

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ADECUACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE LA FUNDACIÓN VENEZOLANA DE INVESTIGACIONES SISMOLÓGICAS.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Roomelt H. Yanes V.
para optar por el título de
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ADECUACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE LA FUNDACIÓN VENEZOLANA DE INVESTIGACIONES SISMOLÓGICAS.

Profesor guía: Ing. Alexander Cepeda
Tutor industrial: Ing. Ana Pérez.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Roomelt H. Yanes V.
para optar por el título de
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2014

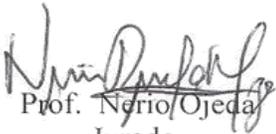
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 20 de junio de 2014

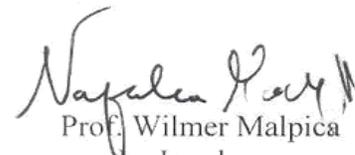
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Roomelt H. Yanes V., titulado:

“ADECUACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE LA FUNDACIÓN VENEZOLANA DE INVESTIGACIÓN SISMÓLOGICA”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Industrial, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Nerio Ojeda
Jurado


Prof. Alexander Cepeda
Prof. Guía


Prof. Wilmer Malpica
Jurado

DEDICATORIA

A mi Señor Dios todopoderoso Jesús el único. Soy una prueba viviente de que existes. Por todo lo que he llegado a convertirme. Sin su protección no sabría a donde estuviera en verdad gracias por ese privilegio de vivir.

A mi amada Madre Luzmila Velásquez, esto es por ti, eres mi mayor inspiración, fuente de energía, mentora y guía. Siempre estás en todo momento. Te amo infinitamente.

A mi esposa y compañera que me llena de vida y de juventud Dayana Buitriago una bendición que llegaras a mi vida le has dado un nuevo respiro y una nueva fuente de inspiración para una vida mejor.

A mis hijos Kimberly Rosmery, Alvaro Adriant y Audrey Alejandra en verdad los amo tanto ojala este esfuerzo pueda servir como ejemplo para que puedan cumplir sus metas “si se puede”.

A Mis hermanos Renny, Ronyluz, saben que los amo y son parte también de mi vida.

A mi Abuela Isidra Carreño, vieja ese es tu regalo de tu primer nieto.

Tía Yura, Carlos que estas en el cielo, Mallanis, Egnio José, Marisol y Solmaria.

Primos y Sobrinos.

Cuñado Ali Viloría que es como un hermano

Esto es para todos ustedes...

AGRADECIMIENTOS

Al profesor Rivero que aprecio mucho a su esposa profesora Venesa Carson me recuerdo ese día después de esos días turbios y confusos me dijiste “Bienvenido a tu escuela”.

Profesor Guía Alexander Cepeda, gracias por todos sus aportes, enseñanzas, consejos, por sus capacidades como docente, por su conducta siempre ética y ajustada a las normas aprendí mucho de usted; me llevo eso conmigo mi admiración por usted.

Profesor Wilmer Malpica en verdad más que agradecido por ese consejo de inspiración y todo el apoyo que me dio le estaré eternamente agradecido.

Profesor Nerio Ojeda en verdad mi respeto y agradecimiento por el aprendizaje que recibí de usted; me llevo ese aprendizaje conmigo.

Al Ingeniero Ana Pérez (Tutora empresarial) por todo ese apoyo durante los tiempos complejos para desarrollar este trabajo. Gracias por tus consejos.

Al gran Arturo (Técnico de FUNVISIS) por todo el apoyo ofrecido para culminar esta meta.

A mi gran amigo y compañero Ingeniero Daniel Passariello por sus apoyo.

A todos mis compañeros de estudio los que compartieron conmigo los momentos buenos y lo no tan buenos.

A la UCV que me enseñaste tanto, donde mi corazón vibro de amor, tristeza y pasión de vida; fuiste y eres lo mejor de toda mi vida por favor no permitas que te maten aun creo en ti.

Roomelt H, Yanes V.

**ADECUACIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE LA
FUNDACIÓN VENEZOLANA DE INVESTIGACIONES SISMOLÓGICAS.**

Profesor Guía: Ing. Alexander Cepeda. Tutor industrial: Ing. Ana Pérez. Tesis Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción industrial. Institución: FUNVISIS, 2014, 121 h. + anexos.

Palabras Claves: Sistemas de distribución en media tensión, vulnerabilidad física en sistemas críticos, sistemas de autogeneración, sistema puesta a tierra y protección contras descargas atmosféricas, instalaciones eléctricas, funvisis.

Resumen: El presente trabajo de investigación, tiene como objetivo general identificar los elementos y las consideraciones necesarias para adecuar las instalaciones eléctricas de la Fundación Venezolana de Investigaciones Sismológicas (FUNVISIS). Parte de un reconocimiento de las instalaciones de media tensión desde la S/E de alimentación al punto de transformación, para determinar teóricamente la vulnerabilidad física en su infraestructura que pudiera poner en riesgo el suministro de energía. Identificación de las características de la distribución de baja tensión en sus instalaciones, información sobre la calidad de energía que permita proponer adecuadamente un sistema de autogeneración que resguarde eléctricamente el centro de procesamiento de datos de la red acelerográfica nacional. Evaluar el sistema puesta a tierra y de protección contra descargas atmosféricas que permita adecuarlo a sus instalaciones y finalmente diseñar la adecuación eléctrica de la sala de procesamiento de datos. Los resultados obtenidos para la fecha han sido utilizados como guía, recomendación y asesoría para la implementación de algunos de los objetivos planteados en esta investigación.

