

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



**“DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ANEXO AL EDIFICIO TRES
YACIMIENTOS DE PDVSA CAMPO ROJO EN PUNTA DE MATA-ESTADO
MONAGAS”**

REALIZADO POR:
Angela Gabriela Jiménez Guerra

Trabajo de Grado Presentado Ante la Universidad de Oriente Como Requisito Parcial
para Optar al Título de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Barcelona, octubre 2009

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



**“DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ANEXO AL EDIFICIO TRES
YACIMIENTOS DE PDVSA CAMPO ROJO EN PUNTA DE MATA-ESTADO
MONAGAS”**

Revisado y Aprobado por:

Ing. Melquiades Bermúdez

Asesor Académico

Ing. David Ortiz

Asesor Industrial

Barcelona, octubre 2009

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



**“DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ANEXO AL EDIFICIO
TRES YACIMIENTOS DE PDVSA CAMPO ROJO EN PUNTA DE MATA-
ESTADO MONAGAS”**

JURADO:

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

Prof. Melquiades Bermúdez
Asesor Académico

Prof. Manuel Maza
Jurado Principal

Prof. Luis Suarez
Jurado Principal

Barcelona, octubre 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado: *“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participara al consejo universitario”*.

DEDICATORIA

*A la memoria de **Jesús Rafael Jiménez**, por tus sabios consejos que supieron llegar a tiempo en mi vida, y tu amor incondicional. Cada triunfo en mi vida irá dedicado a ti, te amo mi viejo.*

*A mis padres **Sunamita Guerra y Angel Jiménez**, mi amor por ustedes es más grande que el universo, nada de esto hubiese sido posible sin su apoyo.*

*A mi hermana, mi mundo, **María Gabriela Jiménez Guerra**, te adoro manis, me acompañaste en todo este camino.*

*A mis amores y luces de mis ojos, **Mauricio, Michael, Víctor, Erika, Juan Francisco, Romina y Victoria**.*

*A **José Reinaldo Ortiz**, eres un hombre maravilloso, mi rey, mi compañía y alegría.*

AGRADECIMIENTOS

A Dios por haberme dado la fortaleza de seguir adelante y no desmayar.

A mi abuelo **Jesús Rafael**, porque fuiste, eres y serás alguien maravilloso en mi vida, te quiero muchísimo.

A mi padre **Angel Jiménez**, te amo papá, gracias por tu apoyo, se que te sientes orgulloso de este logro.

A mi madre bella **Sunamita Guerra**, con tu amor me inspiraste, te amo mamá.

A mis tías **Dina, Carmen, Loida y Bertha**, no existen palabras para expresarles mi agradecimiento y cariño, sencillamente las adoro.

A mi abuela **María** por todo su amor y consejos, te adoro abuela, a mi abuelo **José**, que contento estás abuelo, me alegra ser la protagonista de tu alegría, te quiero.

A ti **José Reinaldo**, te amo muchísimo mi rey, eres parte fundamental de este logro, voy a extrañar las noches de desvelo pegada a la computadora escuchando la música suicida que me ponías, te cerraron la emisora jajaja.

A mi tío **José Rodríguez** por aconsejarme y brindarme siempre su apoyo. A **Reito Sims** por apoyarnos a mi manis y a mi.

A mis niños **Mauricio y Michael** por alegrar mis días, por ser un rayito de sol que siempre ilumina mi vida, espero ser ejemplo en sus vidas, y que sepan que conmigo cuentan siempre.

A mi **manis** por llevarme la comida al mediodía y quitarse el pan de la boca para dármelo, jajaja, seguro... gracias manis bella, tú puedes lograr lo que quieras, espero por ti ahora, te adoro hermana, sigue adelante ¡te quiero!.

A mi primis, mi amiga, **Erika Rojas**, te quiero primis, sabes lo que siempre te digo acerca del que persevera jajaja, sabes que ustedes son mi vida, y como le dije a Gaby espero por ti también ok.

A mi negro bello **Víctor Mora**, mi monstruito, sabes que puedes llegar a donde quieras el limite lo pones tu, gracias por tu ayuda mi niño, te quiero muchísimo.

A mi tío **Jesús y Lorena** por estar pendientes de mí, aconsejarme y no olvidarme.

A mi primo **José Guanipa**, gracias por no “dejarme morir” primo, estuviste siempre cuando te necesité y cuando no también.

A mi asesor académico **Melquiades Bermúdez**, gracias profe por guiarme en la realización de mi trabajo, por sus consejos, apoyo y confianza depositada en mí.

A la **Universidad de Oriente**, mi segunda casa, a pesar de las adversidades aprendí a quererla, y con ello a superar cualquier obstáculo porque vale la pena ser ¡UDISTA!

A mis profesores del Departamento de Electricidad, **Pedro López, Santiago Escalante, Luis Parraguez, Luis Suárez, Manuel Maza, Hernán Parra, Verena Mercado** por brindarme la formación necesaria para desempeñarme como profesional.

A mi amigo, mi ángel de la guarda, **José Angel Marín**, gracias mi amigo bello por tu ayuda y apoyo durante mi carrera y pasantía, por tus palabras de aliento cuando casi caigo por vencida, tenías razón mi amigo, ¡valió la pena!.

A mis amigos Martha Hernández, loca te quiero un mundo, Luis Cedeño (caramelo) bien ácido por cierto jajajaja, Alexander Ortiz (El Choncho), Staling Rodríguez (aunque ingrato te quiero jajaja), José Díaz, Julio Velásquez, Eduardo Díaz, Anyelo Prado (Regue), Reivis, Neyfi, Héctor León, Daniel Indriago, Carlos Dos Santos, Johan Araguallán, Pedro Bello (otro ingrato más), Mariana Morín, amiga gracias por no abandonarme, los quiero de corazón, gracias por compartir conmigo tantos momentos buenos y los difíciles también, a Romer Cedeño (comiquita) ¡que loco!, Mariangel (como me rio con tus despistes), Silvio Martínez, José Daniel Gil, Antonio García, Ayleen González, Sombay. A aquellos con los que compartí grandes momentos, Johniel Alcalá, mi gran amigo y pupilo, la muestra de que se puede superar al maestro jajajaja, te quiero loco, Maxwell Basante (mil gracias por tu ayuda), Antonio Urbina, José Chiramo, Johandry Labana, Marinel Sifontes.

A **Rafael Casanova**, mi cuñado ¡ahora vienes tú! Gracias por tu apoyo.

A **Carmencita**, definitivamente vales oro, ¡como tu ninguna! Gracias de verdad por tu ayuda y cariño, se te quiere.

A la empresa PDVSA Distrito Norte y a la Gerencia de Desarrollo Urbano por darme la oportunidad de desarrollar mi trabajo de grado. A Egbert Serrano, doctor como aprendí con usted, gracias por tu amabilidad y amistad, Norluz Sifontes, Joceline López, Luis López, María Admaj, Saint Herrera, Hugo Brizuela, David Ortiz, Andrés Gómez.

¡A todos muchísimas gracias!

Angela Gabriela Jiménez Guerra.

¡Ser Udista es lo mejor!

RESUMEN

El objetivo principal de este trabajo fue el diseño del sistema eléctrico de una edificación de dos pisos anexa al Edificio Tres Yacimientos en PDVSA - Campo Rojo, el proyecto incluyó cálculos de iluminación, tomacorrientes, calibre de conductores, canalizaciones eléctricas, sistema de detección y alarma de incendios, diseño de la malla de puesta a tierra y protección atmosférica para la edificación, sistema de energía ininterrumpible (UPS) con autonomía de tres horas, sistema de detección y alarma de incendios, especificaciones técnicas de los equipos a instalar, diagrama unifilar del sistema y diagramas trifilares de los tableros, así como también la presentación de planos realizados en AUTOCAD donde se muestran los puntos de iluminación y tomacorrientes, tableros y canalizaciones.

TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN.....	ix
TABLA DE CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS.....	xvii
LISTA DE TABLAS	xx
INTRODUCCIÓN	xxiii
CAPITULO 1	25
DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA Y EL PROBLEMA.....	25
1.1 Reseña Histórica de la Empresa.....	25
1.1.1 Ubicación Geográfica.....	28
1.1.2 Objetivos de PDVSA	28
1.1.3 Valores de PDVSA	29
1.1.4 Misión de PDVSA	29
1.1.5 Visión de PDVSA	30
1.2 Distrito Norte (Maturín, Punta de Mata).....	30
1.2.1 Ubicación Geográfica del Distrito Norte	30
1.2.2 Gerencia de Desarrollo Urbano.....	32
1.3 Planteamiento del Problema.....	35
1.4 Objetivo General.....	36

1.4.1 Objetivos Específicos.....	36
CAPITULO 2.....	37
MARCO TEÓRICO.....	37
2.1 Instalaciones Eléctricas.....	37
2.1.1 Tipos de Instalaciones Eléctricas.....	37
2.1.2 Componentes Empleados en Instalaciones Eléctricas.....	38
2.1.3 Dispositivos de Protección y Maniobra.....	39
2.1.4 Conductores Eléctricos.....	40
2.2 Características de la Carga Eléctrica.....	45
2.2.1 Estudio de Carga Eléctrica.....	45
2.2.2 Demanda.....	47
2.2.3 Factor de Demanda.....	49
2.2.4 Factor de Operación.....	49
2.2.5 Factor de Carga.....	49
2.2.6 Factor de Diversidad (FDv).....	49
2.2.7 Factor de Coincidencia (FCo).....	50
2.3 Iluminación.....	50
2.3.1 Flujo Luminoso.....	50
2.3.2 Intensidad Luminosa.....	50
2.3.3 Iluminancia (E).....	51
2.3.4 Luminancia (L).....	52
2.3.5 Métodos para Calcular la Iluminancia.....	53
2.4 Sistema de Puesta a Tierra.....	59

2.4.1 Puesta a Tierra.....	59
2.4.2 Componentes de un Sistema de Puesta a Tierra	59
2.4.3 Resistencia de Sistemas de Puesta a Tierra.....	60
2.4.4 Medición de la Resistencia de un Sistema de Puesta a Tierra	62
2.4.5 Arreglos de Sistemas de Puesta a Tierra.....	65
2.4.6 Cálculo de la Resistencia de la Malla de Puesta a Tierra.....	69
2.4.7 Resistividad en Sistemas de Puesta a Tierra	72
Arcillas, gravas, limos.....	73
2.5 Protección Contra Descargas Atmosféricas	76
2.5.1 Descargas Atmosféricas.....	77
2.5.2 Sistemas de Protección Contra Descargas Atmosféricas.....	79
2.5.3 Parámetros que se deben considerar para el Diseño de un Sistema de Protección Contra Descargas Atmosféricas	83
2.5.4 Factor de Apantallamiento	89
2.5.5 Normas Aplicables para la Instalación de Sistemas de Protección Contra Descargas Atmosféricas	90
2.6 Sistema de Detección y Alarma de Incendios.....	91
2.6.1 Detección de Incendios	91
2.6.2 Sistemas Automáticos de Detección y Alarma de Incendios.....	92
2.6.3 Detectores de Incendio.....	94
2.7 Sistema de Energía Ininterrumpible (UPS).....	96
2.7.1 Perturbaciones Eléctricas	96
2.7.2 Bloques Constructivos de un UPS	98

2.7.3 Tipología de U.P.S	103
CAPITULO 3	105
CRITERIOS DE DISEÑO	105
3.1 Criterios de Diseño para el Sistema Eléctrico.....	105
3.1.1 Criterios de Diseño para Circuitos de Iluminación	105
3.1.2 Criterios de Diseño para Circuitos de Tomacorrientes de Uso General ..	105
3.1.3 Criterios de Diseño para Cálculos de Circuitos Ramales y Alimentadores	105
3.1.4 Criterios de Diseño para Conductores Eléctricos.....	106
3.1.5 Selección de Tuberías	112
3.1.6 Selección de Protecciones	113
3.1.7 Criterios de Diseño para el Sistema de Puesta a Tierra	113
3.1.8 Criterios de Diseño para el Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas	115
3.1.9 Criterios de Diseño para el Sistema de Detección de Incendios	118
3.1.10 Criterios para la Selección del Sistema de Energía Ininterrumpible (UPS)	121
CAPITULO 4	124
DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	124
4.1 Cálculo de los Circuitos de Iluminación Interior	124
4.1.1 Circuitos de Iluminación Planta Baja (CIPB). (Ver planos en Anexo E).131	
4.1.2 Circuitos de Iluminación Planta Alta (CIPA). (Ver planos en Anexo E).132	
4.1.3 Circuitos de Iluminación Exterior	133
4.2 Cálculo de Circuitos de Tomacorrientes. (Ver planos en Anexo E).	133

4.2.1 Circuitos de Tomacorrientes Planta Baja (CTCPB) y Planta Alta (CTCPA)	133
4.3 Cálculo del Calibre de Conductores.....	135
4.3.1 Circuitos de Iluminación Planta Baja.....	136
4.3.2 Conductores para Tableros.....	142
4.3.3 Conductores para Aires Acondicionados (A/A)	144
4.4 Estudio de Cargas.....	148
4.4.1 Tablero Principal.....	148
4.4.2 Tablero de Aires Acondicionados	150
4.5 Capacidad del Transformador	152
4.6 Protección del Lado de Alta Tensión	153
4.7 Conductor de Alta Tensión	153
4.7.1 Selección por Capacidad de Corriente	154
4.7.2 Selección por Caída de Tensión.....	155
4.8 Protección en el Lado de Baja Tensión.....	155
4.8.1 Cálculo de la Corriente de Cortocircuito, Tablero Principal.....	155
4.8.2 Cálculo de la Corriente de Cortocircuito, Tablero A/A	158
4.9 Selección de Protecciones.....	161
4.9.1 Circuitos de Iluminación Planta Baja.....	161
4.9.2 Protección para los aires acondicionados.....	163
4.10 Dimensionamiento de Canalizaciones Eléctricas.....	163
4.10.1 Acometida del Tablero Principal	164
4.10.2 Acometida del Tablero de A/A	165

4.10.3 Alimentador del Tablero de Iluminación Planta Baja.....	166
4.10.4 Alimentador del Tablero de Iluminación Planta Alta	167
4.10.5 Alimentador del Tablero de Tomacorrientes Planta Baja y Alta	168
4.11 Diseño del Sistema de Protección Contra Descargas Atmosféricas	168
4.11.1 Cálculo del Índice de Riesgo de la Estructura	168
4.11.2 Cálculo de la Eficiencia de la Instalación	170
4.11.3 Terminales Aéreos	171
4.11.4 Número de bajantes.....	172
4.11.5 Cálculos.....	172
4.12 Diseño del Sistema de Puesta a Tierra	173
4.13 Estudio de capacidad del equipo UPS.....	176
CAPITULO 5	177
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS	177
5.1 Luminarias	177
5.1.1 Iluminación Interior	177
5.1.2 Iluminación Exterior	178
5.2 Conductores Eléctricos	178
5.2.1 Baja Tensión	178
5.2.2 Alta Tensión.....	179
5.3 Transformador.....	179
5.4 Tableros.....	180
5.5 Protecciones de Circuitos.....	181
5.6 Aires Acondicionados	181

5.7 Protección atmosférica	182
5.8 Malla de puesta a tierra	182
5.9 Equipo UPS.....	182
5.10 Detección y Alarma de Incendios	183
5.10.1 Tablero Central de Control.....	185
5.10.2 Detectores de Incendio	187
5.10.3 Detectores de Humo	188
5.10.4 Detectores de Llama (UV/IR)	188
5.10.5 Estaciones Manuales	190
5.10.6 Difusores de Sonido	191
5.10.7 Luces Estroboscópicas	192
5.11 Cómputos métricos	192
CONCLUSIONES	197
RECOMENDACIONES	199
BIBLIOGRAFÍA	200
ANEXOS	¡Error! Marcador no definido.
TABLAS DE EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE RIESGO DE UNA ESTRUCTURA	¡Error! Marcador no definido.
TABLAS USADAS EN EL DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	¡Error! Marcador no definido.
LUMINARIAS.....	¡Error! Marcador no definido.
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA Y DIAGRAMAS TRIFILARES DE LOS TABLEROS	¡Error! Marcador no definido.
PLANOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO	¡Error! Marcador no definido.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica del Distrito Norte (PDVSA).....	7
Figura 1.2 Organigrama del Distrito Norte.....	10
Figura 2.2 Alambre.....	17
Figura 2.3 Cable.....	17
Figura 2.4 Monoconductor.....	17
Figura 2.5 Multiconductor.....	18
Figura 2.6 Conductor con cubierta protectora.....	20
Figura 2.7 Ciclo de una carga eléctrica.....	23
Figura 2.8 Intensidad Luminosa.....	26
Figura 2.9 Iluminancia.....	28
Figura 2.10 Método de Cavidad Zonal.....	29
Figura 2.11 Componentes de un sistema de puesta a tierra.....	35
Figura 2.12 Esfera de influencia de un electrodo simple.....	36
Figura 2.13 (a) método de los dos puntos (b) conexión del equipo y los electrodos.....	38
Figura 2.14 Método de la caída de potencial.....	39
Figura 2.15 Método de los tres puntos o triangulación.....	40
Figura 2.16 Electrodo simple (barra).....	41
Figura 2.17 Plato de tierra.....	41
Figura 2.18 Malla de tierra.....	42
Figura 2.19 Electrodo horizontal.....	42

Figura 2.20 Anillo de tierra.....	43
Figura 2.21 Electrodo activo o raiz electrolítica.....	44
Figura 2.22 Coeficientes de Schwarz.....	46
Figura 2.23 Suelo de varios estratos o capas.....	48
Figura 2.24 (a) Funcionamiento del método Wenner (b) Disposición de los electrodos para el método Wenner.....	49
Figura 2.25 Disposición de los electrodos para el método Schlumberger.....	50
Figura 2.26 Promedio Anual de Tormentas eléctricas en Venezuela (1998- 2002). En días de Tormenta al año (T).....	51
Figura 2.27 Ubicación de sensores de rayos en Venezuela.....	52
Figura 2.28 Tipos de descargas atmosféricas.....	53
Figura 2.29 Componentes principales del sistema de protección contra descargas atmosféricas.....	55
Figura 2.30 Puntas Franklin terminadas en cuatro y una punta.....	56
Figura 2.31 Pararrayos con dispositivo de cebado.....	56
Figura 2.32 Pararrayo con tecnología CTS.....	57
Figura 2.33 Pararrayo CEC.....	57
Figura 2.34 Pararrayos Radiactivos.....	58
Figura 2.35 Densidad de descargas a tierra por Km ²	59
Figura 2.36 Mapa de niveles isoceráunicos en Venezuela.....	60
Figura 2.37 Bloque de entrada de UPS.....	73
Figura 2.38 Filtro de UPS.....	73
Figura 2.39 Inversor de UPS.....	73
Figura 2.40 Batería de UPS.....	74
Figura 2.41 Cargador de UPS.....	74
Figura 2.42 Interruptor de UPS.....	74
Figura 2.43 Salida de UPS	75
Figura 2.44 Comunicación de UPS.....	75

Figura 2.45 Panel de control de UPS.....	76
Figura 2.46 Regulador de voltaje de UPS.....	76
Figura 2.47 Transformador de UPS.....	76
Figura 4.1 División del área del edificio en locales.....	97
Figura 4.2 Distancias de techo y piso con respecto al plano de trabajo.....	98
Figura 4.3 Dimensiones del local 1.....	98
Figura 4.4 Diagrama unifilar del alimentador del tablero principal.....	128
Figura 4.5 Diagrama de impedancias del alimentador del tablero principal.....	129
Figura 4.6 Diagrama unifilar del alimentador del tablero de A/A.....	131
Figura 4.7 Diagrama de impedancias del alimentador del tablero de A/A.....	132
Figura 4.8 Mapa isocerámico de Venezuela.....	142
Figura 4.9 Ubicación de los terminales aéreos.....	144
Figura 4.10 Separación de pararrayos.....	144

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Tipos de aislaciones.....	19
Tabla 2.2. Porcentaje de reflectancia efectiva en la cavidad de piso o techo para diferentes combinaciones de reflectancia.....	31
Tabla 2.3. Factores multiplicadores para reflectancias de piso de 30 y 10%.....	32
Tabla 2.4 Valores de resistencia recomendados.....	37
Tabla 2.5 Valores típicos de resistividad según el tipo de suelo.....	48
Tabla 2.6 Evaluación del índice de riesgo de una estructura.....	61
Tabla 2.7 Nivel de protección.....	63
Tabla 3.1 Distancias máximas y conductores utilizados en los distintos tipos de techos.....	89
Tabla 3.2 Elección de detectores según la altura del recinto.....	92
Tabla 3.3 Cálculo de la potencia requerida para UPS.....	95
Tabla 4.1 Porcentaje de reflectancia efectiva en la cavidad de piso o techo para diferentes combinaciones de reflectancia.....	100
Tabla 4.2 Factores de multiplicación para reflectancia de cavidad de piso diferente al 20 por ciento.....	101
Tabla 4.3 Cálculo del número de luminarias para los diferentes locales.....	102
Tabla 4.4 Circuitos de iluminación de planta baja.....	104
Tabla 4.5 Circuitos de iluminación de planta alta.....	105
Tabla 4.6 Circuitos de tomacorrientes planta baja y alta.....	107
Tabla 4.7 Corriente corregida por temperatura de los circuitos de iluminación planta baja.....	110
Tabla 4.8 Corriente corregida por temperatura de los circuitos de iluminación planta alta.....	110
Tabla 4.9 Corriente corregida por temperatura de los circuitos de	110

tomacorrientes.....	
Tabla 4.10 Capacidad de distribución de los circuitos de planta baja.....	110
Tabla 4.11 Capacidad de distribución de los circuitos de planta alta.....	111
Tabla 4.12 Calibre de conductores de los circuitos de planta alta y baja.....	111
Tabla 4.13 Balance de fases para tablero de iluminación planta baja (TIPB)...	112
Tabla 4.14 Porcentaje de diferencia respecto al promedio por fase.....	112
Tabla 4.15 Balance de fases para tablero de iluminación planta alta (TIPA)...	113
Tabla 4.16 Porcentaje de diferencia respecto al promedio por fase.....	113
Tabla 4.17 Balance de fases para tablero de tomacorrientes planta baja y alta (TTCPB y TTCPA).....	114
Tabla 4.18 Porcentaje de diferencia respecto al promedio por fase.....	114
Tabla 4.19 Corriente de reserva por fase de los tableros.....	115
Tabla 4.20 Datos de los tableros.....	115
Tabla 4.21 Capacidad de distribución de los tableros.....	115
Tabla 4.22 Selección del calibre del conductor de los tableros.....	116
Tabla 4.23 Calibre de conductores de los circuitos de A/A.....	119
Tabla 4.24 Corriente total de los Circuitos de A/A.....	119
Tabla 4.25 Balance de fases para el tablero principal.....	120
Tabla 4.26 Porcentaje de diferencia respecto al promedio por fase.....	120
Tabla 4.27 Estudio de cargas del tablero principal.....	121
Tabla 4.28 Datos del tablero principal.....	121
Tabla 4.29 Calibre de conductor del tablero principal.....	122
Tabla 4.30 Balance de fases para el tablero de aires acondicionados.....	123
Tabla 4.31 Porcentaje de diferencia respecto al promedio por fase.....	123
Tabla 4.32 Datos del tablero de A/A.....	124
Tabla 4.33 Calibre de conductor del tablero de aires acondicionados.....	125
Tabla 4.34 Cálculo de cortocircuito para tableros de iluminación y tomacorrientes.....	134

Tabla 4.35 Selección de protecciones para todos los circuitos.....	135
Tabla 4.36 Protecciones para los aires acondicionados.....	136
Tabla 4.37 Selección de protecciones para todos los tableros.....	136
Tabla 4.38 Diámetros comerciales de ductos.....	138
Tabla 4.39 Cantidad de pararrayos.....	145
Tabla 4.40 Estudio de carga para UPS.....	149
Tabla 5.1 Características de las luminarias.....	151
Tabla 5.2 Características Principales del Transformador.....	153
Tabla 5.3 Características de los tableros.....	153
Tabla 5.4 Características de interruptores para protección de circuitos.....	154
Tabla 5.5 Características de los equipos de aires acondicionados.....	154
Tabla 5.6 Elementos para el sistema de protección atmosférica.....	155
Tabla 5.7 Elementos para la malla de puesta a tierra.....	155
Tabla 5.8 Capacidad del UPS.....	155
Tabla 5.9 Cómputos métricos del proyecto.....	165

INTRODUCCIÓN

Una falla eléctrica puede provocar graves pérdidas humanas y materiales. Por ello, resulta obligatorio que toda instalación eléctrica se ejecute cumpliendo con las normativas eléctricas referentes a ellas, y además cuente con materiales certificados que respondan a las exigencias técnicas de cada instalación.

Una instalación eléctrica puede ser excelente, buena o mala, esto está en función directa de la seguridad, continuidad y calidad de la instalación. Para asegurar una instalación de máxima eficiencia en el suministro, distribución y control de energía es recomendable observarle al cliente que el costo de un proyecto y la calidad de los materiales utilizados, deben considerarse como una buena inversión, que se amortiza con el logro de productividad de la empresa independientemente del producto que se trate. Básicamente cualquier industria depende de la calidad y la continuidad del servicio de energía eléctrica.

En este trabajo se realizará el diseño de una instalación eléctrica para un edificio, este proyecto surge de la necesidad de reubicar al Grupo de Implantación y Optimización para Planes de Explotación (IOPE) en nuevas y propias instalaciones.

El proyecto está estructurado en el siguiente orden; Capítulo 1: se presenta la reseña histórica de la empresa, el planteamiento del problema, objetivo general y objetivos específicos; Capítulo 2: contiene las bases teóricas y distintas variables del trabajo a realizar; Capítulo 3: se establecen los criterios de diseño tomando como base el Código Eléctrico Nacional (CEN), las Normas PDVSA y Normas Covenin; Capítulo 4: se procederá a realizar los cálculos respectivos para el diseño del sistema eléctrico; Capítulo 5: se muestran las especificaciones técnicas de los equipos a instalar y los cómputos métricos del proyecto; y finalmente se presentan las

conclusiones y recomendaciones del trabajo, las referencias bibliográficas y los anexos.

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA Y EL PROBLEMA

1.1 Reseña Histórica de la Empresa

Los primeros intentos de explotación comercial del petróleo en Venezuela tuvieron lugar hacia la mitad del siglo XIX. Venezuela desarrollaba su vida económica sobre la base de la agricultura y la ganadería. En 1886, la compañía minera Petrolia del Táchira, comenzó a explotar el suelo en busca de la promisoria riqueza. En 1912, veintiséis años después de iniciar sus actividades, la producción diaria apenas alcanzaba a unos 60 barriles, por lo que se tomó la decisión de disolver la compañía.

Ya en 1914 la Caribbean Petroleum Company, haciendo uso de las técnicas más avanzadas de la época, explota el primer pozo comercial de Venezuela: el de “Mene Grande”. En ese mismo año esta empresa es adquirida por la Royal-Dutch Shell, gigante de entonces. En 1920, la Standard Oil Company llega a Venezuela y en el curso de escasos años, en sus manos estaban concentradas excelentes tierras petrolíferas, trabajadas por varias compañías: Lago Petroleum Corporation, Creole Petroleum Company, Vacuum Oil Company, Standard Oil de Venezuela, Richmond Petroleum Company, entre otras. Además se instalaron empresas petroleras, no filiales de la Standard Oil Company, en el país debido al gran potencial del apreciado mineral.

A partir de enero de 1976 Venezuela, de acuerdo a la ley que reserva al estado la industria y comercio de los hidrocarburos, nacionaliza la industria petrolera, constituyéndose así Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), teniendo como subsidiarias al grupo integro de compañías operadoras de petróleo existente en Venezuela para esa fecha dieron paso a las conocidas desde entonces filiales de PDVSA: Lagoven, Maraven, Meneven, Corpoven y otras.

Pero es el 1 de Junio de 1986 cuando, por decisión de la casa matriz (PDVSA), la empresa S.A. Meneven y Corpoven, S.A., se fusionaron en una sola empresa conservando un solo nombre de Corpoven, S.A., bajo un nuevo esquema de organización capacitada con todas las estructuras para llevar a cabo con éxito la totalidad de las operaciones petroleras, y las actividades de: Exploración, explotación, producción, refinación, transporte y comercialización nacional e internacional, tanto de crudos, gas natural y productos refinados.

A partir de Enero de 1998, la principal industria del país asume un nuevo reto de transformación, el cual rompe con el esquema tradicional de la distribución de las principales actividades, con la fusión de sus filiales más importantes (Corpoven, Lagoven y Mareven), asume el reto de mantenerse competitivamente rentable frente a los nuevos tiempos. La transformación de PDVSA tiene como unas de sus bases fundamentales la reestructuración de la corporación con el propósito de reconfigurar su estructura operativa. El nuevo esquema de la corporación proporciona mayor capacidad económica y técnico-operativa y está representada básicamente por cuatro empresas funcionales:

- ◆ PDVSA Exploración y Producción
- ◆ PDVSA Manufactura y Mercadeo
- ◆ PDVSA Comercialización y Servicios
- ◆ PDVSA Gas

PDVSA es la casa matriz de la corporación propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, que se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica, carbonífera y de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela como en el exterior. Lleva adelante actividades en materia de explotación y producción para el desarrollo de petróleo y gas, bitumen y crudo pesado de la Faja de Orinoco, producción y manufactura de Orimulsión, así como explotación de yacimientos de carbón. Ocupa una destacada posición entre los refinadores mundiales y su red de manufactura y mercader abarca Venezuela, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Además, realiza actividades en las áreas de petroquímica, investigación y desarrollo tecnológico, educación y adiestramiento en sectores vinculados con la industria energética.

Como corporación de alcance global, PDVSA maneja sus inversiones en los Estados Unidos a través de oficinas en la ciudad de Nueva York. Es propietaria, en ese país de CITGO Petroleum Corporation, empresa de refinación, mercadeo y transporte con sede en Tulsa, Oklahoma. Se trata de la principal filial en el exterior. Tiene capacidad para refinar más de un millón de barriles diarios de petróleo, a través de la red de refinerías que han sido adquiridas en el suelo estadounidense para suplir al mercado interno de este país norteamericano.

En Europa, la corporación tiene participación en un 50% en Ruhr Oel GmbH, en asociación con Veba Oel AG, la empresa más grande de refinación en Alemania, la cual suministra derivados y productos petroquímicos a este importante mercado. Así mismo, PDVSA y Neste Corporation, de Finlandia, son socios con un 50% cada uno, en la empresa AB Nynas Petroleum, la cual opera refinerías en Suecia, Bélgica y el Reino Unido. Por medio de su asociación con AB Nynas, corporación con una importante participación en el mercado de asfalto de Europa Occidental.

1.1.1 Ubicación Geográfica

PDVSA, se encuentra ubicada en todos los estados productores de petróleo, teniendo su sede principal en la ciudad de Caracas y áreas operacionales en Occidente, Sur, Oriente y a partir del año 2008 en la faja del Orinoco. En el Occidente cuenta con los Distritos Maracaibo, Lagunitas y Tía Juana, estos Distritos desarrollan actividades de explotación y producción en el Estado Zulia y parte del Estado Falcón, en este último se realizan actividades de manufactura y refinación, allí se encuentra ubicada la refinería de Punta Cardón y la de Amuay una de las más grandes de Latinoamérica.

En el Sur cuenta con los Distritos de Barinas, que cubre los Estados Apure, Barinas y Portuguesa, siendo estos últimos donde se está desarrollando el plan de explotación Flanco Sur Andino; en búsqueda de nuevos reservorios petroleros. En Oriente cuenta con el Distrito Puerto la Cruz que se encarga de refinería y mercadeo de crudos y los Distritos operacionales Anaco, San Tomé, Morichal, Punta de Mata y Maturín, incluyendo en estos últimos el área de mayor actividad de PDVSA en el norte de Monagas y en la división faja cuenta con los distritos Múcura, Morichal y Cabrutica.

1.1.2 Objetivos de PDVSA

PDVSA tiene como objetivos principales:

- ◆ Explorar y producir hidrocarburos preservando el medio ambiente.

- ◆ Generar recursos fiscales al estado venezolano y promover su desarrollo industrial.

- ◊ Realizar actividades de exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación y comercialización nacional e internacional de los hidrocarburos.
- ◊ Fomentar la búsqueda, la extracción, procesamiento, transmisión y comercialización del gas natural para vehículos y la distribución del gas natural para los sectores domésticos e industriales.

- ◊ Apoyar a las comunidades profundizando la inversión social y los servicios de asistencia a las diferentes organizaciones con la finalidad de crear sólidas bases para potenciar el desarrollo de las poblaciones que cohabitan en sus áreas operativas.

- ◊ La protección integral en relación armónica con el entorno. Todo ello enmarcado, en el ordenamiento jurídico vigente y los postulados de la cultura empresarial de PDVSA.

1.1.3 Valores de PDVSA

Por mandato de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela S.A. pertenecen al Estado Venezolano, en razón de la estrategia Nacional y la soberanía económica y política, ejercida por el pueblo Venezolano.

En ese sentido, PDVSA está subordinada al Estado Venezolano y por lo tanto, actúa bajo los lineamientos trazados en los Planes de Desarrollo Nacional y de acuerdo a las políticas directrices, planes y estrategias para el sector de los hidrocarburos, dictadas por el Ministerio de Energía y Petróleo. PDVSA, cuenta con trabajadores comprometidos con la defensa de la soberanía energética.

1.1.4 Misión de PDVSA

Garantizar la seguridad y la preservación del patrimonio de PDVSA a través del manejo preventivo de los riesgos contribuyendo a la continuidad del negocio como factor clave del desarrollo del país.

1.1.5 Visión de PDVSA

Ser reconocida internacionalmente como la Corporación energética de referencia mundial por excelencia, a través del aprovechamiento óptimo de sus recursos, la eficiencia operacional y la introducción oportuna de nueva tecnología; con gente de primera, preparada y motivada, preservando su integridad y la de los activos, en total armonía con el medio ambiente y el entorno. Además la de ser la organización líder en la generación de los lineamientos técnicos para el establecimiento de las estrategias de exploración y producción a mediano y largo plazo, mediante la actualización e integración continua de información técnica, estratégicas y económicas del país, para ser reconocido como el mejor equipo a nivel energético de referencia mundial por excelencia.

1.2 Distrito Norte (Maturín, Punta de Mata)

1.2.1 Ubicación Geográfica del Distrito Norte

El Distrito Norte comprende a las ciudades de Maturín y Punta de Mata, desde el punto de vista político-territorial, Maturín pertenece al Municipio Maturín del Estado Monagas y Punta de Mata pertenece al Municipio Ezequiel Zamora, ambos comprenden gran parte del estado Monagas. Cuentan con un área aproximada de 13.332 Km² y 151 Km² respectivamente, que se representa gráficamente en los mapas de la Figura 1.1.

