WI – 02
90	Medir la corriente cada cable.		
91	Verificar que los sujetadores no se encuentren flojos o apunto de desprenderse de los cables.		

HOJA DE INSPECCIÓN			
		ALCATEL COSTA RICA	
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM	
SEMESTRAL E			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
92	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones de los cables con los breakers de 60A y con las placas de entrada de la planta.		
	Subparte: Cables de puesta a tierra	CÓDIGO:	VPS – WI – 03
93	Medir la corriente en cada uno de los cables.		
94	Verificar que los sujetadores no se encuentren flojos o apunto de desprenderse de los cables.		
95	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones de los cables principalmente cuando están unidos a los compartimentos.		
	Subparte: Cableado de salida hacia la central GSM	CÓDIGO:	VPS – WI – 04
96	Medir la corriente en cada uno de los cables.		
97	Verificar que los sujetadores no se encuentren flojos o apunto de desprenderse de los cables.		
98	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones de los cables.		
	Subparte: Cableado de hacia el banco de baterías	CÓDIGO:	VPS – WI – 05
99	Medir la corriente y la temperatura en los cables de alimentación del banco de baterías.		
100	Verificar que los sujetadores no se encuentren flojos o apunto de desprenderse de los cables.		
101	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones de los cables con los breakers de los compartimentos de distribución o con las placas de entrada y salida del banco de baterías.		
	Subparte: Sujetadores y conexiones	CÓDIGO:	VPS – WI – 06
102	Medir la temperatura en cada uno de las conexiones donde circula la mayor corriente como: la entrada, las barras conductoras, los módulos de distribución, etc.		

HOJA DE INSPECCIÓN			
		ALCATEL COSTA RICA	
		DEPARTAMENTO DE OPERACIONES MANTENIMIENTO GSM	
SEMESTRAL E			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
103	Verificar que los sujetadores no se encuentren flojos o a punto de desprenderse de los cables.		
104	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones con los cables, con los breakers y con las placas de entrada de la planta, entre otros.		
	Subparte: Tuercas, pernos, arandelas, tornillos, etc	CÓDIGO:	VPS - WI - 07
105	Verificar que los torques sean los recomendados por el fabricante.		
106	Observar si hay signos de oxidación en las conexiones con los cables, con los breakers y con las placas de entrada de la planta, entre otros.		
Semana N°		Fecha de emisión: ____/____/____	Fecha de realización: ____/____/____
Duración real: _____ _____	_____ _____	_____ _____	_____ _____
	Autorizado	Supervisado	Realizado

INSPECCIONES

ANUALES

HOJA DE INSPECCIÓN			
ALCATEL COSTA RICA			
DEPARTAMENTO DE OPERACIONES			
MANTENIMIENTO GSM			
ANUAL			
A			
MÁQUINA: Planta -48VDC y Banco de Baterías		CÓDIGO: VPS	
N° Insp	INSPECCIÓN	SI	NO
	Parte: Compartimientos de distribución	CÓDIGO:	VPS – DB
	Subparte: SMART DGU	CÓDIGO:	VPS – DB – 04
1	Verificar que el acceso remoto está funcionando, de lo contrario seguir procedimiento TROUBLESHOOTING cuadro 4.		
Semana N°		Fecha de emisión:	Fecha de realización:
		____/____/____	____/____/____
Duración real:	_____	_____	_____
	Autorizado	Supervisado	Realizado

Capítulo III

Sistemas de puesta a tierra.

Introducción.

La importancia de los sistemas de puesta a tierra se fundamenta en la necesidad de contar con un punto al cual referir las tensiones y corrientes existentes en los sistemas eléctricos. Pero su objetivo principal es la seguridad de las personas y los bienes contra los riesgos que surgen por el uso de la electricidad.

Definición de un Sistema de Puesta a Tierra.

“La denominación de puesta a tierra comprende cualquier unión metálica directa, sin fusible ni protección alguna, de sección suficiente, entre una parte de la instalación y un electrodo o placa metálica, de dimensiones y situación tales que, en todo momento, pueda asegurarse que el conjunto está prácticamente al mismo potencial de la tierra.”⁵

Requisitos de un Sistema de Puesta a Tierra.

- a. Garantizar la seguridad del personal expuesto a las consecuencias de las corrientes de falla que se presenten en la instalación.
- b. Garantizar la adecuada operación de los elementos de protección del sistema.
- c. Referencia estable para las tensiones y retorno seguro para las corrientes de desbalance.
- d. Resistencia de un valor adecuado para cada tipo de instalación.
- e. Variación de la resistencia debida a los cambios ambientales mínimas.

⁵ Richmond F, Hermes. **Sistemas de Puesta a Tierra para Sistemas de menos de 1000V**. Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales. Mayo 2004.

- f. Vida útil mayor a 20 años.
- g. Alta capacidad de conducción y disipación de corriente.
- h. Debe evitar ruidos eléctricos.
- i. Resistencia a la corrosión.
- j. Costo económico en relación con su protección.
- k. Facilidad de mantenimiento y medición.
- l. Cumplir las normas y especificaciones requeridas.

Propósito y Tipos de Sistemas de Puesta a Tierra.⁶

Puesta a tierra de los sistemas eléctricos.

El propósito de aterrizar los sistemas eléctricos es para limitar cualquier voltaje elevado que pueda resultar de rayos, fenómenos de inducción o, de contactos no intencionales con cables de voltajes más altos.

Se logra uniendo, mediante un conductor de calibre apropiado, todos los dispositivos que pueden ser afectados por una corriente de falla, ya sea por corto circuito o descargas atmosféricas, a la malla de tierra total del sistema.

Puesta a tierra de los equipos eléctricos.

Su propósito es reducir los potenciales de toque que pudieran poner en peligro la vida y las propiedades y, para que operen las protecciones por sobrecorriente de los equipos.

Se logra conectando al punto de conexión del sistema eléctrico con el planeta Tierra, todas las partes metálicas que pueden llegar a energizarse, mediante un conductor apropiado a la corriente de corto circuito del propio sistema en el punto en cuestión.

⁶ Ruelas, Roberto. www.ruelsa.com/notas/tierras/pe02.html. Ruelsa, Ingeniería. Febrero 1998.

Puesta a tierra en señales electrónicas.

Para evitar la contaminación con señales en frecuencias diferentes a la deseada. Se logra mediante blindajes de todo tipo conectados a una referencia cero, que puede ser el planeta Tierra.

Puesta a tierra de protección electrónica.

Para evitar la destrucción de los elementos semiconductores por voltaje, se colocan dispositivos de protección conectados entre los conductores activos y la referencia cero, que puede ser el planeta Tierra.

Puesta a tierra de protección atmosférica.

Sirve para canalizar la energía de los rayos a tierra sin mayores daños a personas y propiedades. Se logra con una malla metálica igualadora de potencial conectada al planeta Tierra que cubre los equipos o edificios por proteger.

Puesta a tierra de protección electrostática.

Sirve para neutralizar las cargas electrostáticas producidas en los materiales dieléctricos. Se logra uniendo todas las partes metálicas y dieléctricas, utilizando el planeta Tierra como referencia de voltaje cero.

Consecuencias de Puestas a Tierra deficientes.

En un gran porcentaje de los casos, las fallas en las instalaciones eléctricas son causadas por una deficiente puesta a tierra. Entre las fallas relacionadas con esta situación pueden citarse:

- a. Fallas por sobretensiones mantenidas en los equipos: una alta resistencia de puesta a tierra generará una sobretensión que permanecerá sobre el aislamiento de los equipos hasta que la energía almacenada se disipe con un valor controlable. Dicha sobretensión podrá romper el aislamiento de conductores y equipos en su ruta hasta un punto de disipación. La alta

resistencia puede resultar de una deficiencia en el punto de contacto al suelo, en las conexiones entre el equipo y la referencia, por conductores de calibre limitado y otros errores de instalación y/o diseño.

- b. Operación errática de dispositivos sensibles como los sistemas con señales digitales o análogas en controladores lógicos.
- c. Operación arbitraria de sistemas de protección.
- d. Retrodescargas en líneas de transmisión.

Sistemas de Electrodo de Puesta a Tierra.

El artículo 250.50 del Código Eléctrico Nacional (NEC) establece los diferentes sistemas de electrodos de puesta a tierra permitidos, los cuales deben ser unidos conjuntamente para formar el sistema de electrodo de puesta a tierra.

Se especifica que si existen algunos de los siguientes elementos en las instalaciones, cualquier electrodo fabricado se debe conectar equipotencialmente a éstos.

- a. Tubería metálica subterránea para agua: debe estar en contacto directo con la tierra en una longitud de 10 pies (3.05 m) o más, y debe ser continua eléctricamente hasta los puntos de conexión del conductor de puesta a tierra y los conductores de conexión equipotencial.
- b. Armazón metálico de una edificación o estructura cuando está puesta a tierra efectivamente.
- c. Electrodo revestido en concreto como mínimo dos pulgadas (50.8 mm) de concreto, localizado dentro y cerca del fondo del cimiento o lecho de cimentación de concreto que está en contacto directo con la tierra, compuesto de mínimo 20 pies (6.1 m) de una o más barras o varillas de refuerzo de acero desnudas o galvanizadas con zinc u otro recubrimiento conductor eléctrico, de mínimo ½ pulgada (12.7 mm) de diámetro, o compuesto de mínimo 20 pies (6.1 m) de conductor de cobre desnudo no inferior al N° 4. Se permitirá que las

barras de refuerzo estén conectadas equipotencialmente entre sí mediante alambres de amarre usuales u otro medio efectivo.

- d. Anillo de puesta a tierra, si rodea la edificación o estructura, en contacto con la tierra a una profundidad por debajo de la superficie de la tierra, no inferior a 2 ½ pies (762 mm), que consta de un mínimo de 20 pies (6.1 m) de conductor de cobre desnudo no inferior al N°2.

Electrodos fabricados y otros.

El artículo 250.52 del Código Eléctrico Nacional (NEC) especifica que si no existieran los electrodos mencionados anteriormente, se pueden utilizar algunos de los siguientes electrodos:

- a. Otros sistemas o estructuras subterráneas metálicas locales. Sistemas como tuberías y tanques subterráneos.
- b. Electrodos de varilla y tubo. Los electrodos de varilla y tubo no deben medir menos de 8 pies (2.44 m) de longitud, deben tener las siguientes especificaciones: 1) Tubo o conduit de no menos ¾ de pulgada, si son de hierro o acero deben ser galvanizados o con cualquier otro recubrimiento para evitar la corrosión; 2) Varillas de hierro o acero y acero inoxidable de no menos 5/8 de pulgada de diámetro, varillas no ferrosas o sus equivalentes deben estar certificadas de un diámetro mínimo a la ½ pulgada; 3) El electrodo debe tener como mínimo 2.44 m de contacto con el terreno, si la base es de roca se permite una inclinación de 45° o se debe enterrar en una zanja de al menos 762 mm de profundidad, el extremo superior debe estar a nivel del suelo.
- c. Electrodos de placa. Deben tener como mínimo 2 pies² (0.186 m²) de superficie de contacto con el suelo. Los electrodos de placas de hierro o acero deben medir como mínimo ¼ de pulgada (6.35 mm) de espesor. Los electrodos de metal no ferroso deben medir como mínimo 0.06 pulgadas (1.52

mm) de espesor. Los electrodos de placa se deben instalar a no menos de 2 ½ pies (762 mm) por debajo de la superficie de la tierra.

Este mismo artículo también hace una prohibición en la utilización de las tuberías metálicas para transporte de gas y los electrodos de aluminio. Esto se debe a que en el primer caso ante una falla de cortocircuito o de descarga atmosférica ocurriría una explosión y, en el segundo debido a su contacto directo con el suelo, se ocasionaría una degradación del electrodo por el óxido.

Resistencia de los electrodos fabricados

La resistencia debe ser de 25 ohmios o menos según la aplicación, tal como lo muestra la Tabla 3.1. Si el electrodo de puesta a tierra no tiene la resistencia recomendada, se debe agregar uno o más electrodos adicionales o adicionar sustancias químicas para disminuirla.

Tabla 3.1 Valores típicos de resistencia

Tipo de instalación	Valor de la resistencia Ω
Subestaciones de transformación y distribución	0.2 – 1
Líneas de transmisión en alta tensión (138-230 KV)	15 – 25
Líneas de distribución	25
Líneas de distribución con generación incorporada	15
Edificios e instalaciones industriales	25
Casas de habitación	15 – 20

Sistemas de puesta a tierra en Sistemas de Telecomunicaciones.

Los sistemas de puesta a tierra para telecomunicaciones están definidos en la norma ANSI/TIA/EIA-607, *Requerimientos para conexión y unión a sistemas de puesta a tierra en edificios comerciales para telecomunicaciones*.

Los cinco componentes que deben tener los sistemas de puesta a tierra para telecomunicaciones son:

- Conductor de unión para telecomunicaciones.
- Barra de aterrizamiento principal para telecomunicaciones (TMGB).
- Conductor de unión entre barras de aterrizamiento (TBB).
- Barras de aterrizamiento para telecomunicaciones (TGB).
- Conductor de interconexión con las barras de aterrizamiento (TBBIBC).

Otros elementos adicionales son:

- Pararrayos.
- Electrodo de puesta a tierra.
- Electrodo conductor de puesta a tierra.

El aterrizamiento de las telecomunicaciones son necesarias para:

- Minimizar los efectos de las fuentes eléctricas y sus peligros.
- Aumentar la conductividad eléctrica.
- Disminuir la impedancia del sistema de tierra de referencia.

El sistema de telecomunicaciones requiere de un sistema separado de puesta a tierra, pero unido equipotencialmente con el sistema de puesta a tierra general. Esto porque se baja la impedancia entre los diferentes sistemas, además el camino más corto y directo entre los conductores proporciona una impedancia baja (resistiva e

inductiva), si se utilizan conductores múltiples proporciona una impedancia aún más baja. También se logra desviar las transientes disminuyendo su influencia en los conductores de las telecomunicaciones.

Muchos fabricantes de equipos de telecomunicaciones requieren una resistencia del sistema de puesta a tierra de 10Ω o menor, hay otros que requieren que sea menor a los 5Ω .

Resistencia de la malla según el método constructivo empleado.⁷

Resistencia de tierra mediante una varilla.

Son varillas normalmente de acero recubierto de cobre, con diámetros de 16 mm, 19 mm y de una longitud mínima de 2,5 metros. También pueden ser de acero galvanizado con un diámetro mínimo de 25 mm, o perfiles del mismo material de 60 mm de lado como mínimo.

Si la varilla es recubierta debe tener de 1 mm a 2 mm de cobre electrolítico.

La resistencia se determina mediante la siguiente fórmula:



Donde R_v es la resistencia de tierra, ρ_a es la resistividad aparente del suelo y L la longitud del conductor.

⁷ Richmond F, Hermes. **Sistemas de Puesta a Tierra para Sistemas de menos de 1000V**. Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales. Mayo 2004.

Resistencia de tierra mediante placa.

Generalmente son placas rectangulares o cuadradas, de cobre o acero recubierto de cobre con un espesor de 2 mm, o de acero galvanizado de 2.5 mm. Las dimensiones más utilizadas son de 0,5 m x 1,0 m y 1,0 m x 1,0 m.

La resistencia se determina mediante la siguiente fórmula:



Donde R_p es la resistencia de tierra, ρ_a es la resistividad aparente del suelo y P es el perímetro de la placa.

Su instalación es más laboriosa que las varillas. Debe ir de manera vertical y el borde superior tiene que estar a 0,5 m de la superficie como mínimo. Se le pueden agregar materiales con buena conductividad como sales o arcillas especiales, además de realizar pozos de inspección.

Resistencia de tierra mediante conductores enterrados.

Deben ser cables de cobre macizo o trenzado de calibre N°2, aunque generalmente sin importar el sistema, se utilizan 1/0 o 2/0. Para sistemas de potencia es preferible utilizar cables 3/0 o 4/0. Esto debido al esfuerzo mecánico a que son sometidos cuando ocurre una corriente de falla.

Se colocan en zanjas a una profundidad de 0,5 m como mínimo, de manera estirada o sinusoidal, las zanjas se pueden rellenar con suelos orgánicos para mejorar la resistividad. En caso de que ocurran fallas a altas frecuencias hay que evitar hacer quiebres a 90°.

La resistencia se calcula mediante la siguiente fórmula:



Donde R_c es la resistencia de tierra, ρ_a es la resistividad aparente del suelo y L la longitud del conductor.

Resistencia para sistemas de uno o más electrodos.

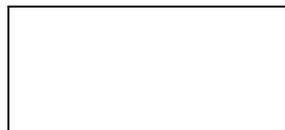
La siguiente fórmula se puede utilizar para configuraciones de sistemas con una o más varillas. La longitud es la suma de las longitudes de todos los elementos que componen el sistema.

La fórmula para determinar la resistencia es la siguiente:



Donde R es la resistencia del sistema, ρ es la resistividad del suelo, L es la longitud de los electrodos y r es el radio de los electrodos.

También se puede utilizar la siguiente fórmula, la cual considera además de las varillas, la longitud de los cables conductores.



Donde R es la resistencia del sistema, ρ es la resistividad del suelo, L es la longitud de los electrodos tomando en cuenta las varillas y los cables conductores, y r es el radio equivalente del área ocupada por la malla.⁸

Efectos de la corriente en el ser humano.⁹

Los efectos que puede tener el paso de la corriente a través del cuerpo humano son muy variables y no se puede generalizar.

⁸ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 3, pág. 6.

⁹ Richmond F, Hermes. **Sistemas de Puesta a Tierra para Sistemas de menos de 1000V**. Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales. Mayo 2004.

Existen diferentes umbrales de sensibilidad con diferentes manifestaciones que van desde una simple sensación de cosquillas, hasta causar la muerte.

Estos umbrales dependen de la magnitud de la corriente que circula por el cuerpo y se describen a continuación:

- a. **0 hasta 2 mA:** hay una percepción de corriente en las manos.
- b. **10 hasta 20 mA:** contracción muscular evitando soltarse del conductor.
- c. **20 hasta 30 mA:** afecta las funciones respiratorias y circulatorias al extremo de detenerse (muerte aparente).
- d. **70 hasta 125 mA:** fibrilación ventricular, el cual consiste en una contracción y relajación desordenada de las fibras cardiacas, pérdida de la capacidad de bombeo y paro cardiaco, causando daños cerebrales y hasta la muerte.

Se debe indicar que los efectos dependen de la trayectoria que tome la corriente a través del cuerpo.

Corriente de fibrilación.¹⁰

La magnitud de la corriente de fibrilación está relacionada con la energía absorbida por el cuerpo en el ámbito de los 0.03 a 3 segundos.



Donde I_B es la magnitud rms de la corriente, t_s es la duración de la exposición a la corriente en segundos y S_B es la constante empírica relacionada con la energía tolerada por cierto porcentaje de la población.

¹⁰ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Introducción, pág. 4.

Límite de la corriente permisible por el cuerpo.⁹

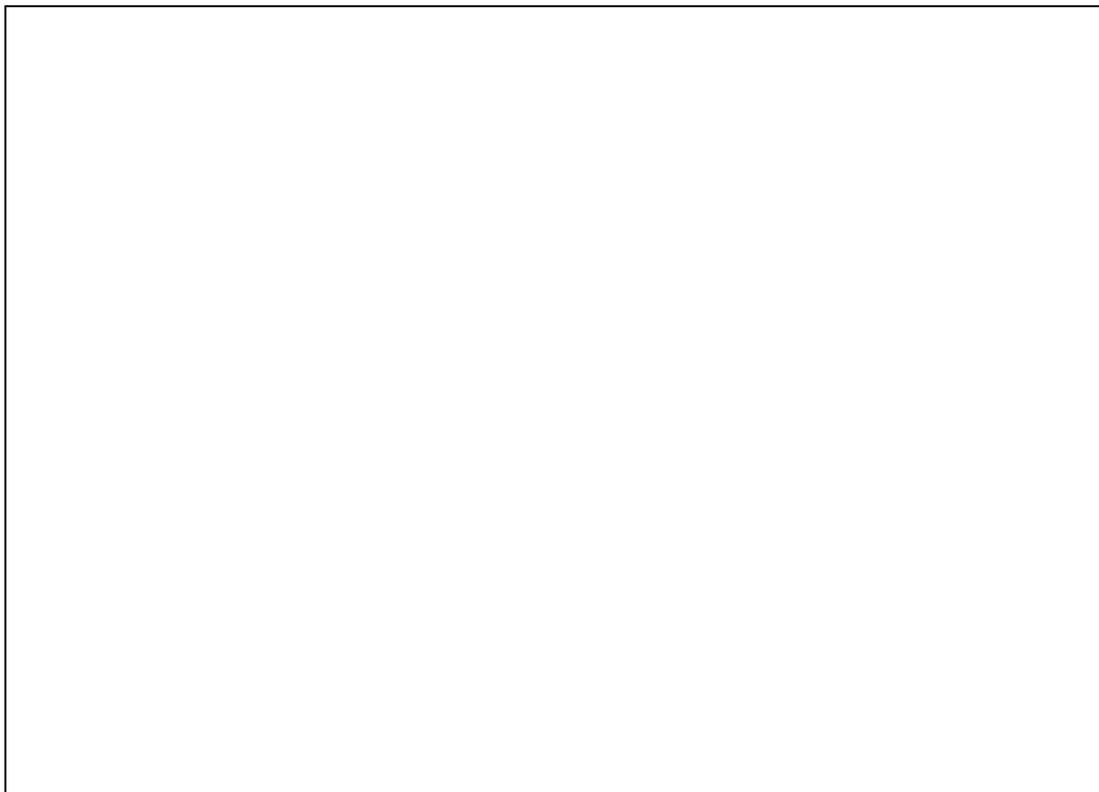
Las corrientes deben ser menores a aquellas que causen fibrilación ventricular.

Como se estableció anteriormente, de acuerdo con los experimentos de Dalziel, el 99.5% de las personas podrá soportar el paso de la corriente establecida por la fórmula, la cual puede describirse de otra forma:

$$\boxed{} \text{ siendo } k = \boxed{}.$$

En el experimento de Dalziel, se determinó que la energía de shock al cual puede soportar el 99.5% de las personas con un peso aproximado de 50 kg, es de $S_B = 0.0135$ lo cual conduce a $k = 0.116$.

Gráfico 3.1: Corriente de fibrilación.



Nota: Datos tomados de la tabla A6.1 del anexo 6 de este informe.

Como se observa en el gráfico, cuanto menor sea el tiempo de exposición a la falla, mayor va a ser la corriente que se pueda soportar, aunque algunos autores sugieren el valor de 100 mA como valor máximo independientemente del tiempo.

Resistencia del cuerpo humano.¹¹

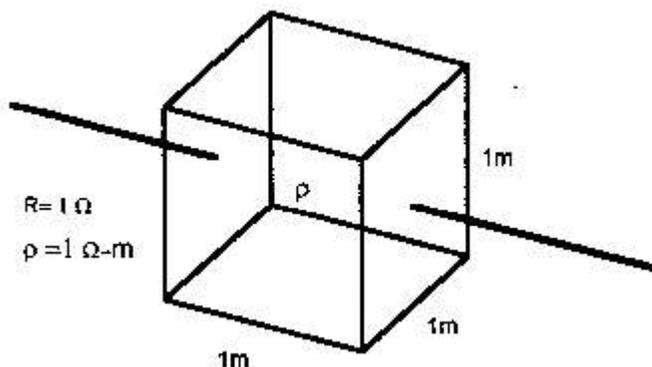
La resistencia del cuerpo humano se ha determinado entre los 1000 y los 2000 Ω a través de experimentos y mediciones realizadas.

Resistividad del suelo.

El principal parámetro para efectuar un correcto diseño o diagnóstico de un sistema de puesta a tierra lo constituye la resistividad del suelo. Su importancia se justifica por constituir el medio en el cual se ubican la mayoría de los componentes del sistema de puesta a tierra.

Las unidades de la resistividad son los ohmios-metro (Ω -m), derivado de Ω -m²/m tal como lo muestra la figura 3.1¹², en donde la resistividad del terreno equivale a la resistencia que ofrece al paso de la corriente un cubo de terreno de 1 metro de arista. La resistividad se representa con el símbolo ρ .

Figura 3.1: Definición de resistividad del suelo.



¹¹ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Introducción, pág. 5.

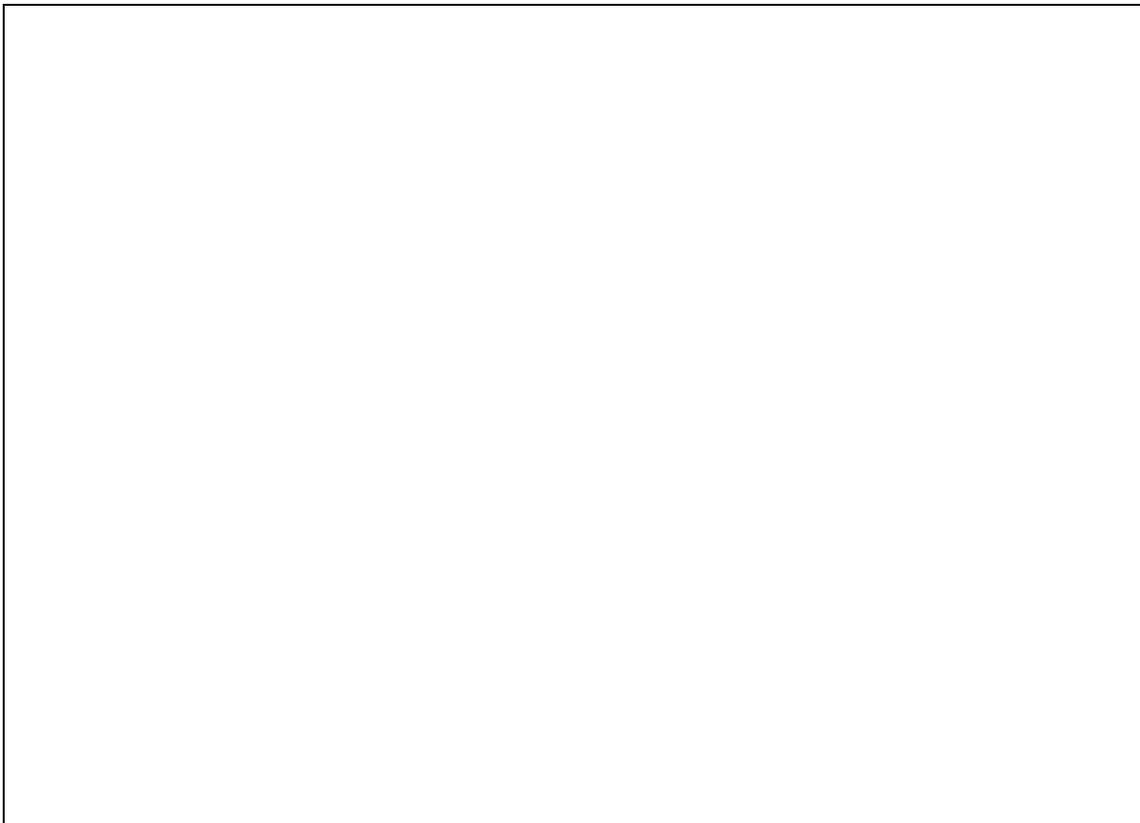
¹² Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 2, pág. 10.

La resistividad es un parámetro que varía de acuerdo con la composición química y conformación física del suelo, siendo necesario en muchos casos recurrir a modelos de dos o más capas para su representación adecuada.

No tan sólo es importante el tipo de suelo, la resistividad de la tierra también varía con el contenido de humedad. Puede darse el caso de que en temporada seca, un terreno puede tener un valor de resistividad tal que dificulte tener un valor de resistencia deseado. Por ello, el sistema debe ser diseñado tomando en cuenta la resistividad en el peor de los casos.

El gráfico 3.2 muestra como varía la resistividad del suelo con las variaciones de humedad.

Gráfico 3.2: Variación de la resistividad del suelo con la humedad.