INDICE GENERAL

	pág
CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	vii
INDICE DE FIGURAS.....	xi
INDICE DE TABLAS.....	xvi
ABREVIATURAS	
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	
1. ASPECTOS GENERALES	
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.3 OBJETIVO GENERAL.....	4
1.4 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	4
CAPÍTULO II	
2.- MARCO TEÓRICO	
2.1 Sistema Electrico de Potencia.....	5
2.2 Generación Electrica.....	5
2.3 Transmisión.....	6
2.4 Subestación Eléctricas.....	6
2.5 Distribución.....	6
2.5.1 Estructura de las Redes de Distribución.....	6
2.5.1.1 Sistema Radial.....	7
2.5.1.2 Sistema Anillo.....	8

2.5.1.3 Sistema Malla.....	8
2.5.2 Esquema de Servicio Normalizados.....	9
2.5.2.1 Descripción de los Esquemas de Servicio.....	10
2.6 Vulnerabilidad Física en Sistemas Eléctrico.....	11
2.6.1 Fundamentos del Análisis de Vulnerabilidad.....	12
2.7 Sistemas de Autogeneración.....	13
2.8 Diseño de Sistemas de Autogeneración.....	13
2.9 El Generador Eléctrico.....	13
2.9.1 Clasificación de los Generadores.....	14
2.10 El Generador Diesel.....	14
2.10.1 Capacidad Nominal de los Generadores Diesel.....	15
2.11 Descripción de los Grupos Electrógénos Diesel Iveco.....	16
2.12 Modulo de transferencia de carga.....	16
2.13 Interruptor de Transferencia Automática.....	17
2.14 Sistema de Puesta a Tierra (SPAT).....	18
2.14.1 Propósitos de un SPAT.....	19
2.14.2 Tipos de SPAT.....	20
2.14.3 Resistividad de los Suelos.....	22
2.14.4 Medición de la Resistividad.....	23
2.12.4.1 Medición de la Resistenciade Suelo.....	24
2.12.4.2 Medición de Impedancia de Puesta a Tierra.....	25
2.15 Protección contra Descargas Atmosféricas (PDA).....	28
2.15.1 Principios de la PDA.....	29
2.13.2 Tipos de PDA.....	30
2.13.3 Ubicación de las PDA.....	31
2.13.4 Criterios para la Determinación de PDA.....	32
CAPÍTULO III	
3.- MARCOMETODOLOGICO	
3.1 Tipo de Investigación.....	33
3.2 Método de Investigación.....	34

3.3 Fases de la Investigación.....	35
3.3.1 Fases I y II Levantamiento, Recopilación y Caracterización.....	35
3.3.2 Fase III Resultados y Análisis.....	36
3.3.3 Fase IV Propuesta.....	38

CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS

4.1 Descripción del Sistema en Estudio.....	39
4.1.1 Sistema en Media Tensión de S/E a FUNVISIS.....	39
4.1.2 Sistema de Baja Tensión en FUNVISIS.....	46
4.1.2.1 Distribución de Baja Tensión.....	49
4.1.2.2 Condiciones de las Instalaciones de Baja Tensión.....	51
4.1.2.3 Consumo de carga conectada.....	56
4.1.2.4 Ocurrencia de cortes en el suministro de energía.....	59
4.2 Mediciones.....	60
4.2.1 Evaluación de Calidad de Energía en Baja Tensión.....	60
4.2.1.1 Eventos Registrados.....	66
4.2.2 Mediciones del Sistema Puesta a Tierra.....	69
4.2.2.1 Medición de Resistividad del Suelo.....	69
4.1.2.2 Mediciones de Electrodo de Tierra Galpón 1.....	71

CAPÍTULO V

5. ANALISIS DE RESULTADOS

5.1 Reconocimiento del Sistema de Distribución Media Tensión.....	74
5.2 Análisis de Vulnerabilidad del Sistema de Media Tensión.....	76
5.3 Diseño de Distribución y Canalización para el Sistema de Autogeneración....	82
5.3.1 Rediseño Eléctrico del Grupo Electrógeno.....	83
5.3.3 Propuesta de Tablero de Control y Transferencia.....	85
5.3.4 Consideraciones Técnicas.....	88
5.4 Diseño de Alimentación Independiente y Redundante para CPD.....	90
5.4.1 Reinstalación de Distribución hacia al CPD.....	92
5.4.2 Consideraciones Técnicas.....	94