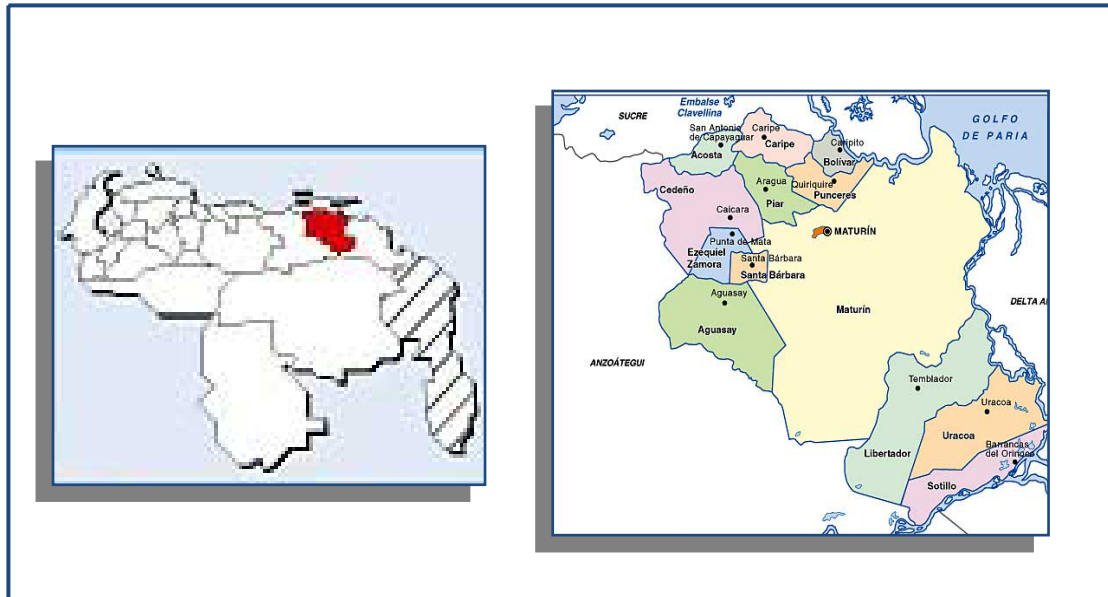


Figura 1.1 Ubicación geográfica del Distrito Norte (PDVSA)

En la Gerencia del Distrito Norte, las actividades primarias están representadas por los procesos medulares del negocio. Los procesos medulares son los que tienen incidencia directa en la realización del producto y constituyen la cadena de valor de la organización. Su objetivo es generar los bienes y servicios requeridos por los clientes externos. En el Distrito Norte, los procesos medulares se encuentran bajo la ejecución y el control de las siguientes organizaciones: Yacimientos, Perforación, Infraestructura y procesos de superficie, Operaciones, Plantas de Gas y Agua, Mantenimiento.

Las actividades secundarias están representadas por los procesos habilitadores y de apoyo. Los procesos habilitadores, son aquellos que complementan o apalancan el desarrollo de los procesos medulares; son ejecutados y controlados por las siguientes organizaciones del DN: Relaciones Gubernamentales, Automatización, Informática y Telecomunicaciones, Transmisión y distribución Eléctrica, Ingeniería De Costos,

Propiedades y Catastro, Seguridad Industrial (SI), Ambiente e Higiene Ocupacional (AHO), Gerencia del Dato (Nueva Organización), Finanzas y Procura.

Los procesos de apoyo son aquellos que facilitan en un momento determinado el desarrollo de los procesos medulares; son ejecutados y controlados por las siguientes organizaciones: Asuntos Jurídicos, Desarrollo Urbano, Salud, Auditoria, Recursos humanos, Asuntos Públicos, Prevención y Control de Pérdidas (PCP), Servicios Logísticos, Desarrollo Social y Tecnología Aplicada.

1.2.2 Gerencia de Desarrollo Urbano

La Gerencia de Desarrollo Urbano del Distrito Norte, ha identificado, así como también ha recibido de otras organizaciones, todos los requerimientos de mejoras y/o adecuaciones a las instalaciones (Infraestructuras no Industriales) existentes en el distrito, en tal sentido, es necesario desarrollar un conjunto de trabajos de media complejidad cuyo producto constituye la Cartera de Proyectos previstos para ser ejecutados durante el año el curso.

Los Proyectos tratan sobre el desarrollo de obras civiles para la construcción, mejoras y/o adecuaciones de oficinas, viviendas, entre otras, como parte de los requerimientos de infraestructuras no industriales y para la mejor calidad de vida, asociadas a la Planificación de actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos.

En general los proyectos se dividen en dos categorías: Proyectos de Infraestructuras no Industriales desarrollados para ser ejecutados en las áreas Industriales internas y de oficinas de los Campamentos de PDVSA, estos serán construcciones menores, mejoras y/o adecuaciones de edificaciones ya afectadas por obras anteriores o serán construcciones de edificaciones nuevas, (edificios de

oficinas, viviendas en campos residenciales, hospitales, clínicas, clubes, escuelas, instalaciones deportivas, entre otras) y proyectos de infraestructuras no industriales desarrollados para ser ejecutados en las áreas industriales externas de las áreas operacionales de PDVSA, estos serán: construcciones de edificaciones nuevas o construcción menores, mejoras y/o adecuaciones de edificaciones ya afectadas por obras anteriores (edificios de oficinas especialmente desarrolladas para áreas operacionales). Todas estas obras contemplan actividades tales como: demoliciones, limpieza y preparación de área, movimiento de tierra menores, reparaciones, adecuaciones, remodelaciones, ampliaciones, reacondicionamiento, y/o construcciones de obras nuevas.

1.2.2.1 Visión

Ser una organización líder por su excelencia en el Desarrollo de Instalaciones no industriales de la Corporación, con una posición fortalecida en el entorno por la constancia en una inversión social de calidad.

1.2.2.2 Misión

Optimizar, adecuar y proveer la infraestructura no industrial requerida para las operaciones del negocio y la consolidación de una mejor calidad de vida de los trabajadores, de manera eficiente y rentable, con personal calificado y comprometido con la Corporación, contribuyendo al desarrollo sustentable del país.

1.2.2.3 Objetivos de la Organización

◆ Visualizar, desarrollar, planificar y construir instalaciones no industriales que permitan apalancar las operaciones del negocio.

◇ Lograr el mejoramiento continuo y la calidad de gestión, interactuando con las demás gerencias, con la asimilación y la aplicación de las mejores prácticas y estándares de ingeniería y construcción, urbanismo, seguridad e higiene y ambiente, tecnología de vanguardia, actualización de políticas organizacionales, normas y procedimientos, mejora de procesos, y procura de materiales y equipos.

◇ Apoyar en las relaciones institucionales entre: PDVSA y organismos regionales (Monagas, Anzoátegui, Bolívar y Delta Amacuro) y nacionales, en relación con proyectos y construcción de obras sociales y urbanísticas.

◇ Promover Desarrollos Inmobiliarios para los trabajadores brindándoles soluciones habitacionales (PDVSA, Organizaciones Comunitarias de viviendas- Consejos comunales), Asesoría inmobiliaria (Oportunidades del mercado, financiamiento, promoción interna de inmuebles).

1.2.2.4 Organigrama de la Gerencia de Desarrollo Urbano

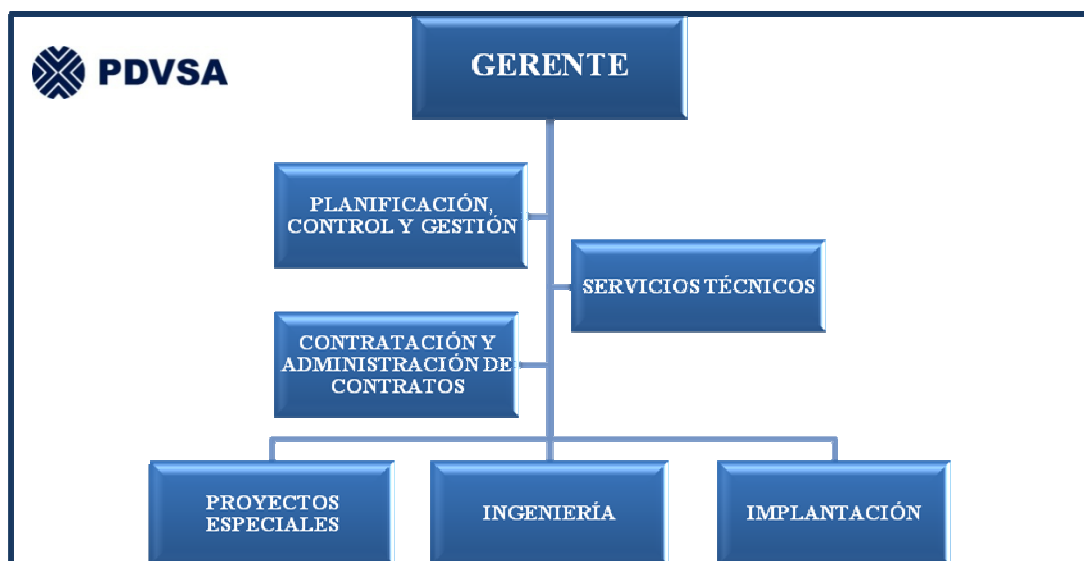


Figura 1.2 Organigrama de la gerencia de desarrollo urbano.

1.3 Planteamiento del Problema

La Gerencia de Desarrollo Urbano del Distrito Norte, actualmente tiene a su cargo la construcción del Anexo al Edificio Tres Yacimientos de PDVSA Campo Rojo en Punta de Mata, en dicha infraestructura serán ubicadas las instalaciones de SAMY (Sala de Monitoreo Avanzada de Yacimientos) dirigida por el Grupo IOPE (Implantación y Optimización para Planes de Explotación) y que tiene como objetivo monitorear oportuna y efectivamente el comportamiento de los yacimientos sometidos a un plan de explotación. SAMY opera en Campo Rojo en una zona perteneciente a la Clínica Industrial de Punta de Mata, cabe destacar que con el transcurrir del tiempo la clínica se fue expandiendo y las instalaciones de yacimientos (Grupo IOPE) quedaron dentro de la misma, y actualmente este centro de salud reclama su espacio para la ampliación de la clínica, en tal sentido es necesario reubicar en nuevas instalaciones al Grupo IOPE.

El trabajo a realizar dentro de la empresa tiene como objetivo diseñar el sistema eléctrico del anexo al edificio tres yacimientos, este edificio será de 2 pisos y tendrá un área de 318.8m², estará ubicado en las instalaciones de PDVSA Campo Rojo en Punta de Mata, dicho diseño involucra cálculo de iluminación interior y exterior, usando el método de cavidad zonal y método de punto por punto respectivamente, tomacorrientes, circuitos de fuerza, selección de tableros, cálculo del calibre del conductor por capacidad de corriente, por caída de tensión y por cortocircuito, cálculo de la capacidad del transformador a usar para la alimentación del sistema, diseño de un sistema de puesta a tierra, protección contra descargas atmosféricas, además de un sistema de respaldo usando UPS (Sistema de Energía Ininterrumpible) que brinde autonomía por un período de tres (3) horas para equipos de computación y estaciones de trabajo, la selección de un sistema de detección y alarma de incendios, así como también proyectar las canalizaciones eléctricas deseadas y estimar la carga de reserva que tendrá el sistema a diseñar, usando como guía el Código Eléctrico Nacional

(CEN), las Normas PDVSA, Normas Covenin y demás normas nacionales o internacionales que apliquen para el diseño y de esta manera tener un sistema confiable, flexible y seguro. Se utilizarán herramientas computacionales, tales como, el software Autocad 2007 donde se elaborarán los respectivos planos de electricidad del proyecto, y la aplicación Excel para la representación de los diagramas trifilares de los tableros eléctricos.

1.4 Objetivo General

Diseñar el Sistema Eléctrico del Anexo al Edificio Tres Yacimientos de PDVSA Campo Rojo en Punta de Mata - Estado Monagas.

1.4.1 Objetivos Específicos

1. Recopilar la información bibliográfica y planos civiles del proyecto.
2. Realizar los cálculos eléctricos del proyecto y la proyección de canalizaciones.
3. Estudiar la carga eléctrica que tendrá el Sistema de Energía Ininterrumpible (UPS) para su correcta selección.
4. Diseñar el sistema de puesta a tierra y la protección contra descargas atmosféricas
5. Seleccionar un sistema de detección y alarma de incendios para el edificio
6. Elaborar las especificaciones técnicas de los equipos y cómputos métricos.
7. Elaborar planos de electricidad del proyecto.

CAPITULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 Instalaciones Eléctricas

Se le denomina instalación eléctrica al conjunto de elementos que permiten transportar, distribuir y hacer uso de la energía eléctrica en forma segura y confiable, desde el punto de suministro hasta los usuarios de esta energía.

2.1.1 Tipos de Instalaciones Eléctricas

Si se toma en consideración el tipo de consumidor, el cual es servido, las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, las instalaciones eléctricas pueden ser divididas en tres grupos:

2.1.1.1 Instalación Industrial

Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, entre otros; que alimentan a equipos de mediana o gran potencia, como motores, hornos, entre otros; que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica.

2.1.1.2 Instalación Comercial

Es un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales, tales como edificios de gran altura, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos, entre otros.

Este tipo de sistemas tiene sus propias características, como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

2.1.1.3 Instalación Residencial

Alimenta de energía eléctrica a casas y centros urbanos, pero con una densidad de carga pequeña. Son sistemas en los cuales es muy importante el adecuado dimensionamiento y selección de los equipos y artefactos eléctricos domésticos.

2.1.2 Componentes Empleados en Instalaciones Eléctricas

- ◆ Canalizaciones Eléctricas
- ◆ Cajetines, Cajas de Paso y Tapas
- ◆ Tuberías
- ◆ Ductos y Canales
- ◆ Tanquillas
- ◆ Tanques o Sótanos
- ◆ Bancadas de Tuberías
- ◆ Casetas
- ◆ Accesorios Adicionales: Tomacorrientes, tomacorrientes especiales, tomas para iluminación, llaves de interrupción.

2.1.3 Dispositivos de Protección y Maniobra

Un dispositivo de protección es necesario en toda instalación eléctrica para preservar los equipos e instalaciones eléctricas de posibles fallas que pudieran ocurrir en los equipos o en otra parte del sistema, incluyendo el de la red de distribución de la compañía de electricidad.

La selección de un dispositivo de protección no dependerá únicamente de la inversión inicial que se haga sino de los resultados en operación que satisfacen las expectativas del usuario. En caso de seleccionar una protección con fusibles, al fundirse la lámina se tendrá que reponer para restablecer el servicio, por lo cual habrá que estar preparado para esta eventualidad. La reposición de un fusible muchas veces puede significar pérdida de tiempo, que ocasionalmente en una vivienda, no pudiera tener tanta importancia como lo podría tener en un edificio de oficinas, comercial o industrial, donde el tiempo se mide en dinero perdido por las horas hombre dejadas de producir. Por otro lado una combinación de fusibles con interruptor automático debidamente seleccionado puede brindar un excelente servicio y seguridad en el mantenimiento de equipos.

Es conveniente planificar la distribución de circuitos de iluminación y tomacorrientes por separado con la finalidad de lograr buenos resultados en el diseño de la instalación. Además de esto dividir su competencia por sectores y tratar de que cada uno sea cargado en forma repartida, entre los activos de la alimentación principal. Tomando en cuenta estas reglas se logrará aislar la falla en un sector y el resto funcionará sin dificultades.

Entre los dispositivos de protección y maniobra se tienen:

- ◆ Interruptores
- ◆ Fusibles

- ◊ Tableros
- ◊ Protección contra Fallas a Tierra

2.1.4 Conductores Eléctricos

Se aplica este concepto a los cuerpos capaces de conducir o transmitir la electricidad. Un conductor eléctrico está formado primeramente por el conductor propiamente, usualmente de cobre, éste puede ser alambre, es decir, una sola hebra o un cable formado por varias hebras o alambres retorcidos entre sí.

Los materiales más utilizados en la fabricación de conductores eléctricos son el cobre y el aluminio.

Aunque ambos metales tienen una conductividad eléctrica excelente, el cobre constituye el elemento principal en la fabricación de conductores por sus notables ventajas mecánicas y eléctricas.

2.1.4.1 Partes que Componen los Conductores Eléctricos

Los conductores eléctricos se componen de tres partes muy diferenciadas:

- ◊ El alma o elemento conductor.
- ◊ El aislamiento.
- ◊ Las cubiertas protectoras.

2.1.4.1.1 El Alma o Elemento Conductor

Se fabrica en cobre y su objetivo es servir de camino a la energía eléctrica desde las Centrales Generadoras a los centros de distribución (subestaciones, redes y

empalmes), para alimentar a los diferentes centros de consumo (industriales, grupos habitacionales, entre otros.).

De la forma cómo esté constituida esta alma depende la clasificación de los conductores eléctricos. Así se tiene:

◇ Según su constitución

Alambre: Conductor eléctrico cuya alma conductora está formada por un solo elemento o hilo conductor.

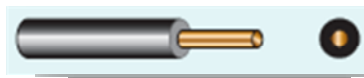


Figura 2.2 Alambre.

Se emplea en líneas aéreas, como conductor desnudo o aislado, en instalaciones eléctricas a la intemperie, en ductos o directamente sobre aisladores.

Cable: Conductor eléctrico cuya alma conductora está formada por una serie de hilos conductores o alambres de baja sección, lo que le otorga una gran flexibilidad.



Figura 2.3 Cable.

◇ Según número de conductores

Monoconductor: Conductor eléctrico con una sola alma conductora, con aislación y con o sin cubierta protectora.

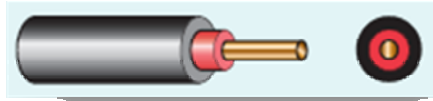


Figura 2.4 Monoconductor.

Multiconductor: Conductor de dos o más almas conductoras aisladas entre sí, envuelta cada una por su respectiva capa de aislación y con una o más cubiertas protectoras comunes.

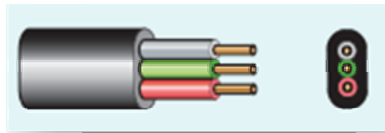


Figura 2.5 Multiconductor.

2.1.4.1.2 El Aislamiento

El objetivo del aislamiento en un conductor es evitar que la energía eléctrica que circula por él, entre en contacto con las personas o con objetos, ya sean éstos ductos, artefactos u otros elementos que forman parte de una instalación. Del mismo modo, el aislamiento debe evitar que conductores de distinto voltaje puedan hacer contacto entre sí.

Los diferentes tipos de aislamiento de los conductores están dados por su comportamiento térmico y mecánico, considerando el medio ambiente y las condiciones de canalización a que se verán sometidos los conductores que ellos protegen, resistencia a los agentes químicos, a los rayos solares, a la humedad, a altas

temperaturas, llamas, entre otros. Entre los materiales usados para el aislamiento de conductores podemos mencionar el PVC o cloruro de polivinilo, el polietileno o PE, el caucho, la goma, el neoprén y el nylon.

Para indicar el tipo o propiedad de los materiales aislantes, se utilizan letras que corresponden, en general, a la primera letra de una palabra inglesa asociada con esa característica. Por ejemplo, la letra **T** significa termoplástico (*Thermoplastic*). En la tabla 2.1 se da una lista de las más comunes.

Tabla 2.1 Tipos de aislaciones

Tipos de aislaciones		
T	(<i>Thermoplastic</i>)	Material termoplástico
H	(<i>Heat resistant</i>)	Resistente al calor (<i>heat</i>)
W	(<i>Weather-resistant</i>)	Resistente a la humedad
A	(<i>Asbestos</i>)	Asbesto. Este material está prohibido en la actualidad.
M	(<i>Mineral oil</i>)	Resistente a los aceites
N	(<i>Nylon</i>)	Cubertura exterior de nylon
NM	(<i>Non-Metallic</i>)	Cubertura exterior de nylon (no metálica)
R	(<i>Rubber</i>)	Goma
S	(<i>Silicon rubber</i>)	Goma siliconada
FEP	(<i>Teflon</i>)	FET y TFE representan dos formulaciones del Teflón
TFE	(<i>Teflon</i>)	
PVC	(<i>Polyvinyl Chloride</i>)	Cloruro de polivinilo
UF/USE	(<i>Underground Feeder/ Underground Service Entrance</i>)	Cables que permiten ser enterrados bajo tierra

Para uso residencial se emplean conductores de baja tensión para 600V. En canalizaciones eléctricas de iluminación y fuerza, los aislantes más utilizados son TW, THW y TTU.

Para saber el tipo de ambiente habrá que considerar en qué condiciones está la canalización que aloja los conductores o bien si estos van a la vista. En este caso la

capacidad de corriente del cable aumenta en comparación con el conductor que está confinado.

Se puede comprobar con facilidad que a medida que aumenta el número de conductores en ducto aumenta también la temperatura, por consiguiente, para no sobrepasar la especificación del fabricante se aplican factores de corrección que vienen incluidos al pie de las tablas, a fin de no provocar el efecto destructor del aislante por exceso de temperatura.

2.1.4.1.3 Cubierta Protectora

El objetivo fundamental de esta parte de un conductor, es proteger la integridad de la aislación y del alma conductora contra daños mecánicos, tales como raspaduras, golpes, y otros.

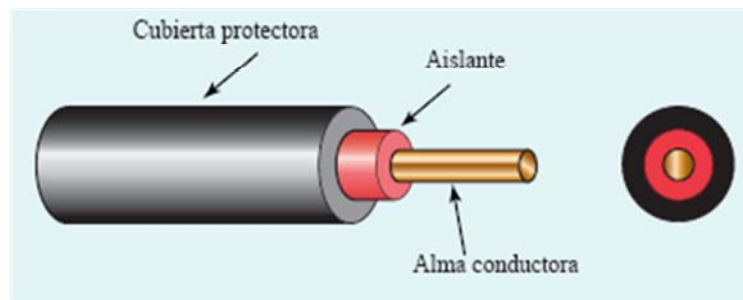


Figura 2.6 Conductor con cubierta protectora.

2.1.4.2 Calibres de los Conductores Eléctricos

El origen de la denominación de los calibres de los conductores eléctricos reconocidos en la Norma COVENIN 200 (CEN), provienen de AWG (American Wire Gauge), que significa Sistema de Calibres Americanos. En los países Europeos

y en la gran mayoría de América Latina los conductores se identifican por su sección en milímetros cuadrados. En Venezuela se identifican los tamaños de los conductores por su sección correspondiente a números que van de menor a mayor como se indican a continuación: 24, 22, 20, 18, 16, 14, 12, 10, 8, 6, 4, 2, 0, 00, 000, 0000, (estos cuatro últimos se abrevian así 1/0, 2/0, 3/0, 4/0; continúa con: 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 750, 800, 900, 1000, 1250, 1500, 1750 y 2000 MCM (Mil Circular Mil)).

2.1.4.3 Identificación de los Conductores Eléctricos

Según el CEN, los conductores eléctricos aislados deberán ser identificados con marcas permanentes en su superficie a intervalos no mayores de 60 cm. En casos de cables multipolares se identificarán con cintas, o por etiquetas, en casos especiales.

Los conductores usados para el neutro, serán blancos o grises, para la puesta a tierra de equipos se utilizará color verde con franjas amarillas.

Los conductores activos monopolares o multipolares se distinguirán del hilo neutro o de puesta a tierra y podrán ser negros, rojos, azules o amarillos, preferentemente. En todo proyecto en el área de especificaciones del mismo, deberá señalarse el Código de Colores a utilizar, el cual será de estricto cumplimiento.

2.2 Características de la Carga Eléctrica

2.2.1 Estudio de Carga Eléctrica

Una de las partes más importantes de un proyecto de canalizaciones eléctricas es la obtención de la carga de diseño. Ello implica realizar un estudio de la misma, para así lograr determinar las necesidades eléctricas para el diseño de los tableros y

acometida de electricidad. Deberá tomarse en cuenta al obtener la carga total, que la magnitud de la misma cumpla a cabalidad con las necesidades de servicios eléctricos. No deberá quedar por debajo, ni excesivamente abultada, lo cual resultaría un costo mayor de la inversión a realizar.

Para un estudio de cargas habrá que definir previamente si ésta es de tipo residencial, comercial, industrial, educacional, entre otros. El Código Eléctrico Nacional define claramente, según el tipo de carga, los criterios que deberán asumirse para una adecuada estimación de la misma; conforme a esto, se indican a continuación los términos a utilizar en un estudio de cargas.

2.2.1.1 Carga Conectada

Se entenderá como la sumatoria de la potencia en vatios de todos los equipos eléctricos (datos de placa) que se conectan a la red del sitio en cuestión. También se podrá expresar en kW o kVA según el enfoque de estudio.

2.2.1.2 Cargas Continuas

Aquellas que están en operación durante todo el intervalo de tiempo considerado.

2.2.1.3 Cargas Intermitentes

Aquellas que están en operación en forma parcial durante el intervalo de tiempo considerado.

2.2.1.4 Cargas de Reserva

Aquellas que son respaldo de cargas en operación en forma continua.

2.2.1.5 Cargas Vitales

Se consideran aquellas cargas que operan continuamente durante el período de demanda evaluado, además operan en caso de falla del sistema eléctrico por medio de la planta eléctrica de emergencia.

2.2.1.6 Cargas Esenciales

Se consideran aquellas cargas que operan continuamente durante el período de demanda evaluado, pero no operan en caso de falla del sistema eléctrico.

2.2.2 Demanda

Es la carga en kVA o kW que se utiliza durante cierto tiempo. Se acostumbra a representar la demanda diaria en gráficos, tal como se muestra en la figura 2.7, donde se puede apreciar en el período T igual a 24 horas el ciclo de carga. Se puede observar el valor de la demanda máxima (D_{máx}), la mínima (D_{mín}) y la demanda promedio (D_{prom}).

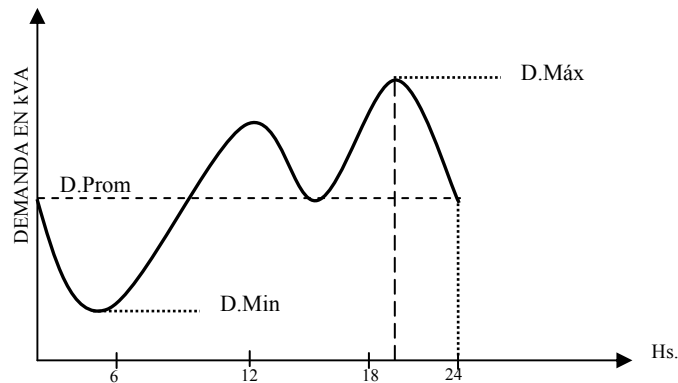


Figura 2.7 Ciclo de una carga eléctrica.

2.2.2.1 Demanda Máxima para 8 Horas

Se define como la carga promedio más alta que puede ocurrir por un período de 8 horas y corresponde a la suma de todas las cargas de operación continua o que operan normalmente durante un período de ocho horas o más, más las cargas intermitentes evaluadas durante un período de ocho horas de operación, es decir, para estas últimas se considerará su factor de operación.

La determinación de la demanda media en ocho horas seguirá la siguiente ecuación:

$$\Sigma \text{ Continuas} + \Sigma \text{ Intermitentes} \times \text{FO}_{8\text{Hr}} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

Σ Continuas: sumatoria de cargas continuas.

Σ Intermitentes: sumatoria de cargas intermitentes.

$\text{FO}_{8\text{Hr}}$: Factor de operación para 8 horas.

2.2.2.2 Demanda Máxima para 15 Minutos

Se define como la carga promedio más alta que puede ocurrir por un período de 15 minutos y corresponde a la suma de todas las cargas de operación continuas o de operación normal, más las cargas intermitentes y las cargas de reserva evaluadas en un período de 15 minutos de operación. Para estos dos últimos tipos de cargas se considerarán los factores de coincidencia de cada tipo. La determinación de la demanda máxima en 15 minutos seguirá la siguiente ecuación:

$$\Sigma \text{ Continuas} + \Sigma \text{ Intermitentes} \times \text{FCoi} + \Sigma \text{ Reservas} \times \text{FCor} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

Σ Continuas: sumatoria de cargas continuas.

Σ Intermitentes: sumatoria de cargas intermitentes.

FCoi: Factor de coincidencia cargas intermitentes.

Σ Reservas: sumatoria cargas de reserva.

FCor: Factor de coincidencia cargas de reserva.

2.2.3 Factor de Demanda

Es la relación entre la demanda máxima de un sistema, o parte de un sistema y la carga total conectada del sistema, o parte del sistema en consideración.

2.2.4 Factor de Operación

Se define como la relación entre el tiempo de operación del equipo y el período de tiempo total considerado, usualmente ocho (8) horas. En otras palabras si un equipo funciona solamente cuatro (4) durante un periodo de ocho (8) horas, tendrá un factor de operación de 0.5.

2.2.5 Factor de Carga

Es la relación entre la carga promedio para un determinado período de tiempo y la carga pico ocurrida durante ese período.

2.2.6 Factor de Diversidad (FDv)

Es la relación entre las demandas máximas individuales y la demanda máxima combinada del sistema.

2.2.7 Factor de Coincidencia (FCo)

Es la relación entre la demanda máxima combinada y la suma de las demandas máximas de sus componentes.

2.3 Iluminación

La iluminación se define como luz cayendo sobre una superficie, medida en pies candelas o luxes. Distribuida con un plan económico y visual, se convierte en iluminación de ingeniería y por lo tanto, en iluminancia práctica. La comprensión de algunos de los términos fundamentales en la tecnología de la iluminación es básica para la práctica del buen diseño. Con este propósito, a continuación se revisan los términos y conceptos más importantes:

2.3.1 Flujo Luminoso

El flujo luminoso es la frecuencia del paso de la luz medido en lúmenes. Es una medida del total de luz emitida por una fuente y es usada comúnmente para la medición de la salida de lámpara total.

2.3.2 Intensidad Luminosa

La candela es la unidad de intensidad (I) y es análoga a la presión en el sistema hidráulico. A veces es llamada *candela* y describe la cantidad de luz (lúmenes) en una unidad de ángulo sólido. Esta unidad de ángulo sólido se llama estereorradián. Se observará en la figura 2.8 que mientras la luz se aleja de la fuente, el ángulo sólido cubre un área más y más grande; pero el ángulo permanece así como la cantidad de luz que contiene. Por lo tanto, la intensidad en una dirección dada es constante independientemente de la distancia.

$$I = \frac{(\text{lumens})}{(\text{estereorradians})}$$

Ec. 2.3

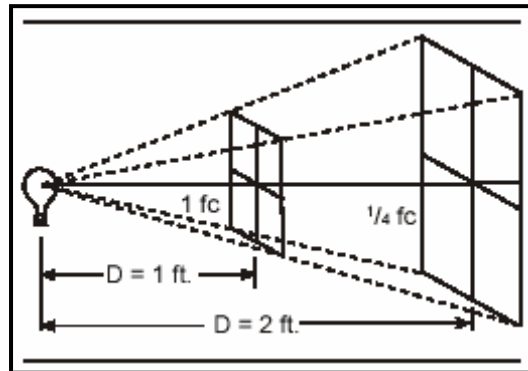


Figura 2.8. Intensidad Luminosa.

2.3.3 Iluminancia (E)

La iluminancia es la cantidad de luz que cubre un área unitaria de superficie y es medida en pies candela o luxes. Es definida por la intensidad (I) en candelas, dirigida hacia el punto P, dividida por la distancia al cuadrado (D) de la fuente a la superficie.

$$E = \frac{I}{D^2}$$

Ec. 2.4

A medida que el área cubierta por un ángulo sólido dado se hace más grande con la distancia desde la fuente, el flujo de luz permanece igual. La densidad de iluminación de la luz en la superficie disminuye, tanto, como el inverso de la distancia al cuadrado. Esta fórmula es válida sólo si la superficie receptora es perpendicular a la dirección de la fuente. Si la luz incide en otro ángulo, como se observa en la figura 2.9, la fórmula se transforma en:

$$E = \frac{I \cos \theta}{D^2}$$

Ec. 2.5

Donde:

E = iluminación en pies candela (fc) o luxes.

I = intensidad en candela (cd) hacia el punto P.

D = distancia en metros.

ϕ = ángulo de incidencia.

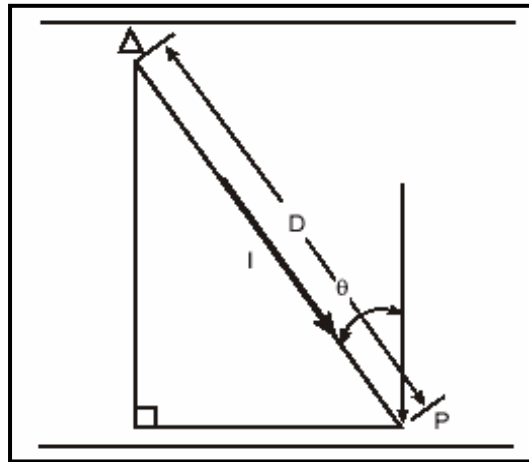


Figura 2.9. Iluminancia.

2.3.4 Luminancia (L)

La luminancia, frecuentemente llamada “brillantez”, es el nombre dado a lo que vemos. “La brillantez” es una sensación subjetiva que varía de muy tenue u oscuro a muy brillante. De una forma objetiva, se refiere a ella como luminancia, definida como la intensidad en una dirección dada dividida por un área proyectada tal como la ve un observador. Se refiere a la luminancia de una de dos maneras, ya sea relacionada a una luminaria o a una superficie.

2.3.5 Métodos para Calcular la Iluminancia

Para poder diseñar la distribución de luminarias que mejor cumpla con los requerimientos de iluminancia y uniformidad del trabajo, se necesitan por lo general dos tipos de información: niveles de iluminancia promedio y de iluminancia en un punto dado. El cálculo de iluminancia en puntos específicos se hace para ayudar al diseñador a evaluar la uniformidad de iluminación, especialmente cuando se usan luminarias donde las recomendaciones de espaciamiento máximas no son provistas o donde los niveles de iluminación de acuerdo a la actividad deban ser verificados contra el ambiente.

2.3.5.1 Método de Cavidad Zonal

Es un método manual exacto para aplicaciones interiores porque toma en consideración el efecto que tiene la interreflectancia sobre el nivel de iluminancia. A pesar que toma en consideración muchas variables, la premisa básica de que los pies candela son iguales al flujo sobre un área no se viola.