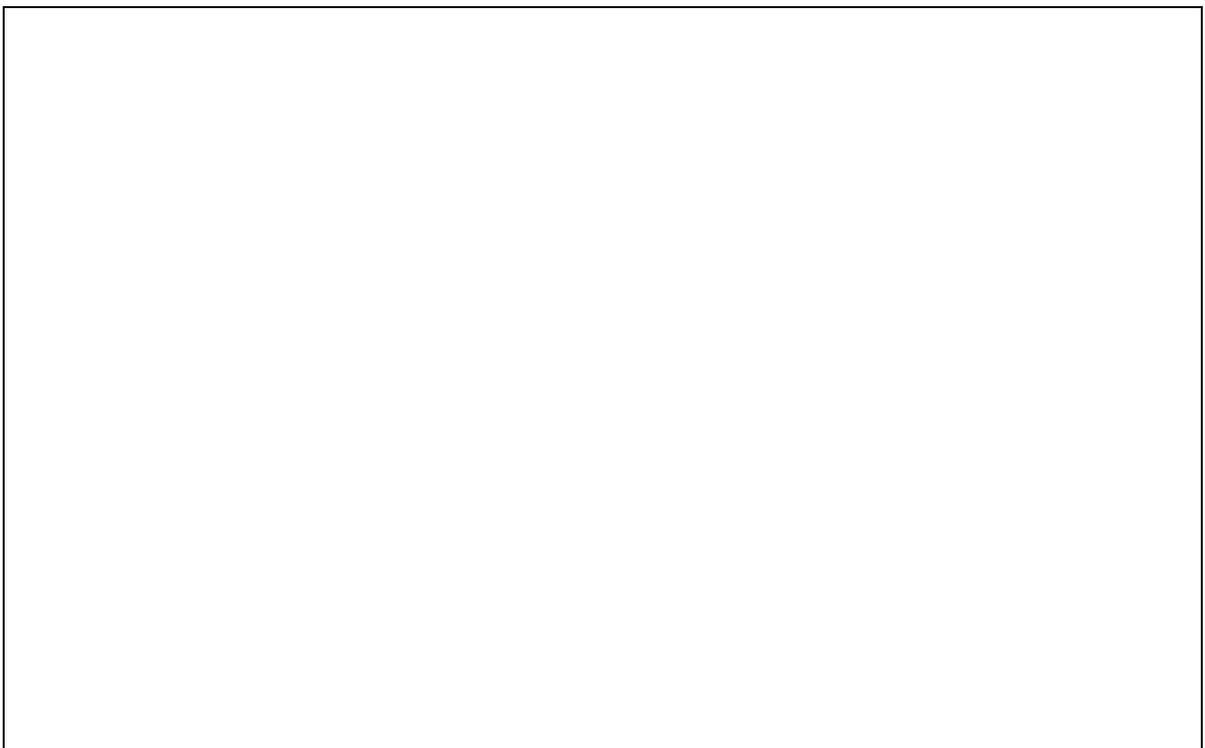


Nota: Datos tomados de la tabla A7.2 del anexo 7 de este informe.

Como se puede observar, cuanto menor sea la humedad del terreno, mayor es su resistividad, pero para valores de concentración del 30% o más, la variación de la resistividad del suelo es muy pequeña por lo que se considera que el suelo está saturado.

También la temperatura afecta la resistividad del suelo como lo muestra el gráfico 3.3.

Gráfico 3.3: Variación de la resistividad del suelo con la temperatura.



Nota: Datos tomados de la tabla A7.1 del anexo 7 de este informe.

Aquí también se observa como disminuye la resistividad del suelo conforme aumenta la temperatura y que de la misma forma que con la humedad, después de los 20°C se puede decir que el suelo ha entrado en saturación.

Los valores de resistividad se suelen clasificar en función de la composición o tipo de terreno y para efectos de interés de la puesta a tierra, pueden definirse como de baja resistividad, media y alta.

Tabla 3.2: Valores promedio de la resistividad del suelo.¹³

Tipo	Naturaleza del terreno	Resistividad media (Ω -m)
Baja	Suelo orgánico, cultivable.	50 – 200
Media	Arcilloso, semiárido.	200 – 750
Alta	Pedregoso, areno, árido.	Mayor a 1000

Los principales objetivos del cálculo de la resistividad del suelo son:

- a. Determinar la resistencia a tierra de un sistema de tierras para una subestación eléctrica u otros equipos.
- b. Determinar los gradientes de potencial incluyendo las tensiones de paso y de contacto.
- c. Diseñar los sistemas de protección catódica.
- d. Estudios geológicos.

Medición de la resistividad del suelo.

Para la evaluación del valor o los valores de la resistividad es necesario realizar mediciones previas en el terreno donde se ubicará el sistema de tierras.

Existen diferentes métodos para la medición de la resistividad como:

- a. Método de los cuatro electrodos o Método Wenner (Tetraelectrónico).
- b. Dispositivo Tetraelectrónico Simétrico.
- c. Dispositivo Trielectrónico AMN, B que tiende a infinito.

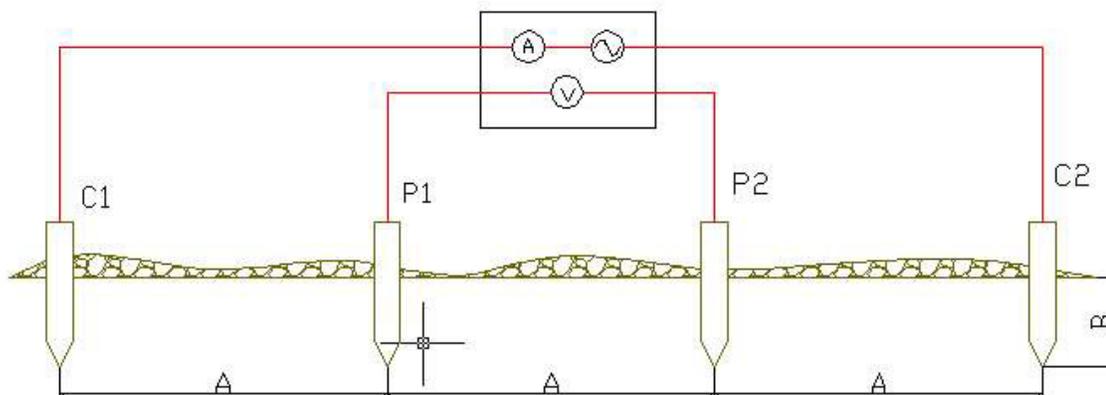
¹³ Richmond F, Hermes. **Sistemas de Puesta a Tierra para Sistemas de menos de 1000V**. Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales. Mayo 2004.

- d. Dispositivo Tomas de tierra de medición fuera de línea.
- e. Dispositivo Dipolar.

El método más recomendado es el de Wenner¹⁴, el cual consiste en la ubicación de cuatro electrodos en forma lineal, igualmente separados (A). Se requieren varias mediciones separando los electrodos uniformemente hasta cubrir el área de interés. Los electrodos de los extremos (C1 y C2) permiten la inyección de corriente y los electrodos centrales (P1 y P2) la medición de la tensión. La relación entre estas variables mediante la Ley de Ohm permite determinar la resistencia aparente del suelo, que luego a través de cálculos e interpretaciones se traduce en el valor de la resistividad (ρ_a).

En el arreglo de cuatro electrodos de Wenner, éstos se colocan en línea recta y se espacian uniformemente. La profundidad (B) a la cual se clava cada electrodo debe ser menor al 10% del espaciamiento entre dos electrodos adyacentes. De esta forma cada electrodo aparecerá como un punto con respecto a la distancia implicada en la medición.

Figura 3.2: Disposición física de los electrodos.



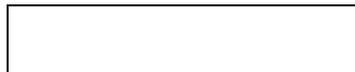
¹⁴ F. Wenner, **A method of Measuring Resistivity**, National Bureau of Standards, Scientific Paper 12, No. S-258, 1916, página 499.

La figura 3.2 muestra como se deben disponer los electrodos para realizar las mediciones y al utilizar la siguiente fórmula se determina la resistividad aparente del suelo.¹⁵



Donde **A** es la distancia entre los electrodos adyacentes en centímetros o en metros, y **B** es la profundidad de penetración de los electrodos, **R** es la resistencia que se obtiene del aparato de medición si éste la da, de lo contrario resulta de la división del voltaje y la corriente medidas.

Si se procura de que **A** sea lo suficientemente grande con respecto a **B** con una relación de **A>20B** entonces:



Para medir la resistividad del suelo se requiere de un terrómetro o *Megger* de tierras de cuatro terminales con sus cuatro puntas enterradas la misma distancia, y espaciadas la misma longitud en línea recta.

Figura 3.3: Megger de cuatro terminales.



¹⁵ Richmond F, Hermes. **Sistemas de Puestas a Tierra para Sistemas de menos de 1000V**. Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales. Mayo 2004.

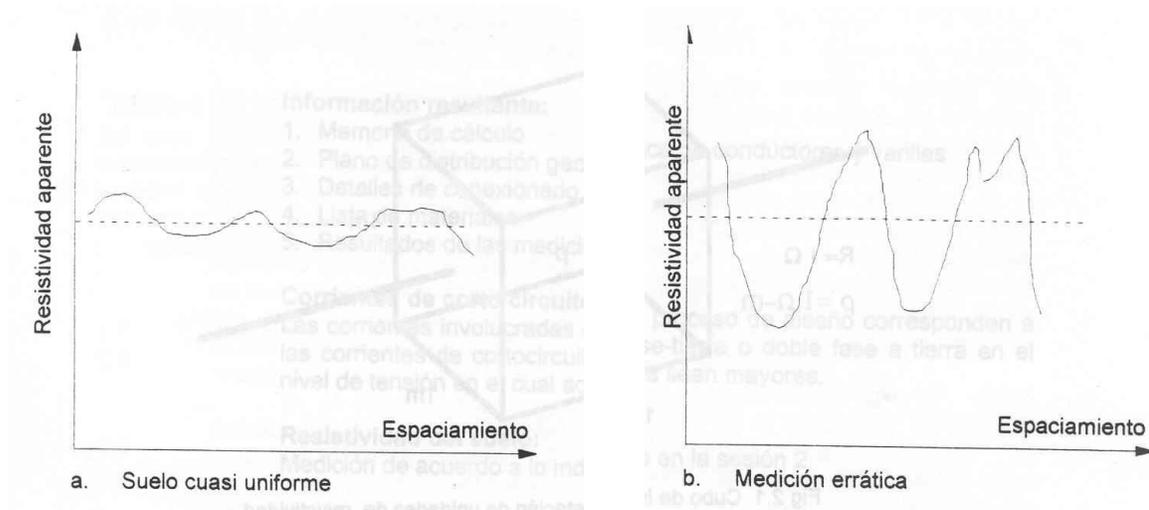
Interpretación de las mediciones.¹⁶

El problema de interpretación más simple es el caso donde las resistividades aparentes medidas varían muy poco sobre un valor promedio. Esto indica que la tierra en el sitio es uniforme.

Las variaciones pueden atribuirse a pequeñas discontinuidades locales que pueden ser despreciadas. Pueden atribuirse también a imprecisiones en la medición debido a corrientes parásitas o sensibilidad inadecuada en el aparato de medición.

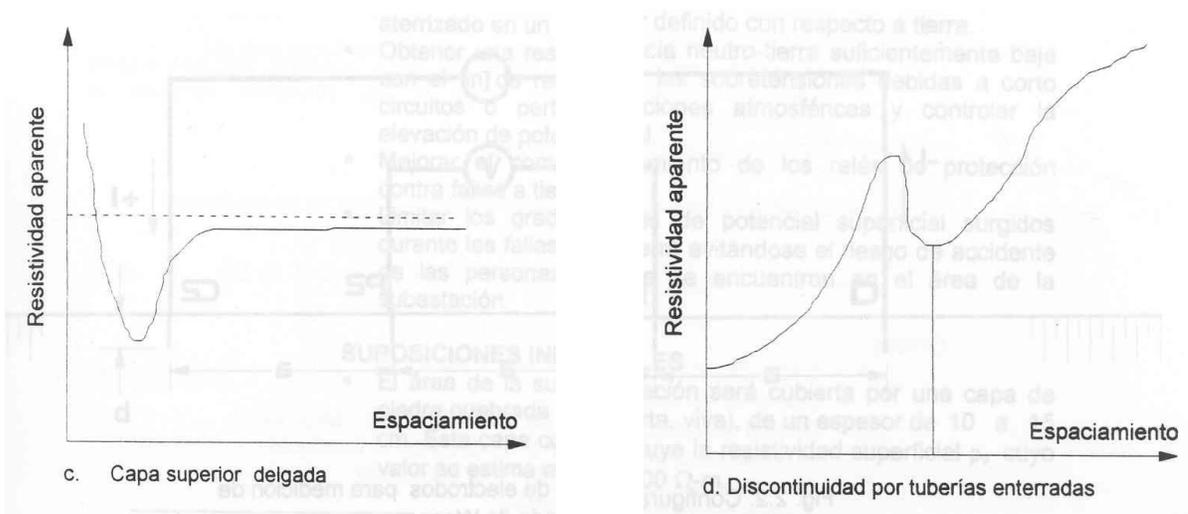
En general las curvas de resistividad aparente cambian suavemente y no exhiben cambios súbitos. Cuando esto último ocurre, es una indicación clara de que el arreglo atraviesa una falla vertical o una discontinuidad local cercana a la superficie de la tierra. La magnitud del salto es una indicación de la diferencia entre resistividades de los materiales adyacentes. La presencia de tuberías metálicas enterradas cerca de la superficie es una causa típica de cambios súbitos en la resistividad aparente.

Figura 3.4: Variaciones de las mediciones ante anomalías geofísicas.¹⁷



¹⁶ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 2, pág. 3-4.

¹⁷ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 2, pág. 11.



Los métodos utilizados para la interpretación de las medidas pueden agruparse en dos categorías:

- a. Interpretaciones empíricas.
- b. Interpretaciones analíticas.

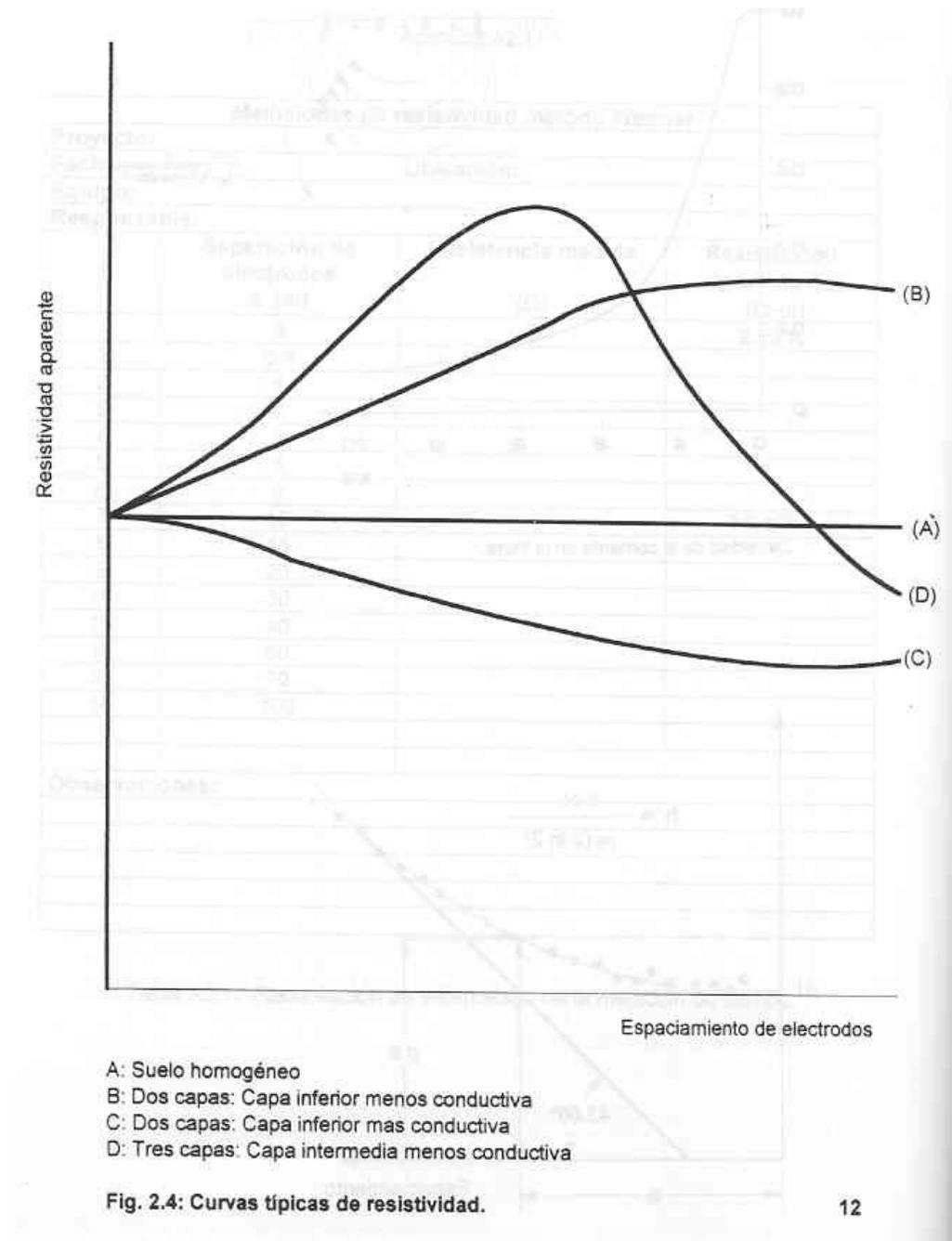
Métodos empíricos.¹⁸

Los métodos empíricos se basan en la experiencia adquirida a través de numerosas medidas y ejercicios de interpretación. Estos métodos son de naturaleza estadística. En esencia, se observa que la forma de la curva de la resistividad aparente está íntimamente relacionada con la estructura del suelo en el sitio. Por esto, ciertas propiedades de la curva medida se usan para deducir la resistividad y espesor de las capas. La figura muestra el comportamiento de la curva de resistividad aparente y su relación con una interpretación. Aunque existen inexactitudes inherentes en estos métodos, son de menor consecuencia para el diseñador de sistemas de puesta a tierra que para el geólogo o el geofísico. Los métodos empíricos pueden ser útiles

¹⁸ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 2, pág. 4.

para interpretaciones en sitio y sirven como un buen arranque para métodos más rigurosos.

Figura 3.5: Curvas típicas de resistividad.¹⁹



¹⁹ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 2, pág. 12.

Métodos analíticos.²⁰

La palabra analítico puede confundir si se le interpreta como preciso o riguroso. Las medidas de resistividad difícilmente estarán dentro del 1% de precisión, aun cuando se utilice equipo sofisticado. Usualmente, las medidas cuidadosas con equipo convencional estarán dentro del 5%. Medidas improvisadas, inexperiencia o equipo deficiente, pueden conducir a resultados significativamente diferentes de los valores reales. Medidas cuidadosas y realizadas por personal experimentado, no necesariamente coincidirán con resultados analíticos.

Cálculo de valores máximos.

Constituyen los valores a respetar y son calculados previamente a la definición de la configuración de la malla.

Tensión de paso (V_p).

Se define como la tensión que durante el funcionamiento de una red de tierras puede resultar entre el pie de una persona apoyada en el suelo a la distancia de un metro (1 paso) o entre un pie y el otro en forma convencional.

Existen varias fórmulas para calcular la tensión de paso como:



Donde V_p es la tensión de paso, ρ_s es la resistividad superficial de la capa superior (generalmente piedra, 3000 Ω -m) en Ω -m, y t es el tiempo de duración de la falla.²¹

También tenemos las siguientes fórmulas:

²⁰ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 2, pág. 6.

²¹ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 1, pág. 5.



Aplicables al ser humano.



Máximas admisibles en una instalación.

Donde V_p es la tensión de paso, t es la duración de la falla, ρ_s es la resistividad superficial de la capa superior (generalmente piedra, 3000 Ω -m) en Ω -m, k y n son constantes función del tiempo, dependen de la curva I/t del relé.²²

Tensión de contacto (V_c).

Es la tensión a la cual se puede ver sometido el cuerpo humano por contacto con una carcasa o estructura metálica que normalmente no está en tensión de una máquina o aparato, a una distancia de un metro.

Para la tensión de contacto también existen fórmulas para determinar su valor como:



Donde V_c es la tensión de contacto, ρ_s es la resistividad superficial de la capa superior (generalmente piedra, 3000 Ω -m) en Ω -m, y t es el tiempo de duración de la falla.²³

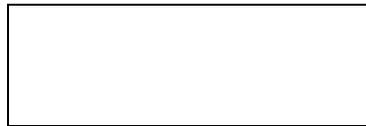
También tenemos las siguientes fórmulas:



Aplicables al ser humano.

²² Richmond F, Hermes. **Sistemas de Puesta a Tierra para Sistemas de menos de 1000V**. Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales. Mayo 2004.

²³ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 1, pág. 5.



Máximas admisibles en una instalación.

Donde V_c es la tensión de contacto, t es la duración de la falla, ρ_s es la resistividad superficial de la capa superior (generalmente piedra, 3000 Ω -m) en Ω -m, k y n son constantes función del tiempo, dependen de la curva I/t del relé.²⁴

Tabla 3.3: Valores de k y n para t menor a 3 segundos.²³

Tiempo (t) en segundos	k	n
$0.1 < t \leq 0.9$	72	1
$0.9 < t \leq 3.0$	78.5	0.18

Tabla 3.4: Valores de V_p y V_c para t mayor a 3 segundos.²³

Tiempo (t) en segundos	V_c	V_p
$3.0 < t \leq 5.0$	64V	640V
$5.0 < t$	50V	500V

Cálculo de los valores reales.

Estos dependen de la configuración de la malla y de las características del sitio donde va a ser instalada o donde está construida.

²⁴ Richmond F, Hermes. **Sistemas de Puesta a Tierra para Sistemas de menos de 1000V**. Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales. Mayo 2004.

Factores K_s , K_m y K_i .²⁵

Son factores que dependen de la geometría de la malla y sus expresiones son:

donde:

K_s es el coeficiente de potencial superficial,

K_m es un factor de corrección,

K_i es un factor de corrección por irregularidad en la distribución de corriente,

n es el número de conductores principales en paralelo,

D es la separación entre conductores principales,

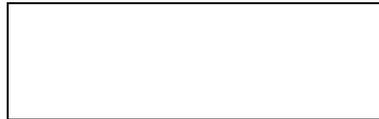
h es la profundidad de la malla,

d es diámetro del conductor utilizado.

²⁵ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 3, pág. 4.

Tensión de paso real (V_p).²⁶

Es el valor máximo de tensión de paso producto de la elevación de potencial en toda la malla ante una condición de falla y que depende la configuración del sistema de puesta a tierra.



Donde K_i y K_s son factores que se mencionaron anteriormente, ρ es la resistividad del suelo, I es la corriente máxima de falla y L es la longitud del conductor de puesta a tierra, el cual incluye los electrodos y el cable a utilizar.

Tensión de contacto real (V_c).

Es el valor máximo de tensión de contacto producto de la elevación de potencial en toda la malla ante una condición de falla y que depende la configuración del sistema de puesta a tierra.



Donde K_m y K_i son factores que se mencionaron anteriormente, ρ es la resistividad del suelo, I es la corriente máxima de falla y L es la longitud del conductor de puesta a tierra, el cual incluye los electrodos y el cable a utilizar.²⁵

Longitud del conductor de puesta a tierra.²⁷

Esta longitud se define como la longitud de los electrodos más la longitud del cable conductor por utilizar, y se determina de la siguiente manera:

²⁶ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 3, pág. 4.

²⁷ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 3, pág. 5.



Donde K_m y K_i son las constantes anteriormente mencionadas, ρ es la resistividad del suelo, I es la corriente máxima de falla, t es la duración de la falla y ρ_s es la resistividad del suelo superficial.

Metodología.²⁸

Al aprovechar las consideraciones anteriores y con fines prácticos se propone la siguiente metodología para la medición e interpretación de resultados.

Medición. Se realizará utilizando un instrumento adecuado con capacidad suficiente para la profundidad de prospección deseada. Este instrumento deberá tener 4 electrodos y se aplicará el método de Wenner, tal y como fue descrito anteriormente.

Recopilación de la información de campo. Las mediciones se realizarán colocando los electrodos a una separación de 0.5 m inicialmente y separándolos uniformemente de acuerdo con la tabla A8.1 del anexo 8 de este informe, en la cual se recoge la información que posteriormente será interpretada.

Graficación de la información de campo. Los datos de resistividad aparente y separación de electrodos deben graficarse en una hoja log-log como la que se muestra en la Figura A8.1 del anexo 8 de este informe.

Interpretación preliminar. El gráfico obtenido será objeto de observación y análisis preliminar que se basa en los métodos empíricos descritos. Esta primera interpretación permitirá adquirir criterio sobre el tipo de suelo que se analiza, las anomalías y características genéricas de la estratificación.

Interpretación por medio de la Carta Maestra. La ecuación que describe las relaciones entre la resistividad aparente ρ_a , la resistividad de la primera capa ρ_1 , el

²⁸ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 3, pág. 6-8.

factor de reflexión $K = (\rho_2 - \rho_1) / (\rho_1 + \rho_2)$ y la relación entre la profundidad de la primera capa y la separación de electrodos B/A (h/a), es la siguiente²⁹:



A la familia de curvas resultante de graficar en coordenadas logarítmicas la función anterior con el eje x asumiendo la variación de a/h y el eje y la relación (ρ_a / ρ_1) , haciendo variar el factor de reflexión desde $K = -0.99$ hasta $K = 0.99$, se le denomina carta maestra, la cual se presenta en la Figura A8.2 del anexo 8 de este informe. La carta maestra constituye un modelo teórico de variación genérica de las resistividades y permite determinar una estratificación determinada por comparación con los resultados del gráfico de campo. Es requisito que los datos de campo se grafiquen en un papel log-log con la misma escala que la carta maestra. Para facilidad de comparación, la carta maestra debe ser impresa en una base transparente.

El procedimiento de comparación consiste en superponer la Carta maestra sobre el gráfico de campo y desplazado en forma paralela, horizontal y verticalmente hasta que un tramo del gráfico de campo empate con la carta maestra. Esta coincidencia determina un factor de reflexión K para la curva real. El valor de resistividad de la primera capa ρ_1 y su profundidad se determinan así:

Resistividad de la primera capa ρ_1 .

El valor $\rho_a / \rho_1 = 1$ en la se obtiene superponiendo el gráfico obtenido de las mediciones sobre la carta maestra, se desplaza dicho gráfico hasta que coincida con alguna de las curvas de las carta maestra, indicándonos el valor de K y la relación ρ_a / ρ_1 .

²⁹ Electric Power Research Institute (EPRI). EL-2699. Project 1494-1. F.Dawalibi. 1982

Profundidad de la primera capa.

Sin desplazar los gráficos, en las abscisas, el valor $a/h = 1$ se muestra en la carta maestra indica el valor de profundidad buscado.

Como la superposición determinó una curva en la Carta Maestra, esta a su vez corresponde a un factor de reflexión K . Al identificar un valor para ρ_1 , al utilizar K se puede determinar el valor de resistividad de la segunda capa, así:

$$K = (\rho_2 - \rho_1) / (\rho_1 + \rho_2)$$

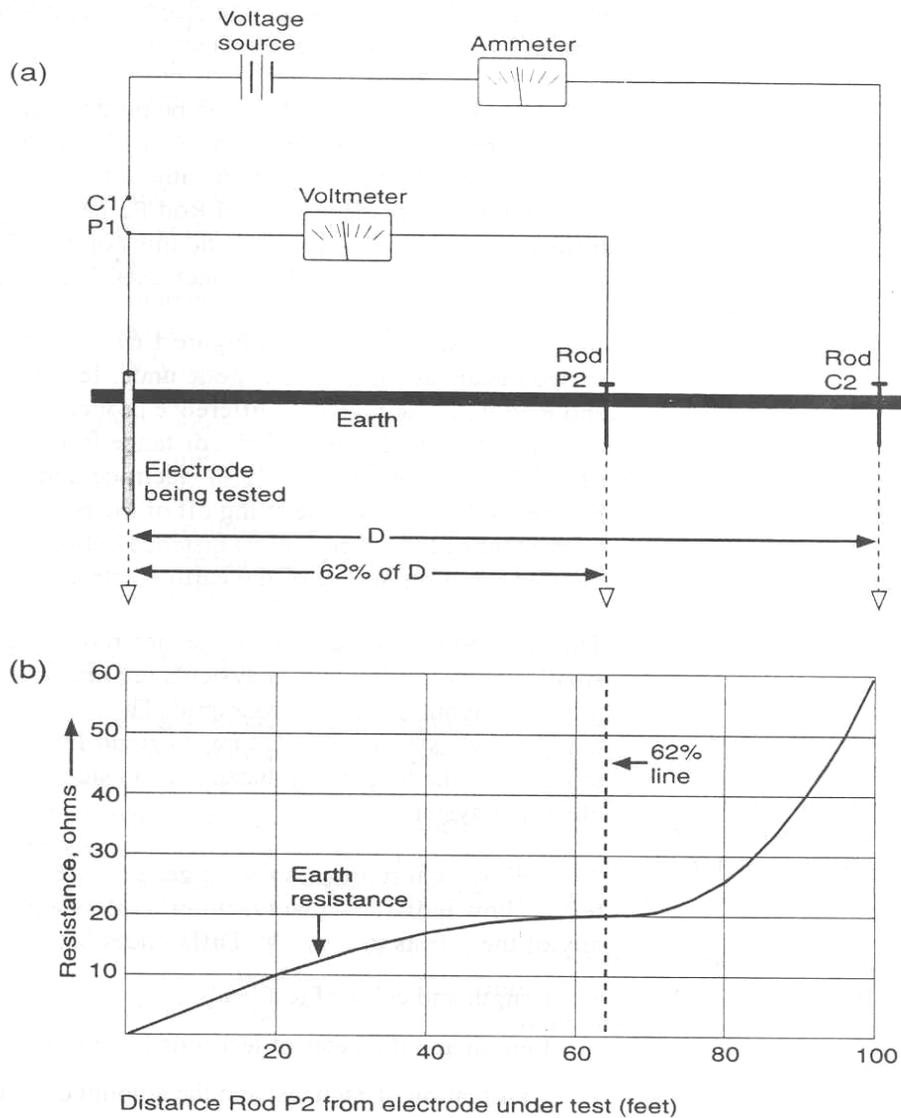
El procedimiento continúa desplazando la carta maestra sobre el gráfico de campo para hacer coincidir el tramo siguiente.