5.4.3 Propuesta de Tablero de Control y Transferencia.....	94
5.5 Propuesta del Sistema Puesta a Tierra y PDA.....	95
5.5.1 Calculo de Resistencia de Puesta a Tierra.....	96
5.5.2 Distribución Equipotencial del Sistema de Puesta a Tierra.....	99
5.5.2.1 Identificación de Electroodos de Tierra.....	100
5.5.2.2 Propuesta Equipotencial del Sistema de Puesta a Tierra.....	103
5.5.3 Propuesta de PDA.....	103
5.5.3.1 Evaluación de la Propuesta.....	103
5.5.3.2 Características de la PDA.....	105
5.5.3.3 Aplicación del Método de la Esfera Ficticia.....	105
5.5.3.4 Consideraciones Técnicas.....	107
5.6 Diseño de Adecuación de las Instalaciones Eléctricas del CPD.....	107
5.6.1 Descripción del Espacio y Ubicación de Equipos.....	107
5.6.2 Rediseño de las Instalaciones Eléctricas del CPD.....	109
5.6.3 Consideraciones Técnicas.....	111
CONCLUSIONES.....	112
RECOMENDACIONES.....	114
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	116
BIBLIOGRAFÍA.....	121
ANEXOS.....	122

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Sistema eléctrico de potencia en todas sus etapas.....	5
Figura 2.2 Configuraciones radiales en alimentadores primarios.....	7
Figura 2.3 Red de anillo de un alimentador primario.....	8
Figura 2.4 Alimentadores primarios en configuraciones, radial, anillo y malla.....	9
Figura 2.5 Típico generador accionado por el motor diesel y grupo electrógeno insonorizado.....	15
Figura 2.6 Diagrama de sistema eléctrico de transferencia automática.....	17
Figura 2.7 Diagrama de funcionamiento de interruptores típicos.....	18
Figura 2.8 Sistema neutro aislado (Ungrounded system).....	21
Figura 2.9 Diagramas equivalentes para conexión PAT.....	22
Figura 2.10 Variaciones de resistividad de la tierra(a) sal (b) humedad (c) temperatura.....	23
Figura 2.11 Método Wenner.....	24
Figura 2.12 Método de caída de potencial.....	25
Figura 2.13 Resistencia aparente de varios espaciados de x.....	25
Figura 2.14 Caso de medida de resistencia de tierra (alta impedancia).....	26
Figura 2.15 Método de los tres puntos (varias resistencias de tierra).....	27
Figura 2.16 Origen de formación de descargas atmosféricas.....	28
Figura 2.17 Principio de protección contra rayos.....	30
Figura 2.18 Utilización del método de esfera ficticia.....	32
Figura 3.1 Esquema de procedimiento empleando en la investigación.....	34
Figura 4.1 Sistema de media tensión en 4,8 kV.....	40
Figura 4.2 Tipo de líneas y distancia en media tensión 4,8 kV.....	41
Figura 4.3 Sistema completo aéreo y subterráneo en 4,8 kV.....	42
Figura 4.4 Subestaciones emergentes de interconexión para maniobras.....	43
Figura 4.5 Seccionador sin fusibles.....	44
Figura 4.6 Protector de sobre tensión (pararrayos).....	44

Figura 4.7 Interruptor sumergible en aceite manual de 2 vías.....	45
Figura 4.8 Conector vivo CV.....	45
Figura 4.9 Seccionador con fusible.....	45
Figura 4.10 Esquema de media tensión desde la S/E a FUNVISIS.....	46
Figura 4.11 Esquema de distribución de los módulos FUNVISIS.....	48
Figura 4.12 Esquema de alimentación eléctrica de FUNVISIS.....	49
Figura 4.13 Puestos de trabajo.....	52
Figura 4.14 Uso de recursos de energía.....	52
Figura 4.15 Conductores TP-T01.....	53
Figura 4.16 Parte posterior a servidores.....	53
Figura 4.17 Disposición del cuarto eléctrico principal.....	53
Figura 4.18 Conductores de tierra flotantes.....	55
Figura 4.19 Tablero ST-T11 sin conexión aparente a barra de puesta a tierra.....	55
Figura 4.20 Galpón 2 e instrumentación electrónica sin disposición puesta a tierra.....	55
Figura 4.21 Galpón 1 posterior a la telemétrica sin disposición clara de puesta a tierra.....	55
Figura 4.22 Antena de comunicación con punta franklin.....	55
Figura 4.23 Entrada galpón 1 con punta franklin.....	55
Figura 4.24 Gráfico de porcentaje de carga conectada en kVA por áreas de trabajo.....	56
Figura 4.25 Gráfico de distribución de carga conectada en kVA por áreas de trabajo.....	56
Figura 4.26 Gráfico distribución de carga de iluminación en kVA por áreas de trabajo.....	57
Figura 4.27 Gráfico de distribución de consumo en kW/h primer semestre 2010.....	57
Figura 4.28 Gráfico de distribución de consumo en kW/h entregado por	58