El fundamento del método de cavidad zonal es que el cuarto se compone de tres espacios o cavidades. El espacio entre el techo y las luminarias, si están suspendidos, se define como la “cavidad del techo”; el espacio entre el plano de trabajo y el piso, la “cavidad del piso”; y el espacio entre las luminarias y el plano de trabajo, “la cavidad del cuarto”. En la figura 2.10 se muestra la representación de las distintas cavidades que posee un cuarto.

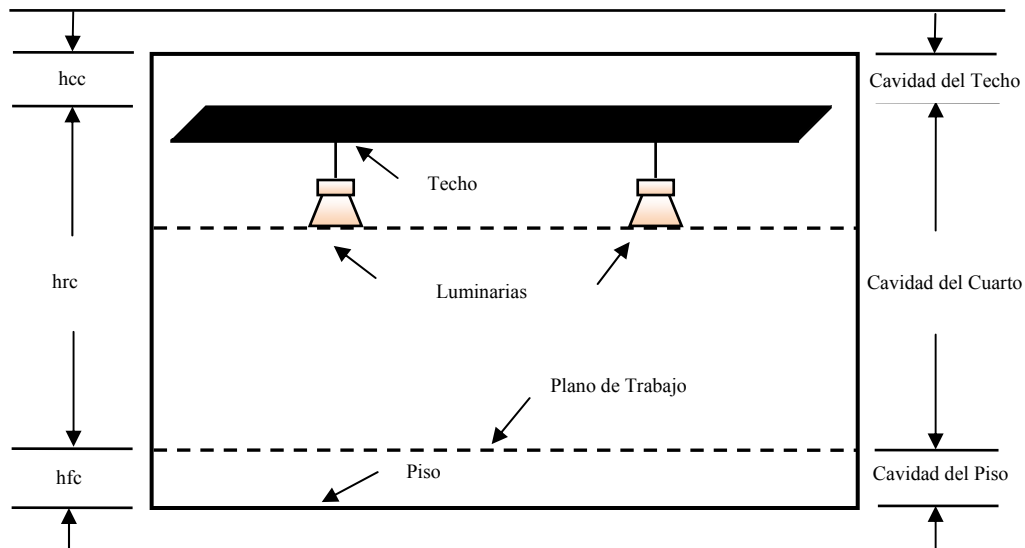


Figura 2.10. Método de Cavity Zonal.

Según el manual de *Principios de Iluminación* de la Empresa Holophane, existen cuatro pasos básicos en cualquier cálculo de nivel de iluminancia:

Paso 1: Determinar el rango de cavidad

Los rangos de cavidad pueden ser determinados mediante el cálculo de las siguientes fórmulas:

$$\text{Rango de Cavidad de Techo (CCR)} = \frac{5h_{cc}(L + W)}{L \times W} \quad \text{Ec. 2.6}$$

$$\text{Rango de Cavidad de Cuarto (RCR)} = \frac{5h_{rc}(L + W)}{L \times W} \quad \text{Ec. 2.7}$$

$$\text{Rango de Cavidad de Piso (FCR)} = \frac{5h_{fc}(L + W)}{L \times W} \quad \text{Ec. 2.8}$$

Donde:

hcc = distancia en pies de la luminaria al techo.

hrc = distancia en pies de la luminaria al plano trabajo.

hfc = distancia en pies del plano de trabajo al piso.

L = Largo del cuarto [m].

W = Ancho del cuarto [m].

Paso 2: Determinar las reflectancias de cavidad efectivas

Las reflectancias de cavidad efectivas deben ser determinadas para las cavidades de techo y de piso. Estas pueden localizarse en la tabla 2.2 bajo la combinación aplicable de rango de cavidad y la reflectancia actual del techo, paredes y piso. Se puede notar que si la luminaria es para montaje de hueco o de superficie, o si el piso es el plano de trabajo, el CCR o el FCR serán 0 y entonces la reflectancia actual del techo o el piso será también la reflectancia efectiva. Los valores de reflectancia efectivos encontrados serán entonces pcc (reflectancia de cavidad de techo efectiva) y pfc (reflectancia de cavidad de piso efectiva).

Tabla 2.2. Porcentaje de reflectancia efectiva en la cavidad de piso o techo para diferentes combinaciones de reflectancia.

% Reflectancia de techo o piso	90				80				70			50				30			10			
	90	70	50	30	80	70	50	30	70	50	30	70	50	30	70	50	30	10	50	30	10	
FCR																						
0.2	89	88	86	85	78	78	77	76	68	67	66	49	48	47	30	29	29	28	10	10	09	
0.4	88	86	84	81	77	76	74	72	67	65	63	48	47	45	30	29	28	26	11	10	09	
0.6	87	84	80	77	76	75	71	68	65	63	59	47	45	43	30	28	26	25	11	10	08	
0.8	87	82	77	73	75	73	69	65	64	60	56	47	44	40	30	28	25	23	11	10	08	
1.0	86	80	75	69	74	72	67	62	62	58	53	46	43	38	30	27	24	22	12	10	08	
1.2	85	78	72	66	73	70	64	58	61	57	50	45	41	36	30	27	23	21	12	10	07	
1.4	85	77	69	62	72	68	62	55	60	55	47	45	40	35	30	26	22	19	12	10	07	
1.6	84	75	67	59	71	67	60	53	59	53	45	44	39	33	29	25	22	18	12	09	07	
1.8	83	73	64	56	70	66	58	50	58	51	42	43	38	31	29	25	21	17	13	09	06	
2.0	83	72	62	53	69	64	56	48	56	49	40	43	37	30	29	24	20	16	13	09	06	
2.2	82	70	59	50	68	63	54	45	55	48	38	42	36	29	29	24	19	15	13	09	06	
2.4	82	69	58	48	67	61	52	43	54	46	37	42	35	27	29	24	19	14	13	09	06	
2.6	81	67	56	46	66	60	50	41	54	45	35	41	34	26	29	23	18	14	13	09	06	
2.8	81	66	54	44	65	59	48	39	53	43	33	41	33	25	29	23	17	13	13	09	05	
3.0	80	64	52	42	65	58	47	37	52	42	32	40	32	24	29	22	17	12	13	09	05	
3.2	79	63	50	40	65	57	45	35	51	40	31	39	31	23	29	22	16	12	13	09	05	
3.4	79	62	48	38	64	56	44	34	50	39	29	39	30	22	29	22	16	11	13	09	05	
3.6	78	61	47	36	63	54	43	32	49	38	28	39	29	21	29	21	15	10	13	09	04	
3.8	78	60	45	35	62	53	41	31	49	37	27	38	29	21	28	21	15	10	14	09	04	
4.0	77	58	44	33	61	53	40	30	48	36	26	38	28	20	28	21	14	09	14	09	04	
4.2	77	57	43	32	60	52	39	29	47	35	25	37	28	20	28	20	14	09	14	09	04	
4.4	76	56	42	31	60	51	38	28	46	34	24	37	27	19	28	20	14	09	14	08	04	
4.6	76	55	40	30	59	50	37	27	45	33	24	36	26	18	28	20	13	08	14	08	04	
4.8	75	54	39	28	58	49	36	26	45	32	23	36	26	18	28	20	13	08	14	08	04	
5.0	75	53	38	28	58	48	35	25	44	31	22	35	25	17	28	19	13	08	14	08	04	

Paso 3: Seleccionar el coeficiente de utilización

Con estos valores de pcc, pfc y pw (reflectancia de pared) y conociendo el rango de cavidad del cuarto (RCR), previamente calculado, se encuentra el coeficiente de utilización en la tabla de (CU) coeficiente de utilización de la luminaria. Ya que la tabla es lineal, se pueden hacer interpolaciones lineales para rangos de cavidad exactos o combinaciones de reflectancia. El coeficiente de utilización encontrado será por un 20% de reflectancia de cavidad de piso efectiva, de esta manera, será necesario hacer correcciones para el pfc determinado previamente; multiplicando el CU determinado previamente por el factor de la tabla 2.3, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$CU_{final} = CU(20\% \text{ piso}) \times \text{Multiplicador por el pfc actual.} \quad \text{Ec. 2.9}$$

Si es diferente a 10% o 30%, entonces se interpola o extrapola y se multiplica por este factor.

Tabla 2.3. Factores multiplicadores para reflectancias de piso de 30 y 10%

% de reflect. efectiva en la cavidad de techo, ρ_{ce}	80				70				50			30			10		
	70	50	30	10	70	50	30	10	50	30	10	50	30	10	50	30	10
Para 30 % de reflectancia efectiva en la cavidad de piso (20 % = 1.00)																	
RCR																	
1	1.092	1.082	1.075	1.068	1.077	1.070	1.064	1.059	1.049	1.044	1.040	1.028	1.026	1.023	1.012	1.010	1.008
2	1.079	1.066	1.055	1.047	1.068	1.057	1.048	1.039	1.041	1.033	1.027	1.026	1.021	1.017	1.013	1.010	1.006
3	1.070	1.054	1.042	1.033	1.061	1.048	1.037	1.028	1.034	1.027	1.020	1.024	1.017	1.012	1.014	1.009	1.005
4	1.062	1.045	1.033	1.024	1.055	1.040	1.029	1.021	1.030	1.022	1.015	1.022	1.015	1.010	1.014	1.009	1.004
5	1.056	1.038	1.026	1.018	1.050	1.034	1.024	1.015	1.027	1.018	1.012	1.020	1.013	1.008	1.014	1.009	1.004
6	1.052	1.033	1.021	1.014	1.047	1.030	1.020	1.012	1.024	1.015	1.009	1.019	1.012	1.006	1.014	1.008	1.003
7	1.047	1.029	1.018	1.011	1.043	1.026	1.017	1.009	1.022	1.013	1.007	1.018	1.010	1.005	1.014	1.008	1.003
8	1.044	1.026	1.015	1.009	1.040	1.024	1.015	1.007	1.020	1.012	1.006	1.017	1.009	1.004	1.013	1.007	1.003
9	1.040	1.024	1.014	1.007	1.037	1.022	1.014	1.006	1.019	1.011	1.005	1.016	1.009	1.004	1.013	1.007	1.002
10	1.037	1.022	1.012	1.006	1.034	1.020	1.012	1.005	1.017	1.010	1.004	1.015	1.009	1.003	1.013	1.007	1.002
Para 10 % de reflectancia efectiva en la cavidad de piso (20 % = 1.00)																	
RCR																	
1	0.923	0.929	0.935	0.940	0.933	0.939	0.943	0.948	0.956	0.960	0.963	0.973	0.976	0.979	0.989	0.991	0.993
2	0.931	0.942	0.950	0.958	0.940	0.949	0.957	0.963	0.962	0.968	0.974	0.976	0.980	0.985	0.988	0.991	0.995
3	0.939	0.951	0.961	0.969	0.945	0.957	0.966	0.973	0.967	0.975	0.981	0.978	0.983	0.988	0.988	0.992	0.996
4	0.944	0.958	0.969	0.978	0.950	0.963	0.973	0.980	0.972	0.980	0.986	0.980	0.986	0.991	0.987	0.992	0.996
5	0.949	0.964	0.976	0.983	0.954	0.968	0.978	0.985	0.975	0.983	0.989	0.981	0.988	0.993	0.987	0.992	0.997
6	0.953	0.969	0.980	0.986	0.958	0.972	0.982	0.989	0.977	0.985	0.992	0.982	0.989	0.995	0.987	0.993	0.997
7	0.957	0.973	0.983	0.991	0.961	0.975	0.985	0.991	0.979	0.987	0.994	0.983	0.990	0.996	0.987	0.993	0.998
8	0.960	0.976	0.986	0.993	0.963	0.977	0.987	0.993	0.981	0.988	0.995	0.984	0.991	0.997	0.987	0.994	0.998
9	0.963	0.978	0.987	0.994	0.965	0.979	0.989	0.994	0.983	0.990	0.996	0.985	0.992	0.998	0.988	0.994	0.999
10	0.965	0.980	0.985	0.980	0.967	0.981	0.990	0.995	0.984	0.991	0.997	0.986	0.993	0.998	0.988	0.994	0.999

Paso 4: Determinar el nivel de iluminancia promedio

El nivel de iluminancia requerido se puede obtener a través de tablas, como es el caso de las tablas “Niveles Medios de Iluminación Requeridos” de la Westinghouse.

Luego de calcular los parámetros antes mencionados se procede a determinar el número de luminarias a utilizar en el local usando la siguiente fórmula:

$$N^{\circ} \text{ de luminarias} = \frac{\text{Nivel luminoso} \times \text{área}}{(\text{lamp} \times \text{luminaria})(\text{lumen} \times \text{lamp})(C. U)(F. M)} \quad \text{Ec. 2.10}$$

Donde:

C.U = coeficiente de utilización de la luminaria.

F.M = factor de mantenimiento de la luminaria.

2.3.5.2 Método de Punto por Punto

Este método es útil en la determinación de variación de niveles de iluminación y la uniformidad por un diseño de iluminación. Se usa con mucha frecuencia en el área industrial y en diseños donde no se consideran las interreflexiones.

El método de punto por punto, computa con exactitud el nivel de iluminancia en cualquier punto dado en una instalación, al sumar las contribuciones de iluminación hacia ese punto provenientes de cada luminaria. No toma en consideración contribuciones de otras fuentes tales como reflexión de las paredes, techo, y otros. Para lograr exactitud, la distancia de cálculo desde la fuente al punto de cálculo debería ser al menos cinco veces la dimensión de luminaria máxima. Al usar la distribución fotométrica para la unidad podemos calcular los valores para puntos específicos como es el caso para superficies horizontales.

2.4 Sistema de Puesta a Tierra

2.4.1 Puesta a Tierra

Poner a tierra un circuito o equipo significa conectar un punto de ese circuito o equipo a la masa de tierra, a través de un dispositivo propio que tenga valor de baja resistencia. La conexión es usada para establecer y mantener, lo más cercanamente posible, el potencial de tierra sobre ese circuito o equipo. La puesta a tierra se realiza para lograr los siguientes propósitos:

- ◆ Mantener una diferencia de voltaje baja entre las diferentes estructuras metálicas con lo que se busca resguardar al personal de cualquier choque eléctrico.
- ◆ Contribuir a un mejor desempeño de los sistemas de protección.
- ◆ Evitar incendios provocados por materiales volátiles o la combustión de gases al proveer un camino efectivo y seguro para la circulación de corrientes de falla y descargas atmosféricas y estáticas y así eliminar los arcos y elevadas temperaturas en los equipos eléctricos que pueden provocar tales incendios.
- ◆ Buen desempeño de los equipos.

2.4.2 Componentes de un Sistema de Puesta a Tierra

- ◆ Conductor de puesta a tierra.
- ◆ Conector del electrodo.
- ◆ Electrodo(s) de aterramiento.
- ◆ El suelo en contacto con el electrodo.

En la figura 2.11 se pueden apreciar los componentes del sistema de puesta a tierra.

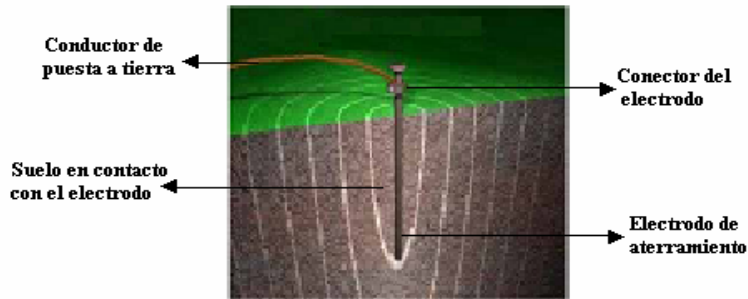


Figura 2.11 Componentes de un sistema de puesta a tierra.

2.4.3 Resistencia de Sistemas de Puesta a Tierra

2.4.3.1 Resistencia de Tierra

La resistencia de tierra se puede definir como la resistencia que ofrece un sistema de tierra al paso de la corriente eléctrica. Este valor de resistencia depende de la resistividad del terreno, las características físicas del electrodo a tierra, también de la longitud y el área de los conductores.

El valor de resistencia a tierra es la resistencia óhmica entre un conductor puesto a tierra y un punto a potencial cero.

2.4.3.2 Resistencia de un Electrodo

La resistencia de puesta a tierra de un electrodo dispensor (toma de tierra), es la resistencia entre el electrodo y el suelo circundante; este parámetro es medido en ohms [Ω]. La resistencia de un electrodo está compuesta por:

- ◊ La resistencia propia del electrodo, la cual es muy baja, ya que los electrodos son hechos de un material bastante conductor y bajo en resistencia, como el cobre.

◊ La resistencia de contacto del electrodo con la tierra, que generalmente es bastante baja si el electrodo está libre de pintura grasa u otro, y el electrodo está firmemente enterrado.

◊ La resistencia del suelo, desde la superficie del electrodo hacia fuera; tiene mayor valor que las anteriores. El electrodo está rodeado por conos concéntricos, los más cercanos tienen menor área y por tanto mayor resistencia, mientras que los de mayor área contribuyen con menor resistencia, como se puede observar en la figura 2.12.

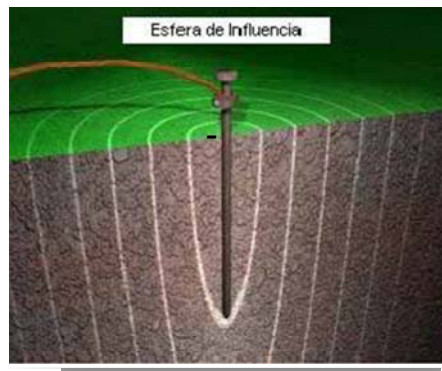


Figura 2.12 Esfera de influencia de un electrodo simple

2.4.3.3 Valores de Resistencia Recomendados

Un sistema de puesta a tierra (SPT) puede llegar a fallar si la conexión del mismo a la tierra es inadecuada y si tiene una alta resistencia. La conexión perfecta a tierra debería tener 0Ω (0 ohmios) de resistencia; en la práctica lograr esto es imposible.

La IEEE std 141-1993 recomienda los siguientes valores de resistencia:

◊ Para subestaciones y estaciones grandes de generación, la resistencia no debería exceder 1Ω .

◇ Para subestaciones pequeñas y plantas industriales, la resistencia puede ser menor a 5Ω .

Otros autores recomiendan valores surgidos de la experiencia cotidiana, sin que necesariamente obedezcan a una norma específica o a una meta obligatoria.

Tabla 2.4 Valores de resistencia recomendados

Finalidad del SPT	Valor de resistencia (Ω)
Torres de transmisión	20
Protección contra estática	15
Subestaciones de poste	10
Comunicaciones	5
Subestaciones de media tensión	3
Centros de computación	2
Subestaciones de alta tensión	1
Sistemas de protección contra descargas atmosféricas	1

2.4.4 Medición de la Resistencia de un Sistema de Puesta a Tierra

La medición de la resistencia o impedancia de puesta a tierra es necesaria por diferentes razones, entre ellas:

- ◇ Determinar la resistencia actual de las conexiones a tierra.
- ◇ Verificar la necesidad de un nuevo sistema de puesta a tierra.
- ◇ Determinar los valores de voltaje de paso y toque y su posible aumento que resulta de una corriente de falla en el sistema.

- ◇ Diseñar protecciones para el personal y los circuitos de potencia y comunicación.
- ◇ Como parte del mantenimiento de rutina, para confirmar que el valor resistivo no ha aumentado sustancialmente respecto al valor medido originalmente o de su valor de diseño.

2.4.4.1 Métodos de Medición

2.4.4.1.1 Método de los Dos Puntos

Con este método se mide la resistencia total del electrodo bajo estudio más la resistencia de un electrodo auxiliar que se puede suponer despreciable en comparación con el electrodo bajo prueba.

Generalmente este método es utilizado para determinar la resistencia de un electrodo simple, enterrado en un área residencial donde se tiene además de un sistema de suministro de agua que utiliza tuberías metálicas sin conexiones o aislantes plásticos.

En la figura 2.13 (a) y (b) se ilustra la aplicación de este método.

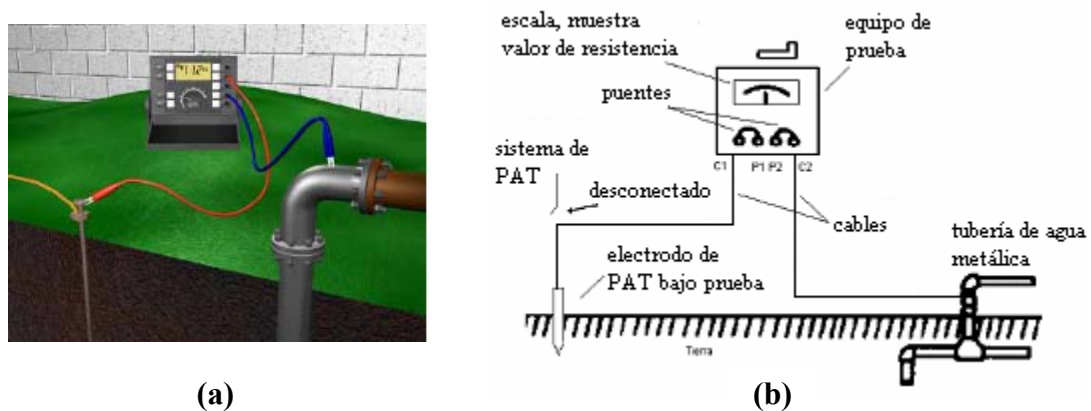


Figura 2.13 (a) método de los dos puntos (b) conexión del equipo y los electrodos

2.4.4.1.2 Método de la Caída de Potencial

El método consiste en inyectar corriente a través de un electrodo de prueba denominado de corriente y medir el voltaje con la ayuda de un electrodo auxiliar. Conocido el valor de tensión y el valor de corriente se podrá obtener mediante la ley de ohm el valor de resistencia.

Este método es recomendado para subestaciones de alta tensión, plantas industriales y estaciones de generación, donde los valores de resistencia generalmente son menores a 1Ω . En la figura 2.14 se muestra la representación del método.

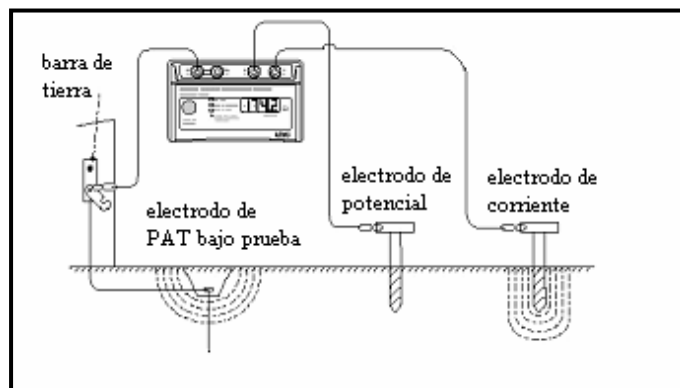


Figura 2.14 Método de la caída de potencial

2.4.4.1.3 Método de los Tres Puntos o Triangulación.

Consiste en enterrar dos electrodos, con resistencias R_y y R_z respectivamente, estos dos electrodos se colocan de tal forma que conformen un triángulo con el electrodo en estudio, como se muestra en la figura 2.15. Se miden las resistencias entre cada electrodo y luego se determina la resistencia del electrodo en estudio.

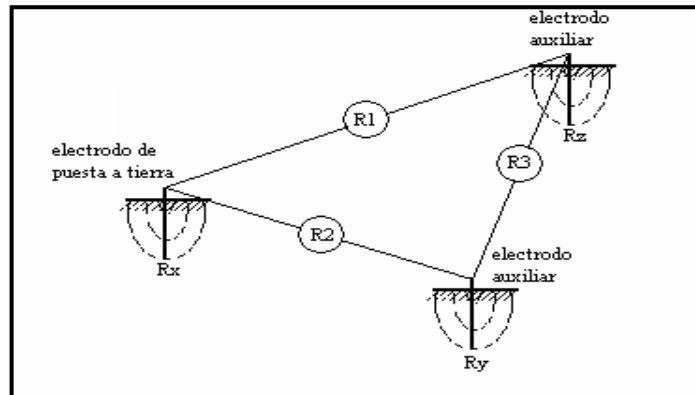


Figura 2.15 Método de los tres puntos o triangulación

2.4.5 Arreglos de Sistemas de Puesta a Tierra

Existen arreglos de los sistemas de puesta a tierra: Arreglos simples y complejos. Los simples consisten en un electrodo aislado enterrado, y los complejos consisten en un conjunto de electrodos interconectados, mallas, platos de tierra y lazos o anillos de tierra. Estos últimos son instalados generalmente en subestaciones, oficinas centrales y centro de telecomunicaciones.

2.4.5.1 Barras

Esta es la forma más común de electrodos, porque su costo de instalación es relativamente barato y pueden usarse para alcanzar en profundidad, suelo de baja resistividad, sólo con excavación limitada y relleno. Existen diversos tamaños, longitudes, diámetros y materiales. La barra es de cobre puro o de acero recubierto de cobre. En la figura 2.16 se muestra el arreglo de electrodo simple.

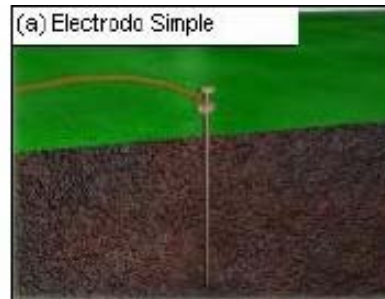


Figura 2.16 Electrodo simple (barra)

2.4.5.2 Platos

Para propósitos de puesta a tierra se usan varios tipos de placas, pero generalmente el único que se considera debe ser sólido y de tamaño sustancial. Los platos son típicamente cuadrados y construidos de materiales como hierro fundido o de cobre, tal como se muestra en la figura 2.17.

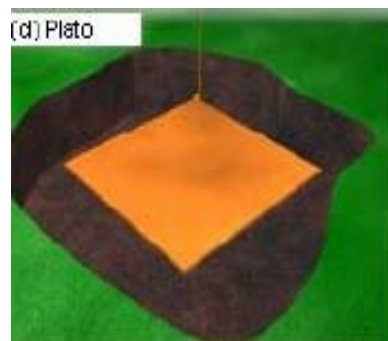


Figura 2.17 Plato de tierra

2.4.5.3 Mallas

Es un reticulado formado por la unión de conductores horizontales, normalmente según direcciones perpendiculares y uniformemente espaciados, incluyendo

eventualmente conductores verticales (barra). En la figura 2.18 se aprecia la disposición de una malla de tierra.



Figura 2.18 Malla de tierra

2.4.5.4 Electrodo Horizontales

Están hechos de cintas de cobre de alta conductividad o conductores trenzados desnudos, enterrados a cierta profundidad, generalmente 1.5 metros; son relativamente fácil de instalar, pero abarcan gran cantidad de terreno. Son utilizados frecuentemente en líneas de transmisión, debido a que la mayoría de estas líneas se extienden en terrenos poco poblados, y son robados constantemente. En la figura 2.19 se puede apreciar el electrodo horizontal.

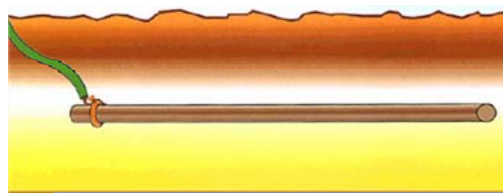


Figura 2.19 Electrodo horizontal.

2.4.5.5 Anillos

Un anillo de tierra consiste en un conductor de cobre desnudo, de sección transversal no menor al calibre 2 AWG (por resistencia mecánica) y de longitud no menor a 6 m, enterrado a una profundidad de 800 mm y, que rodea al edificio o estructura. Estos anillos de tierras se emplean frecuentemente circundando una fábrica o un sitio de comunicaciones, para proveer un plano equipotencial alrededor de edificios y equipos; tal como se muestra en la figura 2.20.

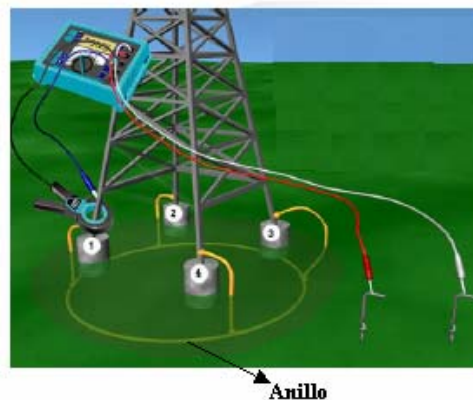


Figura 2.20 Anillo de tierra

2.4.5.6 Electrodo Activo

También conocido como raíz electrolítica, consiste en un tubo de cobre, parcialmente lleno de sales o sustancias conductoras, con perforaciones en los extremos superior (para ventilación) e inferior (para drenajes), y sellado ambos extremos con tapas, como se muestra en la figura 2.21.

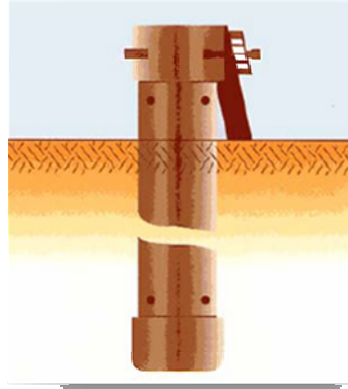


Figura 2.21 Electrodo activo o raíz electrolítica

2.4.6 Cálculo de la Resistencia de la Malla de Puesta a Tierra

Para el cálculo de la resistencia de la malla de tierra, existen varios métodos, entre los más usados están: el método de Laurent, el método de Severaks y el método de Schwarz.

2.4.6.1 Método de Laurent

Este método permite obtener una estimación aproximada del valor de la resistencia de la malla, aún cuando ésta no se haya diseñado. Un valor de la resistencia de malla, en un suelo no uniforme, se puede obtener con este método a través de la siguiente expresión:

$$R = 0.443\rho \left(\frac{1}{\sqrt{A_v}} + \frac{1}{L} \right) \quad \text{Ec. 2.18}$$

Donde:

R: Resistencia de la malla [Ω].

ρ : Resistividad del terreno [Ω -m].

$A\gamma$ = Área de la malla de puesta a tierra [m²].

L = Longitud total del conductor [m].

2.4.6.2 Método de Schwarz

Este método permite determinar separadamente la resistencia a tierra del reticulado del conjunto de barras y de la resistencia mutua del reticulado de barra.

La resistencia total de un sistema compuesto por retículas y barras es mas baja que la resistencia de cualquier componente solo, pero es aun mayor que la de su combinación en paralelo y viene de la siguiente ecuación:

$$R_M = \frac{R_1 \times R_2 - (R_{12})^2}{R_1 \times R_2 - 2 \times R_{12}} \quad \text{Ec. 2.19}$$

Donde:

R_1 : Resistencia de los conductores de la malla [Ω].

R_2 : Resistencia de todas las barra de puesta a tierra [Ω].

R_{12} : Resistencia mutua entre el grupo de los conductores de la malla y el grupo de barras de puesta a tierra [Ω].

Schwarz dedujo expresiones para calcular R_1 , R_2 y R_{12} en términos de los criterios básicos de diseño y asumiendo condiciones de suelos uniforme.

$$R_1 = \left(\frac{\rho}{\pi \times L} \right) \times \left[\text{Ln} \left(\frac{2 \times L}{\sqrt{d} \times h} \right) + K_1 \times \left(\frac{L}{\sqrt{A}} \right) - K_2 \right] \quad \text{Ec. 2.20}$$

$$R_2 = \left(\frac{\rho}{2 \times N_B \times \pi \times L_B} \right) \times \left[\text{Ln} \left(\frac{8 \times L_B}{d_B} \right) - 1 + 2 \times K_1 \times \left(\frac{L_B}{\sqrt{A}} \right) \times (\sqrt{N_B} - 1)^2 \right] \quad \text{Ec. 2.21}$$

$$R_{12} = \left(\frac{\rho}{\pi \times L} \right) \times \left[\text{Ln} \left(\frac{2 \times L}{L_B} \right) + K_1 \times \left(\frac{L_B}{\sqrt{A}} \right) \times K_2 + 1 \right] \quad \text{Ec. 2.22}$$

Donde:

L_B : Longitud del electrodo [m].

L : longitud del conductor [m].

K_1 y K_2 : Coeficientes de Schwarz, mostrados en la figura 2.22.

A : Área cubierta por los conductores [m²].

N_B : Número de electrodos.

h : Profundidad de enterramiento del electrodo [m].

d_B : Diámetro del electrodo [m].

d : Diámetro del conductor [m].

Para el cálculo de los coeficientes K_1 y K_2 , se tienen dos expresiones que dan un resultado aproximado del valor de dichos coeficientes. Las ecuaciones son:

$$K_1 = 1.43 - \left(\frac{2.3 \times h}{\sqrt{A}} \right) - 0.044 \times \left(\frac{L_1}{L_2} \right) \quad \text{Ec. 2.23}$$

$$K_2 = 5.50 - \left(\frac{8 \times h}{\sqrt{A}} \right) - \left(0.15 - \frac{h}{\sqrt{A}} \right) \times \left(\frac{L_1}{L_2} \right) \quad \text{Ec. 2.24}$$

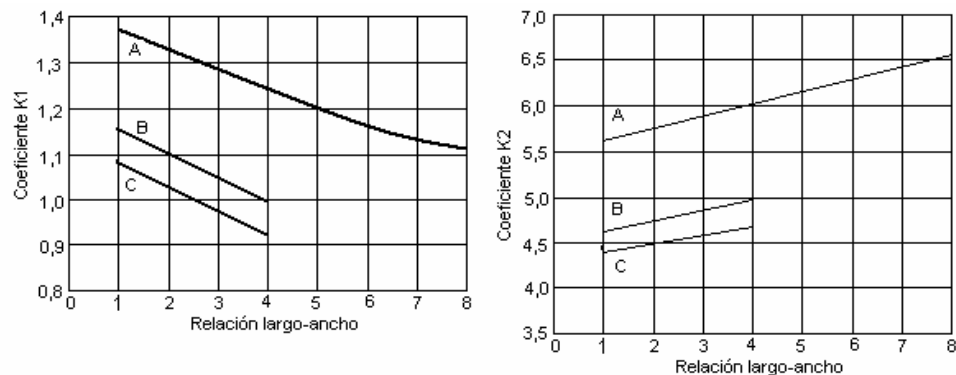


Figura 2.22 Coeficientes de Schwarz

2.4.6.3 Método de Severaks

Para mallas con una profundidad entre 0,25 y 2,5 metros. Se requiere corregir la profundidad de la malla. La resistencia de la malla puede obtenerse a través de la aproximación de Severaks denominada por la siguiente ecuación:

$$R_M = \rho \times \left[\left(\frac{1}{L} \right) + \left(\frac{1}{\sqrt{20 \times A}} \right) \times \left(1 + \frac{1}{1 + h \times \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad \text{Ec. 2.25}$$

Donde:

A: Área de terreno [m²].