En este paso se determinará la profundidad de la segunda capa y un nuevo factor de reflexión que a su vez determinará el valor de resistividad de la tercera capa, si ésta existe. En este segundo desplazamiento debe tomarse en cuenta que el valor $\rho_a / \rho_1 = 1$ en la carta maestra (que ahora correspondería a ρ_a / ρ_2) debe ubicarse sobre ρ_2 , manteniéndose sobre este valor. La carta maestra se desplazará ahora solo horizontalmente hasta encontrar correspondencia con el siguiente tramo de la curva medida. Luego podrán leerse ρ_3 y h_2 .

El método descrito, cuando se aplica cuidadosamente, brinda resultados satisfactorios para aplicaciones en puesta a tierra. Debe tomarse en consideración la extensión o cobertura de la malla de tierra. Si se trata de mallas pequeñas, para edificios, postes, estructuras de transmisión, una separación de los electrodos de corriente $C1$ y $C2$ hasta los 20 o 25 metros es suficiente. Para subestaciones grandes, patios de 100 m o mayores, es importante ampliar la separación de los electrodos con el fin de profundizar en el conocimiento del suelo.

Método del 62%.³⁰

Figura 3.6: Método del 62%.³¹



³⁰ Richmond F, Hermes. **Sistemas de Puesta a Tierra para Sistemas de menos de 1000V**. Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales. Mayo 2004.

³¹ BICSI. **TCI Manual**. Section 8: Grounding and Bonding. Pág. 1-151.

La figura 3.6 muestra la disposición de los electrodos para el Método del 62% también denominado el método de caída de potencial³², consiste en colocar tres electrodos del megger a cierta distancia para tomar las mediciones e inyectar corriente a través del electrodo C2. Los terminales C1 y P1 se cuentan para colocar el electrodo de referencia de distancia cero, posteriormente el electrodo C2 se coloca a una distancia considerable dependiendo de valores establecidos. Si el electrodo P2 se coloca en diferentes puntos entre C1 y C2, preferiblemente en línea recta, una serie de lecturas de voltaje pueden ser obtenidas del aparato. Utilizando la ley de Ohm ($R=V/I$) se puede determinar la resistencia de la tierra en los puntos escogidos.

Esta serie de resistencias se pueden graficar para obtener una curva, cuando la curva llega al 62% de la distancia total entre C1 y C2, se obtiene la resistencia a tierra.

Preferiblemente se toma el valor promedio entre este punto y una variación de más o menos un 10% hacia arriba y hacia debajo de este valor, o cuando la curva tiende a ser constante en las cercanías del 62%.

Tabla 3.5: Distancia aproximada de los electrodos auxiliares (único electrodo).³³

Distancia de los electrodos usando el método del 62% (Un único electrodo)		
Profundidad (m)	P2=62% D (m)	C2=D (m)
1,80	13,70	22,00
2,40	15,20	24,50
3,00	16,80	26,80
3,70	18,30	29,30
5,50	21,60	35,00
6,00	22,60	36,60
9,10	26,20	42,70

³² Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 4, pág. 2.

³³ Richmond F, Hermes. **Sistemas de Puesta a Tierra para Sistemas de menos de 1000V**. Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales. Mayo 2004.

Tabla 3.6: Distancia aproximada de los electrodos auxiliares (electrodos múltiples).³⁴

Distancia aproximada de los electrodos auxiliares usando el método del 62% (Electrodos múltiples)		
Máxima distancia (m)	P2=62% D (m)	C2=D (m)
1,80	23,60	38,10
2,40	26,50	42,70
3,00	30,20	48,80
3,70	32,10	51,80
4,30	35,90	57,90
4,80	37,80	61,00
5,50	39,70	64,00
6,10	41,50	67,00
9,10	49,10	79,30
12,19	56,70	91,40
15,24	64,30	103,60
18,29	69,90	112,80
24,38	83,10	134,10
30,48	94,50	152,40
36,58	103,90	167,60
42,67	113,40	182,90
48,77	119,00	192,00
54,86	132,30	213,40
60,96	138,00	222,50

³⁴ Richmond F, Hermes. **Sistemas de Puesta a Tierra para Sistemas de menos de 1000V**. Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales. Mayo 2004.

Fuentes de error en el método de caída de potencial.³⁵

- a. Inadecuada colocación del electrodo de inyección de corriente.
- b. Operación de la instrumentación a niveles de sensibilidad inadecuados.
- c. Localización del electrodo de corriente en la cercanía de estructuras metálicas enterradas.
- d. Acople inductivo entre conductores de corriente y potencial.
- e. Electrodo de alta resistencia.
- f. Cables en mal estado.
- g. Contacto deficiente entre el electrodo y el suelo.
- h. Interpretación incorrecta de la medición.
- i. Instrumentación descalibrada.

Problemas y recomendaciones prácticas para buenas mediciones.³⁶

Un factor importante en la buena medición consiste en garantizar el buen contacto entre los electrodos y el suelo. Esto no necesariamente implica profundizar el electrodo hasta que se sienta firme. Hay que recordar, que dependiendo de la separación de electrodos, la profundidad debe vigilarse. El método Wenner supone una profundidad 10 veces menor que la separación de electrodos para que la medida sea precisa.

Si las condiciones no permiten un buen contacto del electrodo con el suelo, es recomendable compactar previamente o bien agregar agua muy localmente (solo en el punto en donde se va a colocar el electrodo), de forma que se solidifique el punto en cuestión.

³⁵ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 4, pág. 3.

³⁶ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 2, pág. 9.

Si existen estructuras o tuberías metálicas enterradas, las mediciones presentarán anomalías.

Conforme la separación de electrodos aumenta, la susceptibilidad de incurrir en errores aumenta. En los instrumentos portátiles, debe operarse en la escala de mayor sensibilidad (precisión de 2 dígitos). Es conveniente insertar amperímetros en serie con las líneas de corriente. Los instrumentos portátiles tienen una capacidad de inyección de hasta 40 mA, aproximadamente. Si durante las mediciones, la corriente se reduce en más de un 10%, puede indicar un pobre contacto en los electrodos.

En muchos casos ocurren acoples entre las líneas de corriente y las de potencial. Es conveniente separar las rutas de cables para evitarlos. La graficación preliminar de los valores durante la medición puede anticipar alguna condición anómala.

La verificación con medidas ortogonales en un sitio determinado permite un mejor conocimiento de las condiciones del terreno en estudio y una forma de identificar errores.

Las medidas deben registrarse en hojas estandarizadas y se debe consignar en las mismas la información complementaria suficiente para una buena documentación. Ejemplo: Proyecto en estudio, fecha, localización de la medida, equipo utilizado, responsable de la medición y observaciones.

El objetivo de todas estas consideraciones es que el registro de los datos debe asegurar que una tercera persona, aun no habiendo participado en las mediciones, pueda llevar a cabo una detallada y exacta interpretación de las mediciones.

Mejoramiento artificial de las puestas a tierra.³⁷

El mejoramiento artificial consiste en la utilización de sustancias que disminuyan la resistividad del medio en el cual el electrodo se ubica. Estas sustancias deberán ser lo más estables posibles, para garantizar permanencia del mejoramiento. A su vez,

³⁷ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Apéndice 2, pág. 1.

de no serlo, deben establecerse los procedimientos para la frecuencia de su mantenimiento.

Entre las sustancias más utilizadas están el sulfato de magnesio, sulfato de cobre y la sal común.

Las sustancias se dispondrán alrededor de los electrodos, en zanjas o canales que faciliten que el agua y la humedad las diluya, modificando la resistividad del suelo.

Una sustancia de probadas ventajas por su permanencia y su constitución es la bentonita. Se trata de una arcilla natural formada por acción volcánica, compuesta de silicato de aluminio. Se le utiliza normalmente como lodo de perforación en pozos profundos. Posee una resistividad de 2.5 a 3 Ω -m en mezclas de proporción 3 a 1, formando una sustancia pastosa y densa facilitando el buen contacto con los electrodos y las paredes del hueco. Tiene propiedades higroscópicas direccionales, es decir, absorbe la humedad y la retiene. No se reseca y mantiene su densidad. A lo sumo, expuesta al ambiente, la mezcla tenderá a secarse externamente formando una capa protectora que mantiene el interior húmedo.

Generalmente los periodos de mantenimiento de los métodos artificiales dependen del tipo de tratamiento utilizado. Por ejemplo, cuando el mejoramiento se ha hecho con sales, lo recomendable es cambiarlas cada dos años; si se hizo con geles, el periodo es mayor, de 6 a 8 años; y se utilizó un abono electrolítico, este tiene una duración entre los 10 y 15 años.

Mediciones de mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra.³⁸

El mantenimiento de los sistemas de tierras debe ser rutinario y de naturaleza preventiva.

³⁸ Ruelas, Roberto. www.ruelsa.com/notas/tierras/pe70.html. Ruelsa, Ingeniería. Febrero 1998.

El mantenimiento rutinario debe consistir en, la medición de resistencia a tierra del sistema completo, y de resistividad del terreno, inspección de corrosión y apriete y limpieza de las conexiones que fueron dejadas intencionalmente con conectores atornillables. Estas mediciones deben ser hechas en diferentes épocas del año para evaluar el comportamiento con los cambios de humedad.

Cada vez que un equipo nuevo sea conectado o aún cambiado, el diseño de los sistemas de tierra debe ser reconsiderado. El cambio pudiera crear lazos de corriente, interferir con las trayectorias de disipación de energía de descargas atmosféricas o, proveer un camino a descargas externas.

Diagnóstico del sistema de puesta a tierra de las torres de transmisión de Alcatel.

Para la realización de las mediciones se contrató un servicio externo de medición ya que no se contaba con los instrumentos necesarios. Se utilizó el equipo Earth Resistance Tester modelo 4102.

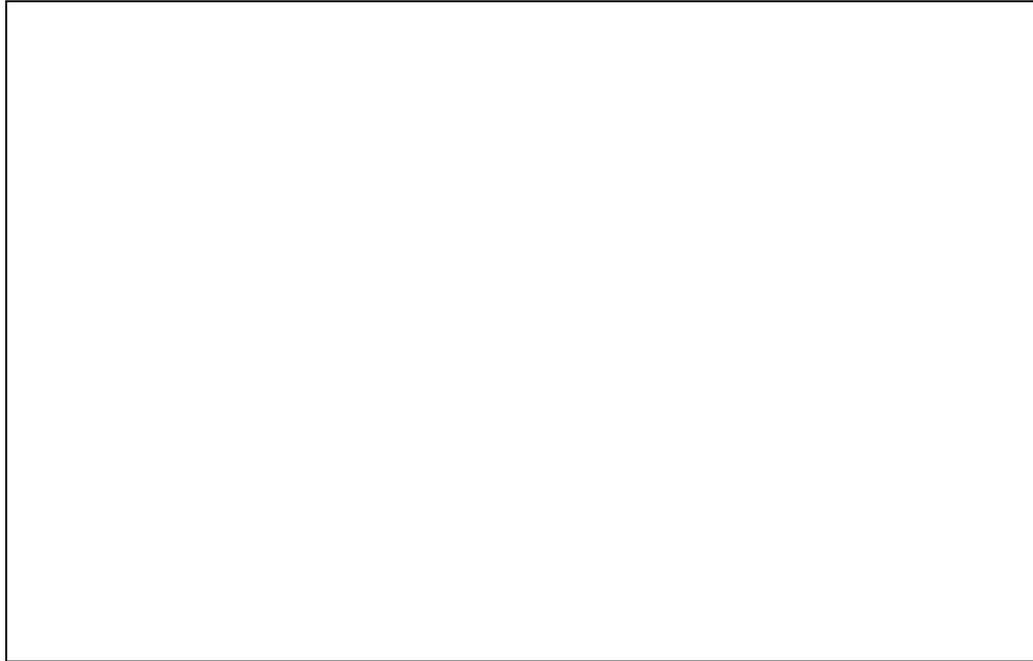
Hay que aclarar que los datos aquí expuestos son demostrativos del procedimiento, ya que las mediciones reales son confidenciales y de uso exclusivo de la empresa Alcatel de Costa Rica.

Se considera que el equipo contenido en las torres es de suma importancia y muy sensible, podemos esperar una resistencia entre 0.2 y 1Ω según la tabla 3.1 de este capítulo.

Inicialmente se ejecutaron las mediciones mediante el Método del 62% para determinar la resistencia del suelo en ese instante.

El gráfico 3.3 muestra el valor obtenido de dicha resistencia.

Gráfico 3.4: Mediciones tomadas mediante el Método del 62%.



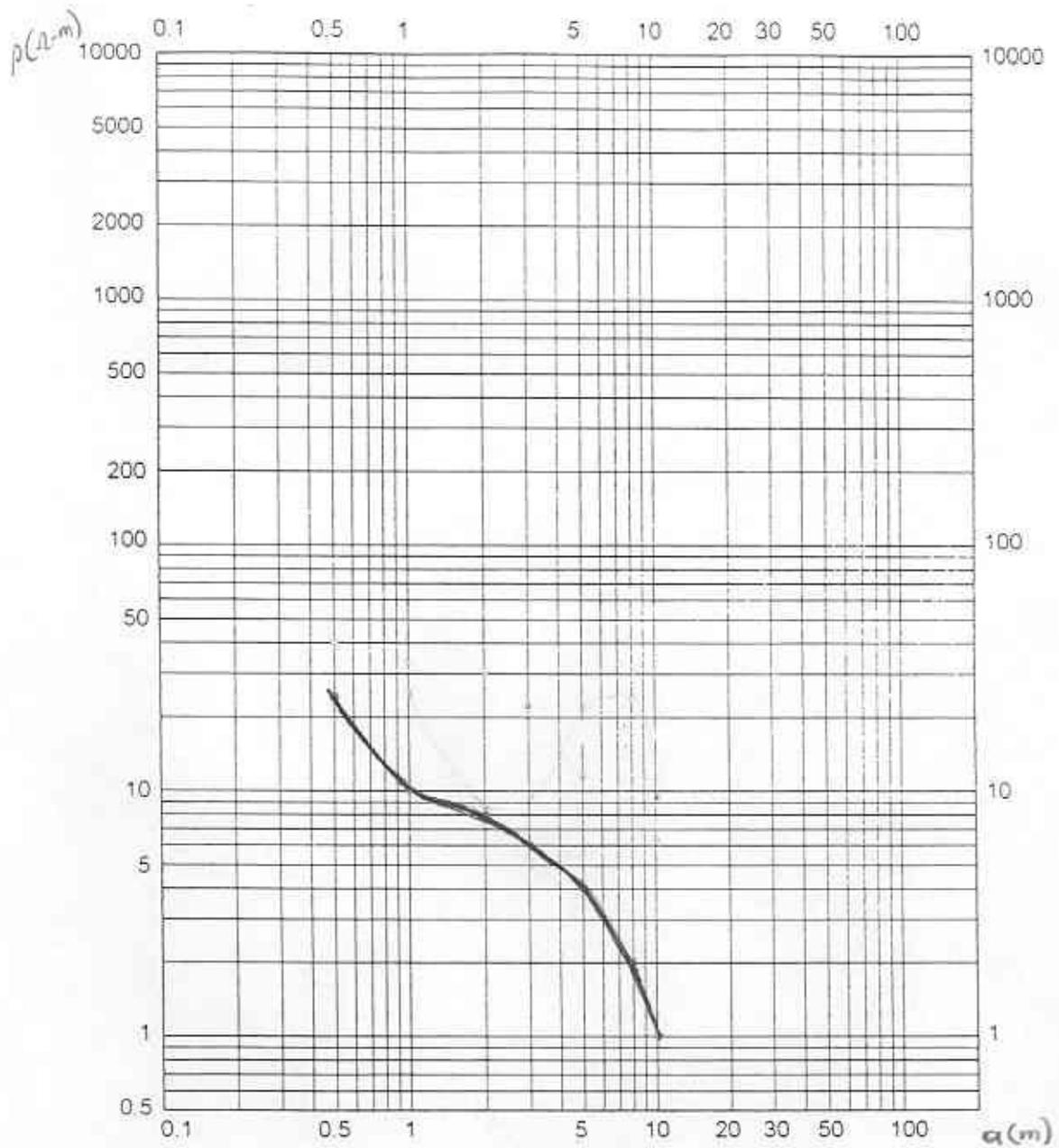
Nota: Datos tomados de la tabla A9.2 del anexo 9 de este informe.

Se observa que para el 62% de la distancia, la resistencia correspondiente sería aproximadamente de 1.25Ω por lo que es necesario realizar una pequeña modificación en su construcción para lograr los valores deseados.

Procedemos a determinar la resistividad del suelo al utilizar el Método de Wenner descrito anteriormente, esto para hacer el diseño de manera adecuada.

El gráfico 3.4 muestra los valores de resistividad obtenidos con el Método Wenner en las mediciones realizadas en las torres de transmisión.

Gráfico 3.5: Mediciones tomadas mediante el Método Wenner.



Nota: Datos tomados de la tabla A9.1 del anexo 9 de este informe.

Resistividad de la primera capa.

Se compara con la carta maestra para determinar los valores correspondientes a K_1 , ρ_a , a y h_1 .

$$K_1 = -0,7$$

$$\rho_a = 40 \Omega\text{-m}$$

$$h_1 = 0.2 \text{ m}$$

Como $\rho_a / \rho_1 = 1$ entonces $\rho_1 = 40 \Omega\text{-m}$

Resistividad de la segunda capa.

Con la fórmula del factor de reflexión $K = (\rho_2 - \rho_1) / (\rho_1 + \rho_2)$

, $\rho_2 = 7.06 \Omega\text{-m}$

Ahora colocando la carta maestra sobre el valor de ρ_2 se determina que h_2 y de K_2 .

$$h_2 = 4 \text{ m}$$

$$K_2 = -0,9$$

Resistividad de la tercera capa.

$$K = (\rho_3 - \rho_2) / (\rho_3 + \rho_2)$$

, $\rho_3 = 0.37 \Omega\text{-m}$

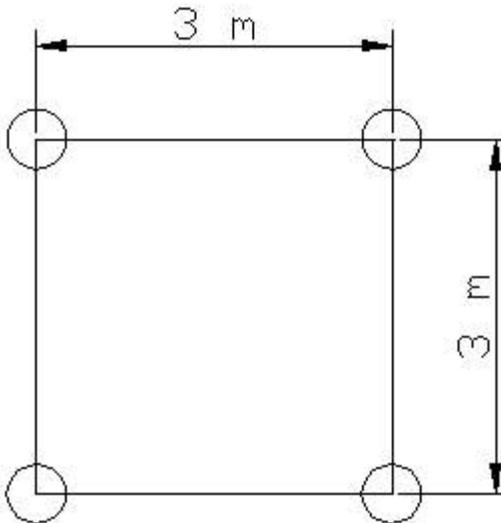
Utilizando el mismo procedimiento para determinar h_3 :

$$h_3 = \infty$$

Resistencia de la malla actual.

La configuración de la malla actual es un cuadrado, cuyos vértices son varillas de cobre de 5/8 de diámetro y de 3 metros de longitud, unidas por cable de calibre 2/0 de un diámetro de 0.0135128 metros.

Figura 3.7: Configuración de malla original.



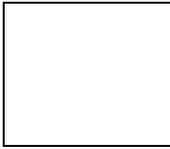
Área de la malla.

$$A = L \times L$$

$$A = 3 \times 3 = 9 \text{ m}^2$$

Sabiendo que la expresión del área de un círculo es:

Se obtiene el radio del círculo equivalente al área ocupada por la malla con la siguiente fórmula:



$r = 1.69 \text{ m}$ este resultado se utiliza en la siguiente fórmula.

La resistencia de la malla está dada por la fórmula³⁹:



El cual es un valor ligeramente mayor al definido anteriormente con el Método del 62% y mayor al recomendado en la tabla 3.1 de este capítulo.

Factores k_m , k_i y k_s .⁴⁰

$D = 3 \text{ m}$, separación entre conductores principales.

$h = 0.7 \text{ m}$, profundidad de la malla.

$n = 7$, número de conductores principales.



³⁹ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 3, pág. 6.

⁴⁰ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 3, pág. 4.

$$K_s = 0.46724$$

$$K_m = 0.6502 - 0.253345$$

$$K_m = 0.396855$$

$$K_i = 0.65 + 0.172*7$$

$$K_i = 1.854$$

Corriente de corto circuito.

Esta corriente fue proporcionada por la empresa y es de 1500 amperes.

Longitud de conductores requeridos.⁴¹

La longitud está determinada por la fórmula:

$L \geq 43.57 \text{ m}$

La longitud total de los conductores sería de la siguiente forma:

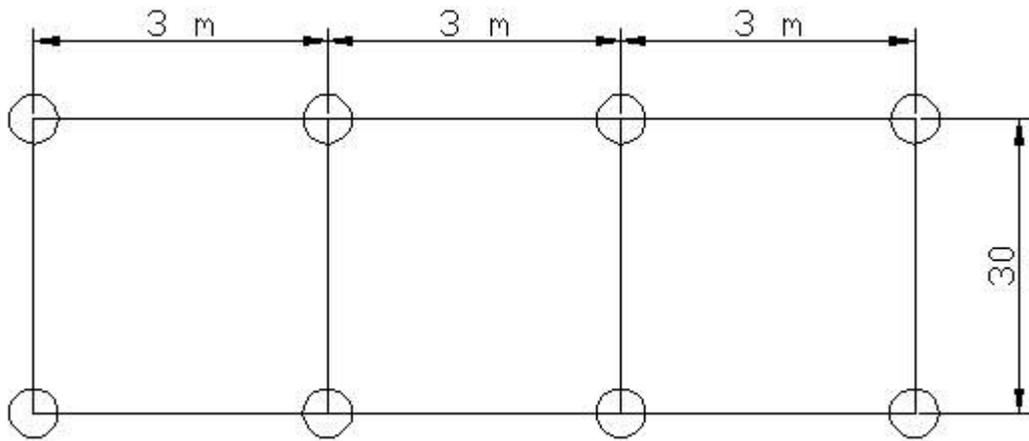
8 varillas de 3 metros = 24 m

10 tramos de 3 metros de cable = 30 m

Total 54 m

⁴¹ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 3, pág. 5.

Figura 3.8: Arreglo de la malla propuesta.



Resistencia de la malla propuesta.

La configuración de la malla propuesta es como se muestra en la figura 3.8, a la malla original se le deben agregar cuatro varillas de cobre más junto con los cables calibre 2/0 para asegurar la equipontencialidad.

Área de la malla.

$$A = L \times a$$

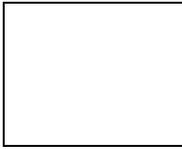
$$A = 9 \times 3 = 27 \text{ m}^2$$

Sabiendo que la expresión del área de un círculo es:



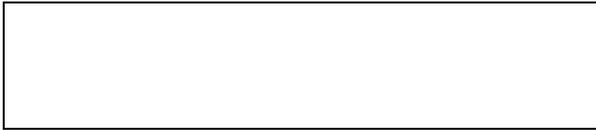
Se obtiene el radio del círculo equivalente al área ocupada por la malla con la siguiente fórmula:





$$r = 2.93 \text{ m}$$

La resistencia de la malla está dada por la fórmula⁴²:



Este valor de resistencia se encuentra dentro del rango establecido anteriormente en la tabla 3.1.

Determinación de los voltajes de contacto y de paso.⁴³

Voltaje de contacto.



$$V_c = 144.3 \text{ V}$$

⁴² Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 3, pág. 6.

⁴³ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 3, pág. 4.

Voltaje de contacto permisible.

$$V_C \text{ permisible} = 173.9 \text{ V}$$

Se observa que la tensión de contacto de la malla es menor que la permisible, garantizando su funcionamiento y seguridad.

$$V_C \leq V_C \text{ permisible}$$

Voltaje de paso.

$$V_P = 169.9 \text{ V}$$

Voltaje de paso permisible.

$$V_P \text{ permisible} = 203.65 \text{ V}$$

También se observa que la tensión de paso de la malla es menor que la permisible, garantizando su funcionamiento y seguridad.

$$V_P \leq V_{P \text{ permisible}}$$

Potencial de transferencia.⁴⁴

Es el máximo aumento del potencial en la malla con respecto a tierra de un punto remoto y se calcula como:

$$V = R \cdot I_{cc}$$

Donde:

V = potencial máximo al que llega la red respecto a tierra

R = Resistencia de la red en Ohms

I_{cc} = Corriente cortocircuito

$$V = 0,733 \cdot 1500 = 1.099,5 \text{ V.}$$

Resistencia de uno o más electrodos.

Este método no considera la resistencia aportada por los conductores, sino más bien, un arreglo de la suma de todas las varillas como si fuera una sola.

Tenemos que la resistencia según el Método del 62% es de 1.25Ω



Al aplicar la fórmula⁴⁵ anterior con la configuración inicial de la malla obtenemos:

⁴⁴ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 1, pág. 6.

⁴⁵ Richmond F, Hermes. **Sistemas de Puesta a Tierra para Sistemas de menos de 1000V**. Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales. Mayo 2004.



$$\rho = 12,23 \Omega\text{-m.}$$

Se varía la configuración de la malla a la propuesta:



$$\mathbf{R = 0.68 \Omega\text{-m}}$$

Resistencia cuyo valor se encuentra dentro del rango establecido como el más adecuado en la tabla 3.1 de este capítulo.

Conclusiones y recomendaciones.

1. La inspección periódica de los elementos que conforman la planta rectificadora y el banco de baterías nos permiten visualizar las condiciones de funcionamiento y así poder responder a tiempo ante cualquier eventualidad.
2. La planta Vortex -48 VDC se encuentra operando por debajo de las condiciones de carga nominal.
3. Muchos de los elementos de protección de la planta son fabricados para trabajar con corriente directa y no se cuenta con distribuidores locales para tener un inventario de repuestos, por lo que se recomienda contactarse con el proveedor de la planta.
4. Se deben realizar inspecciones a los breakers de los módulos de distribución para cerciorarse del correcto funcionamiento de estos, ya que son unos de los elementos de más alta criticidad.
5. El mantenimiento preventivo aplicado al banco de baterías es muy importante ya que es el elemento que más se ve afectado por los cambios en las condiciones de carga, ambientales, etc. Su monitoreo permitirá actuar a tiempo en caso de que su desempeño no sea el más adecuado.
6. Se recomienda realizar una prueba de descarga del banco de baterías para determinar el tiempo real de soporte de emergencia y para verificar el tiempo de recarga.
7. El sistema de puesta a tierra es de suma importancia para la protección del equipo sensitivo como el de telecomunicaciones, pero primordialmente para garantizar la seguridad del personal.
8. Seguridad es la principal responsabilidad que debe ejercer un sistema de puesta a tierra.

9. Se debe ampliar la malla de puesta a tierra agregándole 4 varillas de cobre de 3 metros adicionales con 18 metros de cable desnudo calibre 2/0 o equivalente.
10. Las uniones se deben realizar con soldadura exotérmica.
11. Se deben dejar registros contruidos con cemento o con secciones de tubo PVC para realizar inspecciones posteriores.
12. Hacer una medición de la resistencia de la malla después de realizar las modificaciones para verificar su valor con el valor de diseño.
13. Se le debe agregar una varilla de cobre a la barra maestra de aterrizamiento ya que se encuentra muy cercana al suelo y se encuentra alejada del anillo de puesta a tierra. Esto garantiza una distancia corta en caso de una corriente de falla. Esta varilla está incluida dentro de las 4 varillas adicionales.

Bibliografía

- a. Chapman, Stephen. **Máquinas eléctricas**. Tercera edición, McGraw-Hill Interamericana, Colombia, 2002.
- b. Richmond, Hermes. **Sistemas de puesta a tierra para sistemas de menos de 1000V**. Taller impartido en mayo de 2004, San José, Costa Rica.
- c. Salazar, José. **Puesta a tierra de sistemas eléctricos**. Folleto de la Universidad de Costa Rica, 2002.
- d. IEEE Std 80-1986. **Guide for Safety in AC Substation Grounding**. IEEE, USA. 1992
- e. IEEE Std 142-1991 **Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. Green Book**.
- f. Ruiz, Walterio. **Protección Integral de Edificios e Instalaciones en General**. CIEMI, Costa Rica, 2003.
- g. Salazar, José A. **Puesta a tierra de sistemas eléctricos**. UCR, Costa Rica, 2002.
- h. Velasco, Jesús. **Entendiendo el sistema de tierras**. México. 1995
- i. NFPA. Código Eléctrico Nacional. U.S.A. 1999
- j. <http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe01.html>
- k. ANSI/TIA/EIA-607, Grounding and Bonding
- l. <http://web.anixter.com>
- m. Brenes, Osvaldo. Proyecto de Graduación, primer semestre de 1998.
- n. Carvallo, Roberto. Proyecto de Graduación, Julio de 1999.
- o. López, Marlo. Proyecto de Graduación, Junio de 1998.
- p. Cutler – Hammer. **Circuit Breakers, Supplementary Protectors and Fuse Blocks**.