CORPOELEC.....	
Figura 4.29 Gráfico de distribución de demanda leída entregado por CORPOELEC.....	58
Figura 4.30 Gráfico de respuestas del personal por áreas de trabajo de FUNVISIS.....	59
Figura 4.31 Equipo de monitoreo y calidad de energía Pqube operando.....	61
Figura 4.32 Valores de tendencia TP-T01 corriente línea en todo el periodo de medición.....	62
Figura 4.33 Valores de tendencia en L-N(V), L-L(V), I(A) y f(Hz) del TP-T01 en todo el periodo de medición.....	63
Figura 4.34 Valores de tendencia P, Q, S y fp del TP-T01 en todo el periodo de medición.....	64
Figura 4.35 Hueco de tensión de 55,7 % con un tiempo de duración de 85 ms.....	66
Figura 4.36 Formas de onda de corrientes de línea y corrientes de neutro.....	67
Figura 4.37 Hueco de tensión de 81,4 % con un tiempo de duración de 109 ms...	67
Figura 4.38 Formas de onda de corrientes de línea y corrientes de neutro.....	68
Figura 4.39 Equipo Pqube realizando mediciones TP-T01.....	68
Figura 4.40 Equipo Pqube realizando mediciones TP-T01.....	68
Figura 4.41 Equipo de medición Tecgor.....	69
Figura 4.42 Frontal de escala de medición.....	69
Figura 4.43 Esquema de medición utilizado (método Wenner).....	70
Figura 4.44 Espacio de medición de la prueba.....	70
Figura 4.45 Colocación de electrodos de prueba.....	70
Figura 4.46 Ubicando los electrodos espaciados linealmente.....	70
Figura 4.47 Realizando la medición.....	70
Figura 4.48 Galpón 1 distribución de electrodos de tierra.....	71
Figura 4.49 Distribución de electrodos.....	72
Figura 4.50 Punto R1 electrodo de tierra en desconexión.....	72
Figura 4.51 Punto R2 electrodo de tierra.....	72

Figura 4.52 Punto Rp electrodo de prueba.....	73
Figura 4.53 Desconexión de electrodo R2 para medición.....	73
Figura 4.54 Preparativa para la medición.....	73
Figura 4.55 Realizando mediciones.....	73
Figura 5.1 (a) Esquema simplificado de distribución, (b) Esquema simplificado conexión, (c) Esquema tipo PRI.....	74
Figura 5.2 Sistema de distribución de media tensión desde s/e a FUNVISIS.....	75
Figura 5.3 Diagrama de flujo para análisis de vulnerabilidad.....	76
Figura 5.4 Plano de distribución aérea a la cual se realiza el análisis.....	77
Figura 5.5 Ubicación del grupo electrógeno diesel entrada principal.....	82
Figura 5.6 Motor-generator y cabina de insonorización.....	82
Figura 5.7 Tablero de control, registro V, I, Hz y control grupo electrógeno.....	83
Figura 5.8 Reubicación correctamente la alimentación del grupo electrógeno....	84
Figura 5.9 Diagrama unifilar de conexión correcta entre grupo electrógeno y energía principal.....	84
Figura 5.10 Diagrama unifilar de conexión.....	85
Figura 5.11 Modulo interruptor tipo MCCB	85
Figura 5.12 Conmutador de transferencia BTS tipo MCCB y posiciones.....	86
Figura 5.13 Motor de accionamiento y mecanismo de acción.....	86
Figura 5.14 ATS-01 Modulo de interruptor de transferencia automática.....	87
Figura 5.15 Diagrama de ATS conexión tipo MBBC.....	88
Figura 5.16 Comportamiento de consumo en una jornada de trabajo.....	89
Figura 5.17 Separación ST-T12 a carga no crítica	90
Figura 5.18 Diagrama unifilar de carga crítica y no crítica.....	91
Figura 5.19 Derivación del ST-T12 hacia la Telemétrica.....	91
Figura 5.20 Conexión manual redundante.....	91
Figura 5.21 Redundante del ST-T11.....	91
Figura 5.22 Mediciones en el tablero ST-T11.....	91
Figura 5.23 ST-T11 neutro de otro tablero distinto del punto de conexión.....	91
Figura 5.24 Esquema de conexión redundante desde la misma fuente.....	92

Figura 5.25 Diagrama unifilar sobre el punto a reubicar.....	92
Figura 5.26 Diagrama unifilar de la nueva distribución.....	93
Figura 5.27 Doble fuente normal acometida con doble generador.....	93
Figura 5.28 Acometida doble generador redundante sobre carga crítica.....	93
Figura 5.29 Modulo interruptor MCCB	94
Figura 5.30 Fórmulas para el cálculo de la resistencias a tierra.....	96
Figura 5.31 Propuesta de distribución de 8 barras de 3/4” en 56 m Galpón 2 e Instrumentación electrónica.....	99
Figura 5.32 Propuesta equipotencial conexión TN-S.....	102
Figura 5.33 Punta franklin con ángulo de protección.....	105
Figura 5.34 Método de la esfera ficticia a los galpones de FUNVISIS.....	106
Figura 5.35 Método de la esfera ficticia punto donde debe ubicarse protección...	106
Figura 5.36 Distribución del espacio en el CPD (Telemétrica).....	108
Figura 5.37 Sala II ordenadores y servidores (telemétrica).....	108
Figura 5.38 Tablero telemétrica con neutro puesto a tierra (TN-S).....	110
Figura 5.39 Canalización y distribución actual del CPD.....	110
Figura 5.40 Diseño final consideraciones CEN 200:2004 sección 250, 645 y 647.....	110
Figura 5.41 Secuencia negativa y secuencia cero de corriente.....	111