L: Longitud total de conductores [m].

h: profundidad de enterramiento del electrodo [m].

R_M: Resistencia mutua entre R₁ y R₂ [Ω].

2.4.7 Resistividad en Sistemas de Puesta a Tierra

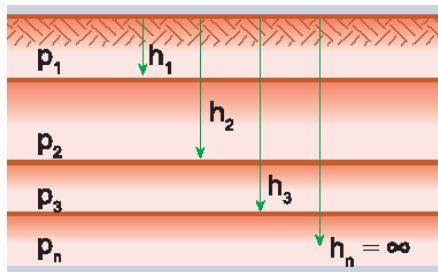
La resistividad del suelo es la propiedad que tiene éste, para conducir electricidad, es conocida además como la resistencia específica del terreno. Este parámetro es el factor clave que determina cuánta será la resistencia del electrodo de tierra que se coloque en el suelo, y a que profundidad se deberá enterrar. En la tabla 2.5 se muestran valores de resistividad típicos de algunos tipos de suelos.

Tabla 2.5 Valores típicos de resistividad según el tipo de suelo

Tipo de terreno	Valores típicos de resistividad ($\Omega\cdot m$)
Agua de mar	1-10
Terrenos vegetales húmedos	10-50
Arcillas, gravas, limos	20-60
Arenas arcillosas	80-200
Fangos, turbas	150-300
Arenas	250-500
Suelos pedregosos (poca vegetación)	300-400
Rocas	1000-10000
Granito	10000-50000

2.4.7.1 Medición de la Resistividad del Terreno

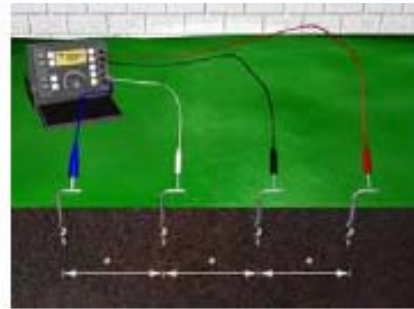
La resistividad del terreno es de importancia decisiva en el diseño de una puesta a tierra y la única forma de conocerla con exactitud es mediante medidas directas de campo. Para realizarlas se debe considerar el terreno formado por capas o estratos, como se muestra en la figura 2.23.

**Figura 2.23** Suelo de varios estratos o capas

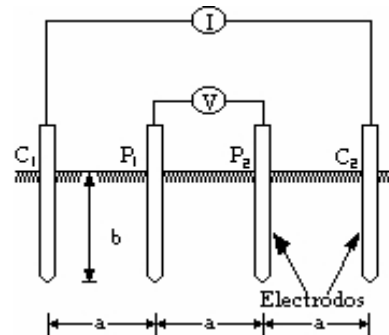
2.4.7.1.1 Método Wenner

Este método fue desarrollado por Frank Wenner en 1915. Consiste en medir la resistividad del suelo insertando 4 electrodos en línea recta y equidistante a una determinada distancia, como se muestra en la figura 2.24 a y b.

El principio básico de este método es la inyección de una corriente directa o de baja frecuencia a través de la tierra entre dos electrodos de corriente (C_1 y C_2), mientras que el potencial que aparece se mide entre dos electrodos de potencial (P_1 y P_2).



(a)



(b)

Figura 2.24 (a) Funcionamiento del método Wenner (b) Disposición de los electrodos para el método Wenner.

La resistividad aparente del terreno está dada por la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{4 \times \pi \times a \times R}{\left[1 + \frac{2 \times a}{(a^2 + 4 \times b^2)^{0.5}} \right] - \frac{2 \times a}{(4 \times a^2 + 4 \times b^2)^{0.5}}} \quad \text{Ec. 2.26}$$

Donde:

ρ = Resistividad aparente [ohm-m].

a = Distancia entre electrodos [m].

b = Profundidad de enterrado de los electrodos [m].

R = Lectura del instrumento [ohm].

Si la distancia enterrada (b) es pequeña comparada con la distancia de separación entre electrodos (a). Es decir $a \gg b$, la siguiente fórmula simplificada se puede aplicar:

$$\rho = 2 \times \pi \times a \times R \quad \text{Ec. 2.27}$$

La resistividad obtenida como resultado de las ecuaciones representa la resistividad promedio de un hemisferio de terreno de un radio igual a la separación de los electrodos.

2.4.7.1.2 Método de Schlumberger

Este método también emplea 4 electrodos, pero en este caso la separación (a) entre los electrodos centrales o de potencial (P_1 y P_2) se mantiene constante, y las mediciones se realizan variando la distancia de los electrodos exteriores de corriente (C_1 y C_2) a partir de los electrodos interiores, a múltiplos de distancia (na) de la separación base de los electrodos internos.

El método de Schlumberger es de gran utilidad cuando se requieren conocer las resistividades de capas más profundas, sin necesidad de realizar muchas mediciones como con el método Wenner. Se utiliza también cuando los aparatos de medición son poco inteligentes. Solamente se recomienda hacer mediciones a 90 grados para que no resulten afectadas las lecturas por estructuras subterráneas. La configuración de los electrodos correspondientes a este método de medición se muestra en la figura 2.25.

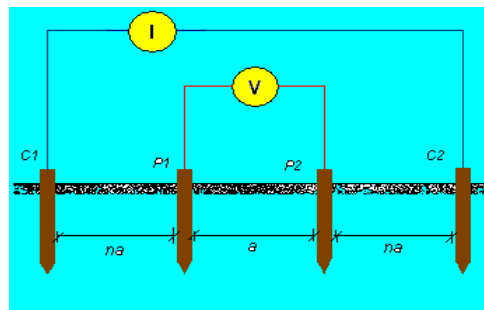


Figura 2.25 Disposición de los electrodos para el método Schlumberger

2.5 Protección Contra Descargas Atmosféricas

Venezuela se encuentra ubicada al Norte de Suramérica y se caracteriza por tener un nivel elevado de actividad de rayos a lo largo del año, sin embargo, existe poco conocimiento en torno a la actividad ceraúnica y esto se evidencia en que hasta los momentos se precisa de un único mapa indicativo, el cual se basa en la data de días de tormenta al año, recogida entre los años de 1998 y 2002, tal como se muestra en la figura 2.26.

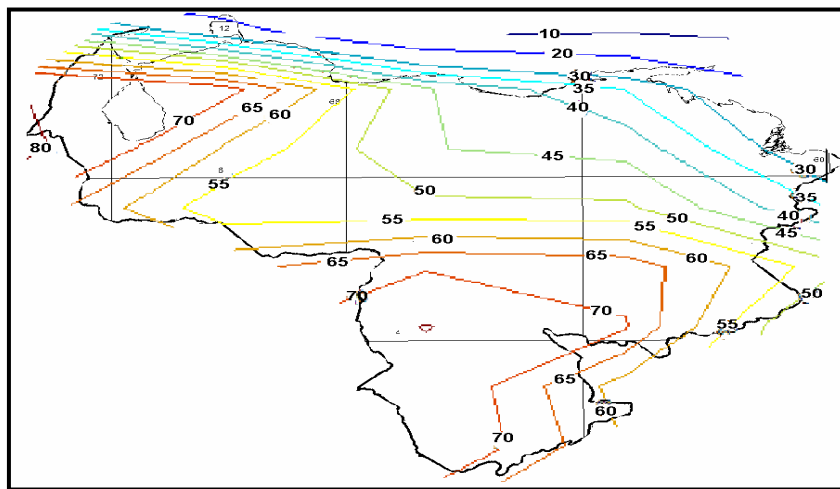


Figura 2.26 Promedio Anual de Tormentas eléctricas en Venezuela (1998-2002). En días de Tormenta al año (T).

Recientemente (años 2000 - 2001), la empresa más importante en generación y transmisión de electricidad en el país (EDELCA), instaló un sistema terrestre de detección de rayos, como se observa en la figura 2.27, pero la información relevante acerca de la actividad y características de los rayos en Venezuela, aún está en desarrollo.



Figura 2.27 Ubicación de sensores de rayos en Venezuela

2.5.1 Descargas Atmosféricas

Se conoce como descarga atmosférica a la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o, entre nubes. Y es consecuencia de la saturación de cargas electrostáticas que han sido generadas y acumuladas progresivamente durante la activación del fenómeno eléctrico de una tormenta. Popularmente se conoce a las descargas eléctricas atmosféricas como “rayos”, ellos presentan las características propias de un fenómeno climático, es decir con estacionalidad del momento del año en el que pueden ocurrir con mayor probabilidad, pero con mucha variabilidad en cuanto a tipo, cantidad o intensidad de sus descargas.

Existen básicamente 4 tipos de descargas atmosféricas, representados también en la figura 2.28, estos son: Descargas dentro de la nube, descargas entre nubes, descargas nube – ionosfera, descargas nube – tierra.



Figura 2.28 Tipos de descargas atmosféricas

2.5.1.1 Efectos Producidos por el Impacto de un Rayo

2.5.1.1.1 Efectos por Impacto Directo

Los efectos directos de un rayo son las destrucciones físicas de estructuras, causadas por el impacto. También en las personas o animales pueden causar:

- a) Quemaduras en la piel
- b) Parálisis
- c) Rotura del tímpano
- d) Lesiones pulmonares
- e) Lesiones óseas
- f) Muerte por fulminación

2.5.1.1.2 Efectos por Impacto Indirecto

Los impactos indirectos de descargas atmosféricas pueden causar:

- a) Pulsos Electromagnéticos
- b) Corrientes de tierra
- c) Carga Electroestática
- d) Pulsos electrostáticos
- e) Sobretensiones

2.5.2 Sistemas de Protección Contra Descargas Atmosféricas

Un sistema de protección tiene el objetivo básico de dirigir a tierra las altas corrientes y los gradientes de tensión que se hacen presente durante el proceso de descarga de un rayo, lejos de elementos susceptibles y mantener los niveles de corriente y tensión en valores que no representen un riesgo para el personal.

2.5.2.1 Componentes Principales de un Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas

- ◊ Terminal aéreo
- ◊ Conductores
- ◊ Puesta a tierra

La figura 2.29 muestra los componentes principales del sistema de protección contra descargas atmosféricas.

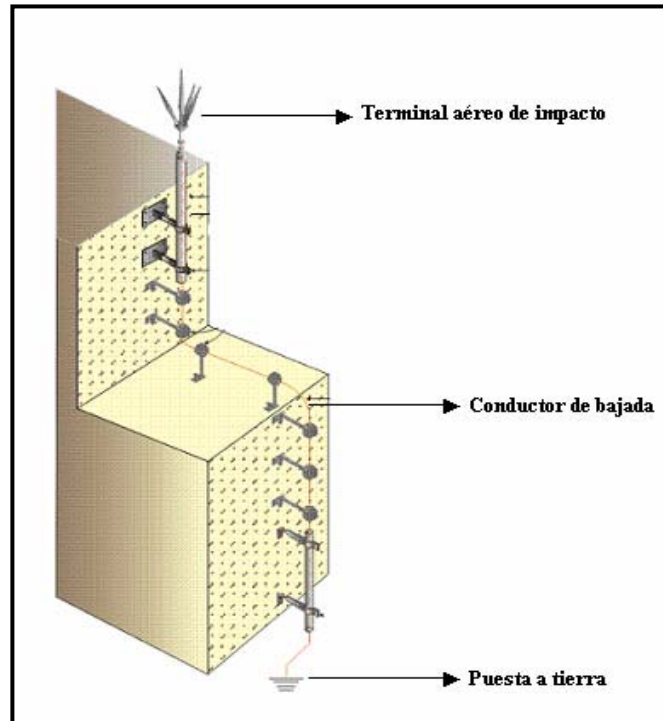


Figura 2.29 Componentes principales del sistema de protección contra descargas atmosféricas.

2.5.2.2 Tipos de Terminales Aéreas

Benjamín Franklin inventó el primer terminal aéreo de impacto en 1753, mejor conocido como *Pararrayo* Tipo Franklin, que tiene las puntas agudas y al ser puestas en contacto con la tierra, pueden descargar los cuerpos electrizados situados en su proximidad. Entre los principales tipos de terminales aéreos se pueden mencionar:

2.5.2.2.1 Punta Franklin

La punta Franklin es el dispositivo más antiguo, consiste en un electrodo de cobre, bronce o aluminio anodizado, terminado en forma de punta; y no tiene ningún dispositivo electrónico o fuente radiactiva. Generalmente son colocadas en la parte

más alta de la estructura a proteger. En la figura 2.30, se muestran los modelos de Punta Franklin.

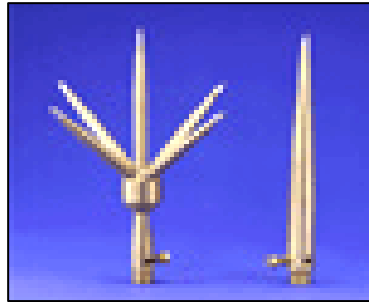


Figura 2.30 Puntas Franklin terminadas en cuatro y una punta

2.5.2.2.2 Pararrayo con Dispositivo de Cebado

Su principio de funcionamiento está basado en la ionización del aire para excitar la carga, creando un camino abierto para capturar la descarga del rayo y canalizar su energía potencial por un cable a la toma de tierra eléctrica. En la figura 2.31 se muestran pararrayos con dispositivos de cebado.



Figura 2.31 Pararrayos con dispositivo de cebado

2.5.2.2.3 Pararrayos Desionizadores de Carga

Este dispositivo basa su principio en la desionización del aire, con el objetivo de evitar la saturación de carga electrostática en la atmósfera, es decir evitar la formación del rayo, además incorporan un sistema de transferencia de carga (CTS), y

no poseen ninguna fuente radioactiva. En la figura 2.32 se puede apreciar un pararrayo con tecnología CTS.



Figura 2.32 Pararrayo con tecnología CTS

2.5.2.2.4 Pararrayo CEC (Compensador Efecto Corona)

Estos dispositivos basan su principio en la distribución equipotencial de la ionización en el aire y se caracterizan por compensar el efecto corona durante su formación. En la figura 2.33 se puede apreciar el pararrayo CEC.



Figura 2.33 Pararrayo CEC

2.5.2.2.5 Pararrayos Radiactivos

Este sistema de captación es similar al pararrayo de punta convencional, pero contiene un material radiactivo (usualmente una o varias superficies de 4 a 10 cm² de

Americio) con el objetivo de mejorar su capacidad de captar rayos al ionizar el medio cercano a la fuente radioactiva. En la figura 2.34 pueden ser apreciados.

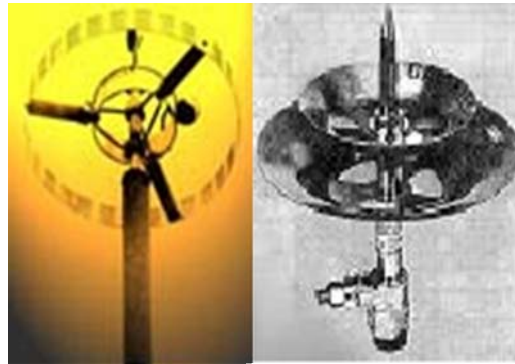


Figura 2.34 Pararrayos Radiactivos

2.5.3 Parámetros que se deben considerar para el Diseño de un Sistema de Protección Contra Descargas Atmosféricas

2.5.3.1 Contabilización de las Descargas Atmosféricas

Existen dos formas de representar la actividad de rayos en el planeta tierra, que tienen utilidad tanto en lo que respecta a estimación de variables meteorológicas, como en actividades de protección. Estas son:

◊ Nivel cerámico: Expresa la densidad anual promedio de rayos a tierra, en rayos por kilómetro cuadrado y por año, propio de la región en donde está localizada la estructura a proteger. Estos niveles constituyen una eficiente referencia sobre la probabilidad de caída de rayos. Las regiones tropicales son las que tienen más tormentas y muy intensas, ocurriendo lo contrario en las zonas de alta montaña, de intenso frío o marítimas.

◇ Densidad de rayos a tierra: La ecuación aceptada internacionalmente para establecer relación entre el nivel cerámico y la densidad de rayos a tierra, es la siguiente:

$$Ng = 0.04TD^{1.25} \text{ rayos/ Km}^2 - \text{año} \quad \text{Ec. 2.28}$$

Donde:

Ng: Densidad de rayos a tierra

TD: Representa el nivel cerámico en días de tormenta al año

También es posible obtener la densidad de rayos a tierra en forma directa, mediante la utilización de los Sistemas de Detección y Localización de Rayos, como estos pueden discriminar las descargas nube a nube de las descargas nube a tierra, permiten obtener, directamente por medición, la cantidad de rayos a tierra en la región que abarca su radio de cubrimiento.

A continuación en la figuras 2.35 y 2.36 se muestran mapas con la densidad de rayos en el planeta tierra, obtenido a través de sistemas satelitales de la NASA; y de los niveles isocerámicos en Venezuela.

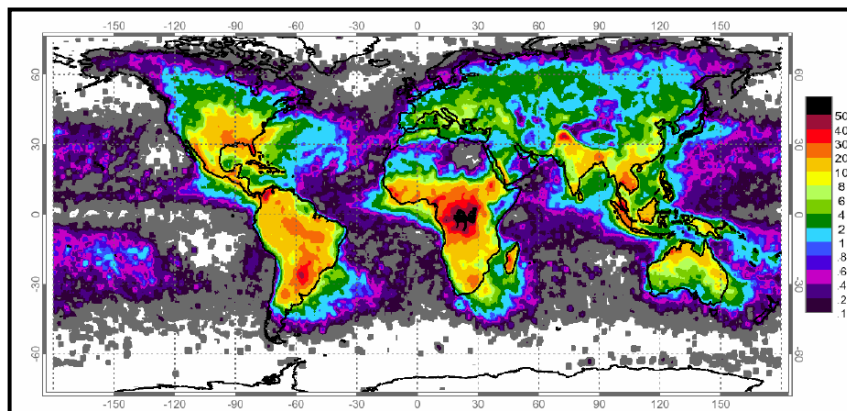


Figura 2.35 Densidad de descargas a tierra por Km²

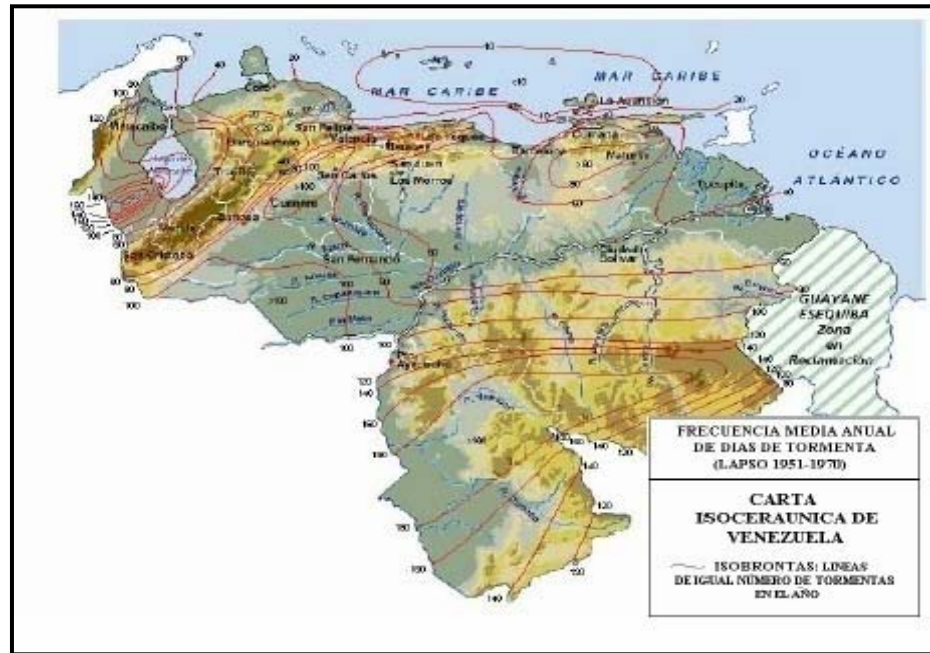


Figura 2.36 Mapa de niveles isoceráunicos en Venezuela

2.5.3.2 Índice de Riesgo de la Estructura

Para estimar el índice de riesgo que posee una instalación de sufrir daños por descargas atmosféricas se deben tomar en cuenta diversas variables, que permitan considerar no solo los posibles daños estructurales o materiales, sino también los daños en el entorno y por supuesto a personas. Existen diversos procedimientos para determinar este parámetro, uno de ellos es el método propuesto por la NFPA 780, que establece:

$$R = \frac{A + B + C + D + E}{F} \quad \text{Ec. 2.29}$$

Donde:

A: Tipo de estructura

B: Tipo de construcción

C: Ubicación relativa

D: Topografía

E: Materiales que contiene la estructura y personas

F: Nivel cerámico

En el Anexo A, se encuentran las tablas que contienen los valores adecuados de acuerdo al tipo de estructura para las variables anteriormente mencionadas. La interpretación del índice de riesgo se puede hacer mediante la tabla 2.6.

Tabla 2.6 Evaluación del índice de riesgo de una estructura

Valor de R	Nivel de riesgo
0 – 2	Leve
2 – 3	Leve a moderado
3 – 4	Moderado
4 – 7	Moderado a severo
Mayor a 7	Severo

También existen otras metodologías para la determinación del índice de riesgo de una estructura. El modelo publicado por Miguel Martínez Lozano, profesor de la Universidad Simón Bolívar, se basa en que para tomar la decisión si la estructura en estudio necesita o no un sistema de protección contra rayos, hay que tener en cuenta dos variables:

- ◆ Índice de riesgo real de la estructura (N_r)
- ◆ Índice de riesgo máximo permitido (N_p), que para estructuras convencionales tiene un valor de $1 \cdot 10^{-5}$, esto significa un daño real cada cien mil eventos ($1/N_p$).

El índice de riesgo aproximado de la estructura se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Nr = Ae \cdot Ng \cdot K \cdot 10^{-6} \quad \text{Ec. 2.30}$$

Donde:

Nr: Índice de riesgo real

Ae: Área de atracción equivalente de la estructura

Ng: Densidad de rayos a tierra

K: Factor de corrección por condiciones particulares de la instalación

La densidad de rayos a tierra se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$Ng = 0.04 \cdot Td^{1.25} \quad \text{Ec. 2.31}$$

Donde:

Td: Nivel cerámico de la zona

El área de atracción equivalente de la estructura viene dado por la siguiente ecuación:

$$Ae = L \cdot W + 2 \cdot L \cdot H + \pi \cdot H^2 \quad \text{Ec. 2.32}$$

Donde:

L: Largo de la estructura [m].

W: Ancho de la estructura [m].

H: Alto de la estructura [m].

Por otro lado el factor de corrección K se determina de acuerdo a las características específicas de la estructura y su entorno y viene expresado por:

$$K = Ks \cdot C1 \cdot C2 \cdot C3 \cdot C4 \cdot C5 \quad \text{Ec. 2.33}$$

Donde:

Ks: Factor de seguridad (se suele utilizar un valor de 1.1).

C1: Factor de corrección por uso.

C2: Factor de corrección por tipo de estructura.

C3: Factor de corrección por contenido de la estructura.

C4: Factor de corrección por situación de la estructura.

C5: Factor de corrección por tipo de terreno.

En el Anexo A, se encuentran las tablas que contienen los valores adecuados de acuerdo al tipo de estructura para las variables anteriormente mencionadas.

Una vez que se ha determinado el índice de riesgo se define la necesidad de instalar o no un sistema de protección contra descargas atmosféricas, mediante la siguiente comparación:

◆ Sí $N_r < N_p$, la estructura no requiere ningún sistema de protección

◆ Sí $N_r > N_p$, la estructura amerita un sistema de protección, cuyas características se definen por el valor de eficiencia, el cual viene dado por la siguiente ecuación:

$$E = \frac{1}{\left(\frac{N_p}{N_r}\right)} \quad \text{Ec. 2.34}$$

Donde:

E: Eficiencia de la instalación de protección

Posteriormente de acuerdo al valor de E se selecciona el nivel de protección, los cuales pueden ser apreciados en la tabla 2.7.

Tabla 2.7 Nivel de protección

Nivel de protección	Valor de E
I	0.98
II	0.95
III	0.90
IV	0.80

2.5.3.3 Zona de Protección del Pararrayo

Se denomina zona de protección al espacio adyacente a un sistema de protección contra descargas atmosféricas, que es inmune a impactos directos de rayos. Para determinar dicha zona se debe considerar la geometría de la estructura y existen diferentes métodos para determinarla, entre los cuales se destacan:

- ◊ Método de la Esfera Rodante
- ◊ Angulo Protector
- ◊ Método de Mallas

2.5.4 Factor de Apantallamiento

El apantallamiento es la medida preventiva que se instala para atenuar los efectos que pudieran tener las sobretensiones sobre los equipos o instalaciones que se desea proteger. El apantallamiento contra los campos electromagnéticos se realiza en forma de envolturas de superficies cerradas. Para equipos electrónicos éstos vienen representados por Jaulas de Faraday o Gabinetes de Compatibilidad Electromagnética.

Para el caso de edificaciones, el apantallamiento se logra mediante la interconexión y puesta a tierra de todos los componentes metálicos de las mismas.

El factor de apantallamiento cuantifica la atenuación de los efectos electromagnéticos (campos magnéticos, sobretensiones) una vez que el sistema de protección contra descargas atmosféricas ha sido instalado.

2.5.5 Normas Aplicables para la Instalación de Sistemas de Protección Contra Descargas Atmosféricas

Todas las normas, en mayor o menor grado, aceptan que no existe una protección absoluta contra el efecto de las tormentas eléctricas, sino sólo una protección adecuada, basada en el conocimiento del comportamiento estocástico del rayo y la experiencia obtenida a través de los años. A continuación se mencionan algunas normas aplicables en la instalación de sistemas de protección contra descargas atmosféricas:

- ◆ IEC 61024-1 (Comisión Electrotécnica Internacional): “Un sistema de protección contra rayo, diseñado e instalado conforme a esta norma, no puede garantizar una protección absoluta a estructuras, personas u objetos; sin embargo, el riesgo de daño causado por rayo a estructuras protegidas será reducido significativamente mediante la aplicación de esta norma”.
- ◆ API 2003 (1998): “Probablemente, la propiedad más importante del rayo es su complejidad, por lo que no existe una norma del rayo... No puede asegurarse, en forma absoluta, la prevención o la disipación en forma segura de la corriente de rayo, aún cuando se tomen las precauciones conocidas”.
- ◆ NFPA 780 (National Fire Protection Association).
- ◆ UL 96A (1994).
- ◆ BS 6651: 1992.

2.6 Sistema de Detección y Alarma de Incendios

El incendio es una de las amenazas más peligrosas para los ocupantes y propietarios de edificios y una de las principales causas de muertes de estos; el fuego es vital para el confort y la industria pero cuando está fuera de control se convierte en incendio y cuando el incendio no se sofoca a tiempo se convierte en siniestro.

Los daños directos sobre la propiedad de los edificios suponen pérdidas de miles de millones anualmente, sin contar con las elevadas pérdidas indirectas que se producen cuando la actividad afectada debe cesar durante un período prolongado, por esto el fuego debe estar bajo nuestro control y así poder sacarle los beneficios que puede darnos, para que esto sea posible es importante estar adiestrados y educados en la prevención de los incendios.

Una de las premisas fundamentales para luchar contra un incendio es que dicha lucha se lleve a cabo en el menor tiempo posible, ello implica que se pueda detectar con la mayor rapidez antes de que el fuego escape del control humano.

Si la detección queda confiada a personas se dificultaría el cumplimiento de esta premisa ya que esto exigiría la presencia continuada del personal en todas las áreas de la empresa, viviendas, establecimientos que se pudieran proteger del fuego. Al no darse esta circunstancia la detección del fuego se produciría cuando las dimensiones del incendio fuesen difíciles de atacar.

2.6.1 Detección de Incendios

Se entiende por detección de incendios el hecho de descubrir y avisar de la existencia de una emergencia en un lugar determinado de las instalaciones.

Los sistemas de detección de incendios no sólo deben descubrir el incendio, sino que además deben localizarlo con precisión en el espacio y comunicarlo de modo fiable.

Las instalaciones fijas de detección de incendios permiten la detección y localización automática del incendio; en general sus funciones serían:

- ◊ Detectar la presencia de un conato de incendio con rapidez.
- ◊ Dar alarma mediante la señalización óptica y acústica del incidente.
- ◊ Localizar el incendio en el espacio, quedando señalado el lugar donde se ha producido.
- ◊ Ejecutar el plan de alarma.
- ◊ Realizar funciones auxiliares: transmisión a central receptora de alarmas, activación de instalaciones de extinción, corte de equipos de aire acondicionado, cierre automático de puertas, entre otros.

2.6.1.1 Objetivos de la Detección de Incendios

- ◊ Vigilar zonas que no están a la vista de nadie
- ◊ Detectar el incendio en la fase lo mas incipiente posible para atacarlo sin problemas.
- ◊ Localizarlo con la mayor precisión posible en el espacio y en el tiempo.
- ◊ Dar aviso a las personas responsables lo antes posible.

2.6.2 Sistemas Automáticos de Detección y Alarma de Incendios

Un sistema automático de detección de incendio tiene como función detectar los incendios en el tiempo más corto posible, dar la alarma y controlar funciones auxiliares.

Existen básicamente dos tipos de sistemas de detección de incendios y la diferencia entre ellos radica en la habilidad de identificar la ubicación específica de cualquier detector y la modalidad de cómo el panel realiza su supervisión, estos sistemas son:

- ◆ Sistema Convencional
- ◆ Sistema Analógico (Inteligente)

Un sistema de detección de incendios convencional está configurado por un tablero central de control que opera independientemente de otras centrales y que recibe como señales de entrada, las alarmas (de avería o incendio) provenientes de los dispositivos iniciadores (detectores o estaciones manuales) y ejecuta las funciones de salida para las cuales fue diseñado. En este tipo de sistema, el tablero central de control actúa reconociendo las señales de entrada y/o salida a través de circuitos y no pueden sin embargo, identificar individualmente cada uno de los dispositivos que están conectados en un mismo circuito.

Los sistemas inteligentes están constituidos básicamente por un tablero central, que establece un esquema continuo de comunicación direccionable con cada dispositivo, que permite su reconocimiento individual, independientemente del circuito o lazo al que esté conectado. Los dispositivos de alarma son de diseño especial, capaces de responder a las solicitudes de información provenientes de la central. Estos dispositivos están provistos de circuitos integrados, que operan bajo la lógica necesaria para establecer los protocolos de comunicación deseados con el tablero central de control.

2.6.2.1 Elementos Componentes de un Sistema de Detección y Alarma de Incendios

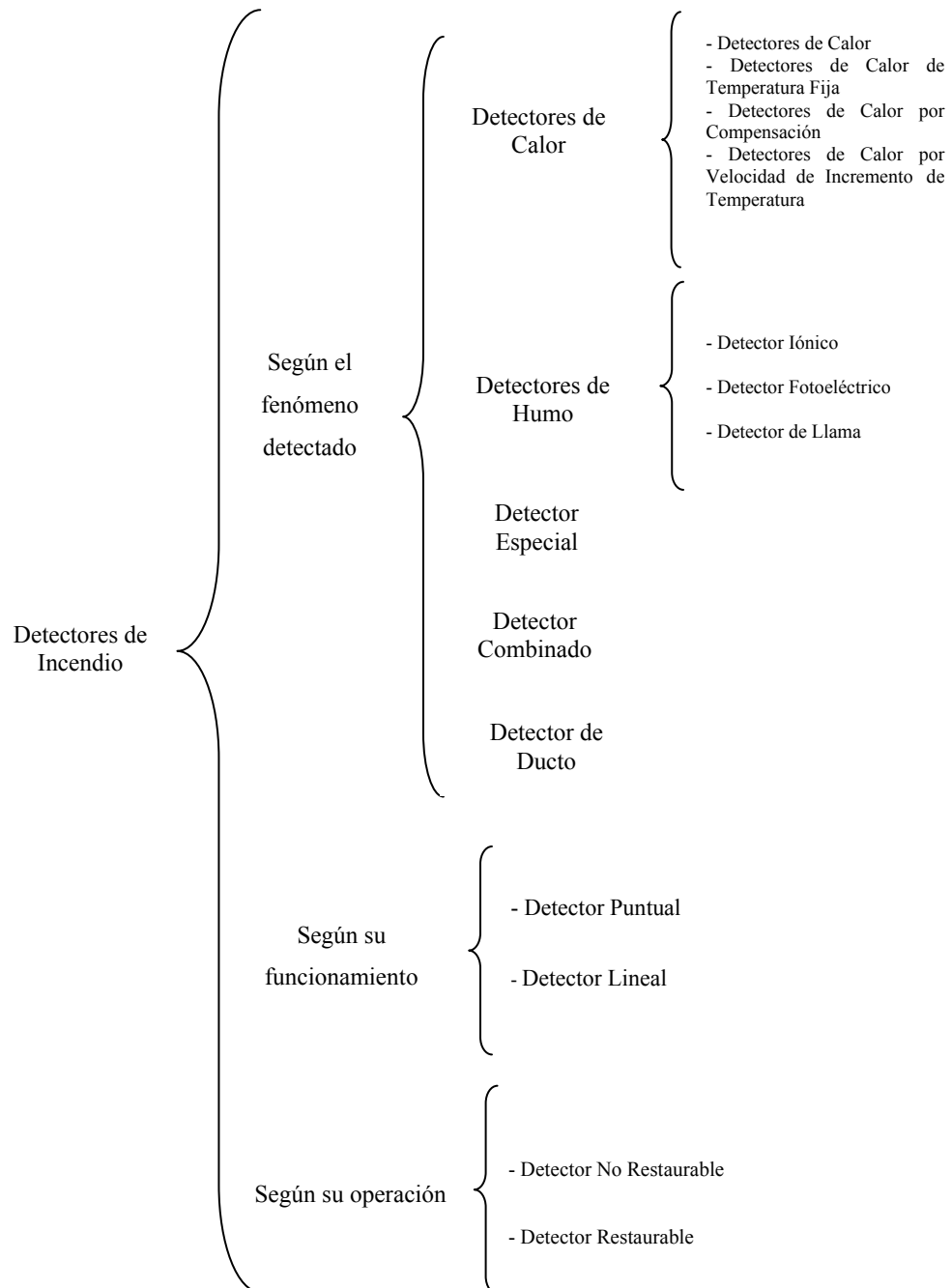
- ◆ Tablero de control y notificación.