- q. Cutler – Hammer. **Low Voltage Insulated Case/Molded Case Circuit Breaker, Maintenance Testing Guidelines.**
- r. Cutler – Hammer. **Switchgear and Switchboard Assemblies, Maintenance Testing Guidelines.**
- s. Bravo, Roberto. **Administración del mantenimiento Industrial.** Editorial Universidad Estatal a Distancia, primera edición, tercera reimpresión. San José, Costa Rica, 2000.
- t. IEEE 1100-1992. **Powering and Grounding for Sensitive Electronic Equipment (The Emerald Book).**
- u. BICSI. **TCI Manual.** 3rd edition.

Anexos

Anexo 1

VPS POWER BAYS

Compartimientos de Potencia

Son los sistemas que contienen los diferentes elementos que hacen posible la conversión de la potencia AC a potencia DC. Cada compartimiento tiene capacidad para instalar siete PCU's, además de las barras de entrada AC y los breakers de entrada.

Especificación: 582121100

Modelo: 1231V1

Voltaje de salida: -48 VDC

Capacidad de salida:

Por PCU: 200 A/-48V

Por compartimiento: 1400 amperios

Figura A1.1: Compartimiento de potencia

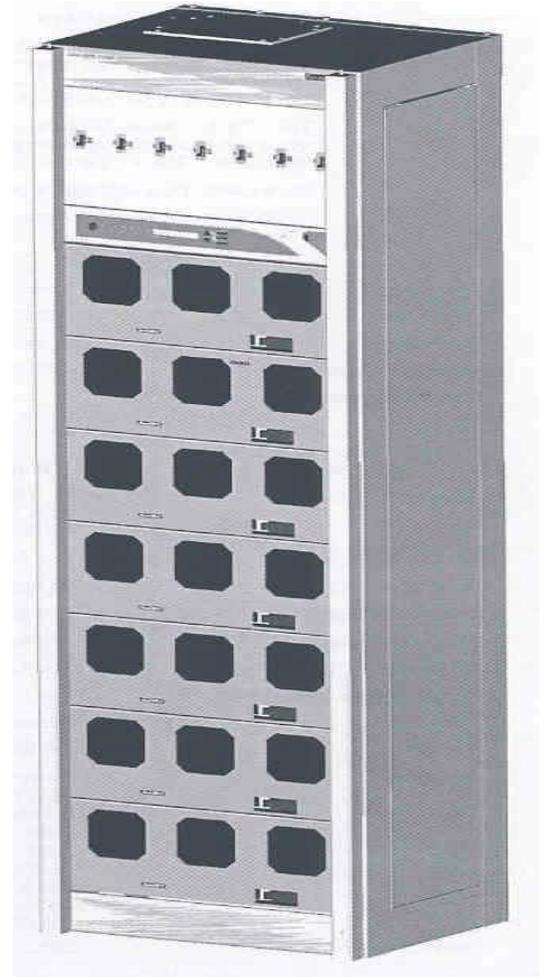
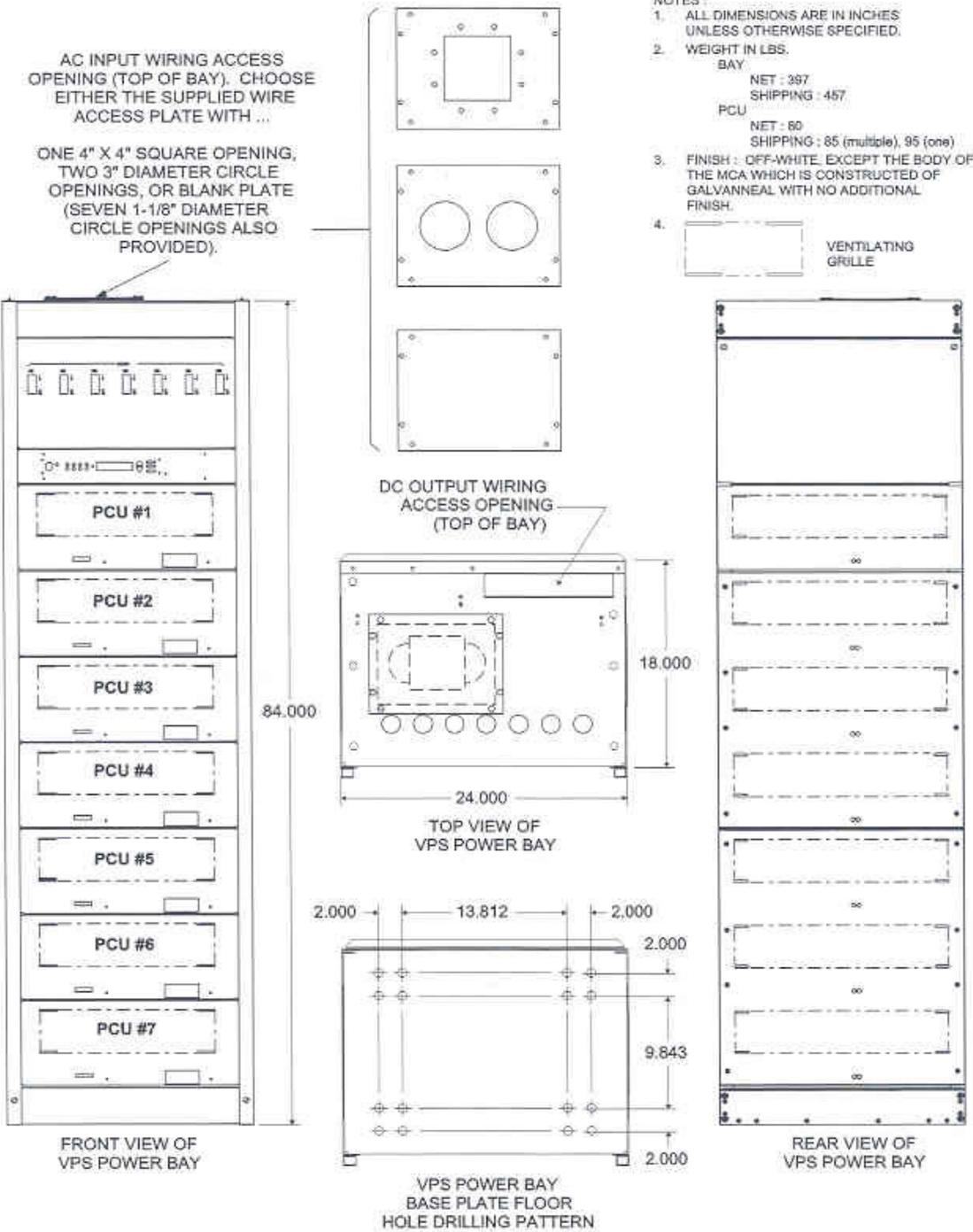


Figura A1.2: Dimensiones del compartimiento de potencia

PHYSICAL SIZE INFORMATION



Overall Dimensions



Breakers trifásicos de 60 Amperios

Hay siete breakers por cada compartimiento de potencia, estos son del tipo GD de Cutler – Hammer de caja moldeada.

Type GD Thermal-Magnetic Circuit Breakers with Non-interchangeable Trip Units



Figura A1.3: Breaker tipo GD trifásico

Typical G-Frame Circuit Breaker

Tabla A1.1: Selección de breakers AC

Product Selection

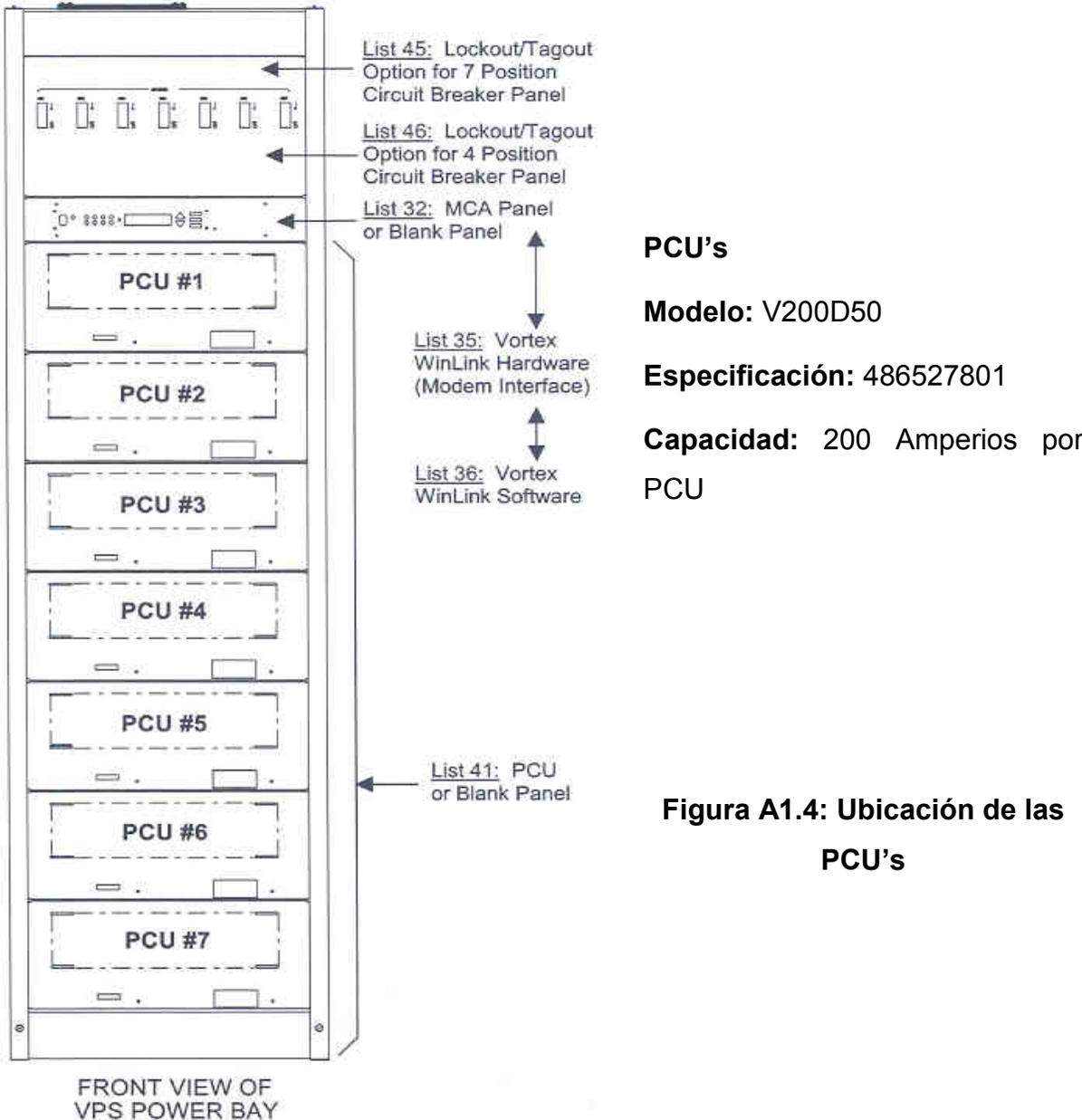
Table 45-5. Type GD Thermal-Magnetic Circuit Breakers with Non-interchangeable Trip Units

Maximum Continuous Ampere Rating at 40°C	480V AC Maximum, 250V DC				Includes Binding Head Screws	
	14 kAIC at 480V AC		22 kAIC at 480V AC			
	Includes Line and Load Terminals					
	2-Pole		3-Pole		3-Pole	
Catalog Number	Price U.S. \$	Catalog Number	Price U.S. \$	Catalog Number	Price U.S. \$	
15	GD2015	260.	GD3015	455.	GD3015D	455.
20	GD2020	260.	GD3020	455.	GD3020D	455.
25	GD2025	260.	GD3025	455.	GD3025D	455.
30	GD2030	260.	GD3030	455.	GD3030D	455.
35	GD2035	260.	GD3035	455.	GD3035D	455.
40	GD2040	260.	GD3040	455.	GD3040D	455.
45	GD2045	260.	GD3045	455.	GD3045D	455.
50	GD2050	260.	GD3050	455.	GD3050D	455.
60	—	—	GD3060	455.	GD3060D	455.
70	—	—	GD3070	580.	GD3070D	580.
80	—	—	GD3080	580.	GD3080D	580.
90	—	—	GD3090	580.	GD3090D	580.
100	—	—	GD3100	580.	GD3100D	580.

PCU'S

Cada compartimiento de potencia viene capacitado para instalar siete PCU's o Unidades de Conversión de Potencia. Estas unidades son las encargadas de tomar la potencia trifásica alterna de 220 voltios, transformarla y rectificarla a potencia de corriente directa de 54 voltios.

Cada PCU tiene una capacidad máxima de 200 Amperios, lo que proporciona por compartimiento una capacidad máxima de 1400 Amperios.



Placas de entrada AC

Son tres placas de cobre a las cuales se conectan los tres cables principales de alimentación de la planta provenientes del tablero principal.

Figura A1.5: Placas de entrada AC

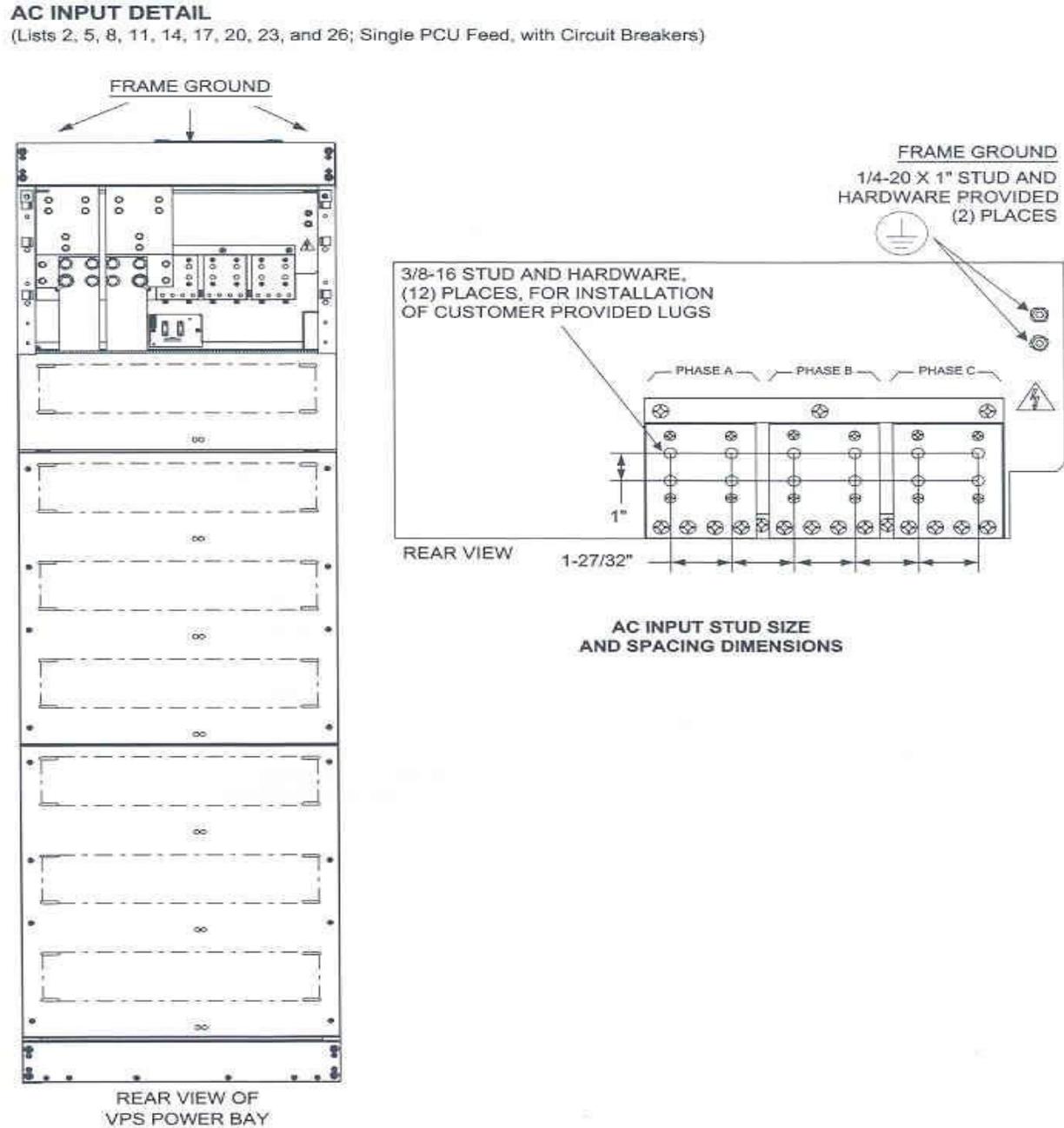


Tabla A1.2: Dimensión de los cables provenientes del tablero principal

<p style="text-align: center;">AC INPUT (Single Feed - One AC Input Branch Circuit)</p> <p>3/8-16 studs and hardware are provided for installation of customer provided AC input lugs and leads. The table below lists the recommended crimp lugs for the recommended wire size.</p> <p style="text-align: center;">LISTS 5, 8, 11, 14, 17, 20, 23, and 26 (7 PCUs)</p>				
Operating Ambient Temperature ¹	Recm Branch Circuit Protection ²	Recm 90°C Wire Size ¹	Recommended Crimp Lug ³	
			Vendor	Part No.
30°C	350 Amperes	(2) 3/0 AWG	T & B	54211
			Burndy	YA27L-2TC38
40°C	350 Amperes	(2) 4/0 AWG	T & B	54212
			Burndy	YA28L-2TC38
50°C	350 Amperes	(2) 250 kcmil	T & B	54213
			Burndy	YA29L-2TC38

¹ Recommendations for typical operating ambient temperatures of 30°C, 40°C, and 50°C are provided. Conductor sizes are based on recommendations of the National Electrical Code Table 310-16 for copper wire rated at 90°C. For other operating ambient temperatures, refer to the National Electrical Code.

² The AC input branch circuit protective device should be of the time-delay or high inrush type.

³ Refer to the installation section of the instruction manual for lug crimping information.

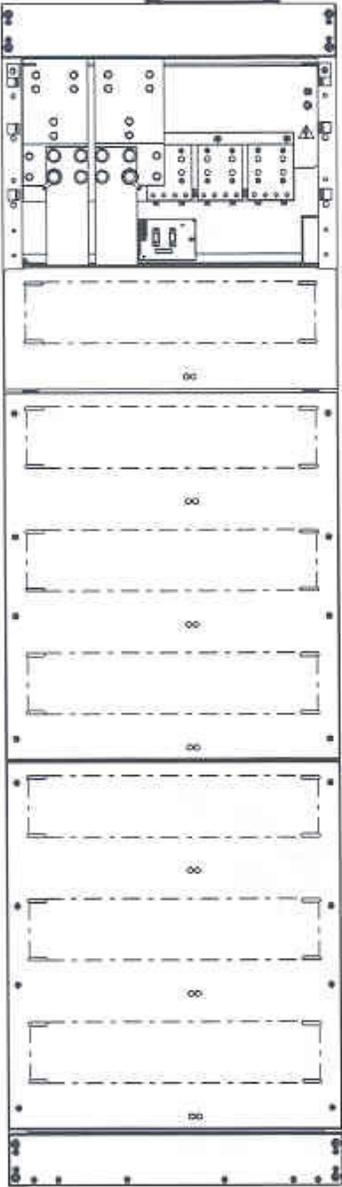
El tamaño de los cables que entran a los breakers GD de 60 amperios y después se distribuyen entre las diferentes PCU's es de calibre #8.

Barras de salida DC

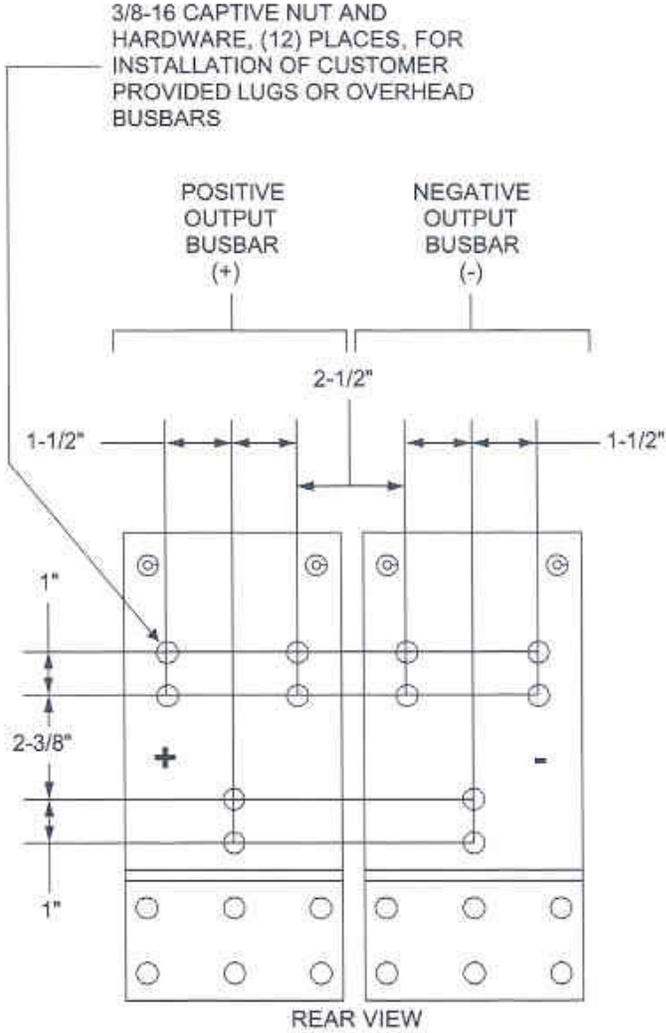
Se encuentran a la salida de las PCU's y son las encargadas de conducir la corriente y el voltaje transformados hacia las barras conductoras ubicadas por encima de los compartimientos de potencia.

Figura A1.6: Barras de salida DC

DC OUTPUT DETAIL



REAR VIEW OF
VPS POWER BAY



DC OUTPUT HOLE SIZE
AND SPACING DIMENSIONS

Otros datos importantes

Datos típicos de entrada a 60 Hz

A) La salida del sistema es inicialmente ajustado a 54.48 voltios DC a una salida de las barras del 50% de la carga total y a entrada nominal.

Tabla A1.3: Una PCU instalada

Number of PCUs Installed	Nominal Input Voltage	Percent of Full Load	Input Current (Amperes)	Input VA	Input Watts	Power Factor	Efficiency %
1	208	0	0.622	150	62	0.26	-
		25	9.314	3358	3033	0.90	90
		50	17.571	6361	5983	0.94	91
		75	26.390	9522	9040	0.95	90
		100	35.720	12890	12234	0.95	89
	240	0	0.601	255	62	0.25	-
		25	8.466	3499	3065	0.87	89
		50	15.567	6448	6002	0.93	91
		75	23.020	9569	9040	0.94	90
		100	30.890	12861	12188	0.95	89

Tabla A1.4: Cuatro PCU's instaladas

Number of PCUs Installed	Nominal Input Voltage	Percent of Full Load	Input Current (Amperes)	Input VA	Input Watts	Power Factor	Efficiency %
4	208	0	2.488	600	248	0.26	-
		25	37.256	13432	12132	0.90	90
		50	70.284	25444	23932	0.94	91
		75	105.560	38088	36160	0.95	90
		100	142.880	51560	48936	0.95	89
	240	0	2.404	1020	248	0.25	-
		25	33.864	13996	12260	0.87	89
		50	62.268	25792	24008	0.93	91
		75	92.080	38276	36160	0.94	90
		100	123.560	51444	48752	0.95	89

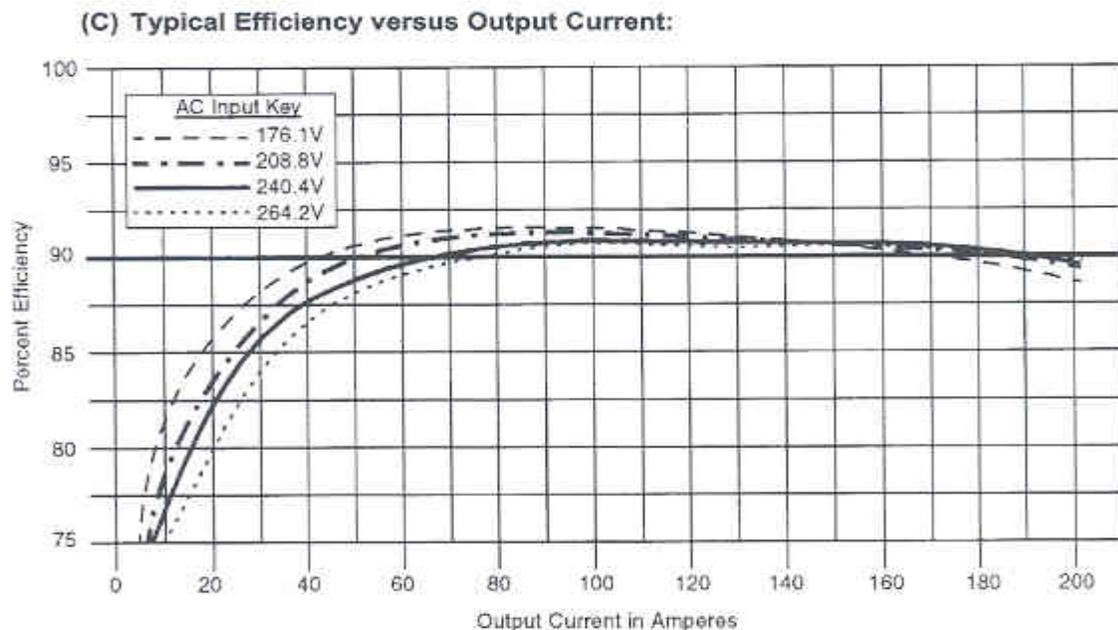
Tabla A1.5: Siete PCU's instaladas

Number of PCUs Installed	Nominal Input Voltage	Percent of Full Load	Input Current (Amperes)	Input VA	Input Watts	Power Factor	Efficiency %
7	208	0	4.354	1050	434	0.26	-
		25	65.198	23506	21231	0.90	90
		50	122.997	44527	41881	0.94	91
		75	184.730	66654	63280	0.95	90
		100	250.040	90230	85638	0.95	89
	240	0	4.207	1785	434	0.25	-
		25	59.262	24493	21455	0.87	89
		50	108.969	45136	42014	0.93	91
		75	161.140	66983	63280	0.94	90
		100	216.230	90027	85316	0.95	89

B) Factor de potencia típico de desplazamiento: mayor o igual a 0.997 en condiciones nominales y carga total.

C) Eficiencia vrs Corriente de salida:

Gráfico A1.1: Eficiencia vrs Corriente de salida



Rango de temperatura ambiente de operación: 0°C a +50°C (+32°F a +122°F).

Rango de temperatura ambiente de almacenamiento: -40°C a +85°C (-40°F a +185°F).

Humedad: el sistema es capaz de operar en un ambiente con un rango de humedad relativa desde el 0% al 95%, no condensado.

Altitud: la temperatura máxima de operación debe ser reducida en 10°C para elevaciones por encima de los 10,000 pies sobre el nivel del mar. Para elevaciones entre los 3,000 pies y los 10,000 pies, se reduce linealmente.

Disipación de calor: con la salida ajustada en 54.48 voltios DC y trabajando a carga completa y valores de entrada nominales de voltaje (208 voltios AC, 60Hz).

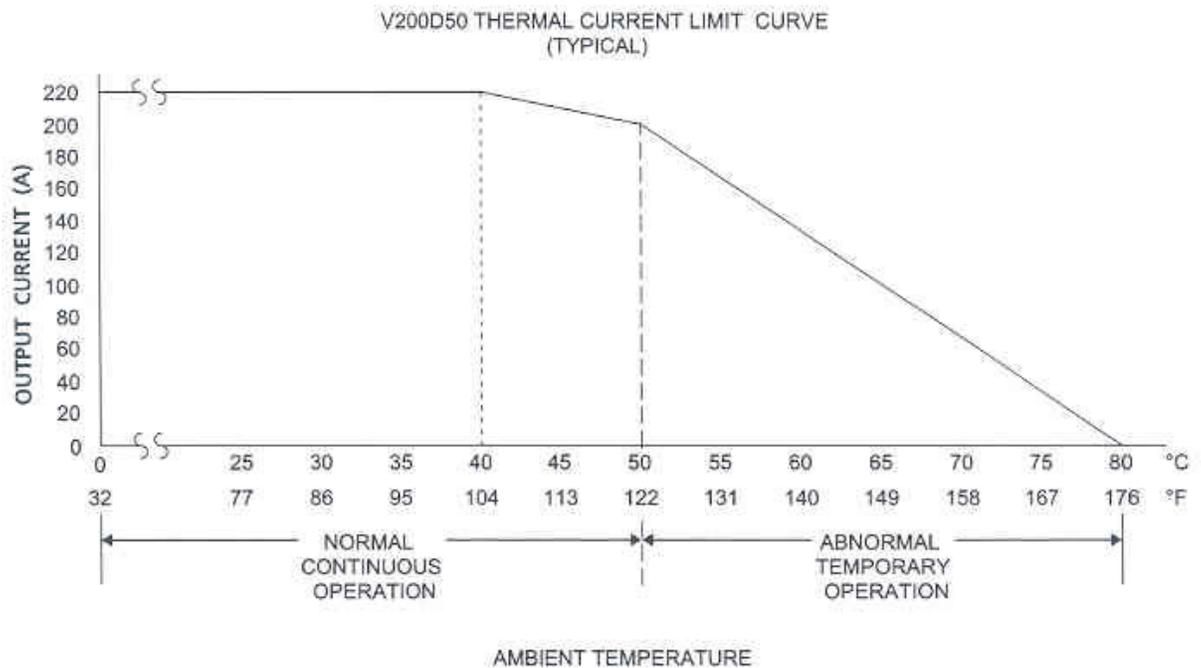
Tabla A1.6: Disipación de calor

No. of PCUs	Bay Output Current (Amperes)	BTU/Hr (Typical)
1	0 (PCU no load)	154
1	100 (PCU half load)	1680
1	200 (PCU full load)	4425
2	400	8850
3	600	13275
4	800	17700
5	1000	22125
6	1200	26550
7	1400	30975

Límite térmico a la corriente de salida de las PCU's

Cada PCU funciona en un rango de temperatura, lo que se considera como Rango de Operación Continua, si por alguna razón la temperatura se incrementa hasta los +50°C, la PCU no se apaga. Si se incrementa más allá de este valor, la capacidad de entregar corriente de la PCU se verá reducida según la siguiente curva que ilustra los parámetros típicos de operación.