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Especificaciones típicas de grupos generadores accionados por motor...	15
Tabla 2.2 Protecciones típicas contra descargas atmosféricas.....	31
Tabla 4.1 Tabla de asignación de tableros.....	50
Tabla 4.2. (Continuación) Tabla de asignación de tableros.....	51
Tabla 4.3 Valores de tendencia en toda la medición TP-T01 Corriente línea.....	62
Tabla 4.4 Valores en todo el periodo TP-T01 todo el periodo medido (12-ciclo, ½ ciclo, 1 ciclo).....	63
Tabla 4.5 Valores en todo el periodo P, S, Q y fp (12-ciclo); Consumo de Energía del TP-T01.....	64
Tabla 4.6 Valores en todo el periodo de la medición ST-T11 Corriente línea.....	65
Tabla 4.7 Valores en todo el periodo ST-T11 (12-ciclo, ½-ciclo, 1 ciclo).....	65
Tabla 4.8 Valores en todo el periodo P, S, Q y fp (12-ciclo); Consumo de Energía del ST-T11.....	65
Tabla 4.9 Valores en todo el periodo de la medición ST-T04 Corriente línea.....	65
Tabla 4.10 Valores en todo el periodo ST-T04 (12-ciclo, ½-ciclo, 1 ciclo).....	66
Tabla 4.11 Valores en periodo P, S, Q y fp (12-ciclo); Consumo de Energía del ST-T04.....	66
Tabla 4.12 Resultados de medición de resistividad del suelo a varios espaciamientos.....	71
Tabla 4.13 Medidas de Electrodo.....	72
Tabla 5.1 Componentes del sistema en estudio.....	77
Tabla 5.2 Fallas que generan problemas en componentes.....	78
Tabla 5.3 (Continuación) Fallas que generan problemas en componentes.....	79
Tabla 5.4 Identificación de vulnerabilidad global.....	79
Tabla 5.5 Identificación componentes críticos de consecuencias.....	79
Tabla 5.6 (Continuación) Identificación componentes críticos de consecuencia...	80
Tabla 5.7 Identificación de Vulnerabilidad.....	80

Tabla 5.8 Plan de acción en función de la vulnerabilidad.....	81
Tabla 5.9 Actualización de vulnerabilidad en sistema alimentación a FUNVISIS...	81
Tabla 5.10 Factor para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de n barras.....	98
Tabla 5.11 Factores de decisión si proteger o no COVENIN 599-73.....	103
Tabla 5.12 (Cont.) Factores de decisión si proteger o no COVENIN 599-73.....	104

INTRODUCCIÓN

La Fundación Venezolana de Investigaciones Sismológicas (FUNVISIS) es una institución que nace bajo el planteamiento de las comisiones investigadoras del Ministerio de Obras Públicas y Ministerio de Energía de Minas e Hidrocarburos en los hechos del terremoto del 29 de julio de 1967 como propuesta al Ejecutivo Nacional para la creación de una institución especializada en el estudio e investigación de los eventos sísmicos y un ente que impulse el avance de las investigaciones sismológicas en el país.

Hace más de 4 años la institución esta reacondicionando su planta física y reordenado la información de los sistemas eléctricos; en un principio, fueron realizados por empresas, que una vez finalizado su trabajo, se llevaron gran parte de los activos de información del sistema eléctrico de baja tensión; por otro lado la sequía del año 2010 generó un descenso en la generación eléctrica que afectó no solo al país si no también a la fundación que en ese momento se encontraba adquiriendo e instalando nuevos equipos de alta tecnología.

Por ser FUNVISIS una institución estratégica enmarcada en el plan de seguridad del estado venezolano, se vio en la necesidad de hacer una propuesta de adecuación de sus instalaciones eléctricas que le permitiera conocer la información de la redes de alimentación externa, evaluar sus condiciones de vulnerabilidad física, la red de alimentación interna, diseñar sistemas de generación que garanticen la no interrupción de la energía, asimismo diseñar un sistema independiente redundante que proteja los datos del sistema acelerográfico nacional, proponer protecciones de sistemas puesta a tierra y diseñar la adecuación que permita proteger su centro de datos.

Por lo antes expuesto el objetivo del presente trabajo es la Adecuación de las Instalaciones Eléctricas de la Fundación Venezolana de Investigaciones Sismológicas (FUNVISIS).

CAPÍTULO I

1. ASPECTOS GENERALES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Fundación Venezolana de Investigaciones Sismológicas (FUNVISIS) se encuentra actualmente en procesos de modernización y adecuación de sus instalaciones, esto les permite tomar control de todos los procesos que se desarrollan en sus espacios de trabajo y considerar la independencia de sus servicios. Dado estas inquietudes se hace imperativo estudiar, resguardar, adecuar, mantener y normalizar todos los sistemas de energía eléctrica que permitan garantizar la obtención como usuarios de un servicio eléctrico de calidad, que le permita disponer de información propia de su sistema, estimular al estado la inversión para la adecuación de áreas de la fundación, estaciones de trabajo y espacios de equipos especiales.