- ◊ Elementos de iniciación: Detectores de humo, de temperatura fija o variación de temperatura, de llama, barreras de humo, estaciones manuales de alarma.
- ◊ Fuente de alimentación eléctrica.
- ◊ Elementos de aviso: Sirenas, parlantes de evacuación.
- ◊ Indicadores visuales: luces estroboscópicas, indicadores de salida.
- ◊ Circuitos de señalización.

2.6.3 Detectores de Incendio

Detector: es un dispositivo automático diseñado para funcionar por la influencia de ciertos procesos físicos o químicos que preceden o acompañan cualquier combustión provocando así la señalización inmediata en el tablero central de control.

2.6.3.1 Clasificación de los Detectores de Incendio



2.7 Sistema de Energía Ininterrumpible (UPS)

Los UPS's (uninterrumpibles power supplies) ó sistemas ininterrumpibles de energía, en castellano, son equipos destinados a garantizar una tensión segura y libre de perturbaciones eléctricas para distintos tipos de consumos con red eléctrica presente y durante un lapso de tiempo frente a un corte de energía. Los UPS's en sus primeros días eran equipos que tenían únicamente la función de entregar energía eléctrica frente a un corte de electricidad, sin que las cargas conectadas notaran la interrupción del suministro y continuaran operando durante un tiempo determinado por la capacidad de una batería. El avance tecnológico hizo que dichas cargas tuviesen requerimientos más estrictos y los UPS's debieron adaptarse a estos, siendo hoy en día, sistemas muy complejos que eliminan todo tipo de perturbaciones de la línea eléctrica y garantizan que las cargas no se vean afectadas e inclusive ni se enteren que la instalación eléctrica sufre de tales anomalías. A continuación se detallan los tipos de problemas que pueden presentarse en la red eléctrica y dañar todo tipo de equipos ó evitar que operen correctamente.

2.7.1 Perturbaciones Eléctricas

2.7.1.1 Caída de tensión.

Son reducciones en los niveles de tensión por instantes pequeños ó por lapsos. Son uno de los defectos energéticos más comunes y generan el 87 % del total de daños en equipamiento y producción, paralizando empresas por completo. Esta anomalía es causada frecuentemente por la presencia de equipos en la instalación con cargas de arranque que alcanzan 6 veces la carga nominal de trabajo, otra razón más conocida es el incremento de las cargas en una zona, ya sea por crecimiento industrial ó algo más vivido como los períodos de verano donde el consumo por equipos de aire acondicionado aumenta.

2.7.1.2 Apagón. Pérdida total de energía eléctrica.

Las razones pueden ser variadas, es más, pueden ser locales ó totalmente ajenas a una instalación siendo responsabilidad de la empresa distribuidora, pero alguna de las razones más comunes son una excesiva demanda de energía que supera la capacidad de la prestataria, problemas climatológicos como rayos, fuertes lluvias e incluso inundaciones. Las consecuencias para una empresa son considerables desde pérdida de información en los sistemas informáticos, daños en microprocesadores, discos duros y hasta incalculables pérdidas de materia prima en una producción automatizada.

2.7.1.3 Picos de tensión.

También conocidos como impulsos, son aumentos bruscos de tensión, (semejantes a la fuerza de una avalancha) que arrasan con todos las cargas conectadas en segundos destruyendo fuentes y todo lo que esté asociado a ellas. Típicamente son causados por rayos cercanos. Los picos también pueden generarse por retorno de la red eléctrica, después de una tormenta.

2.7.1.4 Sobretensiones transitorias.

Se llama así al aumento momentáneo de la tensión. Comúnmente es causada por el apagado de cargas de alta potencia como motores de aire acondicionado ó bombas, al desaparecer las mismas de la red la sobretensión se dispara, por lo que puede no estar relacionada la instalación propia sino a las adyacentes.

2.7.1.5 Ruido eléctrico.

Técnicamente se le conoce con el nombre de interferencia electromagnética e interferencia de radio frecuencia. Las causas de esta anomalía son variadas desde radiotransmisores ó emisoras de radio hasta fuentes switching, muy empleadas comúnmente hoy en día en todo tipo de equipos industriales y del hogar.

Los sistemas ininterrumpibles son a la vez de excelentes filtros de anomalías, equipos que permiten que las cargas no se enteren que se ha producido un corte del suministro eléctrico, ya que tiene la propiedad de seguir alimentando a los mismos a través de un sistema de baterías incorporado. El tiempo que continúe el U.P.S. alimentando a las cargas dependerá evidentemente de la capacidad de energía almacenada en las baterías.

De esta forma es claro que los U.P.S. han superado por lejos a los simples estabilizadores y de esta forma son los únicos equipos que pueden garantizar que los equipos no se dañen y puedan seguir operando sin importar los problemas que puedan existir en la red eléctrica.

2.7.2 Bloques Constructivos de un UPS

Todos los sistemas de energía ininterrumpida utilizan los mismos bloques constructivos:

La sección de entrada es la forma en que la tensión de la línea es conectada al UPS. Puede ser un cable incorporado, un cable enchufable, o una bornera con terminales. Algunos UPS's pequeñas tienen una entrada común para la entrada y el by-pass.

Los UPS's de gran potencia suelen tener una entrada independiente para la conexión del by-pass. En la figura 2.37 se muestra el bloque de entrada.



Figura 2.37 Bloque de entrada de UPS

Después de la sección de entrada suele haber un filtro. La denominación filtro será aquí utilizada de modo genérico, e incluye la protección contra picos transitorios, interferencias de radio frecuencia, etc. Un filtro tiene una respuesta de frecuencia y no atenúa todas en la misma proporción. En la figura 2.38 se muestra el bloque de filtro del UPS.



Figura 2.38 Filtro de UPS

Todas las configuraciones de UPS tienen un Inversor. Este bloque se encarga de convertir la energía continua de la batería en energía alterna que es la presente en la red eléctrica, como se muestra en la figura 2.39. De esta forma frente a un corte de energía esta etapa se encargará de convertir la energía de las baterías en la necesitada por los consumos para seguir operando sin que estos se percaten del corte hasta que las baterías se descarguen ó la red eléctrica retorne. Es importante aclarar que esta etapa dependiendo del tipo de tipología puede cumplir la función del AVR + RFI/EMI que se encarga de regular automáticamente la tensión, absorber picos de tensión, sobretensiones y filtrar ruido eléctrico.

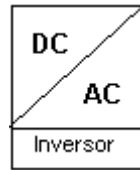


Figura 2.39 Inversor de UPS

Una batería es necesaria para mantener funcionando al UPS cuando la energía de la línea falla o cae demasiado. Normalmente los UPS's de pequeña potencia utilizan baterías internas selladas, libres de mantenimiento. En grandes UPS's se suele usar también baterías de electrolito líquido. Una autonomía (tiempo de reserva de energía) típica para un UPS de pequeño ó mediano tamaño, suele ser de 10 a 15 minutos. En la figura 2.40 se muestra el bloque de la batería del UPS.

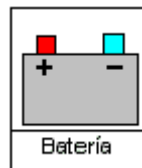


Figura 2.40 Batería de UPS

Un circuito cargador es necesario para recargar la batería luego de un corte de energía, y para mantener a la batería a plena carga mientras no está en uso, ver figura 2.41.

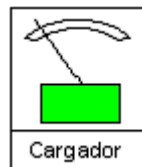


Figura 2.41 Cargador de UPS

En un UPS On-Line un conmutador mecánico ó estático es usado como parte del circuito automático ó manual de by-pass. En un UPS Off-Line, un conmutador mecánico (relé) es usado para conmutar la carga a la salida del inversor cuando falla

la línea de alimentación. En la figura 2.42 se muestra el bloque de un interruptor de UPS.

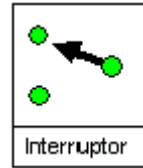


Figura 2.42 Interruptor de UPS

La sección de salida es donde se conectan las cargas a proteger por el UPS. En la figura 2.43 se muestra el bloque de salida de un UPS. La cantidad y configuración de las tomas de salida varían según marcas y modelos.

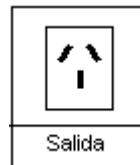


Figura 2.43 Salida de UPS

En UPS de gran tamaño es común que la salida se realice por hard wire o borneras de conexión. La posibilidad de la UPS de comunicarse se ha hecho muy importante ya que permite un monitoreo remoto del funcionamiento de la UPS, el estado de la línea de alimentación, las baterías, entre otros, así como la posibilidad de realizar un cierre ordenado del sistema.

El uso de las comunicaciones vía RS-232, protocolos TCP/IP y SNMP, es muy común en las UPS actuales. También se suelen proveer contactos libres de potencial (secos) que entregan información del estado de línea y batería.

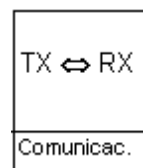


Figura 2.44 Comunicación de UPS

La mayoría de los equipos UPS operan de manera automática, tienen una alarma sonora indicadora de falla de línea, y un panel de control y estado de la UPS relativamente sencillo. En la figura 2.45 se muestra el panel de control de un UPS.

En grandes UPS's se incluyen medidores y un sistema de control mucho más sofisticado.

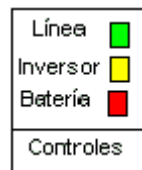


Figura 2.45 Panel de control de UPS

Un UPS con un sistema de regulación de tensión de entrada es conocido como UPS Interactivo. El Regulador de voltaje es utilizado para mantener el voltaje de entrada dentro de los límites aceptables para la carga, cuando la tensión de la línea disminuye ó se eleva fuera de un rango predeterminado. En la figura 2.46 se observa el bloque del regulador de voltaje de un UPS.



Figura 2.46 Regulador de voltaje de UPS

Normalmente no se necesita usar un transformador de aislamiento, pero es necesario en algunos tipos de diseño de UPS. Un transformador agrega peso, tamaño y costo a una UPS. Muchas empresas ofrecen un transformador opcional cuando es necesario tener una aislación galvánica de la carga. (Figura 2.47).

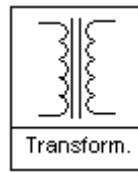


Figura 2.47 Transformador de UPS

2.7.3 Tipología de U.P.S

Existen 5 tipos de sistemas ininterrumpibles:

- ◆ Stand-by
- ◆ Interactivos
- ◆ Simple conversión
- ◆ Conversión delta
- ◆ Doble conversión

A su vez estos se definen dentro de dos grupos:

- ◆ Off-line
- ◆ On-line

2.7.3.1 Sistemas off-line

Como se ha visto una de las características que tienen los UPS es que a la vez de proteger a los consumos de cualquier perturbación eléctrica pueden continuar alimentando a los mismos por un período de tiempo establecido por un banco de baterías y que la etapa encargada de realizar esta función se la llama “inversor” y a esta etapa es a la que se refiere cuando se habla de off-line.

2.7.3.2 Sistemas on-line

On-line significa en línea, los UPS de este grupo siempre alimentan a los consumos a través del inversor, ya sea con la red eléctrica presente como durante un corte de luz.

En resumen un UPS off-line es aquel cuyo inversor solo funciona y alimenta los consumos en un corte de luz, estando fuera de servicio y desconectado de los consumos durante la presencia de red eléctrica. Mientras que un UPS on-line es aquel en el que siempre el inversor está conectado y funcionando debido a que su función es alimentar a los consumos tanto con red como sin ella.

CAPITULO 3

CRITERIOS DE DISEÑO

3.1 Criterios de Diseño para el Sistema Eléctrico

3.1.1 Criterios de Diseño para Circuitos de Iluminación

Se usará el método de cavidad zonal para los cálculos de iluminación, y de esta manera determinar el número de luminarias necesarias y sus características a fin de lograr un nivel de iluminación adecuado. La potencia en vatios de cada punto la dará el tipo de luminaria de cada salida por el cálculo luminotécnico. El calibre del conductor mínimo recomendado será el N° 12 THW de cobre y los circuitos ramales serán para 20A, de igual manera se escogerán 12 puntos por circuito como máximo.

3.1.2 Criterios de Diseño para Circuitos de Tomacorrientes de Uso General

Cada toma de uso general estará diseñada para soportar 120V – 15A. El CEN recomienda que a cada salida de tomacorriente, para los efectos de diseño se le asigne una carga conectada de 180W o sea 120V – 1.5A, en cada uno. Cada circuito ramal de tomacorrientes de uso general tendrá como máximo 10 salidas, sencillas o dobles, con calibre de conductor mínimo N° 12 THW de cobre.

3.1.3 Criterios de Diseño para Cálculos de Circuitos Ramales y Alimentadores

Como base fundamental para la elaboración de un proyecto de canalizaciones se tomará como fuente de información de uso obligatorio lo establecido en el Código Eléctrico Nacional y Normas PDVSA. Particularmente con el fin de obtener la carga

de diseño para circuitos ramales y alimentadores, la información base se encuentra en el CEN, de donde se obtienen a continuación los siguientes puntos de interés:

En la Tabla B.1 “Factores de Demanda para Cargas de Iluminación” (Anexo B), se observa que para los demás locales no especificados en la tabla se aplica lo siguiente:

Total V.A al 100% para cargas de iluminación

En la Tabla B.2 “Factores de Demanda para Cargas de Tomacorrientes en Unidades no Residenciales” (Anexo B), se muestra:

Los primeros 10000V.A o menos al 100% y el resto al 50%

3.1.4 Criterios de Diseño para Conductores Eléctricos

Según norma **PDVSA N-252**, “Especificación General para el Diseño de Ingeniería Eléctrica”, todos los conductores para potencia, iluminación y tierra deben ser de cobre.

Los tamaños mínimos deben ser como lo indica la norma **PDVSA 90619.1.057**, “Selección de Cables” donde se establece que los conductores más pequeños que el N° 12 AWG no deben ser usados en sistemas de potencia ni de iluminación.

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima que satisface simultáneamente las tres condiciones siguientes:

3.1.4.1 Criterio de Intensidad Máxima Admisible o de Calentamiento

La temperatura del conductor, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del conductor. Esta temperatura se

especifica en las normas particulares de los conductores y suele ser de 75°C para conductores con aislamiento termoplásticos y de 90°C para conductores con aislamiento termoestables.

Para la selección del calibre del conductor por capacidad de corriente se usará la Tabla B.3, mostrada en el Anexo B, tomada del CEN, donde se muestran las capacidades de corriente (A) permisibles de conductores aislados de 0 a 2000 voltios, y también se incluye el factor de corrección para temperaturas diferentes a 30 °C. En aquellos casos donde aplique se usará la Tabla B.4 (Anexo B), con factores de corrección para más de tres conductores en ducto. En el caso del calibre del conductor en el lado de alta tensión se usará la Tabla B.5 (Anexo B).

3.1.4.2 Criterio de la Caída de Tensión

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización. Este criterio suele ser el determinante cuando las líneas son de larga longitud, por ejemplo, en derivaciones individuales que alimenten a los últimos pisos en un edificio de cierta altura. Para el cálculo de la caída de tensión se usará el método de los kVA – m, que se representa mediante la siguiente ecuación:

$$CD = kVA \times L \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

CD: capacidad de distribución [kVA.m].

L: longitud del alimentador [m].

Calculando la capacidad de distribución correspondiente, se logra seleccionar el calibre del conductor requerido en la Tabla B.6 (Anexo B), para ello es necesario definir el factor de potencia, tipo de conductor (cobre o aluminio), tipo de tubería: magnética (metálica) o no magnética (plástico). Se tendrá que tomar en cuenta si el aislante es TW (60°C) o TTU (75°C). Se puede considerar que el comportamiento del THW es equivalente al TTU para los fines prácticos de selección del calibre del conductor.

Cabe señalar que la Tabla B.6 ha sido elaborada para un sistema trifásico 120/208V, 60 Hz, para otros niveles de tensión habrá que aplicar un factor de corrección, como se muestra en la Tabla B.7, en el Anexo B. De igual manera sucede si la caída de tensión es diferente al 2%, se tendrá que aplicar el factor de corrección correspondiente a la CD calculada, este factor se muestra en las notas adjuntas a la Tabla B.6. El porcentaje de caída de tensión será de 2% para alimentadores y de 3% para circuitos ramales, por lo tanto la caída de tensión debe ser inferior a estos límites en cada parte de la instalación, para garantizar el buen funcionamiento de los equipos alimentados por el conductor. Se considerará el factor de potencia en los circuitos (alimentadores y ramales) con un valor de 90%, según norma **PDVSA N° 90169.1.082, “Calibre de los Conductores para Potencia e Iluminación”** y para los circuitos de iluminación, el factor de potencia a usar será de 95%, y 86% para circuitos de aires acondicionados.

3.1.4.3 Criterio de la Intensidad de Cortocircuito

La temperatura que puede alcanzar el conductor, como consecuencia de un cortocircuito o sobreintensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales destinados para el aislamiento del conductor. Esta temperatura se

especifica en las normas particulares de los conductores y suele ser de 160 °C para conductores con aislamientos termoplásticos y de 250 °C para conductores con aislamientos termoestables.

Este criterio, aunque es determinante en instalaciones de alta y media tensión no lo es en instalaciones de baja tensión ya que por una parte las protecciones de sobreintensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los conductores hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad del mismo.

A nivel residencial los niveles de cortocircuito son bajos y los conductores que se escogen por capacidad de corriente y por caída de tensión, cumplen con las exigencias de cortocircuito. Para los casos de edificios residenciales, comerciales, de oficinas, o en industrias, habrá que determinar el nivel de cortocircuito por medio del cálculo correspondiente.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se usará el Método de la Westinghouse, a continuación se muestra el procedimiento seguido por este método:

- 1) Elaborar el diagrama unifilar del sistema.
- 2) Convertir el diagrama unifilar en diagrama de impedancias.
- 3) Seleccionar como valores bases los valores del transformador.

$$kVA_B = kVA_T$$

$$I_B = \frac{kVA_B}{\sqrt{3} \times kV_{BLL}} \quad \text{Ec. 3.2}$$

$$Z_{BASE} = \frac{(kV_{BLL})^2}{kVA_B} \times 10^3 \quad \text{Ec. 3.3}$$

Donde:

kVA_B : potencia aparente base [kVA].

kVA_T : potencia aparente del transformador [kVA].

I_B : corriente base [A].

kV_{BLL} : voltaje de base [kV].

Z_{BASE} : impedancia de base [Ω].

4) Referir el sistema a valores p.u con las bases seleccionadas. En este punto son calculados los valores de las impedancias de los elementos del sistema:

◇ Impedancia de falla (Z_f):

$$Z_f = \frac{kVA_B}{kVA_{cc}} \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde:

kVA_{cc} : potencia aparente de cortocircuito de la fuente.

◇ Impedancia del conductor de alta tensión (Z_{CAT}):

$$Z_{CAT} = \frac{R_{CAT}}{Z_B} + \frac{X_{CAT}}{Z_B} \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

R_{CAT} : resistencia del conductor de alta tensión.

X_{CAT} : reactancia del conductor de alta tensión.

Z_B : impedancia base [Ω].

Los valores de la resistencia (R_{CAT}) y reactancia (X_{CAT}) del conductor de alta tensión se obtienen de la Tabla B.8 mostrada en el Anexo B, donde se observan los valores aproximados en ohmios por 1000 ft para tres conductores sencillos de cobre.

◇ Impedancia del transformador (Z_T):

Este valor es suministrado por el fabricante

◇ Impedancia del conductor de baja tensión (Z_{CBT}):

$$Z_{CBT} = \frac{R_{CBT}}{Z_B} + \frac{X_{CBT}}{Z_B} \quad \text{Ec. 3.6}$$

Donde:

R_{CBT} : resistencia del conductor de baja tensión.

X_{CBT} : reactancia del conductor de baja tensión.

Z_B : impedancia base [Ω].

Los valores de la resistencia (R_{CBT}) y reactancia (X_{CBT}) también se obtienen de la Tabla B.8 del Anexo B.

5) Utilizando los diferentes métodos de reducción de circuitos. Se calcula la resistencia equivalente, denominada impedancia total de cortocircuito (Z_{TCC}).

6) Se calcula la corriente simétrica de cortocircuito ($I_{CCSIMÉTRICA}$):

$$I_{CCSIMÉTRICA} = \frac{I_B(A)}{Z_{TCC}(p.u)} \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

I_B : corriente base [A]

7) Posteriormente se calcula la corriente asimétrica de cortocircuito ($I_{CCASIMÉTRICA}$) mediante la ecuación:

$$I_{CCASIMÉTRICA} = FA \times I_{CCSIMÉTRICA} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

FA: Factor de asimetría

Este factor se encuentra en la Tabla B.9 del Anexo B, entrando en la misma con el valor de la relación de cortocircuito (X/R). Si no se tiene la tabla, se asume $FA = 1.6$.

Cabe destacar que en caso que el conductor seleccionado lo imponga la condición de cortocircuito, es conveniente jugar con el valor de la protección a fin de limitar el valor del mismo y el tiempo de riesgo.

Para el caso donde solo se apliquen las condiciones de capacidad de corriente y caída de tensión, la selección definitiva entre las dos condiciones, será la que resulte más desfavorable, o sea, la sección del conductor con el mayor calibre.

3.1.5 Selección de Tuberías

Una vez determinado el número de conductores, calibre de las fases, neutro, puesta a tierra y tipo de aislante, el siguiente paso será escoger la sección de tubería o bancada requerida para alojarlos. Previamente se definirá si se estima dejar espacio de reserva, o tubos de reserva, para futuras ampliaciones o modificaciones en las condiciones de la carga conectada. Para dimensionar las tuberías se presentan en el Anexo B las tablas para diferentes condiciones de instalaciones nuevas, combinaciones de calibre de conductores, véase las tablas B.10 y B.11.

3.1.6 Selección de Protecciones

La corriente de diseño permitirá seleccionar el conductor y, mediante la capacidad de éste, se escogerá la correspondiente protección. Se recomienda utilizar el siguiente procedimiento para la obtención de la protección adecuada para proteger un conductor eléctrico.

$$I_p = \frac{I_d + I_c}{2} \quad \text{Ec. 3.9}$$

Donde:

I_d = corriente de diseño obtenida por cálculos y estimaciones [A].

I_c = corriente máxima permisible del conductor seleccionado [A].

I_p = corriente de protección [A].

Posteriormente habrá que buscar la solución inmediata correspondiente al tamaño comercial más próximo. En la Tabla B.12 del Anexo B se muestran las capacidades de corriente nominales normalizadas para protecciones eléctricas.

3.1.7 Criterios de Diseño para el Sistema de Puesta a Tierra

El diseño de la red de puesta a tierra se hará de tal forma que provea el nivel adecuado de seguridad al personal y equipos eléctricos.

La norma **PDVSA N-252, “Especificación General para el Diseño de Ingeniería Eléctrica”**, establece que los conductores principales del anillo y los conductores de los ramales a los recintos metálicos de equipos eléctricos de HV/MV/LV (High Voltage / Medium Voltage / Low Voltage) deben ser mínimo de calibre 2/0 AWG (67mm²). El tamaño mínimo de los conductores de los ramales de puesta a tierra debe ser N° 2 AWG (33.6mm²) para conductores a la vista.

Según la normativa IEEE 142 de 1991 los valores recomendados para la resistencia de tierra son:

- ◆ Para grandes subestaciones, estaciones de generación y líneas de transmisión, el valor debe ser de 1 ohm.
- ◆ Para subestaciones de plantas industriales, edificios y grandes instalaciones comerciales, el valor debe estar entre 1 y 5 ohm.
- ◆ Para un electrodo simple, el valor debe ser 25 ohm.

De acuerdo a lo anterior se establece que el valor de diseño para la resistencia de la malla de puesta a tierra no será superior a 5 ohmios.

Los siguientes equipos deberán conectarse a la malla de puesta a tierra existente:

- ◆ Todas las estructuras de soportes metálicos de los equipos eléctricos y aquellos que formen parte de la construcción en general.
- ◆ Todos los equipos tales como: gabinetes, tableros, transformadores, motores, postes, entre otros.
- ◆ Las conexiones cable – cable se harán con conectores terminales a compresión.

En líneas generales toda la red de tierra debe ser continua.

El sistema a diseñar consistirá fundamentalmente de un conductor de cobre desnudo calibre mínimo igual a N° **2/0 AWG**, enterrado a una profundidad de 0.5m mínimo del nivel del terreno de la instalación o equipo a proteger, el mismo rodeará el equipo o estructura a ser protegida. Todos estos anillos se conectarán entre sí, formando una malla, para minimizar el voltaje de paso y contacto. A esta malla se le colocarán electrodos de acuerdo con la resistencia eléctrica deseada. Las barras serán de acero recubierto de cobre, con una longitud de **8 pies (2,4m)** y un diámetro de **5/8**

pulgadas (16mm), siendo las medidas mínimas que deben poseer los electrodos, tal como lo indica el CEN en su sección 250.

El tamaño nominal de los conductores de puesta a tierra de equipo, de cobre o aluminio, no debe ser inferior a lo especificado en la Tabla B.13 del Anexo B.

3.1.8 Criterios de Diseño para el Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas

3.1.8.1 Cálculo del Índice de Riesgo

Para determinar donde debe preverse protección contra descargas atmosféricas, es preciso tomar en cuenta un número de factores y su importancia. El punto de partida debe ser la exposición a riesgos a la cual se encuentra determinada área, lo cual puede representar un peligro para la seguridad y a la vida de las personas, esto debe prevalecer por encima de razones económicas. El riesgo es considerado como una guía cuantitativa para determinar la necesidad de prever un sistema de protección contra descargas atmosféricas.

Existen muchas normas en las cuales se establecen criterios que se deben tomar en cuenta a la hora de determinar si es necesario implementar un sistema de protección contra descargas atmosféricas, para el desarrollo de este trabajo fueron consultadas las normas Covenin 599, NFPA 780 y IEEE std 998.

Bajo la premisa de la norma **PDVSA N-201, “Obras eléctricas”**, en la sección 17.8, **“Protección contra Rayos para Estructuras”**, expresa en el ítem 17.8.2 que las estructuras normalmente ocupadas por personal requieren de protección contra rayos; así mismo dice en el ítem 17.8.3 que las estructuras importantes se protegerán según las normas ANSI/NFPA.

Para el cálculo del índice de riesgo de una estructura se usará el modelo del Profesor Miguel Martínez Lozano, basado en la norma NFPA 780.

Siguiendo los parámetros de la NFPA 780 se calculará el número de bajantes que tendrá el sistema de protección atmosférica, así como también el tipo de terminal aéreo a usar.

3.1.8.2 Terminales Aéreas

La altura del terminal aéreo no debe ser menos de 25 cm por encima del objeto a ser protegido si están distanciados a un intervalo máximo de 6 m, y no menos de 0,6 m para intervalos máximos de 7,5 m.

Aquellos terminales que superen los 0,6 m de altura deberán estar soportados con brazos para garantizar su rigidez. Los brazos soportantes no deben quedar por debajo de la mitad de la longitud de la punta del pararrayo.

Las puntas ubicadas en los bordes de los techos (planos o irregulares), deben estar dentro del área descrita por una circunferencia de radio 0,6 m cuyo centro se ubica en el borde del techo (incluyendo las esquinas).

Tabla 3.1 Distancias máximas y conductores utilizados en los distintos tipos de techos.

Sitio o Estructura	Punta Pararrayo		Conductor
	Altura	Espaciamiento	
Bordes de Techos	25 cm	6,0 m	Principal
	60 cm	7,5 m	Principal
Áreas Planas	60 cm	15 m	Principal
Puntas Muertas	60 cm	7,5 m	Secundario
Bordes Irregulares	25 cm	6,0 m	Según el caso
	60 cm	7,5 m	
Chimeneas	Entre 45 y 60 cm	2,4 m	Principal

3.1.8.3 Conductores

Los conductores deben interconectar todos los TERMINALES AEREOS (PUNTAS PARARRAYOS) y deben formar dos caminos desde cada uno de ellos para la conexión con los terminales de tierra.

Los conductores ubicados en techos deben cruzar a lo largo de las ondulaciones o sobre el pliegue de los techos a dos aguas, alrededor de los techos planos, por detrás o por encima de las obstrucciones y a través de los espacios llanos de los techos. Sobre los techos planos o que presenten pendientes suaves, el conductor debe formar un lazo cerrado.

Todas las curvas que formen cualquiera de los conductores del sistema de protección atmosférica tendrán un radio no menor de 20 cm y un ángulo mayor a 90°.

3.1.8.4 Número de bajantes

Como mínimo deben ser dos (2), pero si el perímetro del área a proteger supera los 76 m entonces debe haber un bajante por cada 30 m o fracción equivalente del perímetro.

Cada bajante debe conectarse con un terminal a tierra (barra o conductor de compensación).

3.1.8.5 Conexión a tierra

Las conexiones a tierra deben tratar de obtener el contacto máximo posible entre el metal y el terreno para que permita la disipación de la descarga del rayo, sin causar daños.

Se utilizarán placas de tierra o dispersores de descargas atmosféricas en las esquinas.

3.1.9 Criterios de Diseño para el Sistema de Detección de Incendios

3.1.9.1 Zonas de Detección

La finalidad de dividir los lugares a proteger en zonas de detección es identificar en forma inequívoca el foco del incendio. La superficie de las zonas de detección no debe superar los 1000m². Deben estar situadas en un solo nivel o piso con excepción de los recintos de escalera, que se definirán como zonas independientes.

Como máximo, en cada zona se podrán agrupar 25 detectores automáticos de incendio. En una zona de detección se podrán agrupar varios recintos, si se cumplen las siguientes condiciones:

- ◊ Que los recintos sean contiguos y no mayor de cinco y que la superficie de los mismos no supere los 400m².
- ◊ Que los recintos además de ser contiguos, sus accesos puedan ser apreciados con facilidad.
- ◊ Que la señalización de alarma sea óptica y bien perceptible para identificar correctamente una zona afectada por incendio.

3.1.9.2 Selección del Tipo de Detector de Incendio

Para la selección se debe tener en cuenta la evolución más probable del incendio en su fase inicial, la altura del recinto, las circunstancias ambientales y todas las fuentes posibles de falsas alarmas en las zonas a proteger.

Cuanto más alto sea el recinto o cuanto mayor sea la distancia entre el foco del incendio y el techo, tanto mayor resultará ser la zona con una concentración uniforme de humos. Las zonas del techo con alturas mayores pero de pequeña superficie no se toman en cuenta o se considerarán como una zona independiente.

Se sugiere la siguiente tabla para la elección de los detectores en función de la altura.

Tabla 3.2 Elección de detectores según la altura del recinto

Altura del recinto en metros	Detector de humo	Detector de temperatura fija	Detector de temperatura fija y por gradiente	Detector de llama
Hasta 20	No apto	No apto	No apto	Apto
Hasta 12	Apto	No Apto	No Apto	Apto
Hasta 7.5	Apto	No Apto	Apto	Apto
Hasta 6	Apto	No Apto	Apto	Apto
Hasta 4.5	Apto	Apto	Apto	Apto

3.1.9.3 Pautas Generales para Determinar la Ubicación y Separación entre Detectores

El número y disposición de los detectores es función del tipo de detector, de la geometría del lugar a proteger y del entorno que predomina en el recinto supervisado. La elección del detector se realiza en base a dos premisas básicas:

- ◆ La identificación de un posible incendio en su fase inicial.
- ◆ La de minimizar las falsas alarmas.

Algunos reglamentos de protección contra incendio especifican una distancia de separación entre centros de detectores bajo condiciones ideales de instalación de 9m, considerando cielos lisos y sin obstrucciones ente el área protegida y los detectores.

Teniendo en cuenta que la mayoría de los recintos son rectangulares o cuadrados, colocando un detector en el centro de una habitación, se llegaría en condiciones ideales a cubrir un diámetro de 13m. Se debe considerar además que para que el detector tenga una efectividad del 100%, la altura máxima del cielo raso debe ser de 3 metros. A mayor altura la efectividad se reduce, por lo que la distancia entre detectores debe ser menor.

Otro aspecto importante a considerar es la distancia entre los detectores y las paredes, ésta no debe ser menor a 0.5m.

Cuando se instala un solo detector, en una habitación o recinto, el mismo se debe colocar tan cerca del centro del techo como sea posible, ya que dicho lugar es óptimo para detectar un incendio en cualquier lugar del área cubierta.

Las estaciones manuales de incendio se agruparán de modo tal que se pueda determinar en forma rápida e inequívoca el lugar de procedencia del aviso. Se montarán en forma bien visible a lo largo de las vías de escape tales como salidas, pasillos, escaleras y en los sectores especialmente expuestos a peligro. Deben guardar entre sí una distancia no mayor a 40m.

3.1.10 Criterios para la Selección del Sistema de Energía Ininterrumpible (UPS)

Según la norma **PDVSA 90619.1.055, “Equipo UPS”**, se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- ◆ Cada equipo UPS deberá ser, en general, del tipo no-redundante, diseñado para que la carga sea suministrada normalmente a través del inversor del UPS.
- ◆ Los valores nominales para UPS deben incluir un 20% de capacidad de reserva (como contingencia) dentro de la clasificación de carga continua.
- ◆ Las características nominales de salida de los equipos UPS deberán ser 120V, 2 hilos, monofásico, 60Hz ó 120/208V, 4 hilos, trifásicos, 60Hz.
- ◆ Factor de potencia mínimo a carga nominal. Este parámetro tiene un valor de 0.8 en la hoja de datos.

◊ Salida nominal de potencia aparente: este valor puede calcularse, conservadoramente, por sumatoria de las cargas continuas de potencia aparente (expresadas en kVA). Dicha sumatoria se multiplicará por 1.2 (por contingencia) y el resultado se igualará al múltiplo de 5 superior.

3.1.10.1 Determinación de la Potencia Adecuada de una UPS

1. Elaborar una tabla donde se liste todos los equipos que serán protegidos por el UPS.
2. Leer la placa de características de cada uno de los equipos listados en el paso anterior y trasladar los valores allí indicados, en Volts, Amperes, Vatios y kVA, a las columnas correspondientes de la tabla.
3. Sumar los valores de la columna de Potencia en kVA.
4. Multiplicar el valor resultante del paso anterior por un 20% (1.2) que es la capacidad de reserva. Este cálculo toma en consideración un futuro crecimiento del sistema. Las computadoras modernas están diseñadas para ser expandidas, y éste paso es recomendado para hacerlo posible. Con este cálculo se obtienen los "kVA Requeridos".
5. Seleccionar la UPS apropiada, eligiendo un modelo cuya capacidad en kVA sea al menos tan grande como el valor obtenido en el paso anterior en "kVA Requeridos".
6. En el caso que la carga a conectar incluya elementos como: tubos fluorescentes, motores, refrigeradores, entre otros, se recomienda comunicarse con el Departamento de Ventas de la compañía de UPS para asegurar una correcta elección

de la potencia y modelo de la UPS necesaria para ese uso particular o el uso de lámparas de emergencia.