Gráfico A1.2: Curva del límite térmico de la corriente del V200D50



VPS DISTRIBUTION BAYS

Compartimientos de distribución

Encargados de distribuir la corriente y el voltaje DC a través de fusibles y/o breakers. Están conformados por un compartimiento principal y compartimientos suplementarios.

Especificación: 582121900

Modelo: 1231V1

Voltaje de salida: -48 VDC

Capacidad de salida: 5000 amperios máximo por compartimiento

Figura A1.7: Vista frontal del compartimiento principal

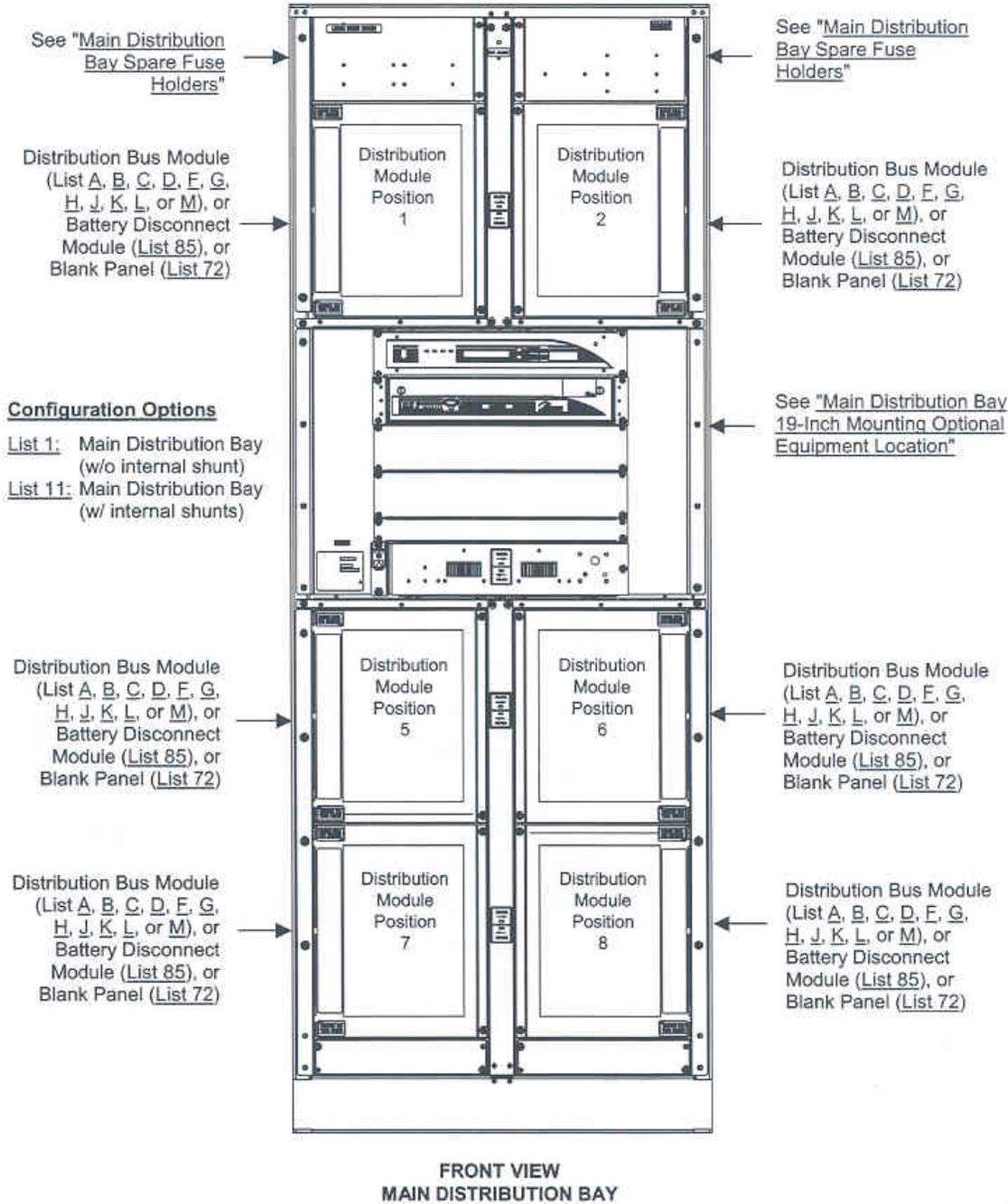
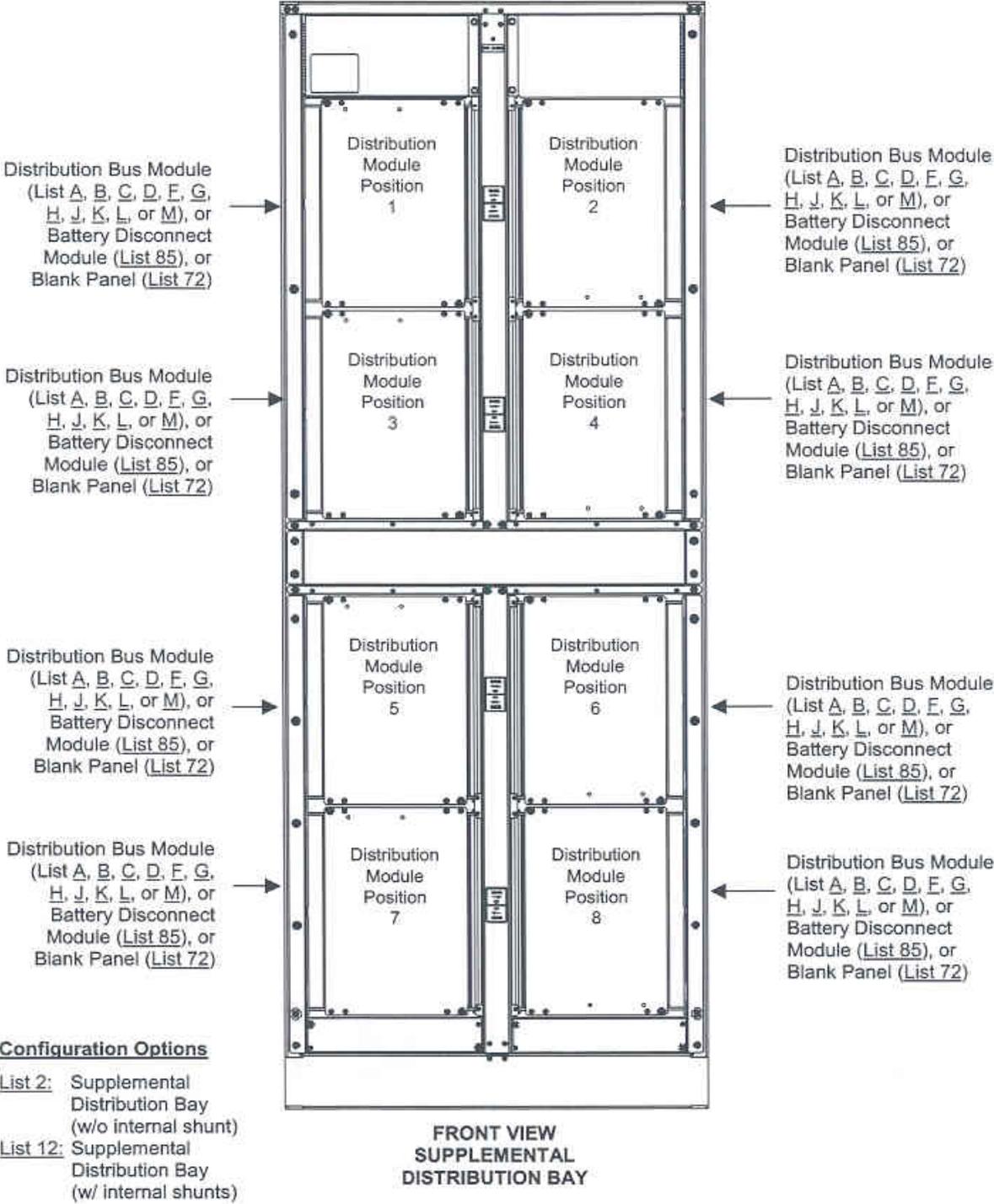


Figura A1.8: Vista frontal del compartimiento suplementario

Supplemental Distribution Bay



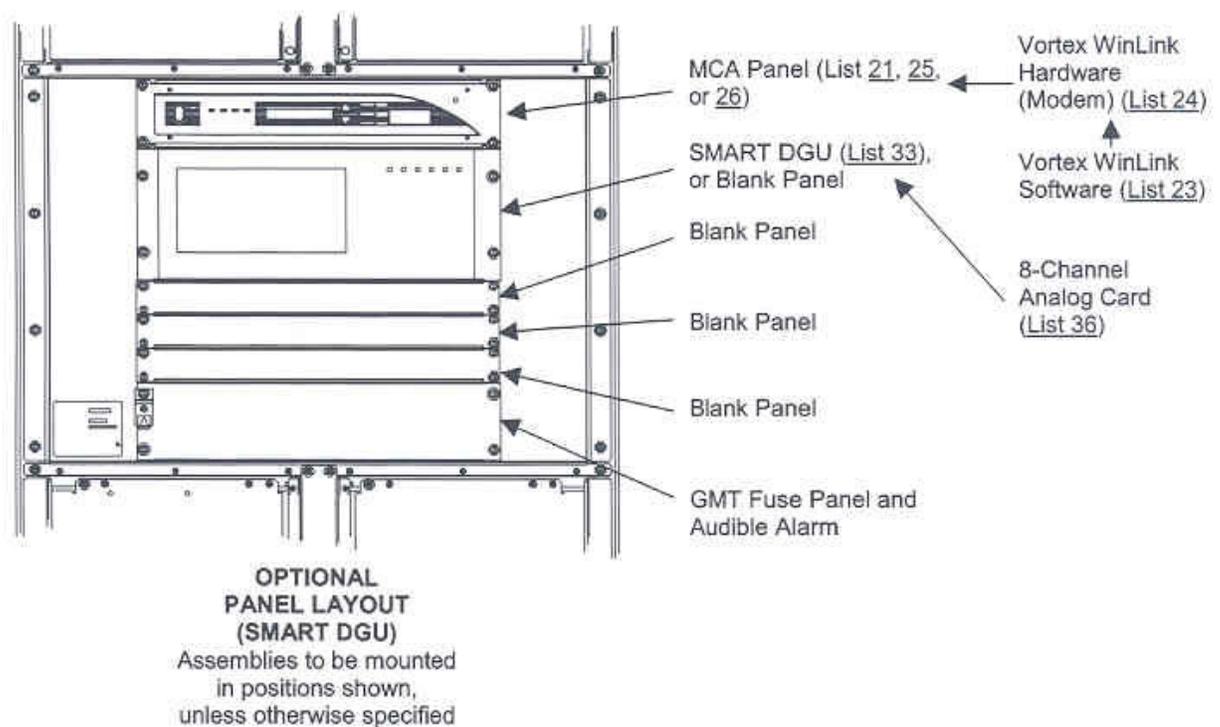
MCA Y SMART DGU

Encargados de medir, controlar, alarmar y monitorear las condiciones de funcionamiento de la planta –48VDC.

MCA 500732 de aplicación estándar, tarjeta 507572 programada con la configuración 507472.

SMART DGU 586503500, tarjeta de comunicación MCA RS – 485 especificación 486781400.

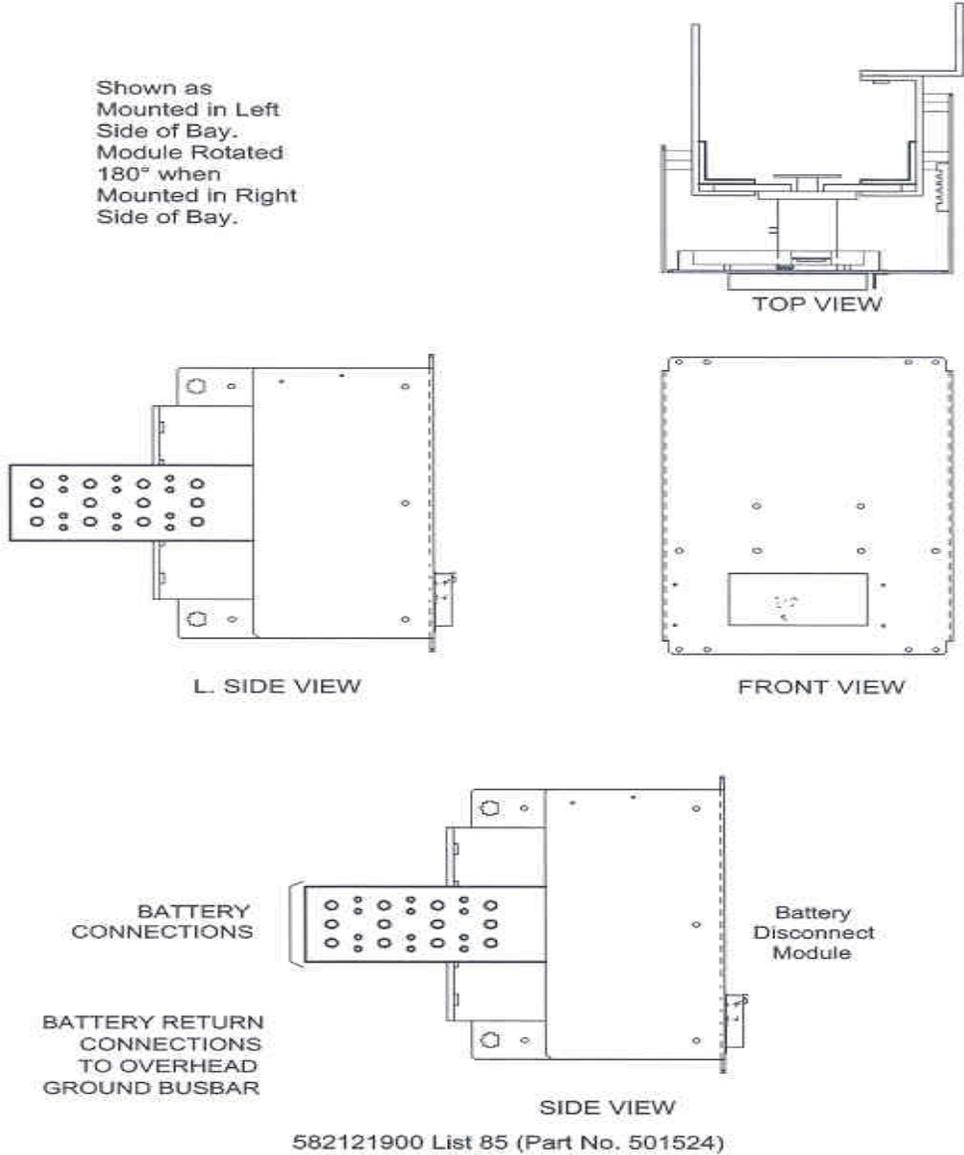
Figura A1.9: MCA Y SMART DGU



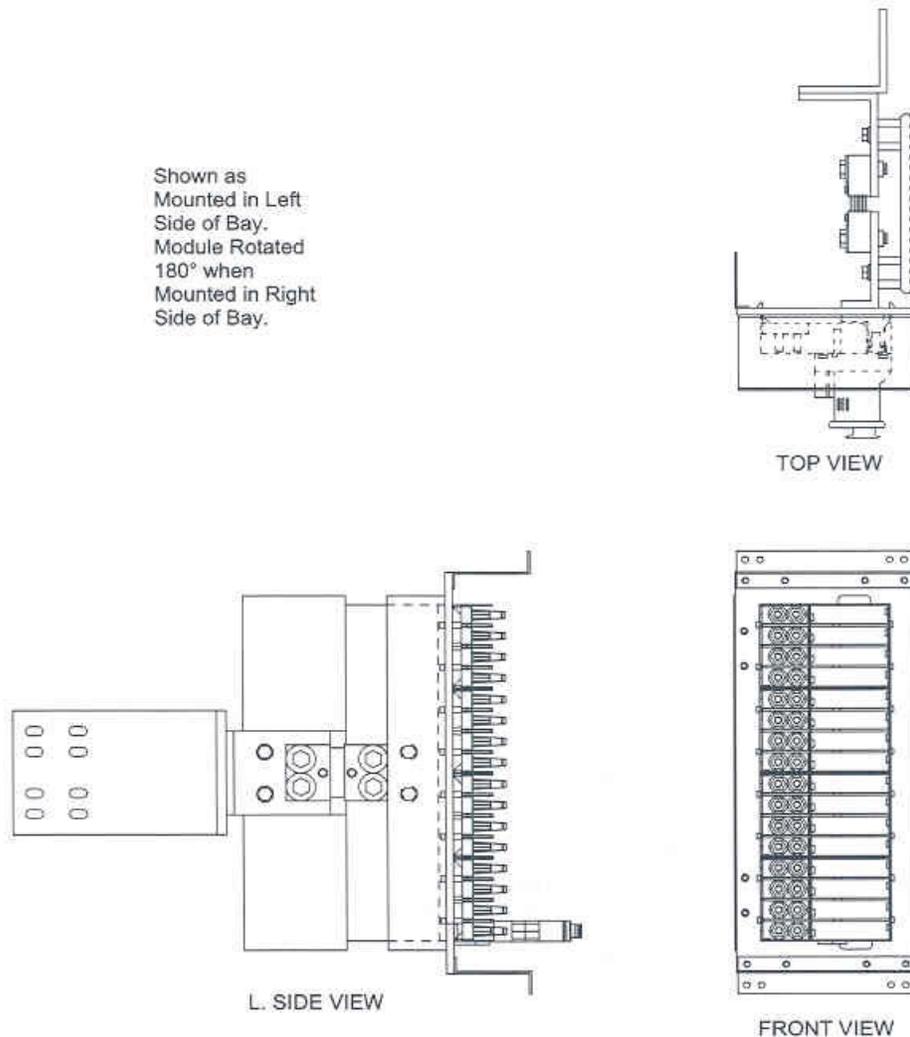
Módulo de desconexión de baterías

Presenta un contactor controlado de 1200 amperios, además de un switch para conectar y desconectar el cableado de alimentación del banco de baterías.

Figura A1.10: Módulo de desconexión de baterías



Módulo de distribución de 16 posiciones



Es un módulo para el montaje de 16 fusibles tipo TPA o breakers tipo LEL1 con una capacidad máxima de 600 amperios. Puede utilizar fusibles de 3 a 50 amperios y breakers de 3 a 100 amperios.

582121900 List A (Part No. 431850900)

Figura A1.11: Módulo de distribución de 16 posiciones

Módulo de distribución de 5 posiciones

Es un módulo para el montaje de 5 breakers tipo GJ/218 con una capacidad máxima de 1250 amperios, equipado con derivaciones, una por cada breaker instalado, o sin éstas. Puede utilizar breakers desde 125 amperios a 250 amperios.

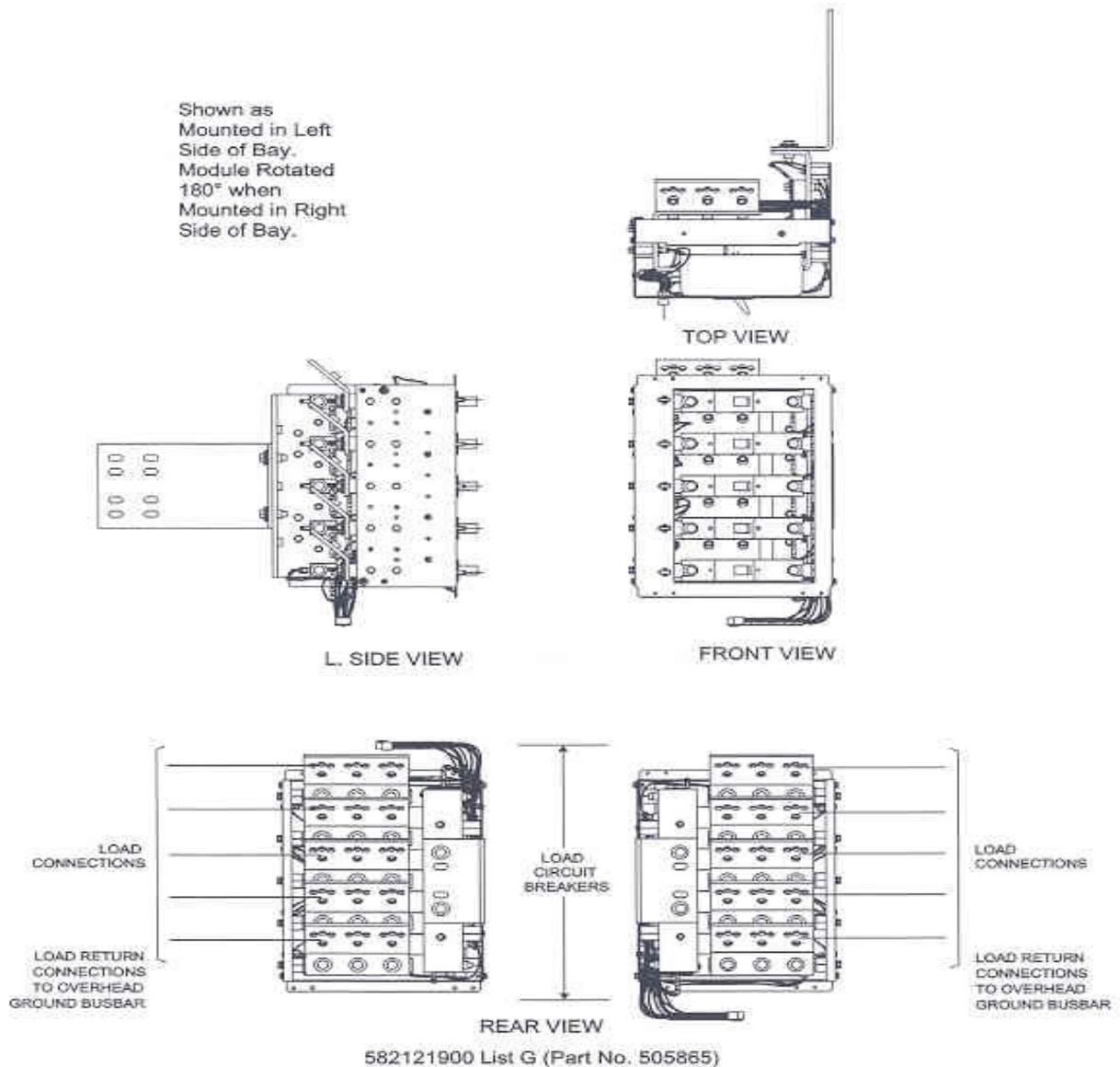


Figura A1.12: Módulo de distribución de 5 posiciones

Breakers de 3 a 100 amperios

Son los breakers a utilizar en los Módulos de distribución de 16 posiciones.

Tabla A1.7: Breakers LEL 1 de 3 a 100 amperios

LEL1-TYPE CIRCUIT BREAKERS		
AMPERE RATING	PART NUMBER	
	<u>Electrical/ Mechanical Trip¹</u> (Black Handle)	<u>Electrical Trip²</u> (White Handle)
3	256690701	256690801
5	256691101	256691201
10	256691501	256691601
15	256691901	256692001
20	256692301	256692401
25	256692701	256692801
30	256693101	256693201
40	256693901	256694001
50	256694301	256694401
60	256694701	256694801
70 (see <i>Caution</i> below)	256695101	256695201
75 (see <i>Caution</i> below)	256695501	256695601
100 (see <i>Caution</i> below)	256695901	256696001

Caution: los breakers de 70 amperios o más deben tener una posición de montaje vacía entre éste y cualquier otro dispositivo de protección contra sobrecorriente.

Breakers de 125 a 250 amperios

Son los breakers a utilizar en los Módulos de distribución de 5 posiciones.

Tabla A1.8: Breakers GJ/218 de 125 a 250 amperios

GJ/218-TYPE CIRCUIT BREAKERS				
AMPERE RATING	NUMBER OF MOUNTING POSITIONS	PART NUMBER	PART NUMBER	CIRCUIT BREAKER MOUNTING KITS ³
		<u>Electrical/ Mechanical Trip¹</u>	<u>Electrical Trip²</u>	
125	1	256621600	256621400	505873
150	1	256621800	256622400	
175	1	256621900	256622500	
200	1	256622200	256622600	
225	1	256622900	256622700	
250	1	256623500	256623400	
300	2	256625300	103572	505874
400	2	256626200	256626300	
600	3	256628200	103571	505875

VPS OVERHEAD BUSBAR

Barras Conductoras

Las barras conductoras son las encargadas de transportar la corriente y el voltaje DC de salida de los compartimientos de potencia hasta los compartimientos de distribución y los bancos de baterías.

Algunas presentan únicamente polaridad negativa o positiva, también existen otras que presentan ambas polaridades.