Esta fundación en la actualidad posee canalizaciones de baja tensión que no cumplen con las condiciones y estándares de funcionamiento que permita obtener un sistema de energía de calidad para cumplir con todos los patrones de seguridad y confiabilidad de la actividad que desempeñan; en particular las condiciones de carga especial que presentan en el centro de adquisición de datos que registra la información que proviene de la red del servicio sismológico nacional; estas instalaciones actualmente no garantizan la operatividad óptima de sus sistemas y equipos, debido a que se originan fallas recurrentes; que repercuten en la desmejora de los equipos; en su mayoría fenómenos asociados a la falta de una adecuada planificación del crecimiento de las instalaciones eléctricas y a fallas del suministro que no corresponden a las exigencias. Cada uno de estos elementos ha originado que la institución se plantee un rediseño de sus instalaciones de baja tensión y generado una solicitud de adecuación de su suministro energético con el objeto de normar y garantizar la correcta operación de la red del servicio sismológico nacional.

En tal sentido, se plantea realizar un diseño de ingeniería que permita construir desde la base de un sistema de distribución y canalización de energía eléctrica, que garantice la obtención de un servicio eléctrico de calidad, respaldado y confiable, que contribuya al mantenimiento y la vida útil de los equipos.

En función de cada uno de estos eventos, nos planteamos las siguientes interrogantes: “¿Será necesario diseñar un sistema de alimentación redundante tanto en media como en baja tensión que permita a la fundación disminuir la vulnerabilidad de sus instalaciones en condiciones especiales de riesgo?, ¿Es el diseño de un sistema de puesta a tierra necesario para garantizar protección de los elementos que integran la red?, ¿Es importante en estos momentos adecuar las instalaciones de energía eléctrica de baja y media tensión que garanticen calidad de energía y resguarden las condiciones de operatividad del centro de procesamiento y adquisición de datos que provienen de la red sísmológica y acelerográfica nacional?”

El desarrollo satisfactorio de este trabajo de grado será una contribución importante de la universidad al estado venezolano, mostrando una vez más el compromiso que tenemos como institución educativa de generar conocimiento para dar respuestas a los problemas que tiene la nación; adicionalmente fortaleceremos a FUNVISIS en la consolidación de su independencia y autonomía en cuanto al acondicionamiento óptimo de sus sistemas de energía eléctrica.

1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La Fundación Venezolana de Investigaciones Sísmológicas (FUNVISIS) es la institución encargada de promover de forma permanente las investigaciones y estudios especializados en sísmología, ciencias geológicas e ingeniería sísmica; divulgar el conocimiento relacionado con las técnicas de prevención sísmica, contribuye a la formación de personal especializado en el área sísmológica y es la encargada de instalar, operar y mantener la red sísmológica y la red acelerográfica Nacional. Es por ello que es de vital importancia estratégica realizar una evaluación de los sistemas de energía eléctrica que permita en primer lugar recaudar

todo la información referente a los sistemas eléctricos, segundo que les permita disminuir la vulnerabilidad y por último que permita impulsar la inversión para adecuar correctamente los espacios de trabajo para seguir realizando la misión de esta importante organización.

1.3 OBJETIVO GENERAL

Adecuar las instalaciones eléctricas de la Fundación Venezolana de investigaciones Sismológicas.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el reconocimiento del sistema eléctrico de distribución de media tensión que alimenta la fundación y recopilar la información ubicada en la unidad de planificación de distribución de electricidad de Caracas (EDC).
- Determinar la vulnerabilidad del sistema eléctrico de distribución de media tensión y proponer soluciones integrales para reducir la vulnerabilidad del sistema.
- Diseñar la distribución y canalización con transferencias automáticas entre los sistemas de autogeneración y el suministro comercial, de forma que sirva como sistema redundante.
- Diseñar un sistema de alimentación eléctrica independiente y redundante para el centro de adquisición y procesamiento de datos (CPD).
- Proponer un sistema puesta a tierra y de protección contra descargas atmosféricas para las áreas de trabajo y en particular al centro de procesamiento y adquisición de datos (CPD).
- Diseñar la adecuación de las instalaciones eléctricas de los espacios del centro de procesamiento y adquisición de datos (CPD).

CAPITULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Sistema Eléctrico de Potencia

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible, estos se ubican desde una central generadora hasta los usuarios finales. El S.E.P, está formado por tres partes principales: Generación, Transmisión y Distribución:

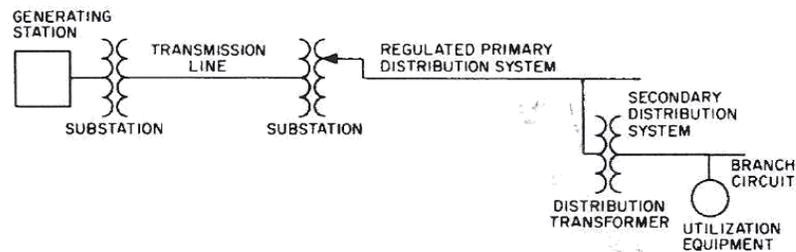


Figura 2.1 Sistema eléctrico de potencia en todas sus etapas [11].