Con toda esta información se usará la tabla con el siguiente formato:

Tabla 3.3 Cálculo de la potencia requerida

Equipos protegidos	Voltaje (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Potencia (W)	Cantidad	Potencia (kVA)
Subtotal						
Capacidad de reserva (20%)						
kVA Requeridos						
Modelos apropiados (basado en el cálculo):						

Luego de calculada la capacidad en kVA que tendrá el UPS, se escoge un fabricante al cual se le darán las especificaciones del equipo que se desea adquirir.

CAPITULO 4

DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

4.1 Cálculo de los Circuitos de Iluminación Interior

Para el cálculo de la iluminación interior se usó el método de cavidad zonal según lo especifica la norma **PDVSA 90619.1.088**, “Cálculo de Niveles de Iluminación”, y los niveles medios de iluminación requeridos fueron elegidos según el Westinghouse Lighting Handbook, ver tabla en Anexo C.

La norma PDVSA 90619.1.088 sugiere las siguientes guías para evaluar la reflectancia de las paredes, techo y piso:

Blanco o muy cercano al blanco	80%
Gris claro, colores pastel claros	50%
Gris medio, azul, tonos marrón claros	30%
Colores oscuros	10%

De acuerdo con esta guía se usaron las siguientes reflectancias en el proyecto:

Pared	Techo	Piso
50%	80%	30%

El edificio a construir consta de dos pisos y tiene un área de $318,8\text{m}^2$, cuenta con 31 puestos de trabajo en planta baja y 32 puestos en planta alta, el mismo tiene forma en “L” por tal razón fue dividido en varios locales rectangulares para facilitar los cálculos, como se muestra en la figura 4.1, la división fue igual para la planta alta y planta baja del edificio. Las luminarias seleccionadas son Alter Tilelyte embutidas en techo, de 3 lámparas TT5 de 40W cada una; Alter Metalyte, embutidas en techo, de 2 lámparas TT5 de 40W cada una, de la compañía Lightolier o similar; luminaria embutida dirigible, tipo ojo de buey, con 1 bombillo de 40W; luminaria embutida, con dos bombillos de 26W cada uno, reflector con bombillos de 150W, cada una de la compañía Obralux o similar.

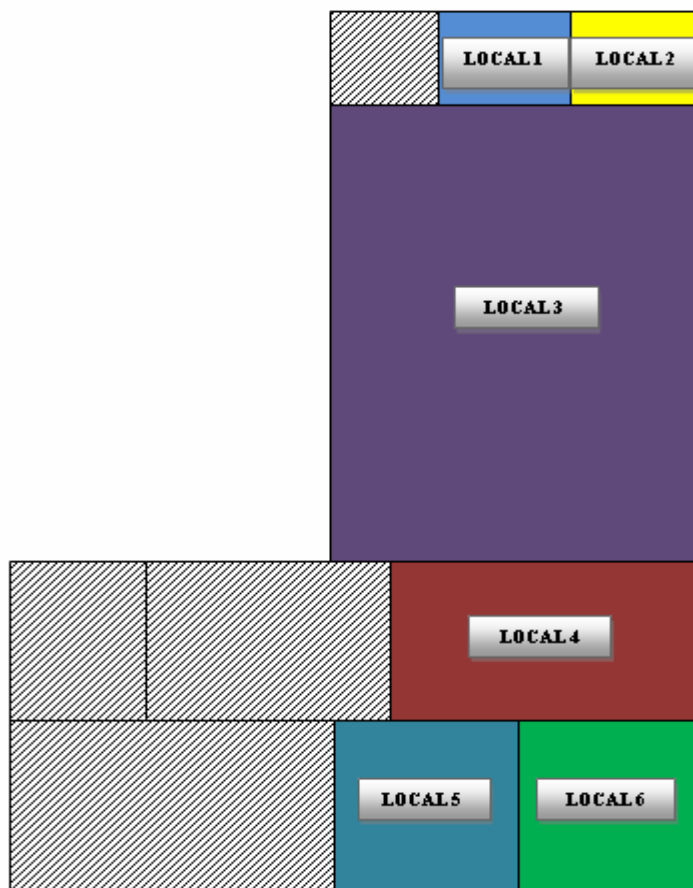


Figura 4.1 División del área del edificio en locales

Se consideraron los siguientes parámetros, representados en la figura 4.2:

Altura de techo a piso: 2.4 m

Altura del plano de trabajo (h_{fc}): 0.8 m

Altura de la luminaria al plano de trabajo (h_{rc}): 1.6 m

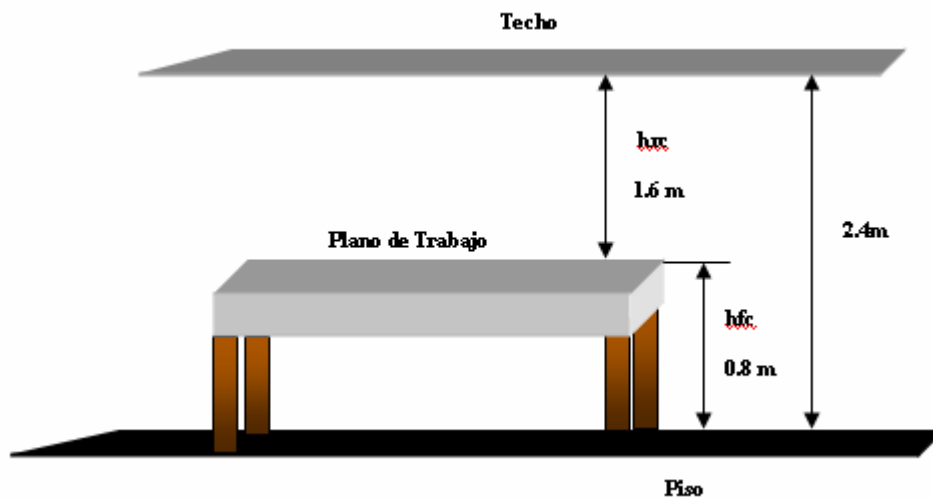


Figura 4.2 Distancias de techo y piso con respecto al plano de trabajo

Local 1:

Largo = 3,8m

Ancho = 2,4 m

Área = 9,12 m²

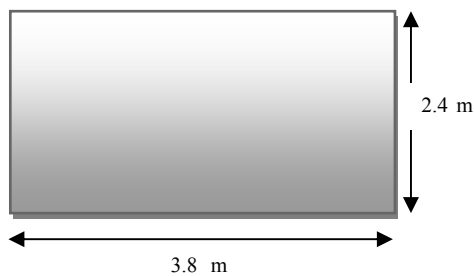


Figura 4.3 Dimensiones del local 1

Rango de cavidad de techo = 0, debido a que las luminarias son embutidas en techo.

Rango de cavidad de cuarto:

$$(RCR) = \frac{5(1.6)(3.8 + 2.4)}{(3.8 \times 2.4)}$$

$$RCR = 5,44$$

Rango de cavidad de piso:

$$(FCR) = \frac{5(0.8)(3.8 + 2.4)}{(3.8 \times 2.4)}$$

$$FCR = 2,7$$

En la tabla 4.1, tomada del manual de iluminación de la empresa Holophane, se muestra el porcentaje de reflectancia efectiva en la cavidad de piso o techo, en esta tabla se ubica el valor de FCR para obtener el porcentaje de reflectancia efectiva del piso:

Reflectancia efectiva de la cavidad de piso = 30%

Tabla 4.1 Porcentaje de reflectancia efectiva en la cavidad de piso o techo para diferentes combinaciones de reflectancia

% Reflectancia de techo o piso	90				80				70			50				30			10		
	90	70	50	30	80	70	50	30	70	50	30	70	50	30	70	50	30	10	50	30	10
FCR																					
0.2	89	88	86	85	78	78	77	76	68	67	66	49	48	47	30	29	29	28	10	10	09
0.4	88	86	84	81	77	76	74	72	67	65	63	48	47	45	30	29	28	26	11	10	09
0.6	87	84	80	77	76	75	71	68	65	63	59	47	45	43	30	28	26	25	11	10	08
0.8	87	82	77	73	75	73	69	65	64	60	56	47	44	40	30	28	25	23	11	10	08
1.0	86	80	75	69	74	72	67	62	62	58	53	46	43	38	30	27	24	22	12	10	08
1.2	85	78	72	66	73	70	64	58	61	57	50	45	41	36	30	27	23	21	12	10	07
1.4	85	77	69	62	72	68	62	55	60	55	47	45	40	35	30	26	22	19	12	10	07
1.6	84	75	67	59	71	67	60	53	59	53	45	44	39	33	29	25	22	18	12	09	07
1.8	83	73	64	56	70	66	58	50	58	51	42	43	38	31	29	25	21	17	13	09	06
2.0	83	72	62	53	69	64	56	48	56	49	40	43	37	30	29	24	20	16	13	09	06
2.2	82	70	59	50	68	63	54	45	55	48	38	42	36	29	29	24	19	15	13	09	06
2.4	82	69	58	48	67	61	52	43	54	46	37	42	35	27	29	24	19	14	13	09	06
2.6	81	67	56	46	66	60	50	41	54	45	35	41	34	26	29	23	18	14	13	09	06
2.8	81	66	54	44	65	59	48	39	53	43	33	41	33	25	29	23	17	13	13	09	05
3.0	80	64	52	42	65	58	47	37	52	42	32	40	32	24	29	22	17	12	13	09	05
3.2	79	63	50	40	65	57	45	35	51	40	31	39	31	23	29	22	16	12	13	09	05
3.4	79	62	48	38	64	56	44	34	50	39	29	39	30	22	29	22	16	11	13	09	05
3.6	78	61	47	36	63	54	43	32	49	38	28	39	29	21	29	21	15	10	13	09	04
3.8	78	60	45	35	62	53	41	31	49	37	27	38	29	21	28	21	15	10	14	09	04
4.0	77	58	44	33	61	53	40	30	48	36	26	38	28	20	28	21	14	09	14	09	04
4.2	77	57	43	32	60	52	39	29	47	35	25	37	28	20	28	20	14	09	14	09	04
4.4	76	56	42	31	60	51	38	28	46	34	24	37	27	19	28	20	14	09	14	08	04
4.6	76	55	40	30	59	50	37	27	45	33	24	36	26	18	28	20	13	08	14	08	04
4.8	75	54	39	28	58	49	36	26	45	32	23	36	26	18	28	20	13	08	14	08	04
5.0	75	53	38	28	58	48	35	25	44	31	22	35	25	17	28	19	13	08	14	08	04

Como el valor de FCR está entre los valores 2.6 y 2.8 se interpola considerando la reflectancia de piso mencionada anteriormente y la reflectancia de pared 50%, de esta manera interpolando en la tabla 4.1 se obtiene $pfc = 23\%$.

Del catálogo de la empresa Lightolier se usa la tabla de coeficiente de utilización de la luminaria seleccionada (ver Anexo C), en este caso todos los locales usan luminarias Alter Tilelyte embutidas en techo, de 3 lámparas TT5 de 40W cada una, luego de ubicar el valor de RCR en la Tabla C.2 interpolando, se obtiene:

Factor multiplicador = 1,0355 \approx 1,036

$$C.U_{\text{final}} = C.U (20\%) \times \text{Multiplicador}$$

$$C.U_{\text{final}} = 0,32 \times 1,036$$

$$C.U_{\text{final}} = 0,33$$

Nivel medio de iluminación requerido: Para oficinas = 1000 lux.

$$N^{\circ} \text{ de luminarias} = \frac{\text{Nivel luminoso} \times \text{área}}{(\text{lamp} \times \text{luminaria})(\text{lumen} \times \text{lamp})(C.U)(F.M)}$$

$$N^{\circ} \text{ de luminarias} = \frac{1000 \text{ lux} \times 9,12 \text{ m}^2}{(3)(3150 \text{ lumenes})(0,33)(0,85)}$$

N° de luminarias = 3

Se procede de igual manera para los demás locales, en la tabla 4.3 se muestran los resultados de los cálculos en todos los locales.

Tabla 4.3 Cálculo del número de luminarias para los diferentes locales

Local	Largo (m)	Ancho (m)	Área (m ²)	CCR	RCR	PCR	Poc (%)	Pfc (%)	Coeficiente de Utilización			N° de Lumin.	N de Lámp.	Nivel de Ilumin. (Lux)
									C.U. fab.	F.M	C.U _f			
1	3,8	2,4	9,12	0	5,4	2,7	80	23	0,32	1,036	0,33	3	3	1000
2	3,8	2,4	9,12	0	5,4	2,7	80	23	0,32	1,036	0,33	3	3	1000
3	12,9	9,6	123,84	0	1,5	0,7	80	28	0,49	1,074	0,53	29	3	1000
4	7,7	4,4	33,88	0	2,8	1,4	80	26	0,47	1,06	0,5	8	3	1000
5	4,75	4,6	21,85	0	3,4	1,7	80	25	0,39	1,049	0,4	7	3	1000
6	4,75	4,6	21,85	0	3,4	1,7	80	25	0,39	1,049	0,4	7	3	1000

*C.U_f: coeficiente de utilización final.

* C.U_{Fab}: coeficiente de utilización del fabricante.

*F.M: factor multiplicador.

4.1.1 Circuitos de Iluminación Planta Baja (CIPB). (Ver planos en Anexo E).

Se tienen 6 circuitos de iluminación distribuidos de la siguiente manera:

$C_{1IPB} = 12$ luminarias de 3 lámparas de 40 W cada una

$C_{2IPB} = 12$ luminarias de 3 lámparas de 40 W cada una

$C_{3IPB} = 12$ luminarias de 3 lámparas de 40 W cada una

$C_{4IPB} = 13$ luminarias $\left\{ \begin{array}{l} 9 \text{ luminarias (con 3 lamp. de 40 W c/u)} \\ 4 \text{ luminarias con 1 bombillo de 40 W c/u} \end{array} \right.$

$C_{5IPB} = 12$ luminarias $\left\{ \begin{array}{l} 4 \text{ luminarias (con 3 lamp. de 40 W c/u)} \\ 8 \text{ luminarias con 1 bombillo de 40 W c/u} \end{array} \right.$

$C_{6IPB} = 14$ luminarias $\left\{ \begin{array}{l} 4 \text{ luminarias (con 3 lamp. de 40 W c/u)} \\ 2 \text{ luminarias (con 2 lamp. de 40 W c/u)} \\ 8 \text{ luminarias con 2 bombillos de 26 W c/u} \end{array} \right.$

De la tabla B.1 del anexo B, “Factores de demanda para cargas de iluminación”, tomada del Código eléctrico Nacional (CEN), se establece:

Total V.A al 100% para las cargas de iluminación

En la tabla 4.4 se muestran los resultados de los cálculos realizados para los diferentes circuitos de iluminación de planta baja:

Tabla 4.4 Circuitos de iluminación de planta baja

Circuitos de Iluminación (Planta Baja)	Voltaje (V)	Factor de Potencia	Potencia (W)	Potencia (VA)	I (A)
C _{1IPB}	120	0.95	1440	1515.8	12.6
C _{2IPB}	120	0.95	1440	1515.8	12.6
C _{3IPB}	120	0.95	1440	1515.8	12.6
C _{4IPB}	120	0.95	1240	1305.3	10.9
C _{5IPB}	120	0.95	800	842.1	7
C _{6IPB}	120	0.95	1056	1111.6	9.3
Total circuitos de iluminación (Todos al 100%)			7416	7806.4	65

4.1.2 Circuitos de Iluminación Planta Alta (CIPA). (Ver planos en Anexo E).

Se tienen 6 circuitos de iluminación distribuidos de la siguiente manera:

C_{1IPA} = 12 luminarias de 3 lámparas de 40 W cada una

C_{2IPA} = 12 luminarias de 3 lámparas de 40 W cada una

C_{3IPA} = 12 luminarias de 3 lámparas de 40 W cada una

C_{4IPA} = 13 luminarias {
 9 luminarias (con 3 lamp. de 40 W c/u)
 4 luminarias con 1 bombillo de 40 W c/u

C_{5IPA} = 12 luminarias {
 4 luminarias (con 3 lamp. de 40 W c/u)
 8 luminarias con 1 bombillo de 40 W c/u.

C_{6IPA} = 14 luminarias {
 4 luminarias (con 3 lamp. de 40 W c/u)
 2 luminarias (con 2 lamp. de 40 W c/u)
 8 luminarias con 2 bombillos de 26 W c/u

4.1.3 Circuitos de Iluminación Exterior

$$C_1' = 8 \text{ luminarias} \left\{ \begin{array}{l} 6 \text{ luminarias (con 2 lamp. de 26 W c/u)} \\ 2 \text{ luminarias (con 2 lamp. 150 W c/u)} \end{array} \right.$$

$C_2' = 5$ luminarias de 2 lámparas de 150 W cada una

En la tabla 4.5 se muestran los resultados de los cálculos realizados para los diferentes circuitos de iluminación de planta alta:

Tabla 4.5 Circuitos de iluminación de planta alta

Circuitos de Iluminación (Planta Alta)	Voltaje (V)	Factor de Potencia	Potencia (W)	Potencia (VA)	I (A)
C ₁ IPA	120	0.95	1440	1515.8	12.6
C ₂ IPA	120	0.95	1440	1515.8	12.6
C ₃ IPA	120	0.95	1440	1515.8	12.6
C ₄ IPA	120	0.95	1240	1305.3	10.9
C ₅ IPA	120	0.95	800	842.1	7
C ₆ IPA	120	0.95	1056	1111.6	9.3
C ₁ ' (Ilum. Exterior)	120	0.95	912	960.0	8.0
C ₂ ' (Ilum. Exterior)	120	0.95	1500	1578.9	13.2
Total circuitos de iluminación (Todos al 100%)			9828	10345.3	86.2

4.2 Cálculo de Circuitos de Tomacorrientes. (Ver planos en Anexo E).

4.2.1 Circuitos de Tomacorrientes Planta Baja (CTCPB) y Planta Alta (CTCPA)

Se tienen un total de 14 circuitos de tomacorrientes de 1800 W cada uno, que se obtuvieron luego de las distribución de los puntos en los planos respectivos. (Ver Anexo E).

$$14 \times 1800W = 25200W$$

$$P = V \times I \times \cos \phi$$

$$\cos \phi = f.p = 0.9$$

$$S = \frac{P}{f.p} = \frac{25200}{0.9} \Rightarrow S = 28000V.A$$

Aplicando el criterio de diseño del CEN, Factores de demanda para cargas de tomacorriente en unidades no residenciales, se tiene:

Los primeros 10000V.A o menos al 100% y el resto al 50%

$$10000V.A \quad 100\% = 10000V.A$$

$$18000V.A \quad 50\% = 18000V.A \times 0.5 = 9000 V.A$$

$$\text{Total} = 19000V.A$$

Los circuitos de tomacorrientes son de igual número en planta baja y alta, además de tener la misma ubicación, por ser iguales dichas plantas del edificio, poseen el mismo valor de corriente ya que tienen una potencia de 1800W cada uno.

En la tabla 4.6 se muestran los resultados de los cálculos realizados para los diferentes circuitos de tomacorrientes de planta baja y alta.

Tabla 4.6 Circuitos de tomacorrientes planta baja y alta

Circuitos de Tomacorrientes (Planta Baja)	Voltaje (V)	Factor de Potencia	Potencia (W)	Potencia (VA)	I (A)
C _{1TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
C _{2TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
C _{3TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
C _{4TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
C _{5TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
C _{6TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
C _{7TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
C _{8TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
C _{9TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
C _{10TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
C _{11TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
C _{12TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
C _{13TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
C _{14TC}	120	0.9	1800	2000	16.7
			25200	28000	
			Los primeros 10kVA al 100%	10000	
			Resto al 50%	9000	
			Total V.A:	19000	

4.3 Cálculo del Calibre de Conductores

Para el cálculo del calibre del conductor de todos los circuitos se tomará en cuenta la carga más crítica, es decir, aquella de mayor longitud, de esta manera se asegura que el calibre seleccionado para el conductor cumpla para las demás cargas. La temperatura ambiente será de 40 °C, el conductor de cobre con aislamiento THW y temperatura de operación de 75 °C, la tubería será de PVC, No Metálica (NM).

4.3.1 Circuitos de Iluminación Planta Baja

Carga más crítica: $C_{1IPB} = 1440W$;

Voltaje = 120v

f.p = 0.95

$I = 12.6A$ (De la Tabla 4.4)

Temperatura ambiente = 40 °C

De la Tabla B.3 del Anexo B, se obtiene el factor de corrección para temperaturas diferentes a 30 °C, que se aplicará a la corriente de diseño sólo para el cálculo del conductor:

$$\text{Aplicando factor de corrección por temperatura (0.88)} \rightarrow I = \frac{12.6 A}{0.88}$$

Corriente corregida: $I_C = 14.4 A$

4.3.1.1 Selección por Capacidad de Corriente

Con $I_C = 14.4 A$

Según Tabla B.3 del Anexo B, tomada del CEN, el calibre del conductor seleccionado por capacidad de corriente es el **#14 AWG** de cobre, aislamiento THW con temperatura de operación de 75 °C. Sin embargo las Normas PDVSA especifican que para circuitos ramales el calibre mínimo a usar será el **#12AWG** de cobre, por lo tanto se selecciona éste último.

4.3.1.2 Selección por Caída de Tensión

Según norma PDVSA 90619.1.082, “Calibre de los Conductores para Potencia e Iluminación”, la caída de tensión para circuitos ramales de iluminación será de 3% y para los alimentadores de 2%.

Se escoge el circuito con la longitud mayor al tablero:

$$C_{IIPB} = 1440 \text{ W}$$

Longitud: 19 m

$$I_C = 14.4 \text{ A}$$

$$\Delta v = 3\%$$

$$kVA_C = 14.4 \text{ A} \times 120 \text{ V} = 1.73 \text{ kVA}$$

$$CD = kVA_C \times L = 1.73 \text{ kVA} \times 19 \text{ m} = 32.8 \text{ kVA} \cdot \text{m}$$

Se aplica el factor de corrección para caídas de tensiones diferentes al 2%

$$\Delta v = \frac{\Delta v_{nuevo}}{2} = \frac{3}{2} = 1.5$$

$$CD = \frac{kVA \cdot m}{\Delta v_{nuevo}} = \frac{32.8 \text{ kVA} \cdot \text{m}}{1.5} = 21.8 \text{ kVA} \cdot \text{m}$$

Se ubica este valor en la Tabla B.6 del Anexo B para ductos no magnéticos con el correspondiente valor de factor de potencia, en este caso, 0.95 para circuitos ramales de iluminación. Se observa que corresponde el conductor #14 AWG, sin embargo se selecciona el #12AWG por exigencia de normas como se mencionó anteriormente.

Se escoge el calibre de mayor sección entre los dos criterios, en este caso son iguales, por lo tanto la selección definitiva del calibre del conductor es el #12 AWG, de cobre, aislamiento THW, con temperatura de operación de 75 °C.

Se aplica este procedimiento de igual manera a los circuitos de iluminación planta alta, circuitos de tomacorrientes planta baja y alta, seleccionando siempre el circuito de mayor longitud. A continuación se muestran tabulados los datos y resultados del calibre del conductor para todos los circuitos.

Tabla 4.7 Corriente corregida por temperatura de los circuitos de iluminación planta baja

Circuitos de Iluminación (Planta Baja)	I (A)	I _c (A)
C _{1IPB}	12.6	14.4
C _{2IPB}	12.6	14.4
C _{3IPB}	12.6	14.4
C _{4IPB}	10.9	12.4
C _{5IPB}	7	8
C _{6IPB}	9.3	10.6

Tabla 4.8 Corriente corregida por temperatura de los circuitos de iluminación planta alta

Circuitos de Iluminación (Planta Alta)	I (A)	I _c (A)
C _{1IPA}	12.6	14.4
C _{2IPA}	12.6	14.4
C _{3IPA}	12.6	14.4
C _{4IPA}	10.9	12.4
C _{5IPA}	7	8
C _{6IPA}	9.3	10.6
C _{1'} (Ilum. Exterior)	8.0	9.1
C _{2'} (Ilum. Exterior)	13.2	15.0

Tabla 4.9 Corriente corregida por temperatura de los circuitos de tomacorrientes

Circuitos de Tomacorrientes	I (A)	I _c (A)
C _{ITC} - C _{I4TC}	16.7	18.9

Tabla 4.10 Capacidad de distribución de los circuitos de planta baja

Circuitos Iluminación	Longitud (m)	I (A)	Potencia (kVA)	Δv (%)	fp	Voltaje (V)	C.D (kVA)
C _{IIPB}	19	14.4	1.73	3	0.95	120	21.8
Circuitos Tomacorrientes	Longitud (m)	I (A)	Potencia (kVA)	Δv (%)	fp	Voltaje (V)	C.D (kVA)
C _{ITCPB}	19	18.9	2.27	3	0.9	120	28.78

Tabla 4.11 Capacidad de distribución de los circuitos de planta alta

Circuitos Iluminación	Longitud (m)	I (A)	Potencia (kVA)	Δv (%)	fp	Voltaje (V)	C.D (kVA)
C _{2'}	10	15	1.8	3	0.95	120	12
Circuitos Tomacorrientes	Longitud (m)	I (A)	Potencia (kVA)	Δv (%)	fp	Voltaje (V)	C.D (kVA)
C _{ITCPA}	19	18.9	2.27	3	0.9	120	28.78

Tabla 4.12 Calibre de conductores de los circuitos de planta alta y baja

Circuitos Iluminación	Calibre Conductor # (AWG/Kemil)		Calibre de conductor seleccionado # (AWG/Kemil)
	Caída de tensión	Capacidad de corriente	
C _I	12	12	12
Circuitos Tomacorrientes	Calibre Conductor # (AWG/Kemil)		Calibre de conductor seleccionado # (AWG/Kemil)
	Caída de tensión	Capacidad de corriente	
C _{TC}	12	12	12

Antes de definir el conductor de los tableros, se hará un balance de fases a la entrada de los mismos, tomando en cuenta la carga conectada.

Tabla 4.13 Balance de fases para tablero de iluminación planta baja (TIPB)

Descripción Circuito	Carga en Ampere (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C
C _{1IPB}	12.6		
C _{5IPB}	7		
C _{2IPB}		12.6	
C _{4IPB}		10.9	
C _{3IPB}			12.6
C _{6IPB}			9.3
Reserva			
Reserva			
	19.6	23.5	21.9

$$Promedio = \frac{(19.6 + 23.5 + 21.9)A}{3} = 21.7A$$

Tabla 4.14 Porcentaje de diferencia respecto al promedio por fase

Fase	A	B	C
%	9.7	8.3	0.9

Tabla 4.15 Balance de fases para tablero de iluminación planta alta (TIPA)

Descripción Circuito	Carga en Ampere (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C
C _{4IPB}	10.9		
C _{5IPB}	7		
C _{1IPB}		12.6	
C _{2IPB}		12.6	
C _{3IPB}			12.6
C _{2'}			13.2
C _{1'}	8		
C _{6IPB}	9.3		
Reserva			
Reserva			
	35.2	25.2	25.8

$$Promedio = \frac{(35.2 + 25.2 + 25.8)A}{3} = 28.7A$$

Tabla 4.16 Porcentaje de diferencia respecto al promedio por fase

Fase	A	B	C
%	22.6	12.2	10.1

Tabla 4.17 Balance de fases para tablero de tomacorrientes planta baja y alta
(TTCPB y TTCPA)

Descripción Circuito	Carga en Ampere (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C
C _{1TC}	16.7		
C _{2TC}	16.7		
C _{3TC}		16.7	
C _{4TC}		16.7	
C _{5TC}			16.7
C _{6TC}			16.7
C _{7TC}	16.7		
C _{8TC}	16.7		
C _{9TC}		16.7	
C _{10TC}		16.7	
C _{11TC}			16.7
C _{12TC}			16.7
C _{13TC}	16.7		
C _{14TC}		16.7	
Reserva			
Reserva			
	83.5	83.5	66.8

$$Promedio = \frac{(83.5 + 83.5 + 66.8)A}{3} = 77.9A$$

Tabla 4.18 Porcentaje de diferencia respecto al promedio por fase

Fase	A	B	C
%	7.1	7.1	14.3

4.3.2 Conductores para Tableros

En los tableros de iluminación se usa la corriente promedio por fase obtenida de las tablas 4.13 y 4.15:

$$TIPB = 21.7A$$

$$TIPA = 28.7A$$

En los tableros de tomacorrientes se calcula la corriente por fase con los datos obtenidos de la tabla 4.6, debido al factor de demanda aplicado a estos circuitos:

$$P_{Total} = 19000V.A$$

$$I_{fase} = \frac{19000V.A}{\sqrt{3} \times 208V} \rightarrow I_{fase} = 52.78A$$

A todos estos valores de corriente se le aplica un 20% de reserva, en la tabla 4.19 se observa la corriente de reserva por fase para cada tablero.

Tabla 4.19 Corriente de reserva por fase de los tableros

Tablero	I_{FASE} (A)	$I_{RESV/fase}$ (A)
TIPB	21.7	26.04
TIPA	28.7	34.4
TTCPB	52.78	63.34
TTCPA	52.78	63.34

Tabla 4.20 Datos de los tableros

Tableros	Longitud (m)	$I_{RESV/fase}$ (A)	Potencia/fase (kVA)	ΔV (%)	f_p	Voltaie (V)
TIPB	18.25	26.04	3.1	2	0.9	208
TIPA	20.25	34.4	4.1	2	0.9	208
TTCPB	18.25	63.34	7.6	2	0.9	208
TTCPA	20.25	63.34	7.6	2	0.9	208

Tabla 4.21 Capacidad de distribución de los tableros

Tablero	C.D (kVA.m)
TIPB	56.58
TIPA	83.03
TTCPB	138.7
TTCPA	153.9

Tabla 4.22 Selección del calibre del conductor de los tableros

Tablero	Calibre Conductor # (AWG/Kemil)		Calibre de conductor seleccionado # (AWG/Kemil)
	Caída de tensión	Capacidad de corriente	
TIPB	14	10	10
TIPA	14	10	10
TTCPB	12	6	6
TTCPA	10	6	6

En el anexo D se presenta el diagrama unifilar del sistema así como también los diagramas trifilares de los tableros: TIPB, TIPA, TTCPB, TTCPA, TP y TA/A.

4.3.3 Conductores para Aires Acondicionados (A/A)

4.3.3.1 A/A de 3 Toneladas

4.3.3.1.1 Selección por Capacidad de Corriente

Voltaje = 208v

f.p = 0.86

$I_{Nominal} = 41.7A$ (Dato del fabricante)

Aplicando factor de corrección por temperatura (0.88) $\rightarrow I_C = \frac{41.7 A}{0.88}$

$I_C = 47.39A$

La corriente requerida se calculará incrementando en un 125% la corriente nominal del alimentador.

$I_{125\%} = I_C \times 125\%$

$I_{125\%} = 47.39A \times 1.25$

$I_{125\%} = 59.24A = I_{fase}$

La corriente por fase es:

$$I_{fase} = 59.24A$$

Ubicando este valor en la Tabla B.3 del Anexo B, tomada del CEN, el calibre del conductor seleccionado por capacidad de corriente es el **#6 AWG** de cobre, aislamiento THW con temperatura de operación de 75 °C.

4.3.3.1.2 Selección por Caída de Tensión

Longitud: 20m

$$I_{fase} = 59.24A$$

Voltaje = 208v

f.p = 0.86

$$\Delta v = 2\%$$

$$kVA = 59.24A \times \sqrt{3} \times 208 = 21.3kVA$$

$$kVA_{fase} = \frac{21.3kVA}{3} = 7.1kVA$$

$$CD = kVA \times L = 7.1 kVA \times 20m = 142kVA \cdot m$$

$$CD = 142 kVA \cdot m$$

Se ubica este valor en la Tabla B.6 del Anexo B, para ductos no magnéticos con el correspondiente valor de factor de potencia, se observa que el calibre del conductor es **#12 AWG**.

La selección definitiva para el calibre del conductor es el **#6 AWG**, de cobre, aislamiento THW, con temperatura de operación de 75 °C.

4.3.3.2 A/A de 15 Toneladas

$$I_N = 18.2A \text{ (Dato del fabricante)}$$

$$I_C = \frac{18.2}{0.88} A$$

$$I_C = 20.68A$$

$$I_{125\%} = 20.68A \times 1.25$$

$$I_{125\%} = 25.85A = I_{fase}$$

La corriente por fase será:

$$I_{fase} = 25.85A$$

Longitud: 6m

Voltaje = 208v

f.p = 0.86

$$\Delta v = 2\%$$

$$kVA = 25.85A \times \sqrt{3} \times 208 = 9.3kVA$$

$$kVA_{fase} = \frac{9.3kVA}{3} = 3.1kVA$$

$$CD = 18.6 kVA \cdot m$$

4.3.3.3 A/A de 20 Toneladas

$$I_N = 22.6A \text{ (Dato del fabricante)}$$

$$I_C = 25.7A$$

$$I_{125\%} = 32.1 A = I_{fase}$$

$$I_{fase} = 32.1A$$

Longitud: 5m

Voltaje = 208v

$$\Delta v = 2\%$$

$$kVA = 11.6kVA$$

$$kVA_{fase} = \frac{11.6kVA}{3} = 3.9kVA$$

$$CD = 19.5 kVA \cdot m$$

En la tabla 4.23 se muestran los resultados por capacidad de corriente y caída de tensión así como también la selección definitiva del calibre del conductor.

Tabla 4.23 Calibre de conductores de los circuitos de A/A

A/A	Calibre Conductor # (AWG/Kemil)		Calibre de conductor seleccionado # (AWG/Kemil)
	Caída de tensión	Capacidad de corriente	
3 Tons	12	6	6
15 Tons	14	10	10
20 Tons	14	10	10

Tabla 4.24 Corriente total de los Circuitos de A/A

A/A	I_N (A)	I_e (A)	$I_e \times 125\%$ (A)	I_{FASE} (A)
A/A 3 Tons	41.7	47.39	59.24	59.24
A/A 15 Tons	18.2	20.68	25.85	25.85
A/A 20 Tons	22.6	25.7	32.1	32.1
				117.19

4.4 Estudio de Cargas

4.4.1 Tablero Principal

Carga de iluminación planta baja = 26.04A por fase (Tabla 4.25).

Carga de iluminación planta alta = 34.4A por fase (Tabla 4.25).

Carga de tomacorrientes planta baja y alta = 63.34A por fase (Tabla 4.25).