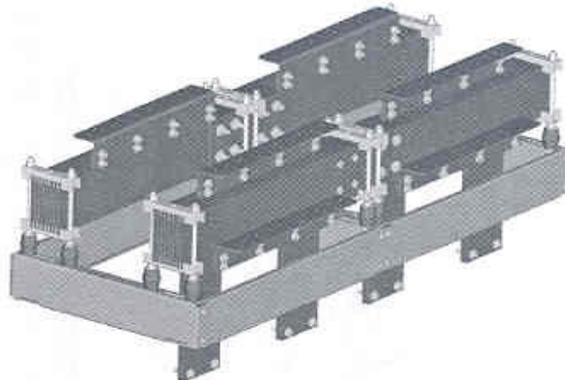


Figura A1.13: Barras conductoras

Tabla A1.9: Información sobre las barras conductoras

VPS Power Bay	Overhead Busbar P/N	Overhead Busbar Termination Kit P/N
Main Bay	500701 or 500596	509437
Main Bay	500597 or 500598	N/A
Supplemental Bay	500701 or 500596	509437
Supplemental Bay	500597 or 500598	N/A
1st VPS Power Bay	501104	505503
2nd VPS Power Bay	501105	505503
3rd VPS Power Bay	501106	505503
4th VPS Power Bay	501107	505503
5th VPS Power Bay	501108	505503
6th VPS Power Bay	501109	505503
7th VPS Power Bay	501110	505503
8th VPS Power Bay	501111	505503

Table 1

Figura A1.14: Barras 500596

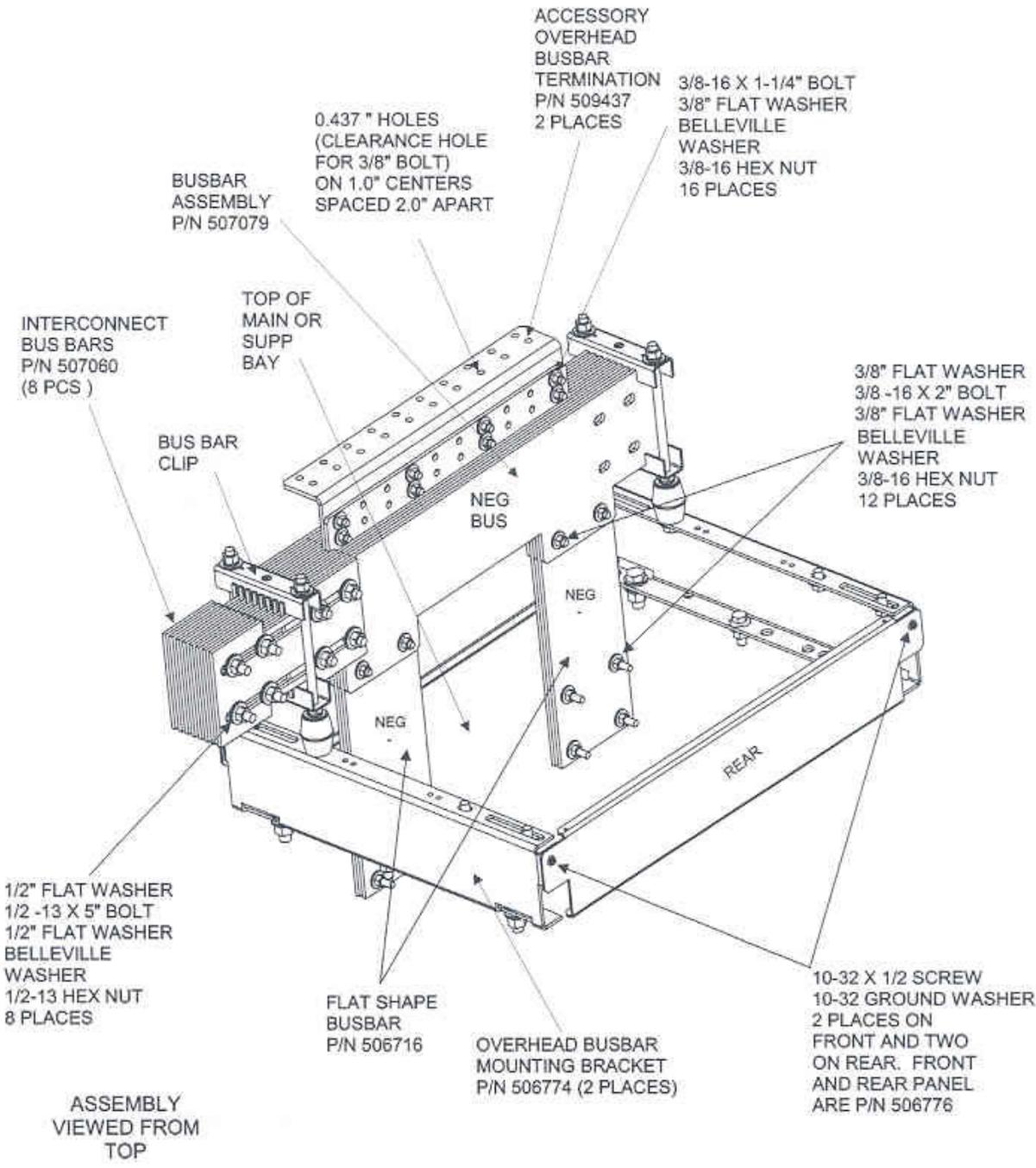


Figure 7A
Installing Overhead Busbars Part No. 500596 On Main or Supplemental Bay
Shown With Accessory Overhead Busbar Termination

Figura A1.15: Barras 500597 y 500598

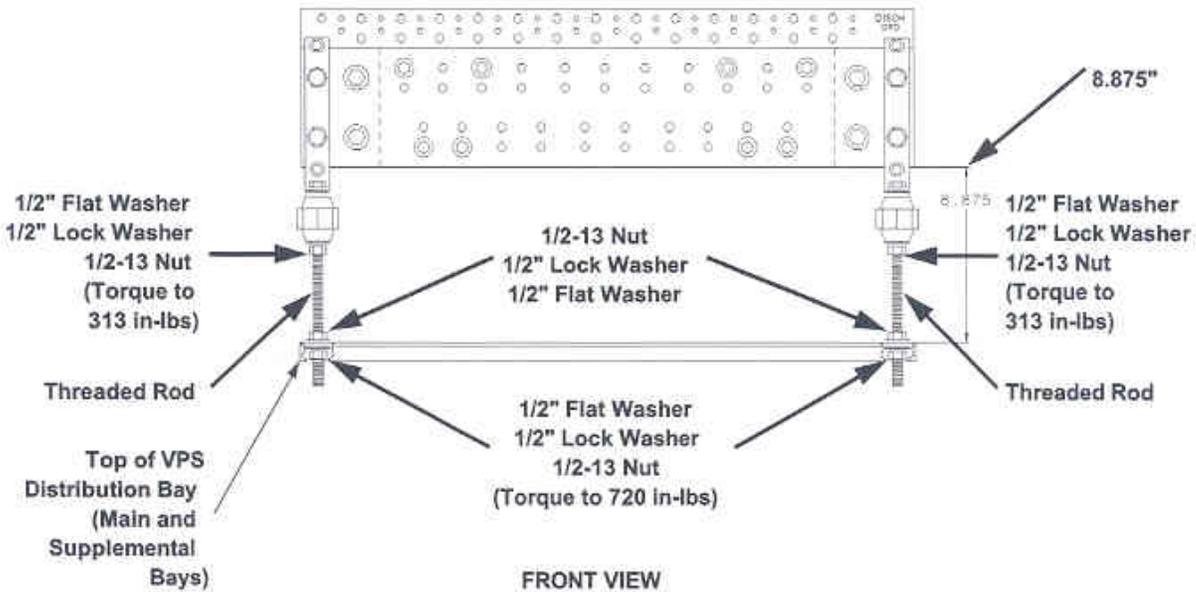
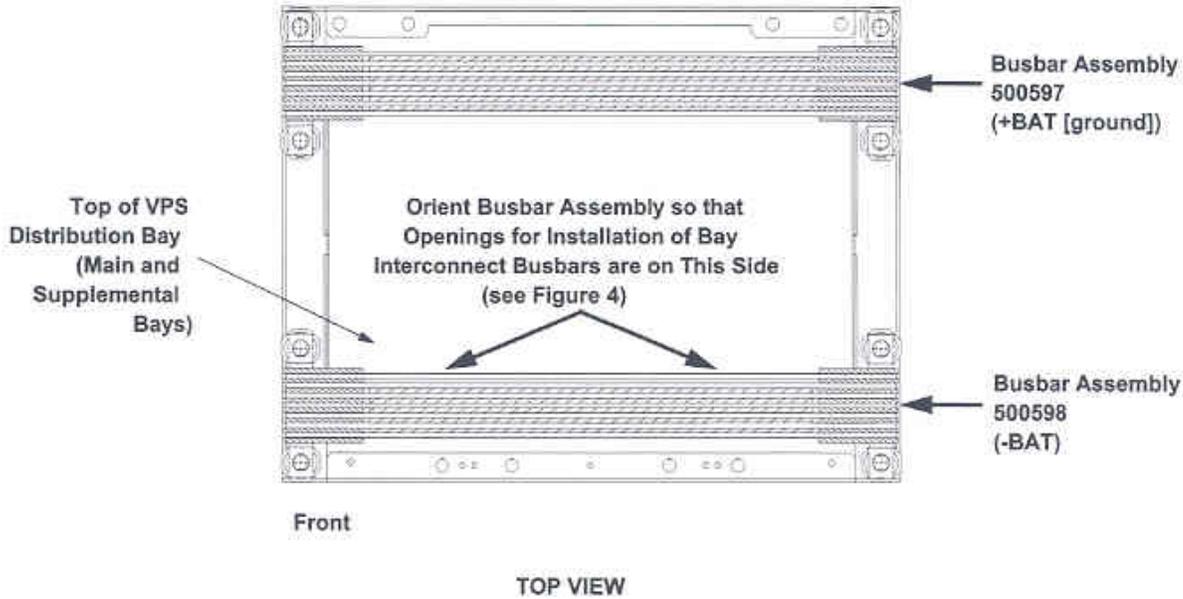


Figure 3
Installing Busbar Assemblies Part Nos. 500597 and 500598, if furnished (designed for input busbars), onto the Top of the VPS Distribution Bay(s) (Main and Supplemental Bays)

Figura A1.16: Barras 500701

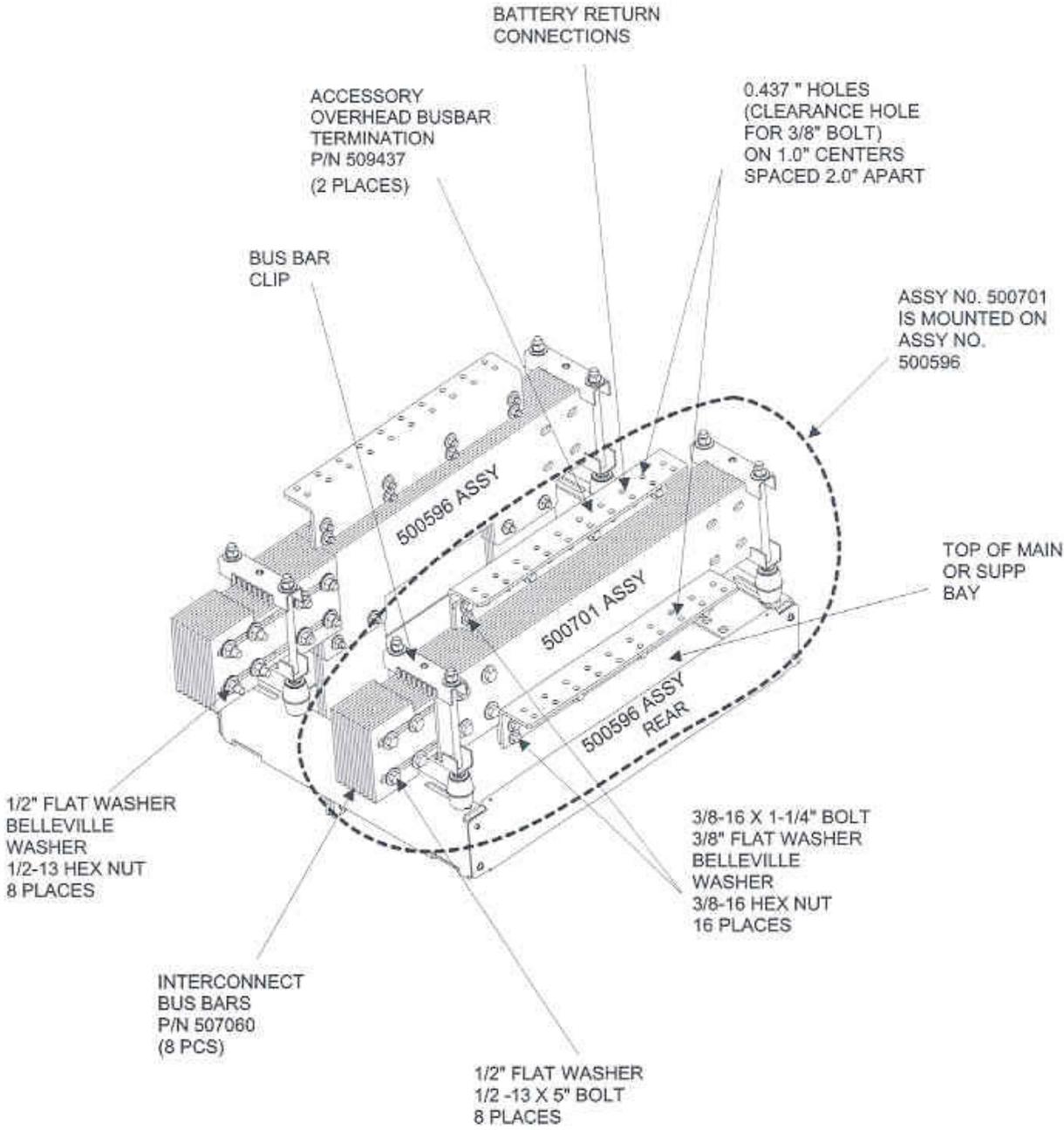


Figure 8A
Installing Overhead Busbars Part No. 500701 On Main or Supplemental Bay.

Figura A1.17: Barras 501104

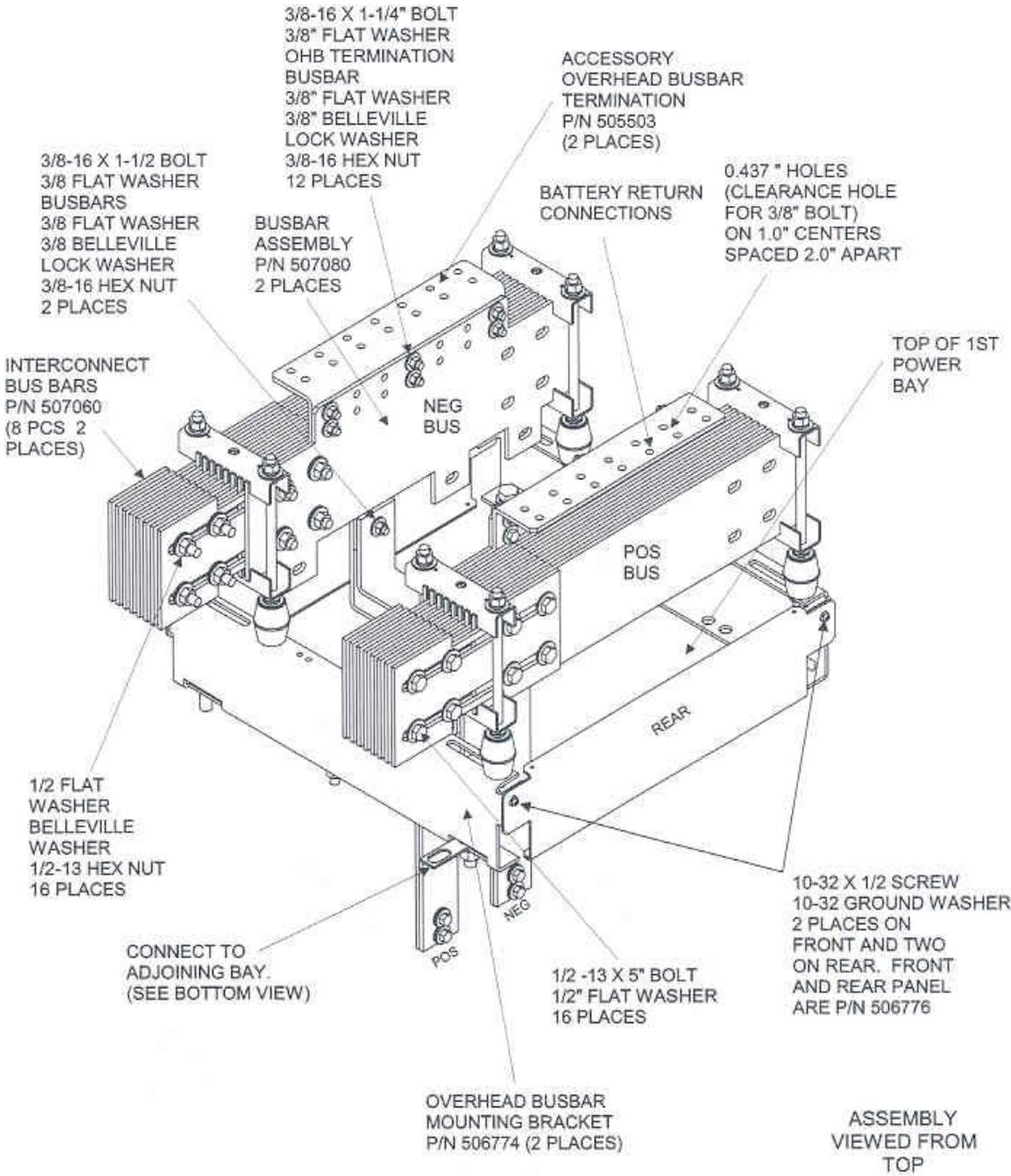


Figure 11A
Installing Overhead Busbars Part No. 501104 On 1st Power Bay

Figura A1.18: Barras 501105

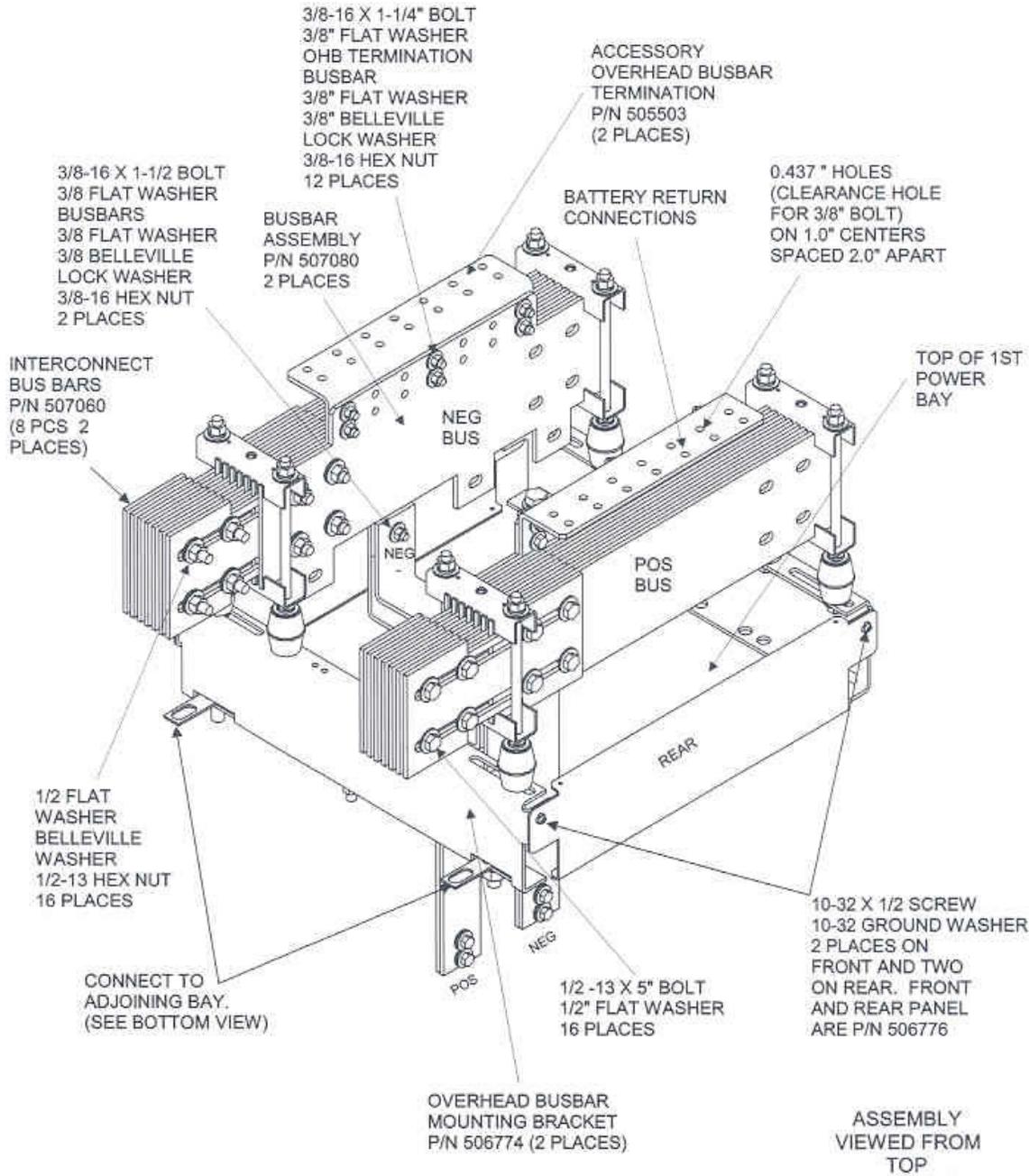


Figure 12A
(Top View)
Installing Overhead Busbars Part No. 501105 On 2nd Power Bay

Figura A1.19: Barras 501106

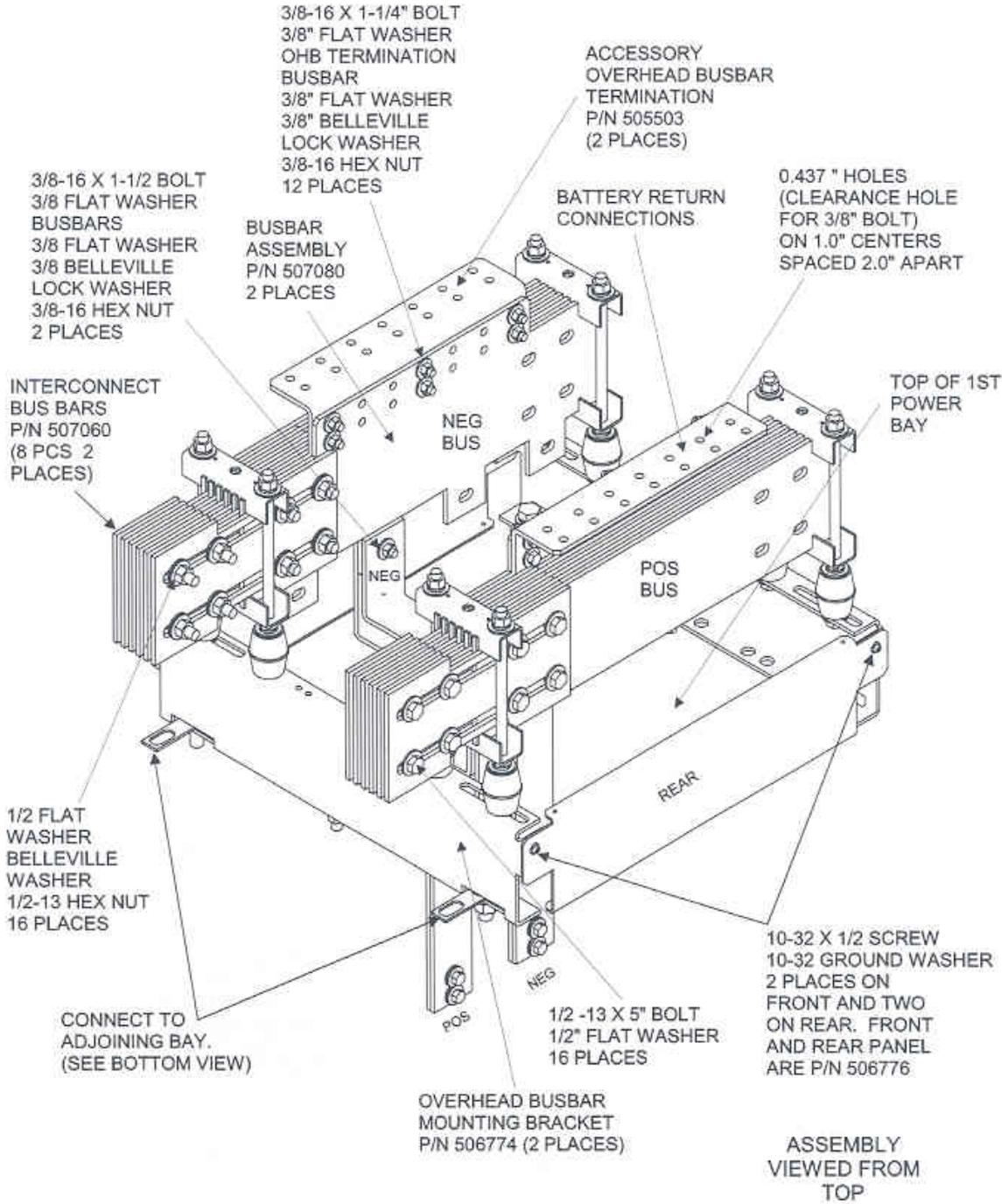


Figure 13A
(Top View)
Installing Overhead Busbars Part No. 501106 On 3rd Power Bay

Figura A1.20: Barras interconectoras

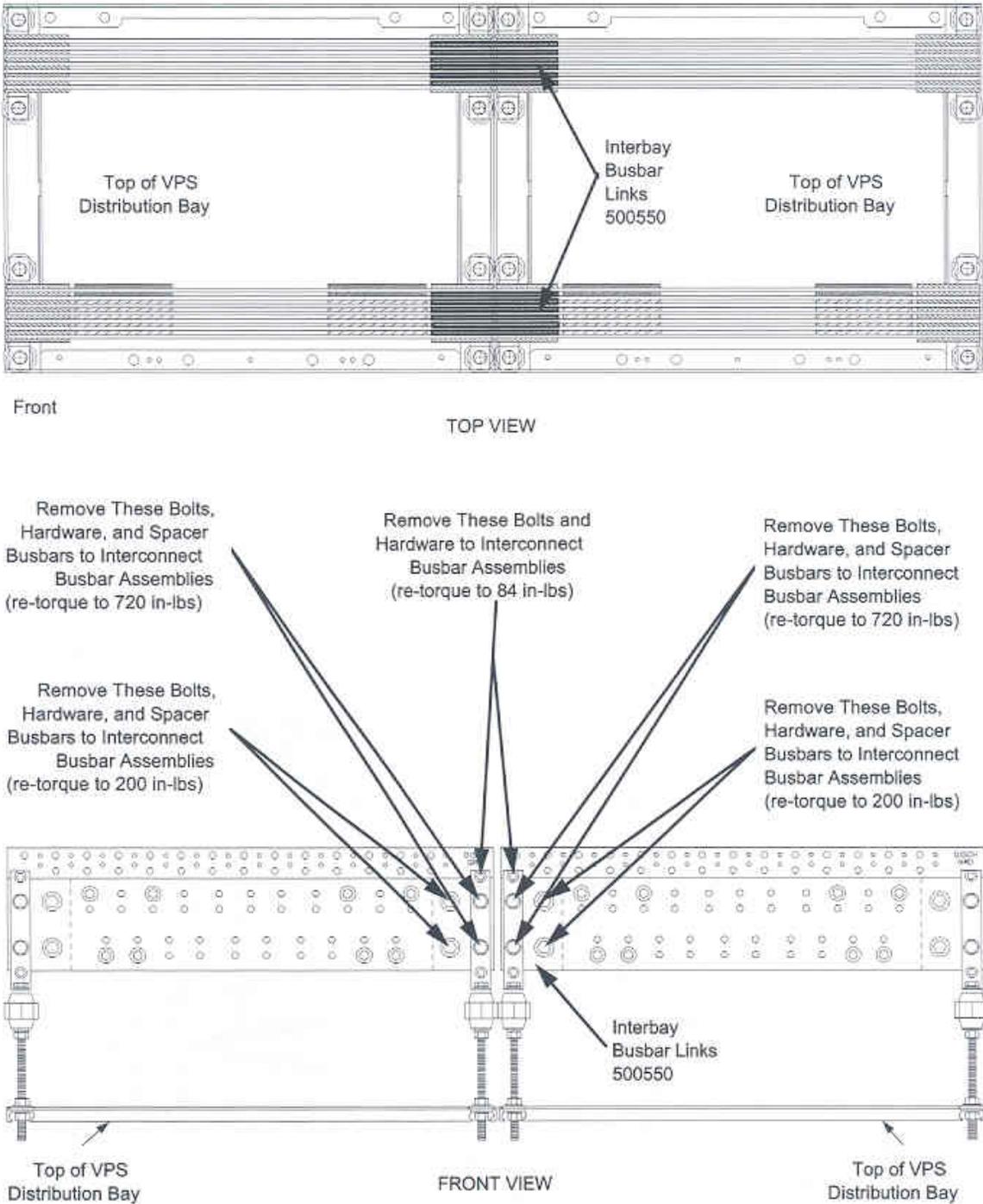


Figure 4
Interconnecting the Busbar Assemblies Installed on Top of the VPS Distribution Bays

BATERIAS GNB ABSOLYTE ⁴⁶

Dos bancos de baterías conformados por veinticuatro (24) celdas de ácido sulfúrico, proporcionan la energía de emergencia en caso de que se presente un evento que interrumpa la alimentación eléctrica a la planta -48 VDC. Dicha planta es la encargada de proveer la carga a los bancos de baterías.

La temperatura ambiente a la que deben operar los bancos de baterías se encuentra entre los 24 y 25°C. Un funcionamiento por debajo de esta temperatura provoca una reducción de la eficiencia de la carga y una reducción en el desempeño de la descarga. Mientras que un funcionamiento por encima de esta temperatura provoca una reducción en la vida útil de las baterías.

La temperatura de las baterías varía en un rango bastante amplio como se muestra:



El aire acondicionado puede causar variaciones en la temperatura de las celdas, estas variaciones deben mantenerse en un rango de $\pm 3^{\circ}\text{C}$.

La siguiente tabla muestra el efecto que tiene la temperatura sobre la vida útil de las baterías:

⁴⁶ Datos tomados del Manual de Instalación y Operación de las Baterías Absolyte de GNB.

Tabla A1.10: Efectos de la temperatura en la vida útil

TABLE A
TEMPERATURE EFFECTS ON LIFE

Maximum Annual Average Battery Temperature	Maximum Battery Temperature	Percent Reduction In Battery Life
25°C (77°F)	50°C (122°F)	0%
30°C (86°F)	50°C (122°F)	30%
35°C (95°F)	50°C (122°F)	50%
40°C (104°F)	50°C (122°F)	66%
45°C (113°F)	50°C (122°F)	75%
50°C (122°F)	50°C (122°F)	83%

Como se observa conforme la temperatura aumenta se presenta una reducción de la vida útil de las baterías considerable, por lo que es muy importante controlar este aspecto para el óptimo funcionamiento de los bancos.