2.2 Generación Eléctrica

Es donde se produce la energía eléctrica, por medio de unidades de generación y dependen de la fuente primaria de energía que se utilice. En Venezuela según datos CORPOELEC, el parque de generación nacional, asciende a unos 27.496 megavatios de capacidad instalada con una infraestructura, que se encuentran centrada en la región de Guayana, donde funcionan los complejos hidroeléctricos más grandes del país [32]. Estos ofrecen más del 62% de la generación que podemos disfrutar en nuestros hogares. El restante provienen de plantas termoeléctricas, y casi un 3% corresponde al sistema de generación distribuida, conformada por grupos electrógenos.

2.3 Transmisión

Es un subsistema del S.E.P que sirve para transmitir la potencia eléctrica desde los centros de generación a los centros de consumo, a través de distintas etapas de transformación de voltaje; las cuales se interconectan con otros sistemas.

2.4 Subestaciones Eléctricas

Una subestación eléctrica es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, con el fin de facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica. Tiene como finalidad aportar con el control del voltaje de un sistema interconectado, brindando confiabilidad y estabilidad al sistema.

2.5 Distribución

La red distribución de la energía eléctrica o sistema de distribución de energía eléctrica, es un subsistema del sistema eléctrico de potencia cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (clientes), es la última sección, o a través de ella se consume la mayor parte de la energía generada.

2.5.1 Estructuras de las Redes de Distribución

El sistema de distribución consiste de una amplia variedad de niveles de voltaje, componentes, cargas e interconexiones, más de las que tiene un sistema de transmisión.

La forma de las estructuras topológicas adecuadas para el desarrollo de un sistema de distribución aéreo o subterráneo, desempeña un papel muy importante desde la planificación de la red, ya que influye directamente en la operación, en el costo y la confiabilidad de la misma [35].

Los parámetros relevantes que determinan la estructura de una red son:

- El tipo de carga. (Residencial, comercial, industrial o mixta).
- La densidad de la carga (kVA o MVA/Km²).
- La localización geográfica de la carga.
- La forma geométrica de la expansión de la carga.
- La continuidad del servicio y el grado de confiabilidad requerido.
- La tasa o índice de crecimiento.
- Los criterios de operación.
- La mano de obra disponible para la construcción y para la operación de la red.
- Economía.

Los principales arreglos o estructuras de las redes de distribución son: aéreas sistema radial y sistema enanillo o una combinación de ambas y para las redes de distribución subterránea sistema radial y sistema paralelo.

2.5.1.1 Sistema Radial

Es por definición, aquél en el que el flujo de potencia tiene una sola trayectoria desde la fuente a la carga.

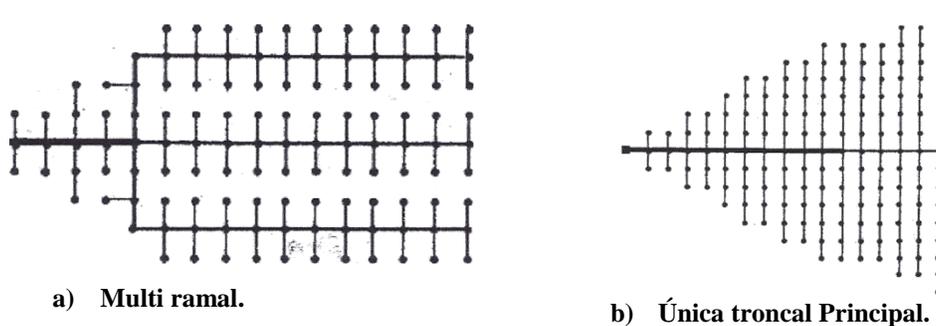


Figura 2.2 Configuraciones radiales en alimentadores primarios [46].

Este tipo de sistema es el más simple y el más económico debido a que el arreglo que utiliza menor cantidad de equipo, sin embargo, tiene varias desventajas en cuanto mantenimiento de los interruptores debido a que hay que dejar fuera parte de la red. Este tipo de sistemas es instalado de manera aérea y/o subterránea, para conocer más detalle dirigirse al anexo 1 de este trabajo.

2.5.1.2 Sistema Anillo

Es aquel que cuenta con más de una trayectoria entre la fuente o fuentes y la carga para proporcionar el servicio de energía eléctrica. Este sistema comienza en la estación central o subestación y hace un “ciclo” completo por el área a abastecer y regresa al punto de donde partió. Lo cual provoca que el área sea abastecida de ambos extremos, permitiendo aislar ciertas secciones en caso de alguna falla, es más utilizado para abastecer grandes masas de carga, desde pequeñas plantas industriales, medianas o grandes construcciones comerciales donde es de gran importancia la continuidad en el servicio.