Tabla 4.25 Balance de fases para el tablero principal

Descripción Circuito	Carga en Ampere (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C
TIPB	26.04		
		26.04	
			26.04
TIPA	34.4		
		34.4	
			34.4
TTCPB	63.34		
		63.34	
			63.34
TTCPA	63.34		
		63.34	
			63.34
	187.12	187.12	187.12

$$Promedio = \frac{(187.12 + 187.12 + 187.12)A}{3} = 187.12A$$

Tabla 4.26 Porcentaje de diferencia respecto al promedio por fase

Fase	A	B	C
%	0	0	0

Tabla 4.27 Estudio de cargas del tablero principal

Carga	Carga total en A	
	Fases	Neutro
Iluminación Planta Baja	26.04	26.04
Iluminación Planta Alta	34.4	34.4
Tomacorrientes Planta Baja	63.34	63.34
Tomacorrientes Planta Alta	63.34	63.34
	187.12	187.12

4.4.1.1 Calibre del Condu. $I_{fase} = 187.12A$ $I_{neutro} = 187.12A$

Tabla 4.28 Datos del tablero principal

Tablero	Longitud (m)	I_{FASE} (A)	Potencia (kVA)	Δv (%)	f_p	Voltaje (V)	C.D (kVA.m)
TP	17	187.12	67.36	2	0.9	208	1145.12

4.4.1.1.1 Selección por Capacidad de Corriente

$$I_{fase} = 187.12A = I_{neutro}$$

Ubicando este valor en la Tabla B.3 del Anexo B, se observa que corresponde el conductor #3/0 AWG de cobre, aislamiento THW con temperatura de operación de 75 °C.

4.4.1.1.2 Selección por Caída de Tensión

$$kVA_{fase} = \frac{67.36kVA}{3} = 22.45kVA$$

$$CD = 381.65 \text{ kVA} \cdot m$$

Se ubica este valor en la Tabla B.6 del Anexo B, para ductos no magnéticos con el correspondiente valor de factor de potencia, se observa que el calibre del conductor es **#2 AWG**.

Tabla 4.29 Calibre de conductor del tablero principal

Tablero	Calibre Conductor # (AWG/Kemil)		Calibre de conductor seleccionado # (AWG/Kemil)
	Caída de tensión	Capacidad de corriente	
TP	2	3/0	3/0

4.4.2 Tablero de Aires Acondicionados

Carga de A/A 3 Tons = 59.24A por fase (Tabla 4.30)

Carga de A/A 15 Tons = 25.85A por fase (Tabla 4.30)

Carga de A/A 20 Tons = 32.1A por fase (Tabla 4.30)

Tabla 4.30 Balance de fases para el tablero de aires acondicionados

Descripción Circuito	Carga en Ampere (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C
A/A 3 Tons	59.24		
		59.24	
			59.24
A/A 15 Tons	25.85		
		25.85	
			25.85
A/A 20 Tons	32.1		
		32.1	
			32.1
	117.19	117.19	117.19

$$Promedio = \frac{(117.19 + 117.19 + 117.19)A}{3} = 117.19A$$

Tabla 4.31 Porcentaje de diferencia respecto al promedio por fase

Fase	A	B	C
%	0	0	0

$$I_{fase} = I_{\frac{A}{AMayor}} [A] \times 1.25 + I_{\frac{A}{A1}} [A] + I_{\frac{A}{A2}} [A]$$

$$I_{fase} = I_{\frac{A}{A3Tons}} [A] \times 1.25 + I_{\frac{A}{A15Tons}} [A] + I_{\frac{A}{A20Tons}} [A]$$

$$I_{fase} = 59.24A \times 1.25 + 25.85A + 32.1A = 132A$$

Tabla 4.32 Datos del tablero de A/A

Tablero	Longitud (m)	I _{FASE} (A)	Potencia (kVA)	Δv (%)	fp	Voltaje (V)	C.D (kVA.m)
TA/A	15	132	47.52	2	0.8	208	237.6

4.4.2.1 Calibre del Conductor de la Acometida, Tablero A/A

4.4.2.1.1 Selección por Capacidad de Corriente

$$I_{fase} = 132A$$

Ubicando este valor en la Tabla B.3 del Anexo B, se observa que corresponde el conductor **#1/0 AWG** de cobre, aislamiento THW con temperatura de operación de 75 °C.

4.4.2.1.2 Selección por Caída de Tensión

$$kVA_{fase} = \frac{47.52kVA}{3} = 15.84kVA$$

$$CD = 237.6 kVA \cdot m$$

Se ubica este valor en la Tabla B.6 del Anexo B, para ductos no magnéticos con el correspondiente valor de factor de potencia, se observa que el calibre del conductor es **#4 AWG**.

Se selecciona el conductor indicado por la condición de capacidad de corriente, el **#1/0 AWG** de cobre, aislamiento THW con temperatura de operación de 75 °C.

Tabla 4.33 Calibre de conductor del tablero de aires acondicionados

Tablero	Calibre Conductor # (AWG/Kemil)		Calibre de conductor seleccionado # (AWG/Kemil)
	Caída de tensión	Capacidad de corriente	
TA/A	4	1/0	1/0

4.5 Capacidad del Transformador

Demanda total del tablero principal 67.36kVA

Demanda total del tablero de A/A 47.52kVA

$$P = 114.88 \text{ kVA}$$

Tomando en cuenta un factor de holgura del 20%, la capacidad del transformador sería: **137.9 kVA**.

Se requiere un transformador de 150kVA.

4.6 Protección del Lado de Alta Tensión

$$I_{PAT} = \frac{137900VA}{\sqrt{3} \times 13800V}$$

$$I_{PAT} = 5.8A$$

Tomando en cuenta un factor de holgura de 150% se tiene:

$$I_{PAT} = 8.7A$$

La protección seleccionada es **3 x 10A**.

4.7 Conductor de Alta Tensión

V= 13.8kV

Conexión Δ - Y

$$I_{fase} = 319.11A$$

Para obtener el valor de la corriente en el lado de alta tensión, se procede de la siguiente manera:

$$n = \frac{13800V}{208V} = 66.35$$

$$I_1 = \frac{I_2}{n} = \frac{319.11A}{66.35} = 4.8A$$

Donde:

n = relación de transformación del transformador

I_1 = corriente del primario del transformador [A]

I_2 = corriente del secundario del transformador [A]

$$I_1 = 4.8A$$

4.7.1 Selección por Capacidad de Corriente

Se ubica el valor anterior en la Tabla B.5 del Anexo B y se observa que corresponde el conductor #6 AWG de cobre, aislamiento Tipo MV con temperatura de operación de 90 °C. Sin embargo, la tabla está en función de una temperatura ambiente de 20 °C y la temperatura ambiente usada es de 40 °C, por tal motivo se corrige la temperatura y se vuelve a calcular la corriente para obtener el calibre del conductor adecuado.

$$I_2 = I_1 \sqrt{\frac{T_C - TA_2}{T_C - TA_1}}$$

Donde:

I_1 = ampacidad de tablas de TA_1 [A].

I_2 = ampacidad de TA_2 deseada [A].

T_C = temperatura del conductor en grados Celsius (°C).

TA_1 = temperatura ambiente de las tablas en grados Celsius ($^{\circ}C$).

TA_2 = temperatura ambiente deseada en grados Celsius ($^{\circ}C$).

$$I_2 = 90A \sqrt{\frac{90(C - 40(C))}{90(C - 20(C))}} = 76.06A$$

Por capacidad de corriente corresponde el calibre del conductor **#6 AWG** de cobre, aislamiento Tipo MV con temperatura de operación de $90^{\circ}C$.

4.7.2 Selección por Caída de Tensión

Para la caída de tensión en este tramo la longitud se puede considerar despreciable, debido a que es muy corta, por lo tanto el calibre del conductor se regirá por la condición de capacidad de corriente.

El calibre del conductor seleccionado es el **#6 AWG** de cobre, aislamiento Tipo MV con temperatura de operación de $90^{\circ}C$.

4.8 Protección en el Lado de Baja Tensión

4.8.1 Cálculo de la Corriente de Cortocircuito, Tablero Principal

$$kVA_B = kVA_T = 150 \text{ kVA}$$

$$I_B = \frac{150kVA}{\sqrt{3} \times 0.208kV} = 416.7A$$

$$Z_{BASE} = \frac{(0.208kV)^2}{150kVA} \times 10^9 = 0.288\Omega$$

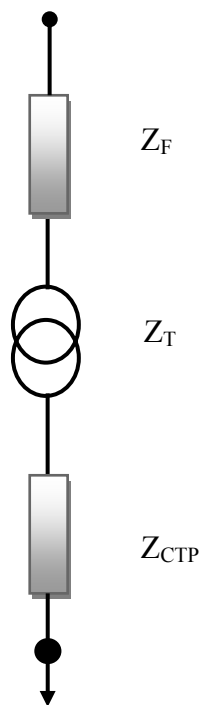


Figura 4.4 Diagrama unifilar del alimentador del tablero principal

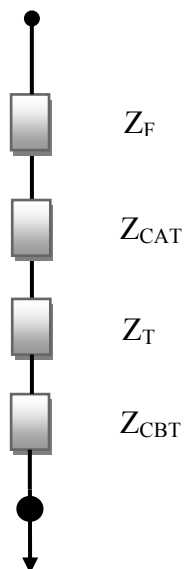


Figura 4.5 Diagrama de impedancias del alimentador del tablero principal

4.8.1.1 Impedancia de Falla (Z_f)

$$Z_f = \frac{150kVA}{500000kVA} = j0.0003 p.u$$

4.8.1.2 Impedancia del conductor de alta tensión (Z_{CAT})

Conductor: #6 AWG

Longitud: 5m

$R = 0.510 \Omega/1000ft$

$X = 0.0796 \Omega/1000ft$

$$Z_{CAT} = \left(\frac{0.510 + j0.0548}{0.288\Omega} \right) \frac{\Omega}{1000ft} \times \frac{1ft}{0.3048m} \times 5m$$

$$Z_{CAT} = (0.0287 + j0.00447)p.u$$

4.8.1.3 Impedancia del transformador (Z_T)

$Z_T = 4.5\%$

$$Z_T = \frac{4.5\%}{100} = j0.045p.u$$

4.8.1.4 Impedancia del conductor de baja tensión (Z_{CBT})

Conductor: # 3/0 AWG

Longitud: 17m

$R = 0.0766 \Omega/1000ft$

$X = 0.0415 \Omega/1000ft$

$$Z_{CBT} = \left(\frac{0.0766 + j0.0415}{0.288} \right) \frac{\Omega}{1000ft} \times \frac{1ft}{0.3048m} \times 17m$$

$$Z_{CBT} = (0.015 + j0.008)p.u$$

$$Z_{total} = Z_f + Z_{CAT} + Z_T + Z_{CBT}$$

$$Z_{total} = (j0.0003 + 0.0287 + j0.00447 + j0.045 + 0.015 + j0.008)p.u$$

$$Z_{total} = 0.0724 \angle 52.9^\circ p.u$$

$$I_{asimétrica} = \frac{0.4167kA}{0.0724} = 5.75kA$$

Para la protección del tablero principal en el lado de baja tensión se necesita un breaker de 6 kA.

4.8.2 Cálculo de la Corriente de Cortocircuito, Tablero A/A

$$kVA_B = kVA_T = 150 kVA$$

$$I_B = \frac{150kVA}{\sqrt{3} \times 0.208kV} = 416.7A$$

$$Z_{BASE} = \frac{(0.208kV)^2}{150kVA} \times 10^3 = 0.288\Omega$$

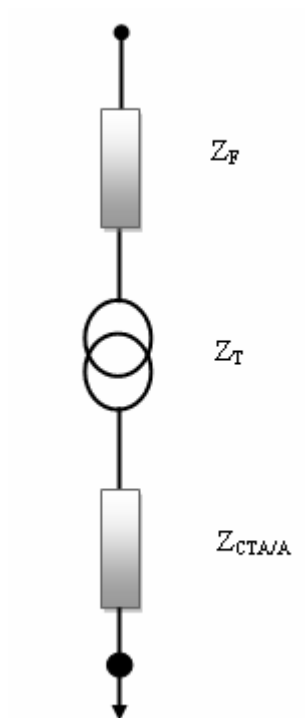


Figura 4.6 Diagrama unifilar del alimentador del tablero de A/A.

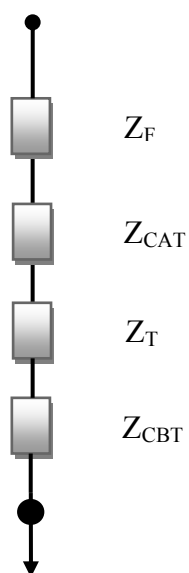


Figura 4.7 Diagrama de impedancias del alimentador del tablero de A/A.

4.8.2.1 Impedancia de Falla (Z_f)

$$Z_f = \frac{150kVA}{500000kVA} = j0.0003 \text{ p.u}$$

4.8.2.2 Impedancia del conductor de alta tensión (Z_{CAT})

Conductor: #6 AWG

Longitud: 5m

$$R = 0.510 \Omega/1000ft$$

$$X = 0.0796 \Omega/1000ft$$

$$Z_{CAT} = (0.0287 + j0.00447)p.u$$

4.8.2.3 Impedancia del transformador (Z_T)

$$Z_T = 4.5\%$$

$$Z_T = \frac{4.5\%}{100} = j0.045p.u$$

4.8.2.4 Impedancia del conductor de baja tensión (Z_{CBT})

Conductor: #1/0 AWG

Longitud: 15m

$$R = 0.127 \Omega/1000ft$$

$$X = 0.0432 \Omega/1000ft$$

$$Z_{CBT} = (0.0215 + j0.0073)p.u$$

$$Z_{total} = (j0.0003 + 0.0287 + j0.00447 + j0.045 + 0.0215 + j0.0073)p.u$$

$$Z_{total} = 0.076 \angle 48.66^\circ p.u$$

$$I_{cortocircuito} = \frac{0.4167kA}{0.076} = 5.48kA$$

Para la protección del tablero de A/A en el lado de baja tensión se necesita un breaker de 6 kA.

De igual manera se procede para el cálculo de la corriente de cortocircuito de los tableros de iluminación y tomacorrientes. A continuación se muestran los resultados tabulados.

Tabla 4.34 Cálculo de cortocircuito para tableros de iluminación y tomacorrientes

Tablero	I _{cc} (kA)	Breaker (kA)
TIPB	1.49	5
TIPA	1.35	5
TTCPB	2.45	5
TTCPA	2.45	5

4.9 Selección de Protecciones

4.9.1 Circuitos de Iluminación Planta Baja

Circuitos C_{1IPB} - C_{3IPB}

Conductor: #12 AWG, capacidad de corriente permisible del conductor $I_c = 25A$
(De la Tabla B.3, Anexo B).

Corriente de diseño $I_d = 12.6A$ (De la Tabla 4.8)

De la ecuación 3.9 se tiene:

$$I_p = \frac{(12.6 + 25)A}{2} \Rightarrow I_p = 18.8A$$

Capacidad normalizada: 20 A

En la tabla 4.35 y 4.36 se muestran las protecciones para los diferentes circuitos del sistema y de los tableros respectivamente.

Tabla 4.35 Selección de protecciones para todos los circuitos

Circuitos	Calibre del Conductor	I_c (A)	I_d (A)	I_p (A)	Protección Seleccionada (A)
C _{1IPB}	#12 AWG	25	12.6	18.8	20
C _{2IPB}					
C _{3IPB}					
C _{4IPB}	#12 AWG	25	10.9	17.95	20
C _{5IPB}	#12 AWG	25	7	16	20
C _{6IPB}	#12 AWG	25	9.3	17.15	20
C _{1IPA}	#12 AWG	25	12.6	18.8	20
C _{2IPA}					
C _{3IPA}					
C _{4IPA}	#12 AWG	25	10.9	17.95	20
C _{5IPA}	#12 AWG	25	7	16	20
C _{6IPA}	#12 AWG	25	9.3	17.15	20
C _{1'}	#12 AWG	25	8	16.5	20
C _{2'}	#12 AWG	25	13.2	19.1	20
C _{TC}	#12 AWG	25	16.7	20.85	20

4.9.2 Protección para los aires acondicionados

En el caso de selección de medios de desconexión para aquellos circuitos alimentadores de motores, el CEN, en la **sección 430-110**, establece que, para tensiones menores de 600V, dichos equipos tendrán una capacidad de corriente mínima del 115% de la corriente nominal del motor a plena carga. En la tabla 4.36 se muestran las protecciones que tendrán los aires acondicionados del edificio.

Tabla 4.36 Protecciones para los aires acondicionados

Circuitos	Calibre del Conductor	I_N (A)	I_p (A)	Protección Seleccionada (A)
A/A 3 Tons	#6 AWG	41.7	47.95	50
A/A 15 Tons	#10 AWG	18.2	20.93	25
A/A 20 Tons	#10 AWG	22.6	25.99	25

Tabla 4.37 Selección de protecciones para todos los tableros

Circuitos	Calibre del Conductor	I_c (A)	I_D (A)	I_p (A)	Protección Seleccionada (A)
TIPB	# 10AWG	35	26.04	30.5	35
TIPA	# 10AWG	50	34.4	42.2	45
TTCPB	# 6AWG	115	52.78	83.9	110
TTCPA	# 6AWG	115	52.78	83.9	110

4.10 Dimensionamiento de Canalizaciones Eléctricas

$$A_c = \frac{\pi \times D^2}{4}$$

$$A_d = \frac{A_a}{0.4}$$

$$A_a = N_c \times A_c$$

$$\% \text{ ocupación} = \frac{A_{\text{conductores}}}{A_{\text{conduit}}} \times 100$$

Donde:

A_c = área de ocupación del cable.

D = diámetro del conductor.

A_d = área del ducto.

A_a = área de ocupación de la acometida.

N_c = número de conductores.

4.10.1 Acometida del Tablero Principal

Conductor: 3/0 AWG

Diámetro: 16.2mm = 1.62cm (Según catálogo Cabel)

Cantidad de Cables: 4

$$A_c = \frac{3.1416 \times (1.62\text{cm})^2}{4} = 2.06\text{cm}^2$$

$$A_a = 4 \times 2.06\text{cm}^2 = 8.24\text{cm}^2$$

$$A_d = \frac{8.24\text{cm}^2}{0.4} = 20.6\text{cm}^2$$

El diámetro del ducto será:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times A_d}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \times 20.6\text{cm}^2}{3.1416}} = 5.12\text{cm}$$

$$D = 2.016 \text{ pulg}$$

El ducto comercial es: $D_1 d = 2 \frac{1}{2}''$

$$\% \text{ ocupación} = \frac{4 \times 8.24 \text{ cm}^2}{3.1416 \times (6.350 \text{ cm})^2} \times 100 = 26.02\%$$

Tabla 4.38 Diámetros comerciales de ductos

Diámetro Conduit	
Pulg	mm
½	12.7
¾	19.05
1	25.4
1-1/2	38.1
2	50.8
2-1/2	63.5
3	76.2
3-1/2	88.9
4	101.6
6	152.4

4.10.2 Acometida del Tablero de A/A

Conductor: 1/0 AWG

Diámetro: 13.7mm = 1.37cm (Según catálogo Cabel)

Cantidad de Cables: 3

$$A_c = \frac{3.1416 \times (1.37 \text{ cm})^2}{4} = 1.47 \text{ cm}^2$$

$$A_a = 3 \times 1.47 \text{ cm}^2 = 4.41 \text{ cm}^2$$

$$A_d = \frac{4.41cm^2}{0.4} = 11.025cm^2$$

El diámetro interno del ducto será:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times 11.025cm^2}{3.1416}} = 3.75cm$$

$$D = 1.18pulg$$

El ducto comercial es: **$D_1d = 1 \ 1/2"$**

$$\% \text{ ocupación} = \frac{4 \times 4.41cm^2}{3.1416 \times (3.81cm)^2} \times 100 = 38.68\%$$

4.10.3 Alimentador del Tablero de Iluminación Planta Baja

Conductor: 10 AWG

Diámetro: 5.3mm = 0.530cm (Según catálogo Cabel)

Cantidad de Cables: 4

$$A_c = \frac{3.1416 \times (0.530cm)^2}{4} = 0.22cm^2$$

$$A_a = 4 \times 0.22cm^2 = 0.88cm^2$$

$$A_d = \frac{0.88cm^2}{0.4} = 2.2cm^2$$

El diámetro interno del ducto será:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times 2.2 \text{cm}^2}{3.1416}} = 1.67 \text{cm}$$

$$D = 0.657 \text{pulg}$$

El ducto comercial es: $D_1 d = 3/4''$

$$\% \text{ ocupación} = \frac{4 \times 0.88 \text{cm}^2}{3.1416 \times (1.905 \text{cm})^2} \times 100 = 30.87\%$$

4.10.4 Alimentador del Tablero de Iluminación Planta Alta

Conductor: 10 AWG

Diámetro: 5.3mm = 0.530cm (Según catálogo Cabel)

Cantidad de Cables: 4

$$A_c = 0.22 \text{cm}^2$$

$$A_a = 0.88 \text{cm}^2$$

$$A_d = 2.2 \text{cm}^2$$

El diámetro interno del ducto será:

$$D = 0.657 \text{pulg}$$

El ducto comercial es: $D_1 d = 3/4''$

$$\% \text{ ocupación} = \frac{4 \times 0.88 \text{cm}^2}{3.1416 \times (1.905 \text{cm})^2} \times 100 = 30.87\%$$

4.10.5 Alimentador del Tablero de Tomacorrientes Planta Baja y Alta

Conductor: 6 AWG

Diámetro: 7.8mm = 0.78cm (Según catálogo Cabel)

Cantidad de Cables: 4

$$A_c = \frac{3.1416 \times (0.78\text{cm})^2}{4} = 0.48\text{cm}^2$$

$$A_a = 4 \times 0.48\text{cm}^2 = 1.92\text{cm}^2$$

$$A_d = \frac{1.92\text{cm}^2}{0.4} = 4.8\text{cm}^2$$

El diámetro interno del ducto será:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times 4.8\text{cm}^2}{3.1416}} = 2.47\text{cm}$$

$$D = 0.97\text{pulg}$$

El ducto comercial es: $D_1 d = 1"$

$$\% \text{ ocupación} = \frac{4 \times 1.92\text{cm}^2}{3.1416 \times (2.54\text{cm})^2} \times 100 = 37.89\%$$

4.11 Diseño del Sistema de Protección Contra Descargas Atmosféricas

4.11.1 Cálculo del Índice de Riesgo de la Estructura

Largo (L) = 24.80m

Ancho (W) = 17.28m

Altura (H) = 10.5m

$T_d = 70$ días de tormenta al año en el Estado Monagas (Tomado del mapa de la figura 4.3).

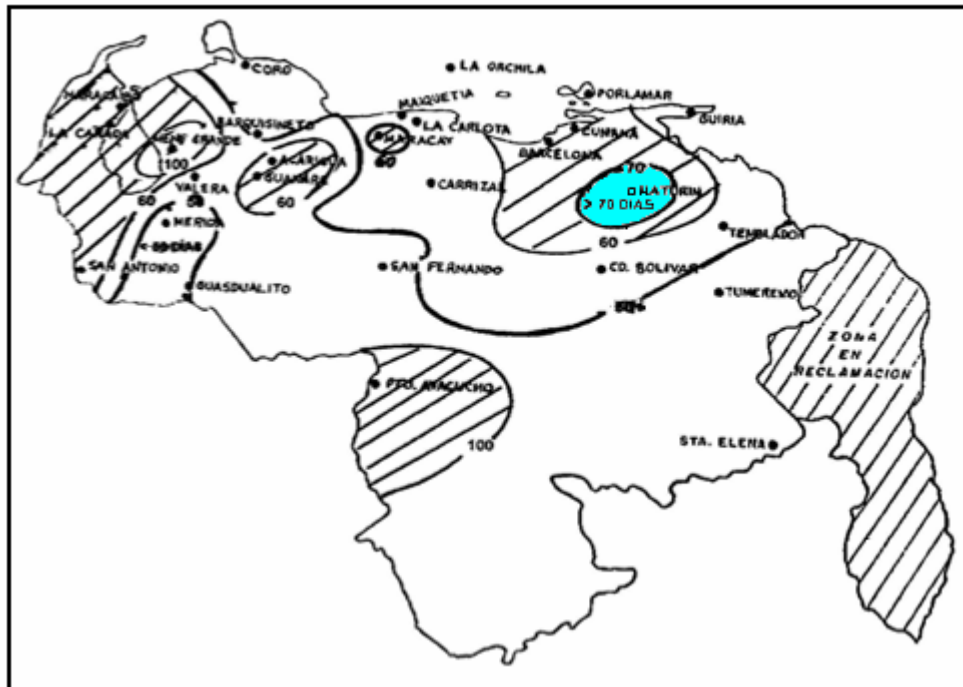


Figura 4.8 Mapa isoceráunico de Venezuela

◇ Se procede a calcular el área de atracción equivalente de la estructura (A_e) utilizando la ecuación 2.35:

$$A_e = (24.8m) \times (17.28m) + 2 \times (24.8m) \times (10.5m) + (3.1416) \times (10.5m)^2$$

$$A_e = 1295.7m^2$$

◇ Cálculo de densidad de rayos a tierra mediante la ecuación 2.34:

$$N_g = 0.04 \times (70)^{1.25} \text{ rayos/Km}^2 - \text{año}$$

$$N_g = 8.09 \text{ rayos/Km}^2 - \text{año}$$

◇ Cálculo del factor de corrección K usando la ecuación 2.36:

$$K_s = 1.1$$

De la tabla A.7, Factor de corrección por uso: $C_1 = 1.2$

De la tabla A.8, Factor de corrección por tipo de estructura: $C_2 = 0.3$

De la tabla A.9, Factor de corrección por contenido de la estructura: $C_3 = 0.3$

De la tabla A.10, Factor de corrección por situación de la estructura: $C_4 = 0.4$

De la tabla A.11, Factor de corrección por tipo de terreno: $C_5 = 0.3$

$$K = 1.1 \times 1.2 \times 0.3 \times 0.3 \times 0.4 \times 0.3$$

$$K = 0.0143$$

◇ Se calcula el índice de riesgo de la estructura sustituyendo los valores anteriores en la ecuación 2.33:

$$N_r = 1295.7 \times 8.09 \times 0.0143 \times 10^{-6}$$

$$N_r = 1.498 \times 10^{-3}$$

$$N_p = 1 \times 10^{-5} \text{ (Índice de riesgo máximo permitido).}$$

Como $N_r > N_p$ ($1.498 \times 10^{-3} > 1 \times 10^{-5}$) el sistema requiere un sistema de protección contra descargas atmosféricas.

4.11.2 Cálculo de la Eficiencia de la Instalación

Se calcula la eficiencia de la instalación de protección utilizando la ecuación 2.37:

$$E = 1 - \frac{1 \times 10^{-5}}{1.498 \times 10^{-3}}$$

$$E = 0.99$$

Luego el valor de la eficiencia se compara con la Tabla 2.9, de lo que resulta:

Nivel de Protección requerido: **Nivel I.**

Una vez establecido que la estructura amerita un sistema de protección contra descargas atmosféricas, y el nivel de protección requerido, se procede a determinar la cantidad de terminales aéreos, bajantes y la conexión a tierra del sistema. En un techo a dos aguas como el de la edificación en estudio, los terminales aéreos y los bajantes irán ubicados como se muestra a continuación.

4.11.3 Terminales Aéreos

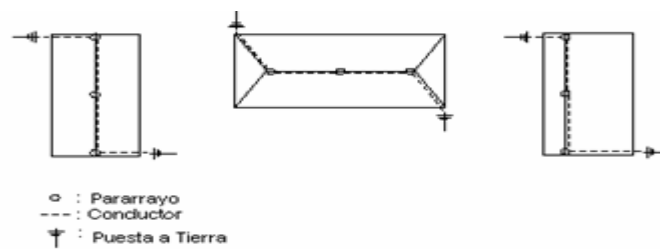


Figura 4.9 Ubicación de los terminales aéreos

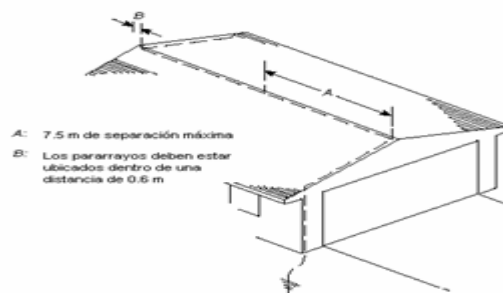


Figura 4.10 Separación de pararrayos

4.11.4 Número de bajantes

El sistema de protección contra descargas atmosféricas tendrá dos bajantes, cada uno conectado con un terminal a tierra. El calibre de los conductores bajantes será #8 AWG, según la norma IEC 61024-1.

4.11.5 Cálculos

Separación máxima (SMpp) = 7.5 m (entre pararrayos)

Separación máxima (SMpb) = 0.6 m (entre pararrayo y borde del techo)

4.11.5.1 Cantidad de secciones (CS)

$$(\text{Largo} - 2 \times \text{SMpb}) / \text{SMpp} = (24.8\text{m} - 2 \times 0.6\text{m}) / 7.5\text{m} \approx 1.824$$

$$\text{CS} = 2$$

4.11.5.2 Separación calculada entre pararrayos (Spp)

$$\text{Spp} = (\text{Largo} - 2 \times \text{SMpb}) / (\text{CS}) = (24.8\text{m} - 2 \times 0.60\text{m}) / 2 \text{ m} = 6.84\text{m}$$

4.11.5.3 Cantidad de pararrayos (CP)

$$(\text{CP}) = \text{CS} + 1 = 2 + 1 \Rightarrow \text{CP} = 3$$

Tabla 4.39 Cantidad de pararrayos

Ubicación	Techo				Pararrayos	
	Tipo	Ancho	Largo	Alto	Separación	Cantidad
Anexo al Edificio Tres Yacimientos	A dos aguas	9.74 m	24.8 m	10.5 m	6.8 m	3

4.12 Diseño del Sistema de Puesta a Tierra

Se tienen los siguientes datos:

$$A = 318.8m^2$$

$$L_1 = 24.8m$$

$$L_2 = 7.15m$$

$$\rho = 300(\Omega - m)$$

$$h = 0.5m$$

Conductor 2/0 AWG

$$\text{Diámetro del conductor (m)} = 0.01070$$

$$\text{Diámetro de la barra (m)} = 0.015875$$

$$\text{Longitud de la barra (m)} = 2.44$$

$$\text{Resistividad de malla requerida } (\Omega) = \leq 5$$

4.12.1 Cálculo de la longitud del conductor de la malla

La longitud aproximada del conductor de la malla, se determina de la manera siguiente:

$$L = n_1 \times L_1 + n_2 \times L_2$$

Donde:

L_1 : lado mayor de la malla

L_2 : lado menor de la malla

n : Número de conductores perpendiculares a la mayor dirección

$$n_1 = \frac{L_1}{D} + 1$$

$$n_2 = \frac{L_2}{D} + 1$$

$$R_2 = \left(\frac{\rho}{2 \times N_B \times \pi \times L_B} \right) \times \left[\ln \left(\frac{8 \times L_B}{d_B} \right) - 1 + 2 \times K_1 \times \left(\frac{L_B}{\sqrt{A}} \right) \times (\sqrt{N_B} - 1)^2 \right]$$

Donde:

D: espaciamento entre conductores paralelos en metros.

$$n_1 = 13.4$$

$$n_2 = 4.6$$

$$L = (13.4 \times 24.8) + (4.6 \times 7.15)$$

$$L = 365.21m$$

$$K_1 = 1.43 - \left(\frac{2.3 \times h}{\sqrt{A}} \right) - 0.044 \times \left(\frac{L_1}{L_2} \right)$$

$$K_1 = 1.43 - \left(\frac{2.3 \times 0.5m}{\sqrt{318.8m^2}} \right) - 0.044 \times \left(\frac{24.8m}{7.15m} \right)$$

$$K_1 = 0.42$$

$$K_2 = 5.50 - \left(\frac{8 \times h}{\sqrt{A}} \right) - \left(0.15 - \frac{h}{\sqrt{A}} \right) \times \left(\frac{L_1}{L_2} \right)$$

$$K_2 = 5.50 - \left(\frac{8 \times 0.5m}{\sqrt{318.8m^2}} \right) - \left(0.15 - \frac{0.5m}{\sqrt{318.8m^2}} \right) \times \left(\frac{24.8m}{7.15m} \right)$$

$$K_2 = 4.85$$

Asumiendo condiciones de suelo uniforme (Schwarz)

$$R_{12} = \left(\frac{\rho}{\pi \times L} \right) \times \left[\ln \left(\frac{2 \times L}{L_B} \right) + K_1 \times \left(\frac{L_B}{\sqrt{A}} \right) \times K_2 + 1 \right]$$

$$R_1 = 3.37\Omega$$

$$R_2 = 12.99\Omega$$

$$R_{12} = 1.82\Omega$$

La resistencia de la malla de puesta a tierra se calcula a partir de la ecuación 2.19:

$$R_M = 3.18\Omega$$

$$R_{M\text{DISEÑO}} \leq R_{M\text{REQUERIDA}}$$

$$3.18\Omega \leq 5\Omega$$

La malla de puesta a tierra se instalará al momento de la construcción de las fundaciones del edificio a una distancia de 2.5m de la estructura, el conductor desnudo de cobre se instalará en una zanja de 0.20m de ancho alrededor del edificio, atravesando el cuadro en forma de cruz, con conductores soldados entre sí. A la malla irán soldadas las barras de tierra necesarias en las esquinas, esto con el fin de llevar la resistencia a tierra al valor mínimo recomendado por el CEN. Todas las tuberías de aguas blancas, negras y otros servicios irán conectadas a la malla de tierra. Debido a que el edificio tendrá estructura metálica en sus bases éstas serán también conectadas sólidamente a tierra.

En los planos mostrados en el Anexo E se observa la malla de puesta a tierra para el edificio.

4.13 Estudio de capacidad del equipo UPS

En la tabla 4.40 se muestra la lista de equipos que serán conectados al UPS, con sus características para luego determinar la capacidad que tendrá el UPS.

Tabla 4.40 Estudio de carga para UPS

Equipos protegidos	Voltaje (V)	Corriente (A)	Factor de Potencia	Cantidad	Potencia (W)	Potencia (kVA)
Super PC	120	8.2	0.8	18	17640	22.050
Impresora Laser Color	120	8	0.8	4	3800	4.750
Impresora Laser Monocromática	120	7,6	0.8	4	3640	4.550
Plotters 44"	120	1.7	0.8	2	400	0.5
Plotters 60"	120	3	0.8	1	350	0.44
Video Beam	120	2,7	0.8	2	650	0.812
Multifuncional	120	1.7	0.8	2	400	0.5
Portátiles	120	1.08	0.8	4	520	0.650
PC	120	2.08	0.8	10	2500	3.125
Subtotal						37.375
Capacidad de reserva (20%)						1.2
kVA Requeridos						44.85
Modelos apropiados (basado en el cálculo): UPS 50 kVA.						