Para la carga inicial se pueden utilizar varios métodos, uno de ellos es el Método de Voltaje Constante, el cual consiste en aplicar un Voltaje Por Celda (VPC) durante un período de tiempo determinado:

Tabla A1.11: Carga inicial

TABLE C
INITIAL CHARGE AT 25°C (77°F)

CELL VOLTS	TIME-HRS (Minimum)
2.30	24
2.35	12

Los fabricantes recomiendan el voltaje más alto debido a que requiere menos tiempo para cargar el banco de baterías. Este voltaje de carga inicial es afectado por la temperatura a la que se encuentre en banco de baterías en el lugar de trabajo:

Tabla A1.12: Voltaje de carga según temperatura

TABLE D
TEMPERATURE CORRECTION OF CHARGER VOLTAGE

ACTUAL TEMPERATURE	CORRECTED VOLTAGE
52°C (126°F) or above	2.20
45°C (113°F)	2.24
35°C (95°F)	2.30
25°C (77°F) or below	2.35

Otra forma de calcular el voltaje con respecto a la temperatura actual es la siguiente:

El grado de descarga (DOD, por sus siglas en inglés) depende de la aplicación. Se requiere aproximadamente de un 105-110% de los Ampere - hora removidos para retornar al estado de carga total (full).

Los voltajes recomendados para entregar una máxima corriente de carga del 5% del valor nominal de los Ampere – hora a una temperatura ambiente de 25°C son:

Tabla A1.13: Grado de descarga (DOD)

VPC (V)	DOD (%)
2,28 ± 0,02	0 – 2
2,33 ± 0,02	3 – 5
2,38 ± 0,02	> 5

Otro método es el de Carga Flotante, el cual consiste en mantener la batería conectada en paralelo con una fuente de carga constante que debe ser capaz de mantener los requerimientos en los terminales de la batería y suplir a las cargas normales a las que está conectado.

En este caso, la batería siempre se mantiene cargada y asume el papel de planta de emergencia en caso de alguna falla o interrupción de la alimentación eléctrica.

Cuando se presenta una carga variable o flotante, hay variaciones en el voltaje de las celdas, por ejemplo a 25°C se permite que VPC se encuentre entre 2,23 y 2,25 voltios. Para otras temperaturas ver la siguiente tabla.

Tabla A1.14: Variación del voltaje según temperatura

TABLE E
TEMPERATURE CORRECTION OF FLOAT VOLTAGE:

ACTUAL TEMPERATURE	CORRECTED VOLTAGE
32°C (90°F) or above	2.20
25°C (77°F)	2.24
15°C (59°F)	2.29
5°C (40°F) or below	2.35

El efecto que tiene esta variación en el voltaje es en una reducción de la vida útil de las baterías y puede causar inestabilidad térmica.

La siguiente tabla muestra como se afecta la vida útil de las celdas para una temperatura de funcionamiento de 25°C, para otras temperaturas se deben aplicar las fórmulas de voltaje corregido descritas anteriormente.

Tabla A1.15: Efecto de la variación de voltaje en la vida útil

TABLE F
FLOAT VOLTAGE EFFECTS ON LIFE

Temperature corrected 25°C (77°F)		Percent Reduction in Battery Life
<u>Minimum</u>	<u>Maximum</u>	
2.23	2.25	0%
2.28	2.30	50%
2.33	2.35	75%

Cuando ocurren las variaciones de voltajes entre las celdas se pierde la uniformidad de cargas por lo que, para volver al equilibrio se debe aplicar un voltaje constante y llevar al banco a la condición de carga total, es decir se aplica el mismo procedimiento que se utilizó para la carga inicial.

Tabla A1.16: Carga de equilibrio

TABLE G
EQUALIZE CHARGE AT 25°C, 77°F

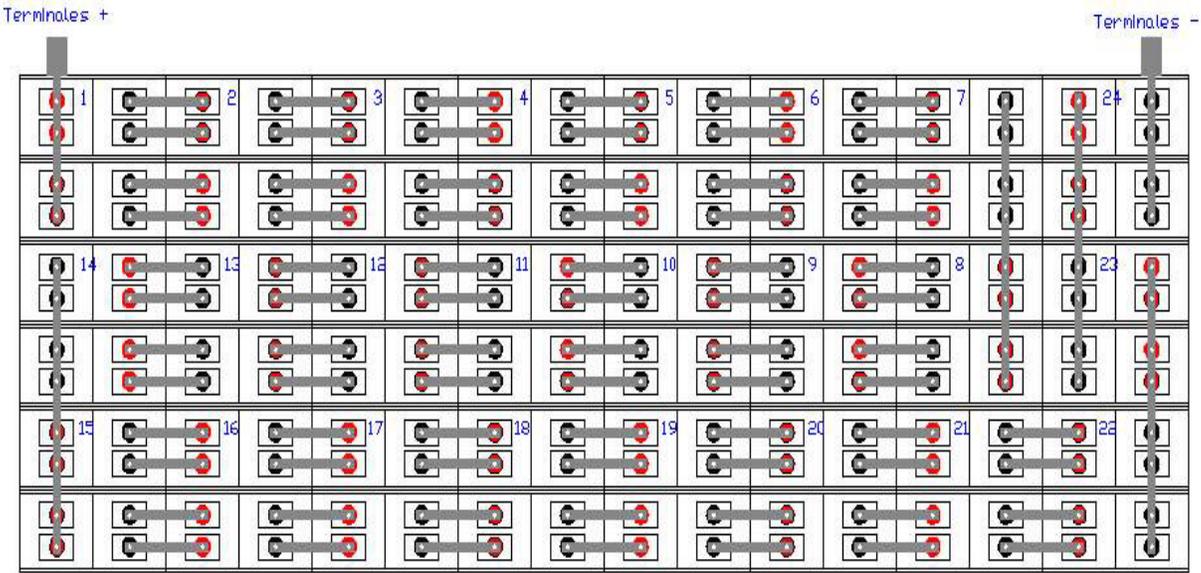
CELL VOLTS	TIME (HOURS)
2.30	24
2.35	12

Otra condición que puede provocar variaciones en el voltaje es la variación en la temperatura de las celdas ya que una variación de 2,78°C (5°F) hace que estos voltajes fluctúen.

Para las inspecciones de mantenimiento se recomiendan realizarlas mensualmente para un adecuado historial de la planta, y se debe considerar lo siguiente:

- Voltaje por celda (VPC),
- Voltaje en los terminales del banco de baterías,
- Temperatura ambiente,
- Y temperatura en el terminal negativo de cada celda.

Figura A1.21: Banco de baterías



Anexo 2



Cutler-Hammer

LOW-VOLTAGE INSULATED CASE/MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS

Maintenance Testing Guidelines

The following information is a guide for maintenance services. Consult specific instruction manuals and drawings for detailed installation and operating procedures. Low-Voltage Insulated Case/Molded Case Circuit Breakers should be installed, operated, and maintained by qualified personnel as defined by OSHA 29CFR1910 subpart 5. These instructions do not cover all details, variations, or combinations of the equipment, its installation, checkout, and safe operation. Care must be exercised to comply with local, state, and national regulations, as well as safety practices for this class of equipment.

For a complete list of Instruction Leaflets (IL's) and Instruction Bulletins (IB's), access the Cutler-Hammer website at www.cutlerhammer.eaton.com. You can also contact Cutler-Hammer using the Fax Retrieval of Engineering Documents (FRED) by calling (412) 937-6400 and following the operator's instructions.

Prior To Testing

- Procure and review all drawing associated with the equipment being tested.
- Study all instructional documents (Operation and Maintenance Manuals) applicable to the equipment.
- Obtain a copy of the appropriate test form to record test results.
- Verify suitability and accuracy of equipment to be used for testing.
- Record all existing equipment settings as well as settings resulting from any necessary adjustments. The proper settings for testing should be supplied by the customer's engineer or from a Power Systems Study performed prior to commissioning the equipment.

Necessary Equipment

- Personnel Protective Equipment (PPE)
- RMS Multimeter
- Torque Wrench
- Ductor
- Megger (1,000 volt)

DO NOT ATTEMPT TO INSTALL OR WORK ON EQUIPMENT WHILE IT IS ENERGIZED



Always verify that no voltage is present before proceeding with testing. Assume all circuits are energized. Confirm primary sources of power are disconnected, tagged, and locked out. Always follow all local, state, and national regulations including OSHA requirements and generally accepted safety procedures.

Inspection and Test Procedures

Visual and Mechanical Inspection

1. Inspect circuit breaker for correct mounting.
2. Operate circuit breaker to insure smooth operation.
3. Inspect case for cracks or other defects.
4. Inspect all bolted electrical connections for high resistance using one of the following methods:
 - 4.1. Use of low-resistance ohmmeter in accordance with Step 3 of the “Electrical Tests” section of this document.
 - 4.2. Verify tightness of accessible bolted electrical connections by calibrated torque-wrench method in accordance with manufacturer's published data or Table 2.
 - 4.3. Perform thermographic survey in accordance with the “Thermographic Survey Procedures” section of this document.
5. Inspect mechanism contacts and arc chutes in unsealed units.

Electrical Tests

1. Perform a contact-resistance test.
2. Perform an insulation-resistance test at 1000 volts dc from pole-to-pole and from each pole-to-ground with breaker closed and across open contacts of each phase.
3. Perform resistance measurements through all bolted connections with a low-resistance ohmmeter, if applicable, in accordance with Step 4 of the “Visual and Mechanical Inspection” section of this document.
4. Perform insulation resistance test at 1000 volts dc on all control wiring. For units with solid-state components, follow manufacturer's recommendations. (Optional)
5. Perform long-time delay time-current characteristic tests by passing 300 percent rated current through each pole separately unless series testing is required to defeat ground fault functions.
6. Determine short-time pickup and delay by primary current injection.
7. Determine ground-fault pickup and time delay by primary current injection.
8. Determine instantaneous pickup current by primary injection using run-up or pulse method.
9. Verify correct operation of any auxiliary features such as trip and pickup indicators, zone interlocking, electrical close and trip operation, trip-free, and antipump function.

10. Verify the calibration of all functions of the trip unit by means of secondary injection.
(Optional)

Test Values

1. Compare bolted connection resistances to values of similar connections.
2. Bolt-torque levels shall be in accordance with Table 2 unless otherwise specified by manufacturer.
3. Microhm or millivolt drop values shall not exceed the high levels of the normal range as indicated in the manufacturer's published data. If manufacturer's data is not available, investigate any values which deviate from adjacent poles or similar breakers by more than 25 percent of the lowest value.
4. Circuit breaker insulation resistance shall be in accordance with Table 3.
5. Control wiring insulation resistance shall be a minimum of two megohms.
6. Trip characteristic of breakers shall fall within manufacturer's published time-current characteristic tolerance band, including adjustment factors.
7. For molded-case circuit breakers all trip times shall fall within Table 4. Circuit breakers exceeding specified trip time at 300 percent of pickup shall be tagged defective.
8. For molded-case circuit breakers instantaneous pickup values shall be within values shown in Table 5.

Thermographic Survey Procedures

1. Visual and Mechanical Inspection
 - 1.1. Inspect physical, electrical, and mechanical condition.
 - 1.2. Remove all necessary covers prior to thermographic inspection.
2. Equipment to be inspected shall include all current-carrying devices.
3. Provide report including the following:
 - 3.1. Discrepancies.
 - 3.2. Temperature difference between the area of concern and the reference area.
 - 3.3. Cause of temperature difference.
 - 3.4. Areas inspected. Identify inaccessible and/or unobservable areas and/or equipment.
 - 3.5. Identify load conditions at time of inspection.
 - 3.6. Provide photographs and/or thermograms of the deficient area. (Optional)
4. Test Parameters
 - 4.1. Inspect distribution systems with imaging equipment capable of detecting a minimum temperature difference of 1°C at 30°C.
 - 4.2. Equipment shall detect emitted radiation and convert detected radiation to visual signal.
 - 4.3. Thermographic surveys should be performed during periods of maximum possible loading but not less than 40 percent of rated load of the electrical equipment being inspected. Refer to ANSI/NFPA 70B, Section 18-16 (Infrared Inspection).
5. Test Results: Suggested actions based on temperature can be found in Table 1.

After Testing

- Finish recording data on the test form, completely filling in all the appropriate blocks. Apply a C-H Test sticker to the equipment.

- Remove all test equipment and tools used during testing. Replace all barriers and covers, close all doors, and secure all latches.
- Review all test results. If the results are satisfactory, the equipment is qualified for service. If the results are in question, contact a customer representative to report results.

TABLE 1

Thermographic Survey

Suggested Actions Based on Temperature Rise

Temperature difference (ΔT) based on comparisons between similar components under similar loading.	Temperature difference (ΔT) based upon comparisons between component and ambient air temperatures.	Recommended Action
1°C - 3°C	0°C - 10°C	Possible deficiency; warrants investigation
4°C - 15°C	11°C - 20°C	Indicates probable deficiency; repair as time permits
--- --	22°C - 40°C	Monitor continuously until corrective measures can be accomplished
> 16°C	> 40°C	Major discrepancy; repair immediately

Temperature specifications vary depending on the exact type of equipment. Even in the same class of equipment (i.e., cables) there are various temperature ratings. Heating is generally related to the square of the current; therefore, the load current will have a major impact on ΔT . In the absence of consensus standards for ΔT , the values in this table will provide reasonable guidelines.

TABLE 2
US Standard
Bolt Torques for Bus Connections
Heat-Treated Steel - Cadmium or Zinc Plated

Grade	SAE 1 & 2	SAE 5	SAE 7	SAE 8
Minimum Tensile (P.S.I.)	64K	105K	133K	150K
Bolt Diameter In Inches	Torque (Foot Pounds)			
1/4	4.0	5.6	8.0	8.4
5/16	7.2	11.2	15.2	17.6
3/8	12.0	20.0	27.2	29.6
7/16	19.2	32.0	44.0	48.0
1/2	29.6	48.0	68.0	73.6
9/16	42.4	70.4	96.0	105.6
5/8	59.2	96.0	133.6	144.0
3/4	96.0	160.0	224.0	236.8
7/8	152.0	241.6	352.0	378.4
1.0	225.6	372.8	528.0	571.2

TABLE 2 (cont.)

Bolt Torques for Bus Connections

Silicon Bronze Fasteners*

Torque (Foot-Pounds)

Bolt Diameter in Inches	Nonlubricated	Lubricated
5/16	15	10
3/8	20	14
1/2	40	25
5/8	55	40
3/4	70	60

* Bronze alloy bolts shall have a minimum tensile strength of 70,000 pounds per square inch.

TABLE 2

Aluminum Alloy Fasteners**

Torque (Foot Pounds)

Bolt Diameter in Inches	Lubricated
5/16	8.0
3/8	11.2
1/2	20.0
5/8	32.0
3/4	48.0

** Aluminum alloy bolts shall have a minimum tensile strength of 55,000 pounds per square inch.

TABLE 2
Bolt Torques for Bus Connections
Stainless Steel Fasteners***
Torque (Foot Pounds)

Bolt Diameter in Inches	Uncoated
5/16	14
3/8	25
1/2	45
5/8	60
3/4	90

*** Bolts, cap screws, nuts, flat washers, locknuts: 18-8 alloy. Belleville washers: 302 alloy.

TABLE 3
Insulation Resistance Tests on
Electrical Apparatus and Systems

Maximum Rating of Equipment in Volts	Minimum Test Voltage, dc in Volts	Recommended Minimum Insulation Resistance in Megohms
250	500	25
600	1,000	100
5,000	2,500	1,000
8,000	2,500	2,000
15,000	2,500	5,000
25,000	5,000	20,000
35,000	15,000	100,000
46,000	15,000	100,000
69,000	15,000	100,000

In the absence of consensus standards dealing with insulation-resistance tests, the NETA Technical Committee suggests the above representative values. See Table 6 for temperature correction factors.

Actual test results are dependent on the length of the conductor being tested, the temperature of the insulating material, and the humidity of the surrounding environment at the time of the test. In addition, insulation resistance tests are performed to establish a trending pattern and a deviation from the baseline information obtained during maintenance testing enabling the evaluation of the insulation for confined use.

TABLE 4
Molded-Case Circuit Breakers
Values for Inverse Time Trip Test
(At 300% of Rated Continuous Current of Circuit Breaker)

Range of Rated Continuous Current Amperes	Maximum Trip Time in Seconds For Each Maximum Frame Rating*	
	≤ 250V	251 - 600V
0-30	50	70
31-50	80	100
51-100	140	160
101-150	200	250
151-225	230	275
226-400	300	350
401-600	-----	450
601-800	-----	500
801-1000	-----	600
1001-1200	-----	700
1201-1600	-----	775
1601-2000	-----	800
2001-2500	-----	850
2501-5000	-----	900

Reproduction of Table 5-3 from NEMA Standard AB4-1991.

* For integrally fused circuit breakers, trip times may be substantially longer if tested with the fuses replaced by solid links (shorting bars).

TABLE 5
Instantaneous Trip Setting Tolerances for Field
Testing of Marked Adjustable Trip Circuit Breakers

Ampere Rating	Tolerances of High and Low Settings	
	High	Low
≤ 250	+ 40% - 25%	+ 40% - 30%
> 250	± 25%	± 30%

Reproduction of Table 5-4 from NEMA publication AB4-1991.

For circuit breakers with nonadjustable instantaneous trips, tolerances apply to the manufacturer's published trip range, i.e., +40 percent on high side, -30 percent on low side.

TABLE 6
Insulation Resistance Conversion Factors
For Conversion of Test Temperature to 20°C

Temperature		Multiplier	
°C	°F	Apparatus Containing Immersed Oil Insulations	Apparatus Containing Solid Insulations
0	32	0.25	0.40
5	41	0.36	0.45
10	50	0.50	0.50
15	59	0.75	0.75
20	68	1.00	1.00
25	77	1.40	1.30
30	86	1.98	1.60
35	95	2.80	2.05
40	104	3.95	2.50
45	113	5.60	3.25
50	122	7.85	4.00
55	131	11.20	5.20
60	140	15.85	6.40
65	149	22.40	8.70
70	158	31.75	10.00
75	167	44.70	13.00
80	176	63.50	16.00

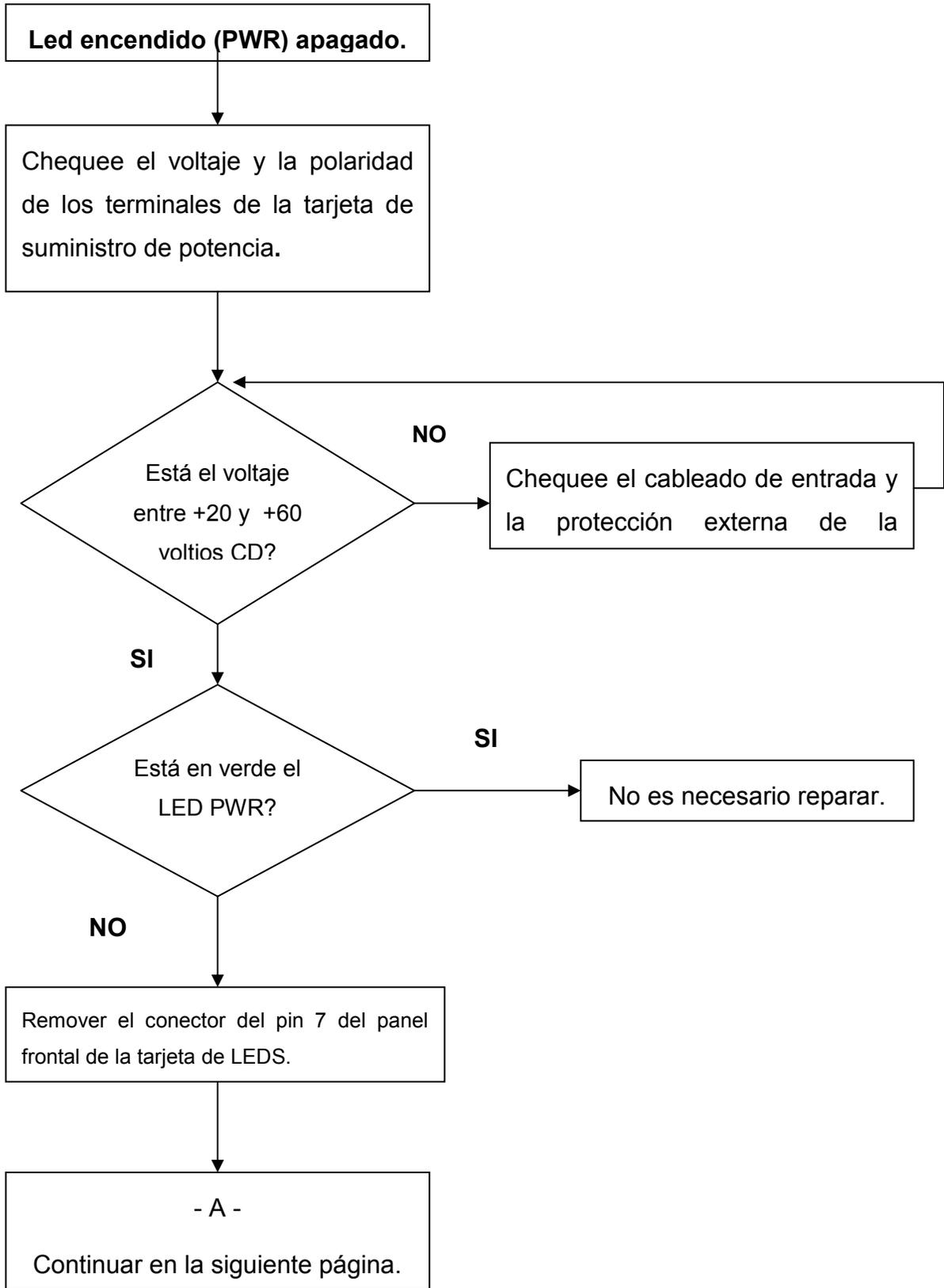
Anexo 3

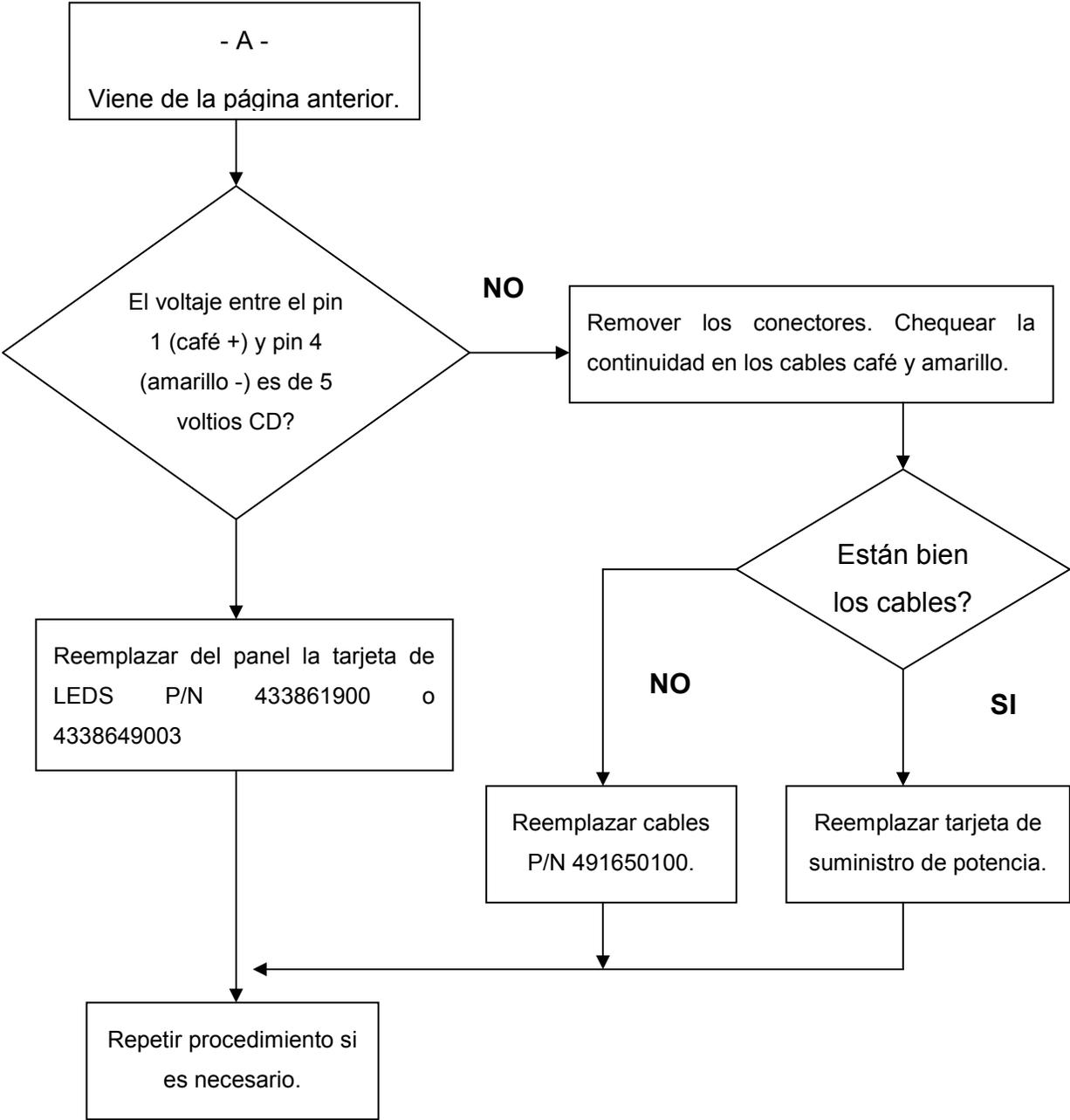
Guía de Torques Generales

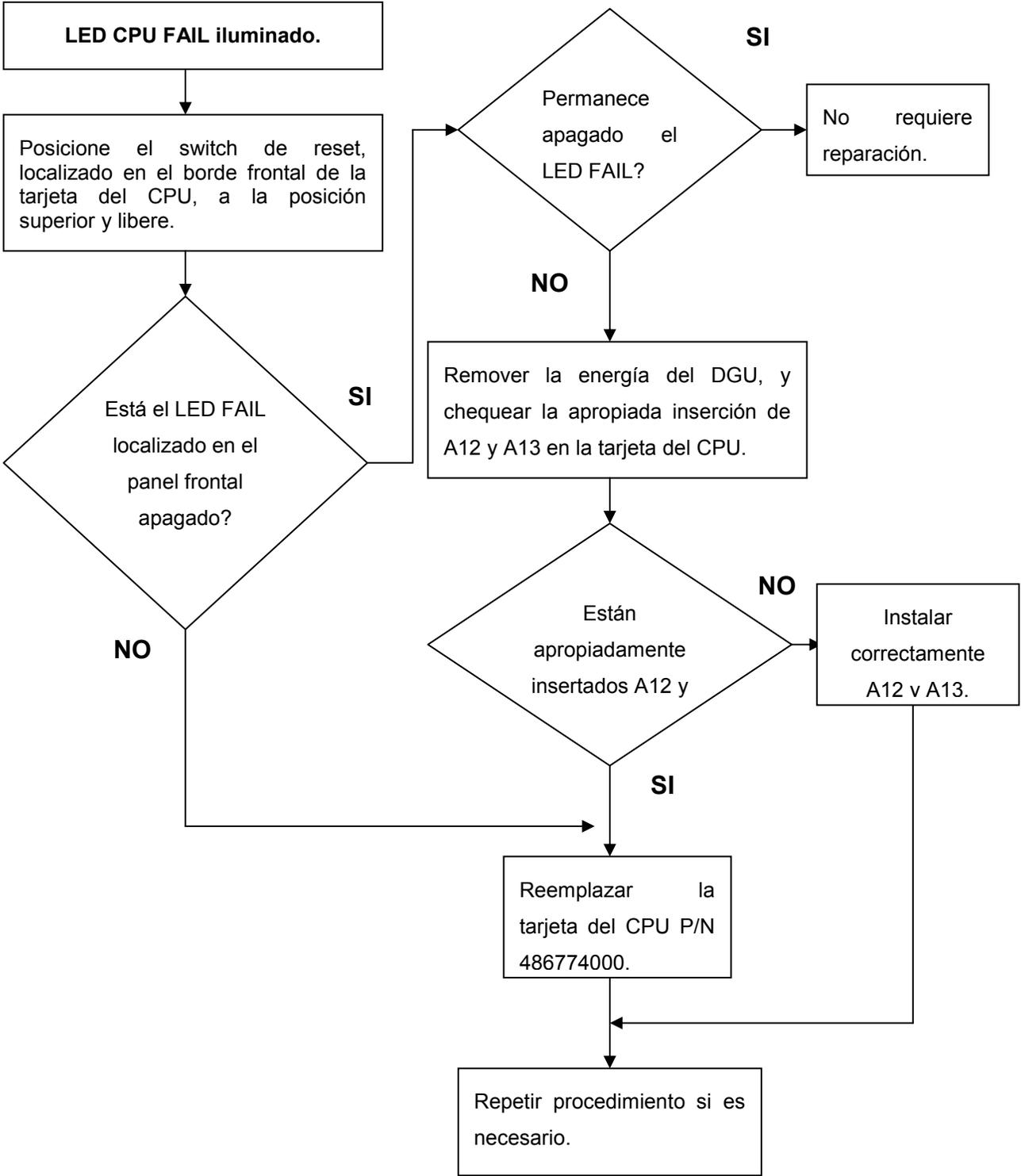
Pernos	Torque (libra-pulg)	
Dimensión (pulgs)	Belleville	Standard flan (plano)
1/2	444	720
3/8	180	300
5/16	108	168
1/4	60	84

Los anteriores son torques recomendados según el tamaño del tornillo y de la forma de la arandela.

Anexo 4







Anexo 5

Referencias a manual

Compartimientos de potencia

Tabla A5.1: Referencias al manual VPS -48 VDC Power Bay

Descripción	Páginas
Conexión de la puesta a tierra en la entrada.	6-40
Conexión de la entrada AC.	6-44
Conexión de la salida DC.	6-50
Chequeo de la condición del sistema.	7-9
Navegación en el MCA.	9-1
Procedimientos de operación.	10-1
Ajuste y calibración del VPS.	11-1
Mantenimiento.	12-1
Reemplazo de PCU's.	13-6
Reemplazo del MCA.	13-8
Reemplazo de tarjetas de circuitos.	13-13
Reemplazo del fuse de alarma, referencia y control.	13-14
Reemplazo del abanico de la PCU.	13-17
Hojas de datos (PD)	Penúltimo apartado
Planos ingenieriles.	Último apartado

Compartimientos de distribución

Tabla A5.2: Referencias al manual VPS Distribution Bay

Descripción	Páginas
Conexiones eléctricas.	29
Controles e indicadores.	77
Rutinas de mantenimiento.	80
Reemplazo de los breakers de distribución.	89
Reemplazo del riel de fuse y breakers.	97
Hojas de datos (PD)	Penúltimo apartado
Planos ingenieriles.	Último apartado

SMART DGU

Tabla A5.3: Referencias al manual VPS Data Gathering Unit

Descripción	Páginas
Indicadores frontales.	4-2
Uso del display LCD.	4-11
Uso del display VFD.	4-15
Led PWR apagado.	6-3
Led CPU fail (Fail) encendido.	6-5
Sin acceso local.	6-6
Sin acceso remoto.	6-9
Lecturas incorrectas de las entradas analógicas.	6-13
Información de ingeniería.	Último apartado

Baterías Absolyte XL

Tabla A5.4: Referencias al manual Installation and Operating Instructions

Descripción	Páginas
Variación de 3°C en la temperatura.	8
Torque de las conexiones.	13
Variación del voltaje y la carga.	16

Anexo 6

Corriente de fibrilación

Tabla A6.1: Corriente de fibrilación

Tiempo (segundos)	Corriente de fibrilación (mA)
0,03	669,73
0,05	518,77
0,10	366,82
0,15	299,51
0,20	259,38
0,25	232,00
0,30	211,79
0,35	196,08
0,40	183,41
0,45	172,92
0,50	164,05
0,55	156,41
0,60	149,76
0,65	143,88
0,70	138,65
0,75	133,95
0,80	129,69
0,85	125,82
0,90	122,27
0,95	119,01
1,00	116,00
1,25	103,75
1,50	94,71
1,75	87,69
2,00	82,02
2,25	77,33
2,50	73,36
2,75	69,95
3,00	66,97

Anexo 7

Variación de la resistividad con respecto a la humedad y a la temperatura.⁴⁷

Tabla A7.1: Variación de la resistividad del suelo con respecto a la temperatura.

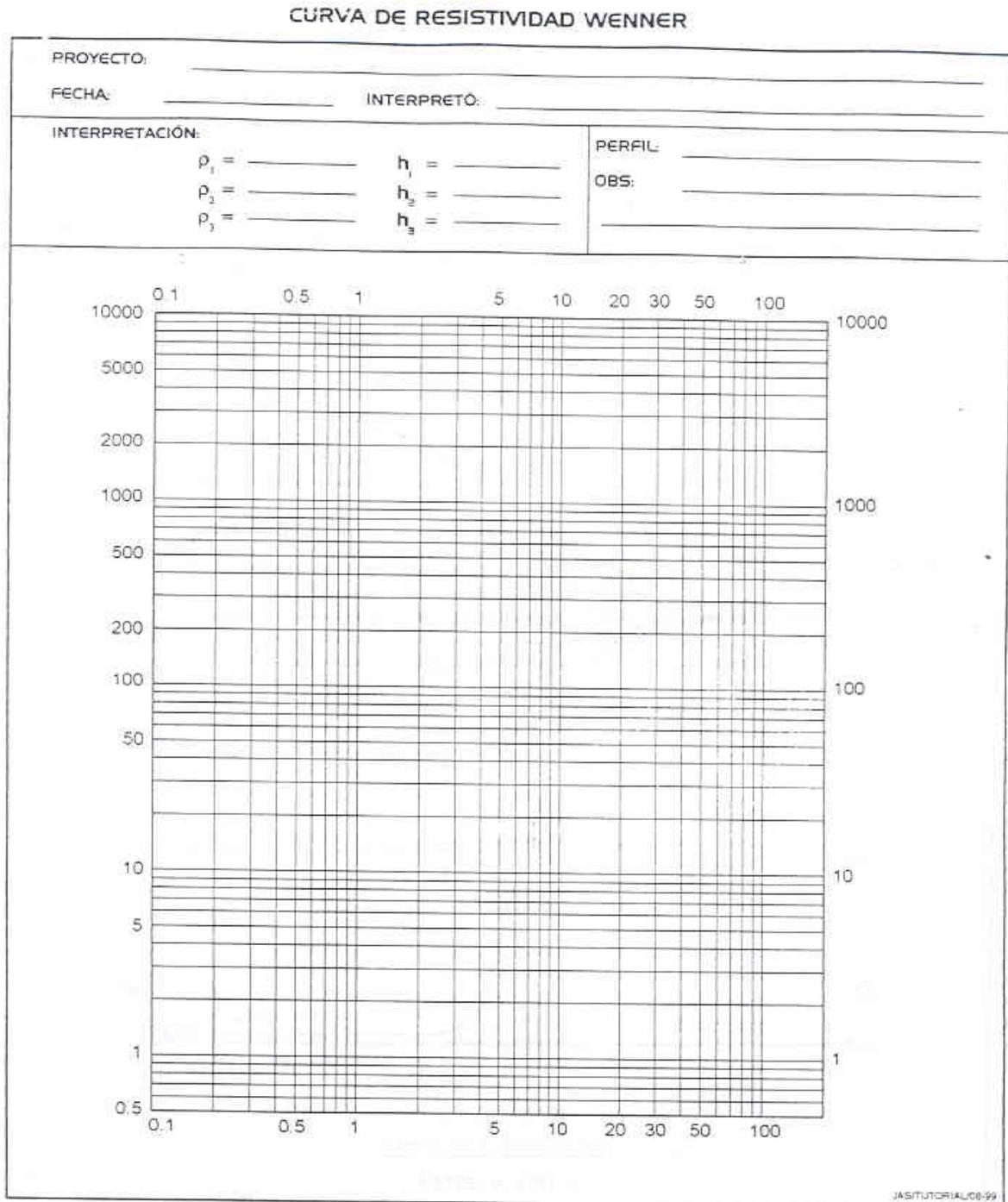
Temperatura (°C)	Ω -cm	
-15,00	330.000,00	
-5,00	79.000,00	
0,00	30.000,00	Agua
0,00	13.800,00	Hielo
10,00	9.900,00	
20,00	7.200,00	

Tabla A7.2: Variación de la resistividad del suelo con respecto a la humedad.

Contenido de humedad (% por peso)	Resistividad (Ω -cm)	
	Suelo superficial	Mezcla arenosa
0,00	1.000.000.000,00	1.000.000.000,00
2,50	250.000,00	150.000,00
5,00	165.000,00	43.000,00
10,00	53.000,00	18.500,00
15,00	19.000,00	10.500,00
20,00	12.000,00	6.300,00
30,00	6.400,00	4.200,00

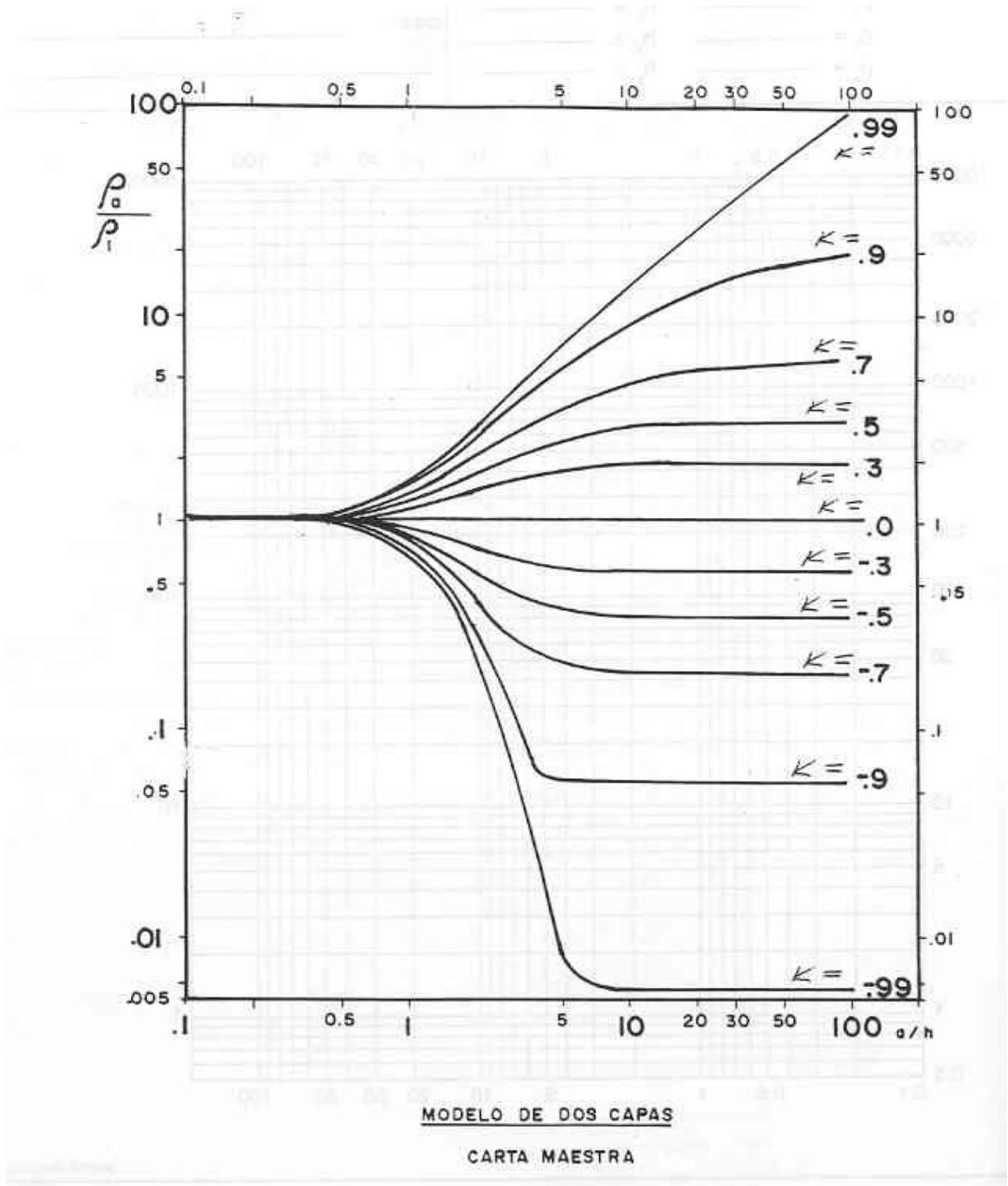
⁴⁷ Richmond F, Hermes. **Sistemas de Puesta a Tierra para Sistemas de menos de 1000V**. Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales. Mayo 2004.

Figura A8.1: Hoja log – log para graficar las mediciones.⁴⁹



⁴⁹ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 2.

Figura A8.2: Carta Maestra.⁵⁰



⁵⁰ Salazar, José. **Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos**. Universidad de Costa Rica, 2002. Sección 2.

Anexo 9

Mediciones con el método Wenner y el método del 62%

Tabla A9.1: Mediciones con el método Wenner

Método Wenner		
a (m)	R (Ω)	ρ (Ω -m)
0,50	7,96	25,00
1,00	1,59	10,00
2,00	0,64	8,00
3,00	0,32	6,00
5,00	0,13	4,00
8,00	0,04	2,00
10,00	0,02	1,00

Tabla A9.2: Mediciones con el método del 62%

Método 62%		
a (m)	R (Ω)	ρ (Ω -m)
0,50	0,01	0,03
1,00	0,50	3,14
2,00	0,63	7,92
3,00	0,71	13,38
5,00	0,85	26,70
8,00	1,20	60,32
10,00	1,50	94,25
12,00	3,00	226,19

Anexo 10

Figura A10.1: Diseño de la hoja de inspección para el banco de baterías.

REPORTE DE MANTENIMIENTO DE LAS BATERIAS ABSOLYTE Fecha _____ ALCATEL DE COSTA RICA PROYECTO GSM Central del Sur, Paso Ancho. Contiguo a la Guacamaya.													
N° Celdas _____				Tipo: _____				Fecha Instalación: _____					
N° Serie _____													
Voltaje VPS: _____				Temperatura ambiente (°c): _____				Voltaje SMART DGU: _____					
Voltaje Bat 1: _____													
Voltaje Bat 2: _____													
BANCO DE BATERIAS 1							BANCO DE BATERIAS 2						
N° Celda	VOLTAJE (V)	TEMPERATURA (°C)					N° Celda	VOLTAJE (V)	TEMPERATURA (°C)				
		B1	B2	B3	B4	PROM			B1	B2	B3	B4	PROM
1							1						
2							2						
3							3						
4							4						
5							5						
6							6						
7							7						
8							8						
9							9						
10							10						
11							11						
12							12						
13							13						
14							14						
15							15						
16							16						
17							17						
18							18						
19							19						
20							20						
21							21						
22							22						
23							23						
24							24						
Comentarios y recomendaciones: _____													
Lecturas tomadas por: _____							Revisadas por: _____						

Figura A10.2: Diseño de la hoja de inspección para la planta -48 VDC.

REPORTE DE MANTENIMIENTO DE LA PLANTA -48 VDC

ALCATEL DE COSTA RICA
PROYECTO GSM
Central del Sur, Paso Ancho. Contiguo a la Guacamaya.

FECHA: _____ RESPONSABLE: _____

DESCRIPCIÓN	MCA	DGU
Voltaje Sistema (V)		
Corriente Sistema (A)		
Derivación 1 (Shunt 1) (A)		
Derivación 2 (Shunt 2) (A)		
Corriente Total PCU's (A)		
PCU 1 (A)		
PCU 2 (A)		
PCU 3 (A)		
PCU 4 (A)		
PCU 5 (A)		
PCU 8 (A)		
PCU 9 (A)		
PCU 10 (A)		
PCU 11 (A)		
PCU 12 (A)		

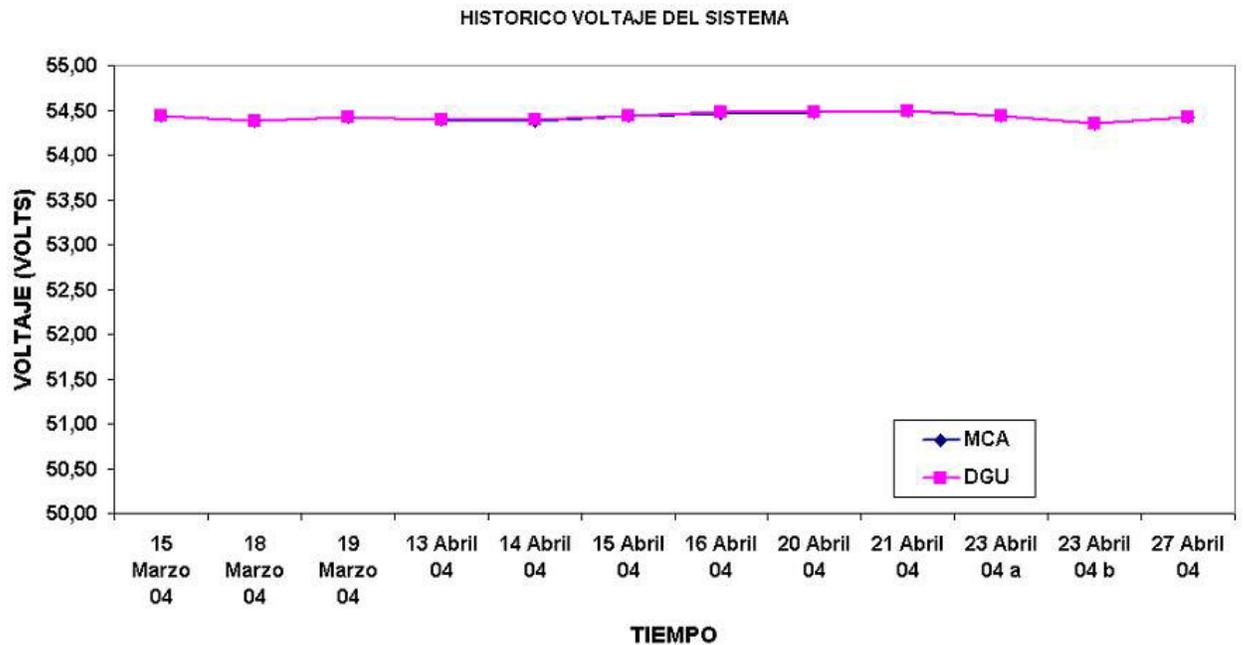
OBSERVACIONES: _____

Lecturas tomadas por: _____ Revisadas por: _____

Anexo 11

Condiciones de funcionamiento de la planta Vortex -48VDC.

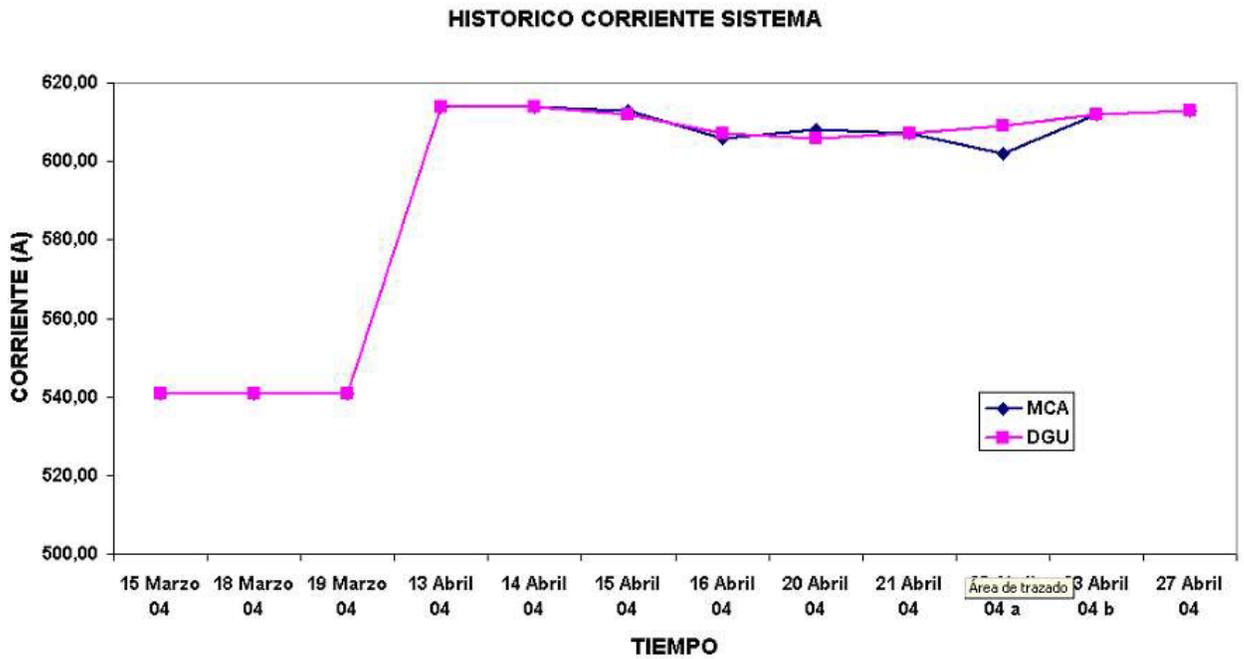
Gráfico A11.1: Voltaje de salida de la planta.



Nota: Datos tomados de las lecturas del panel frontal de la planta Vortex -48VDC.

Se observa que la planta está funcionando al voltaje nominal manteniéndose constante a lo largo del tiempo.

Gráfico A11.2: Corriente de salida de la planta.



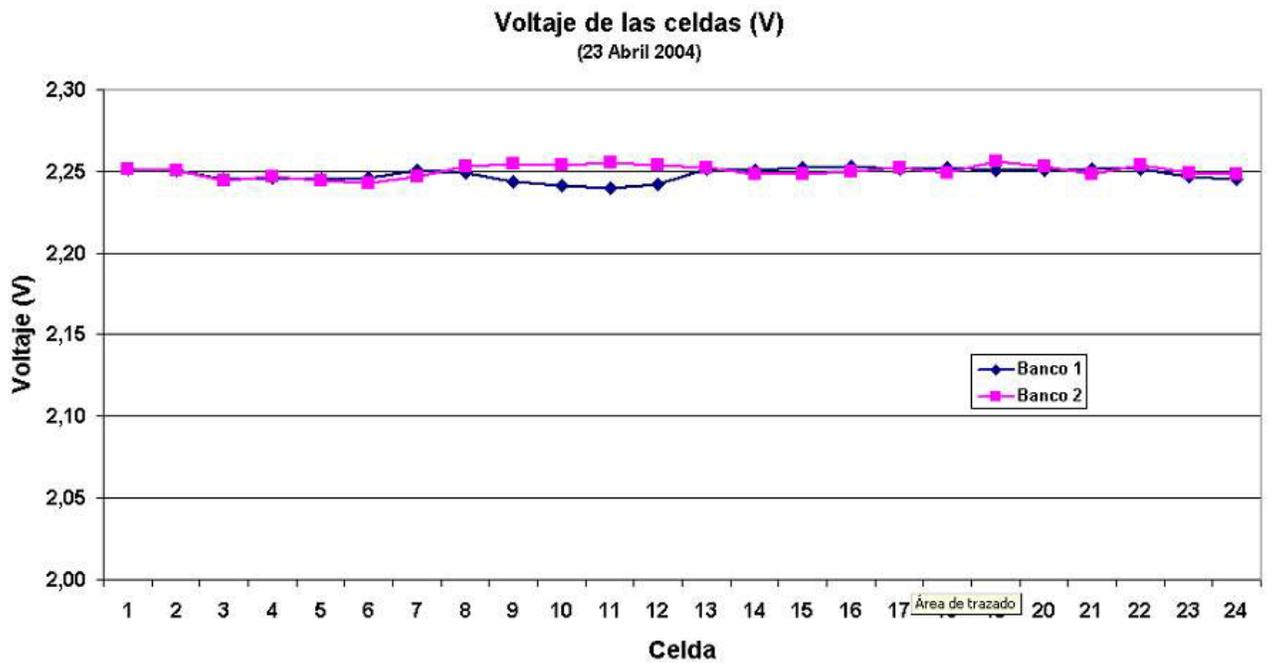
Nota: Datos tomados de las lecturas del panel frontal de la planta Vortex -48VDC.

En el gráfico anterior, se muestra un incremento en la corriente del sistema debido a la instalación de unos gabinetes para ampliar la central telefónica.

Anexo 12

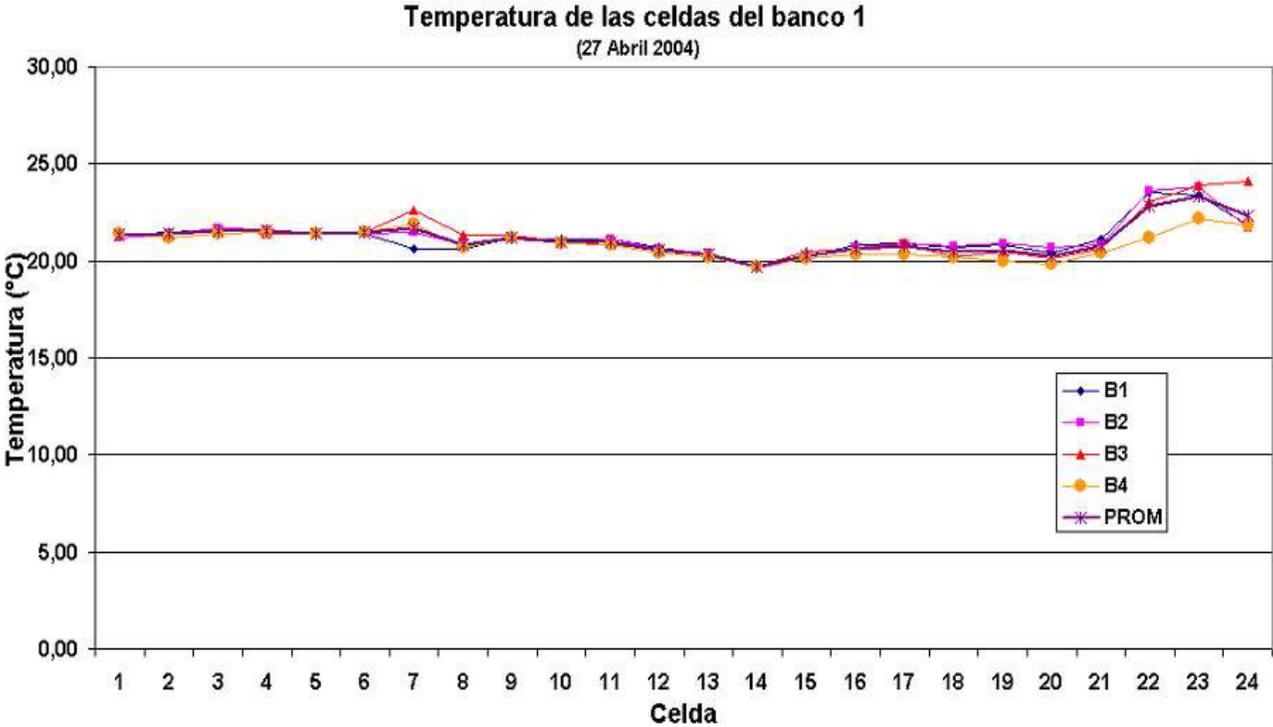
Condiciones de funcionamiento de los bancos de baterías GNB Absolyte.

Gráfico A12.1: Voltaje por celda.



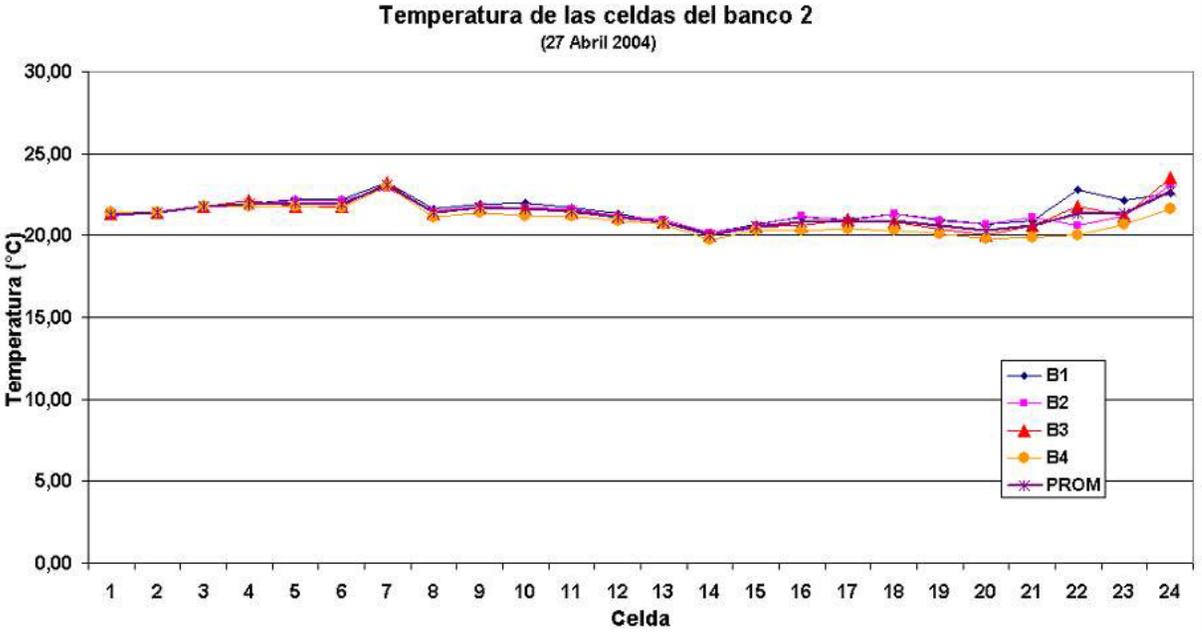
Nota: Datos tomados de las mediciones realizadas a los bancos de baterías.

Gráfico A12.2: Temperatura de bornes de las celdas del banco de baterías 1.



Nota: Datos tomados de las mediciones realizadas a los bancos de baterías.

Gráfico A12.3: Temperatura de bornes de las celdas del banco de baterías 2.



Nota: Datos tomados de las mediciones realizadas a los bancos de baterías.