CAPITULO 5

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

Estas especificaciones establecen los requisitos mínimos que deben cumplir los equipos a ser usados en la realización del proyecto.

Todos los materiales y equipos empleados para la realización del proyecto serán de primera calidad, de marca y representación conocidas en el país, de modo de asegurar una adecuada reposición en caso de falla o accidente, certificados, nuevos, sin uso, libres de defectos, adecuados para el uso que se ha determinado y para el voltaje de operación. Cumplirán las especificaciones y tendrán las características indicadas en el proyecto, de acuerdo con las Normas citadas en el mismo.

Los modelos, tipos y marcas mencionadas son referencias, las alternativas deberán en todo caso cumplir con los mínimos requerimientos de las características del proyecto y estas especificaciones.

5.1 Luminarias

5.1.1 Iluminación Interior

Se usarán luminarias embutidas en techo, en todas las áreas internas del edificio. Las mismas deberán poseer balastos electrónicos de emergencia, para las que sean usadas como lámparas de emergencia.

5.1.2 Iluminación Exterior

Las luminarias para el área externa del edificio serán de tipo reflector PAR 38 Obralux o similar, de base articulada con soporte para montaje en superficie o pincho de hierro para empotrar, clasificación I, IEC-598.

Tabla 5.1 Características de las luminarias

Luminarias	Tipo de montaje	Voltaje (V)	Tipo de Lámpara	Potencia por Lámpara (W)	No. de lámparas
Altertype (Lightolier o similar)	embutido	120	TT5	40	3
Alter Metalyte (Lightolier o similar)	embutido	120	TT5	40	2
Luminaria dirigible, tipo ojo de buey	embutido	120	Bombillo incandescente	40	1
Luminaria con reflector de aluminio especular y difusor lumínico de vidrio.	embutido	120	Bombillo compacto fluorescente	26	2
Reflector	pared	120	Bombillo	150	2

5.2 Conductores Eléctricos

5.2.1 Baja Tensión

Los conductores a ser instalados serán de cobre, aislamiento THW, temperatura de operación a 75 °C.

5.2.2 Alta Tensión

Serán de cobre, aislamiento Tipo MV con temperatura de operación de 90 °C.

El código de colores asignado para los conductores será el siguiente:

Fases: negro, rojo y azul, preferentemente.

Neutro: gris o blanco.

Tierra: verde.

El código de colores deberá ser usado consistentemente a través de toda la instalación eléctrica. En caso de cualquier cambio de colores de los conductores el blanco o gris deberán mantenerse siempre para el neutro, así como el verde para puesta a tierra.

Los cables a utilizar en el proyecto deberán venir marcados a intervalo no mayor de 3 metros, con impresión a tinta indeleble y conteniendo, al menos, la siguiente información: sello del fabricante, tipo de aislamiento y temperatura, calibre del conductor, voltaje nominal. Deberán ser nuevos y cumplir con las normas del Código Eléctrico Nacional (COVENIN 200).

5.3 Transformador

El transformador será tipo Pedestal (Pad-Mounted), en aceite, uso exterior, frente muerto, enfriado por convección natural del aire (OA) y dispondrá de provisión para ventilación forzada (AFA), color verde (Munsell N° 7GY3.29/1.5). Deberá tener aprobación UL.

Deberá ser suministrado con una placa de acero inoxidable, fija o permanente, ubicada en el compartimiento de baja tensión indicando conexión, valores nominales (kVA, impedancia, temperatura, aislamiento) e información de su peso siguiendo las normas ANSI/IEEE.

En la tabla 5.2 se muestran las características que tendrá el transformador a ser instalado.

Tabla 5.2 Características Principales del Transformador

Tipo	Sistema	Potencia (kVA)	Tensión primaria (kV)	Tensión secundaria (V)	Conexión	Ubicación
PAD MOUNTED	Trifásico	150	13.8	208/120	Delta - Estrella	Intemperie

5.4 Tableros

Todo tablero estará construido de material incombustible, conforme a las normas Covenin, estarán formados por estructuras metálicas, cubiertas con láminas de acero, de dimensiones estándar, ensambladas en forma rígida formando una estructura compacta. Tendrán el cerramiento y acabado necesario para ser instalados en interiores a prueba de polvo y humedad. La tensión de operación será 208V, 3 fases, 4 hilos, 60 Hz. En la tabla 5.3 se muestran las características que deberán tener los tableros a usar en el edificio.

Tabla 5.3 Características de los tableros

Tablero	Nro. Polos	Voltaje (V)	Capacidad de barras (A)	Tipo Cerramiento	Interruptor Principal (A)	Nivel de C.C (kA)
TP	24	208	225	Nema 12	3x225	10
TA/A	24	208	225	Nema 12	3x225	10
TIPB	12	208	50	Nema 12	3x100	10
TIPA	12	208	50	Nema 12	3x100	10
TTCPB	24	208	100	Nema 12	3x125	10
TTCPA	24	208	100	Nema 12	3x125	10

5.5 Protecciones de Circuitos

Tabla 5.4 Características de interruptores para protección de circuitos

Circuito	Tipo	Nivel de tensión (V)	Capacidad de corriente (A)	Polos	Niveles de cortocircuito (kA)
TP	Termomagnético	208	225	3	10
TA/A	Termomagnético	208	225	3	10
TIPB	Termomagnético	208	50	3	10
TIPA	Termomagnético	208	50	3	10
TTCPB	Termomagnético	208	100	3	10
TTCPA	Termomagnético	208	100	3	10
Iluminación	Termomagnético	120	20	1	10
Tomacorrientes	Termomagnético	120	20	1	10
A/A 3 Tons	Termomagnético	208	50	3	10
A/A 15 Tons	Termomagnético	208	25	3	10
A/A 20 Tons	Termomagnético	208	25	3	10

5.6 Aires Acondicionados

Las características principales de los equipos de aire acondicionado fueron proporcionadas por la disciplina mecánica de la empresa, las mismas se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 5.5 Características de los equipos de aires acondicionados.

Aire A.	Modelo	Marea	Tipo	Voltaje (V)	Sistema	Corriente (A)	Frecuencia (Hz)
3 Tons	50ZP036	Carrier	Compacto	208	3 ϕ	41.7	60
15 Tons	38ARD016	Carrier	Split	208	3 ϕ	18.2	60
20 Tons	38ARD024	Carrier	Split	208	3 ϕ	22.6	60

5.7 Protección atmosférica

Tabla 5.6 Elementos para el sistema de protección atmosférica

Terminal aéreo	Cantidad	Altura del terminal aéreo (m)	Cantidad Conductores bajantes	Calibre conductores bajantes
Puntas franklin	3	0.6	2	#8 AWG

5.8 Malla de puesta a tierra

Tabla 5.7 Elementos para la malla de puesta a tierra

Calibre conductor de cobre desnudo del anillo	Conductor de puesta a tierra		Barras Copperweld	
	Material	Calibre	Diámetro (pulg)	Longitud (pies)
#2/0AWG	Cobre	#1/0AWG	5/8	8

5.9 Equipo UPS

Tabla 5.8 Capacidad del UPS

Potencia (kVA)	f _p	Voltaje (V)	Frecuencia (Hz)	Autonomía (Hrs)
50	0.8	208	60	3

5.10 Detección y Alarma de Incendios

El Sistema de Detección de Incendio del edificio estará compuesto por un panel de control con detectores de incendio de tecnología avanzada con capacidad de auto diagnóstico. Se instalarán además, detectores de humo, detectores de llama UV/IR, estaciones manuales, difusores de sonido, luces estroboscópicas y sistema de voceo. Todos los dispositivos asociados al sistema de detección de incendio estarán conectados a un tablero central desde donde serán monitoreadas todas las señales provenientes de las diferentes áreas del edificio.

El sistema de detección de incendio deberá ser un sistema que permita el uso de dispositivos de detección de fuego, anunciación, sin provocar la degradación del sistema de alarmas de incendio. Deberá reunir características de tolerancia a fallas, procesamiento distribuido, extensible y modular, con lógica programable para facilitar la integración de funciones para fuego.

El sistema en su totalidad, deberá cumplir con el código ANSI/NFPA-72 y con el tiempo de respuesta máximo de 90 segundos para la visualización de una alarma desde su activación en campo, establecido por la NFPA 72-A93TCD, sección 4-4.4.7.

Cualquier cambio de estado de un dispositivo de iniciación debe ser presentado de forma exacta para su interpretación conteniendo la siguiente información:

◆ Tipo de señal: Identificación de la señal mostrando si ésta es de alarma, supervisoria, falsa, o señal de problemas, por medio del cambio del color del dispositivo, de acuerdo al estado de la señal (Alarma: rojo; amarillo: falla).

- ◇ Condición: Identificación de la señal diferenciando entre una iniciación de alarma, supervisión, señal falsa o señal de problemas, y retorno a condición normal de una o más de esas condiciones.

- ◇ Localización: Identificación del punto de origen de cada señal de cambio de estatus.

- ◇ Las entradas de los dispositivos al sistema para el proceso de monitoreo, dispositivos de iniciación, entre otros, será mediante el cableado directo a la unidad de control local ubicada en el pasillo.

- ◇ Todos los dispositivos reportarán sus estados de una manera consistente, reportando automáticamente cualquier falla o avería.

El sistema deberá permitir el procesamiento de señales de fuego, ejecución de lógicas programables por el usuario, y el control de dispositivos de salida para la anunciación y relés genéricos.

Se deberá proveer una señal visible y audible en caso de cualquier evento y su respectiva restauración. Se deberá tomar en cuenta que las señales audibles de alarma tendrán prioridad sobre las de falla.

El tablero central del sistema de alarma estará ubicado en un cuarto destinado para este uso, deberá ser del tipo modular y deberá disponer de las facilidades para deshabilitar fácilmente una zona para efectuar cualquier trabajo sin interferir con la supervisión y señalización de otras zonas.

El sistema deberá disponer de una sección destinada a la anunciación de alarmas y botoneras para la activación del sistema de extinción de incendio. Los pulsadores de

reconocimiento y reposición deberán estar ubicados al frente de esta sección del tablero.

Los pulsadores de supresión de actuación de funciones, si se requieren, serán montados detrás de la puerta del tablero.

Los tableros serán del tipo NEMA 12, con acceso frontal para todos sus componentes, los cuales serán fácilmente removibles sin causar interferencias o paradas en el proceso. El exterior de los tableros deberá ser pintado de color rojo brillante.

Se proveerá un interruptor de prueba para verificar los circuitos de detección, entradas y salidas, sin actuación del sistema de supresión. Simultáneamente con esta prueba, en el tablero principal se encenderá una luz indicando "Prueba del Sistema" y se activará una alarma. Todas las entradas de los detectores y otros componentes deberán ser ordenados en una secuencia lógica en los tableros, e identificados con placas grabadas con la función de cada uno.

5.10.1 Tablero Central de Control

El tablero central de control de incendio deberá cumplir con lo establecido en la Norma COVENIN 1041.

A continuación se destacan los aspectos más importantes que deberán considerarse en el diseño del tablero central de control:

- a. Deberá contener los dispositivos y circuitos necesarios para recibir y emitir las señales de alarma previa y general de incendio, señales de averías y señales supervisorias, en forma audible y visible.

b. Tendrá luces para indicar:

– Operación normal

– Señales de alarma de incendio (previa, general, corto circuito en circuito de detección)

– Señal de avería, la cual cubre nivel de descarga de las baterías, corto circuito en el tablero, puesta a tierra, desconexión de los detectores y/o difusores de sonido, rotura de cable en circuito de: detección, alarma sonora, así como el resto del cableado del sistema.

Tanto la ocurrencia de una avería en un circuito de detección como la recepción de una señal de detección de incendio, deberán ser indicadas con luces que identifiquen la zona (circuito) de detección.

c. Tendrá controles operativos para iniciar y apagar alarmas por zonas, probar señales de alarma, cancelar alarmas audibles y reponer el sistema.

d. Cuando el tablero central de control esté localizado en la estación central de incendio, se deberán tomar provisiones para que los tableros remotos de incendio sean compatibles con la lógica circuital y la fuente de alimentación eléctrica de dicha estación central de incendio.

e. Estará diseñado para funcionar correctamente, a tensiones entre el ochenta y cinco por ciento (85%) y el ciento diez por ciento (110%), de su tensión nominal de alimentación.

f. Los tableros centrales de control de los sistemas de detección y alarma que protegen edificaciones, deberán tener capacidad para transmitir instrucciones verbales.

g. El tablero central de control deberá estar ubicado en un lugar permanentemente atendido. En aquellos casos en que se justifique, las señales de alarma y avería podrán ser dirigidas a un sistema supervisorio centralizado, ubicado en áreas permanentemente atendidas tales como: salas de control, estación de bomberos, entre otros.

En aquellos casos donde el tablero central de control no pueda ser instalado en un sitio permanentemente atendido, se deberá enviar tanto la señal de alarma de incendio como la de avería a un tablero remoto, el cual estará ubicado en un lugar permanentemente atendido.

h. El tablero podrá además iniciar acciones pre–establecidas, tales como: actuación de sistemas de prevención y extinción de incendio, actuación de sistemas de ventilación y parada de equipos.

5.10.2 Detectores de Incendio

El detector de incendio debe ser inteligente y confiable, que posea alta velocidad de detección y con tecnología avanzada de detección que le permita al detector distinguir fenómenos engañosos que no presentan amenazas.

Los detectores de incendio deberán tener capacidad de auto diagnóstico y detección de falla, con prueba de integridad óptica automática y manual e inmune a la interferencia electromagnética. Los detectores deberán tener un cono de visión alrededor de 120°. Deberán tener una salida digital tipo Serial RS-485 para señalización del Estado, Alarmas, Falla y otra información para operación, y programación de las unidades, y otra analógica 4 – 20 mA escalonada.

Este detector debe ser direccionable y con memoria no volátil para editar al menos los últimos ocho (8) eventos de alarma y su tensión de operación será de 24Vdc.

5.10.3 Detectores de Humo

Los detectores de humo deberán cumplir con lo establecido en las normas COVENIN 1176, 1420 y 1443.

El detector de humo debe ser fotoeléctrico con una unidad enchufable que se monte en una base de rosca/enganche. Opere en un circuito a dos hilos y contenga un indicador LED multicolor que indica cuando el detector se encuentra en estado funcional intermitiendo en verde, en falla, intermitiendo en ámbar y en alarma intermitiendo en rojo.

Estos detectores serán con circuitos de auto diagnóstico controlados por un microprocesador. Tendrá una base sencilla de inserción por rosca para su fácil mantenimiento permitiendo fácil limpieza o reemplazo de rejillas y/o de los componentes de la cámara, sin afectar la calibración. Debe ser inmune a falsas alarmas causadas por fenómenos engañosos como el polvo.

Los detectores de incendios serán inteligentes, programable para coincidir con los perfiles de riesgos específicos.

5.10.4 Detectores de Llama (UV/IR)

Los detectores de llama deberán cumplir con lo establecido en la norma COVENIN 1176.

Serán del tipo ultravioleta, rango visible e infrarrojo, sensibles a las radiaciones emitidas por cualquier tipo de fuego, insensibles a la luz solar y a otras fuentes tales como relámpagos, trabajos de soldadura, iluminación, etc. Deberán tener salida 4-20 mA y RS-485.

Los detectores se deberán colocar de manera que haya una visual directa y sin obstrucciones entre el detector y el área que se desee proteger igualmente deben ser montados en bases orientables accesibles para permitir la limpieza del lente.

Deberán ser instalados como mínimo a 60 centímetros del techo en áreas cerradas, para evitar que la acumulación de humo denso proveniente del incendio pueda obstruir su visión.

Dispondrán de dispositivos de auto-supervisión automática e indicación de estado por LED.

Deberán tener una sensibilidad UV entre 0.245 micrones y de 4.45 micrones para el detector I/R y 120° de campo visual.

Deberán poseer un tiempo de respuesta menor o igual a 2 seg.

El sensor suministrado deberá estar diseñado y fabricado según los requerimientos de la NFPA y deberá suministrar una alarma al controlador en caso de falla en el detector.

Los detectores deberán poseer 300 Ω de carga máxima de señal de salida y disponer de las siguientes salidas: Señal de salida (0 -20 mA), Señal de Falla (0 a 0.5 mA), Señal de Preparado (4 + 0.5 mA), Señal de Advertencia (16 + 0.5 mA), Señal

de Alarma ($20 + 0.5\text{mA}$) y contactos de relé para Alarma, Advertencia y Falla (rating: 3A, 30VDC, SPDT). El fabricante deberá indicar si el detector dispone de facilidades de salida para comunicación serial.

El detector de incendio UV/IR deberá disponer de capacidades de prueba óptica tanto en el sensor UV como IR. Deberá suministrarse una Lámpara UV/IR a prueba de explosión que permita probar el sistema de detección de incendio UV/IR en campo.

La localización y espaciado de los detectores de llama, deberá cumplir con lo establecido en la Norma COVENIN 1176 y en el Código NFPA 72.

5.10.5 Estaciones Manuales

Las estaciones manuales deberán cumplir con la norma COVENIN 758. Tendrán tecnología de microprocesador con capacidad de comunicación bidireccional con el tablero principal, que la convierten en un dispositivo iniciador inteligente.

Deberán tener las siguientes características:

- ◆ Resistente a impactos y vibraciones.
- ◆ Una vez bajada la palanca permanecerá en esa posición hasta su reposición.
- ◆ Tecnología de microprocesador para aplicaciones especiales.
- ◆ Supervisión dinámica.
- ◆ Insensible a la polaridad.
- ◆ Operación a dos hilos.
- ◆ Instalación superficial o semirrasante.
- ◆ Desde el tablero de control se programa y verifica la dirección y prueba la funcionalidad del dispositivo.

5.10.6 Difusores de Sonido

Los difusores de sonido deberán ser capaces de producir el tono “slow whoop” (ascendente de baja a alta frecuencia). La alarma pueda activarse manual y automáticamente.

Tendrán las siguientes características:

- ◆ Potencia Sonora 105 db a 10 pies
- ◆ Voltaje nominal 24 VDC
- ◆ Corriente de Operación de 600 Ma
- ◆ Tono ascendente (Slow whoop) de baja a alta frecuencia, 15 ciclos por minuto.
- ◆ Caja de aluminio, NEMA 4X
- ◆ Para cada zona se proveerá de un circuito para los difusores de sonido.

El Sistema deberá constar de módulos para el control de salidas hacia difusores de sonido y luz estroboscópica. Cada módulo estará provisto de dos (02) circuitos de salida, independientes y programables para permitir la anunciación de eventos separados. Cada salida será en un nivel de 24 VDC-2 Ambas supervisadas.

Adicionalmente, las bocinas para el sistema de voiceo deberán ser capaces de proporcionar una respuesta de frecuencia dentro del espectro de la voz humana (fluctuando de 400 Hz a 4000 Hz). La alarma pueda activarse manual y automáticamente.

La señal de alarma con transmisión de voz, debe ser operada desde el tablero de control.

5.10.7 Luces Estroboscópicas

Todas las luces indicadoras deberán estar dispuestas en una secuencia lógica y claramente identificadas con su sigla y función, de color rojo. El destello debe ser de uno por segundo.

Se deben instalar con una indicación visual que consta de una luz estroboscópica, 75 FPM, 120 Vac de color rojo para indicar incendio.

Tendrán las siguientes características:

- ◆ Voltaje nominal 24 VDC
- ◆ Corriente de Operación de 0,035 A.
- ◆ Tubo de destello de gas Xenón encerrado en un lente de policarbonato de alto impacto transparente.
- ◆ Caja de aluminio, NEMA 4X

5.11 Cómputos métricos

A continuación en la tabla 5.9 se presentan los cómputos métricos de electricidad del proyecto referentes a los equipos que se instalarán. Las cantidades indicadas son estimadas y se pueden tomar como referencia, en la licitación el contratista deberá estimar la cantidad de tubería y cable por punto según plano, además de presentar la cotización para todos los equipos y materiales.

Tabla 5.9 Cómputos métricos del proyecto

PROYECTO: “DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ANEXO AL EDIFICIO TRES YACIMIENTOS DE PDVSA CAMPO ROJO EN PUNTA DE MATA-ESTADO MONAGAS”					
INGENIERÍA DE DETALLE					
CÓMPUTOS MÉTRICOS					
DISCIPLINA: ELECTRICIDAD					
No.	DESCRIPCIÓN	UNID.	PRECIO UNITARIO	CANT.	PRECIO TOTAL
	<u>ELECTRICIDAD</u>				
1	TABLEROS ELÉCTRICOS				
1.1	Tablero eléctrico de veinticuatro circuitos, (24) polos, 208 V, 600 A, 3F, 4H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termomagnético de 225 A de tres (03) polos (3P x 225A); Dos (02) interruptores termomagnéticos de 100 A de tres polos (3P x 100A); Dos (02) interruptores termomagnéticos de 125 A de tres polos (3P x 125A. Tablero uso interior, con cerradura y llave, NEMA 12. (TP) .	und		1,00	
1.2	Tablero eléctrico de veinticuatro circuitos, (24) polos, 208 V, 600 A, 3F, 4H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termomagnético de 225 A de tres (03) polos (3P x 225A); un (01) interruptor termomagnéticos de 50 A de tres polos (3P x 50A); un (01) interruptor termomagnéticos de 25 A de tres polos (3P x 25A). Tablero para embutir en pared, con cerradura y llave, NEMA 12. (T-A/A) .	und		1,00	
1.3	Tablero eléctrico de doce circuitos, (12) polos, 208 V, 50A, 3F, 4H, 60 Hz, 10 kAcc , con interruptor principal termomagnético de 100 A de tres (03) polos (3PX100A); catorce (14) interruptores termomagnéticos de 20 A monopolares (1PX20A). Tablero para embutir en pared con cerradura y llave, NEMA 12. (TIPB) - (TIPA) .	und		2,00	
1.4	Tablero eléctrico de veinticuatro	und		2,00	

Continuación Tabla 5.9

	circuitos, (24) polos, 208 V, 225 A, 3F, 4H, 60 Hz, 10 kAcc, con interruptor principal termomagnético de 125 A de tres (03) polos (3Px125A); veintiocho (28) interruptores termomagnéticos de 20 A monopolares (1PX20A). Tablero para embutir en pared con cerradura y llave, NEMA 12. (TTCPB) - (TTCPA).				
2	FOTOCÉLULA PARA CONTROL DE ALUMBRADO				
2.1	Fotocélula p/conexión a la intemperie, de 220/110 V, 1800 VA, incluye base, sócate y fotocontrol.	und		2	
3	LUMINARIAS				
3.1	Luminaria fluorescente para empotrar, 3 x 40 W TT5, 120 V, balasto electrónico, medidas: 610 x 610 mm.	und		170	
3.2	Luminaria fluorescente para empotrar, 2 x 40 W TT5, 120 V, balasto electrónico, medidas: 605x 605 mm.	und		10	
3.3	Luminaria dirigible, tipo ojo de buey, 1x40 W, 120 V.	und		24	
3.4	Luminaria con reflector de aluminio especular y difusor lumínico de vidrio, para empotrar, 2x26W, 120V.	und		20	
3.5	Reflector con base de 1 X 250 W, 120V.	und		14	
4	INTERRUPTORES				
4.1	Interruptor (Switch) combinable simple, con tapa metálica, 15 A, 120 V, para uso interior.	und		10	
4.2	Interruptor (Switch) combinable doble, con tapa metálica, 15 A, 120 V, para uso interior.	und		10	
5	TOMACORRIENTES				
5.1	Tomacorriente doble con tapa metálica, 120 V, 20 A, con puesta a tierra, para uso interior.	und		200	
5.2	Tomacorriente doble con tapa metálica, 220 V, 30 A. con puesta a tierra, para	und		10	

Continuación Tabla 5.9

	uso interior.				
5.3	Tomacorriente doble para conexión trifásica, con tapa metálica, 220 V, 40 A. Con puesta a tierra, para uso interior.	und		6	
6	UPS				
6.1	Fuente de poder ininterrumpida (UPS), 208/220V, 60 Hz, 3 fases, 50 KVA.	pza		1	
6.2	Batería de 600 A, 12 V DC.	pza		6	
7	CABLES DE BAJA TENSIÓN				
7.1	Cable de cobre, trenzado, revestido, THW, calibre 12 AWG.	m		800	
7.2	Cable de cobre, trenzado, revestido, THW, calibre 10 AWG.	m		300	
7.3	Cable de cobre, trenzado, revestido, THW, calibre 8 AWG.	m		200	
7.4	Cable de cobre, trenzado, revestido, THW, calibre 6 AWG.	m		200	
7.5	Cable de cobre, trenzado, revestido, THW, calibre 1/0 AWG.	m		360	
7.6	Cable de cobre, trenzado, revestido, THW, calibre 3/0 AWG.	m		50	
7.7	Conductor de cobre desnudo, trenzado, calibre #2/0 AWG.	m		600	
8	CABLES DE ALTA TENSIÓN				
8.1	Cable monopolar trenzado de cobre, 15 KV-100%, #6 AWG/MV/90°C.	m		50	
9	PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS				
9.1	Pararrayos tipo Franklin de 4 puntas con base y aislador.	und		3	
9.2	Barras de cobre de 5/8", 8 pies.	und		2	
10	MALLA DE PUESTA A TIERRA				
10.1	Barras de cobre de 5/8", 8 pies.	und		30	

Continuación Tabla 5.9

11	TRANSFORMADOR				
11.1	Transformador tipo Pad Mounted, 3 ϕ , 150 kVA, 13800-240/120V, 60 Hz.	und		1	
12	CANALIZACIONES EMBUTIDAS EN PARED				
12.1	Tubería de cloruro de polivinilo, PVC, diámetro ½", longitud 3 metros, schedule 40. Pavco o similar.	m		200	
12.2	Tubería de cloruro de polivinilo, PVC, diámetro ¾", longitud 3 metros, schedule 40. Pavco o similar.	m		400	
12.3	Tubería de cloruro de polivinilo, PVC, diámetro 1 ½", longitud 3 metros, schedule 40. Pavco o similar.	m		100	
12.4	Tubería de cloruro de polivinilo, PVC, diámetro 1", longitud 3 metros, schedule 40. Pavco o similar.	m		100	
12.5	Tubería de cloruro de polivinilo, PVC, diámetro 2 ½", longitud 3 metros, schedule 40. Pavco o similar.	m		100	
13	DETECCION DE INCENDIO				
13.1	Panel de alarma contra incendio, compacto, analógico direccionable para aplicaciones pequeñas y medianas.	und		2	
13.2	Detectores iónicos de humo.	und		30	
13.3	Detectores de calor.	und		10	
13.4	Estación manual.	und		6	
13.5	Difusores de sonido.	und		6	
13.6	Conductor #16 TF-AWG	m		100	

CONCLUSIONES

◊ Toda instalación eléctrica debe apegarse siempre a los requerimientos que marcan las normas de instalaciones eléctricas como mínimo, tanto en la realización del proyecto, como en la ejecución de la obra.

◊ El proyecto realizado cumple con las características y condiciones exigidas por el CEN, Normas PDVSA, Covenin, apoyándose además en estándares internacionales como IEEE, NFPA e IEC y con base en ellos se establecieron los criterios de diseño. En el diseño se logró el correcto dimensionamiento de los conductores de los circuitos ramales, alimentadores y acometida, considerando su longitud, capacidad de corriente, caída de tensión y capacidad de cortocircuito.

◊ El transformador se seleccionó de acuerdo al estudio de cargas del edificio y una reserva estimada de 20%, su uso será exclusivo para las instalaciones del Grupo IOPE, según exigencias del cliente.

◊ Para la selección del calibre del conductor por la condición de capacidad de corriente, fue necesario aplicar el factor de corrección por temperatura a la corriente (para una temperatura de 40°C) ya que la tabla usada para tal fin está con base en una temperatura de 30°C. Esta corriente corregida sólo se usó para el cálculo del calibre del conductor.

◊ Para la selección del calibre del conductor por caída de tensión, se escogió el circuito de mayor longitud, que representaba la carga más crítica, asegurándose así que el calibre escogido cumpliera para los demás circuitos.

◊ Las luminarias deberán poseer balasto electrónico de emergencia, al menos las que según planos sean usadas como lámparas de emergencia.

- ◆ El UPS irá conectado del tablero principal a los tableros de tomacorrientes, tal como se muestra en el diagrama unifilar, esto con el fin de dar continuidad a las estaciones de trabajo (equipos de computación), en caso de ausencia de suministro eléctrico, tendrá una autonomía de 3 horas y su capacidad será de 50 kVA.

- ◆ El sistema de descarga de rayos estará separado del sistema de puesta tierra de la instalación.

- ◆ Los planos que constituyen parte de este proyecto, son para la asistencia y guía de la realización de la obra, pero las localizaciones exactas, distancias y niveles quedarán regidos por las condiciones reales de la obra.

RECOMENDACIONES

- ◇ Supervisar en campo la correcta aplicación de este trabajo, realizando todas las recomendaciones necesarias para garantizar el buen funcionamiento de los sistemas.

- ◇ Verificar que los equipos instalados cumplan con los requerimientos y parámetros utilizados en este proyecto.

- ◇ Se debe respetar el orden de circuitos en los tableros, ya que dicha ubicación obedece al balanceo de las fases.

- ◇ Mantener buena comunicación con el inspector de la obra, ya que esto disminuye los retrasos por replanteamiento de proyecto.

- ◇ Toda instalación eléctrica debe contar con niveles óptimos de seguridad y confiabilidad.

- ◇ Hacer campañas de concientización girando instrucciones al personal para hacer un uso más eficiente de la energía, tanto en el trabajo como en sus hogares.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Estévez, S. (2008) **“Revisión y Propuesta de Remodelación del Sistema Eléctrico del Área de Extracción de Aceite por Prensa, en una Planta Procesadora de Algodón”**, Tesis de grado, Departamento de electricidad, Universidad de Oriente, Venezuela. (Marzo de 2008).
- [2] Caraballo Lenys. (1992) **“Ingeniería Básica del Sistema Eléctrico para el Nuevo Muelle de la Refinería El Palito”** Tesis de grado, Departamento de electricidad, UDO, Venezuela.
- [3] Holophane S.A. (2008) **“Principios de Iluminación”**. México.
- [4] Instituto Politécnico Nacional Estanislao Ramírez Ruiz. (2008) **“Sistema de Puesta a Tierra para Edificios Inteligentes”**. México.
- [5] Penissi, O. (2001) **“Canalizaciones Eléctricas Residenciales”**. Séptima Edición.
- [6] C-Mos. Manual de Ventas UPS. (2008) **“Estabilizadores de Tensión”**. Argentina.
- [7] Rojas, G. **“Manual de Sistemas de Puesta a Tierra”**, Gedisa 1^{era} Edición (2008).
- [8] Ereú, M. **“Manual del Alumbrado Público. Criterios, Diseño y Recomendaciones”**, 3^{era} Edición, Caracas - Venezuela (2007).
- [9] Harper, G. **“ABC de las Instalaciones Eléctricas Industriales”**, Editorial Limusa S.A, México (2005).

- [10] Código Eléctrico Nacional. FONDONORMA 200-2004
- [11] Normas COVENIN 823. **“Guía Instructiva sobre Sistemas de Detección, Alarma y Extinción de Incendios”**. (2002).
- [12] Normas COVENIN 1041. **“Tablero Central de Detección y Alarma de Incendio”**. (1999).
- [13] Norma PDVSA N-201. **“Obras Eléctricas”**. Febrero (1994).
- [14] Norma PDVSA 90619.1.082. **“Calibre de los Conductores para Potencia e Iluminación”**. Agosto (1993).
- [15] Norma PDVSA 90619.1.089. **“Cálculos de Caída de Tensión para Circuitos Ramales de Iluminación”**. Agosto (1993).
- [16] Norma PDVSA 90619.1.088. **“Cálculos de Niveles de Iluminación”**. Agosto (1993).
- [17] Norma PDVSA 90619.1.087. **“Niveles de Iluminación para Diseño”**. Agosto (1993).
- [18] Norma PDVSA 90619.1.090. **“Ramales de Iluminación y Tomacorrientes”**. Agosto (1993).
- [19] Normas COVENIN 758. **“Estación Manual de Alarma”**. (1989).
- [20] Normas COVENIN 823. **“Sistema de Protección contra Incendios en Edificaciones por Construir. Parte 1. Oficinas”**. (1989).

[21] Normas COVENIN 1176. **“Detectores. Generalidades”**. (1980).

[22] Westinghouse. **“Manual del Alumbrado”**, 3^{era} Edición, Editorial Dossat S.A, Madrid (1980).

[23] Normas COVENIN 1382. **“Detector de Calor Punto”**. (1979).

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

TÍTULO	“DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ANEXO AL EDIFICIO TRES YACIMIENTOS DE PDVSA CAMPO ROJO EN PUNTA DE MATA-ESTADO MONAGAS”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
JIMÉNEZ G., ANGELA G.	CVLAC: 14.817.358 EMAIL: angela.jg3@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Instalaciones Eléctricas

Conductores

Canalizaciones

UPS

Iluminación

Tableros

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	
	INGENIERÍA ELÉCTRICA

RESUMEN (ABSTRACT):

El objetivo principal de este trabajo fue el diseño del sistema eléctrico de una edificación de dos pisos anexa al Edificio Tres Yacimientos en PDVSA - Campo Rojo, el proyecto incluyó cálculos de iluminación, tomacorrientes, calibre de conductores, canalizaciones eléctricas, sistema de detección y alarma de incendios, diseño de la malla de puesta a tierra y protección atmosférica para la edificación, sistema de energía ininterrumpible (UPS) con autonomía de tres horas, sistema de detección y alarma de incendios, especificaciones técnicas de los equipos a instalar, diagrama unifilar del sistema y diagramas trifilares de los tableros, así como también la presentación de planos realizados en AUTOCAD donde se muestran los puntos de iluminación y tomacorrientes, tableros y canalizaciones.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / EMAIL				
ORTIZ, DAVID	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	9.294.820			
	E_MAIL	ortizdp@pdvsa.com			
	E_MAIL				
BERMÚDEZ, MELQUIADES	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	3.486.726			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
MAZA, MANUEL	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	8.266.951			
	E_MAIL	ingmanuelmaza@gmail.com			
	E_MAIL				
SUÁREZ, LUIS	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	11.144.624			
	E_MAIL	acerosilicon@gmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2.009	10	19
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Diseño Sistema Eléctrico.DOC	Application/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO ELECTRICISTA.

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PREGRADO.

ÁREA DE ESTUDIO:

DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD.

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE - NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”

Angela G. Jiménez G.

AUTOR

Prof. Melquiades Bermúdez

TUTOR

Prof. Luis Suárez

JURADO

Prof. Manuel Maza

JURADO

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Verena Mercado