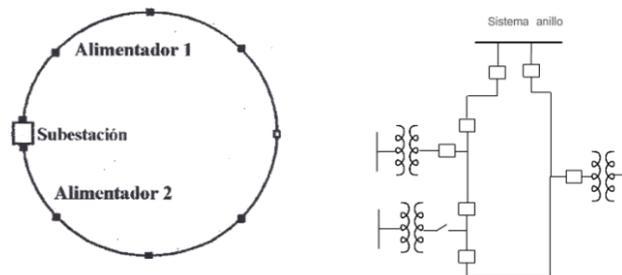


Figura 2.3 Red de anillo de un alimentador primario [46].

2.5.1.3 Sistema Malla

Este sistema es utilizado donde la energía eléctrica tiene que estar presente sin interrupciones, debido a que una falta de continuidad en un periodo de tiempo prolongado tendría grandes consecuencias un ejemplo de ello es el sistemas de alimentación de empresas fundidoras. Este tipo de conexión es más costosa que la de

arreglo radial, debido a que se requieren más equipos, para cualquier punto sobre la línea, donde el servicio es alimentado desde dos direcciones. Una de las características de este sistema es que los interruptores deben colocarse periódicamente alrededor de la malla, para que la sección que no funcione correctamente se pueda reparar sin interrumpir una parte de las líneas de servicio.

Este arreglo proporciona un mejor servicio a los llamados clientes críticos, también pudiéndose adoptar una combinación de los llamados sistemas en malla y radial. La parte radial del sistema alimenta a unos pocos clientes residenciales, que pudieran ante una falla quedar fuera de servicio para cualquier condición de falla.

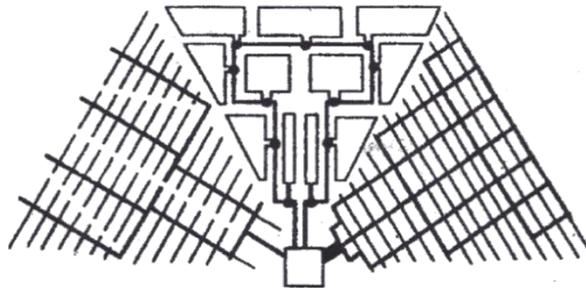


Figura 2.4 Alimentadores primarios en configuraciones Radial, Anillo y Malla [46].

2.5.2 Esquemas de Servicio Normalizado

Los tipos de esquemas de Servicio y tipos de distribución se estructuran en base a una norma el cual establece los criterios de diseño que deberán ser utilizados en los proyectos de alimentación de cargas concentradas y cargas distribuidas [35]. Cada esquema de servicio ofrece un grado de confiabilidad que se adecua a la importancia de la carga que desea alimentar, de acuerdo al valor esperado de la tasa de interrupciones y al tiempo promedio de restablecimiento del servicio. La elección depende de la magnitud e índole de la carga, el uso de la energía, el costo del esquema y las facilidades de la empresa en la zona donde se presta el servicio.

Dentro de los diferentes esquemas universales existentes y aplicados en el sistema de distribución tenemos:

- Primario radial
- Primario en Anillo
- Primario Mallado
- Primario Selectivo
- Primarios Múltiples
- Secundario Selectivo
- Secundario Radial
 - Radial simple
 - Radial ramificado
 - Radial mallado
- Secundario Mallado
 - Network Secundario: Utilizados en cargas distribuidas.
 - Spot Network: Cargas concentradas de gran magnitud.

2.5.2.1 Descripción de los Esquemas de Servicio

Los tipos de esquemas utilizados en la red de distribución por las empresas del sector eléctrico y adaptado a sus requerimientos operativos son [35]:

- Spot Network (SN) – Network Secundario (NS)
- Primario Selectivo Automático (PSA)
- Primario Selectivo Manual (PSM)
- Primario Radial con Interconexión (PRI)
- Primario Radial Simple (PRS)
- Secundario Selectivo (SS)
- Secundario Radial (SR)
- Primarios Múltiples (PM)

Para conocer más detalle dirigirse a los anexos 2 de este trabajo.

2.6 Vulnerabilidad Física en Sistemas Eléctricos

Los sistemas de energía eléctrica son estructuras físicas complejas que permiten distribuir energía desde una planta de generación a unos usuarios finales. Esta complejidad propia está basada en los niveles de la red de distribución que depende de una densidad, magnitud, demanda y donde se encuentran acondicionadas (condiciones estructurales de las mismas).

Para esta condición estructural ó infraestructura física compleja se hace necesario diseñar un marco de evaluación que han denominado vulnerabilidad física de las infraestructuras, que no es más que considerar las condiciones de riesgo físico que pudieran ser ocasionadas por efectos de la naturaleza o humanas que interrumpen la función que debe cumplir un S.E.P.

Esta evaluación se considera importante debido al impacto que puede generarse con un corte de energía, que pudiera estar determinado por la naturaleza de la zona afectada, la duración de la perturbación, la hora del día, y las condiciones climáticas. Por ello es necesario realizar tal como lo indica la comunicación de la Comisión al Concejo y al Parlamento Europeo 20 de octubre 2010 [42], considerar la evaluación de la vulnerabilidad cuantitativa (Análisis de vulnerabilidad y evaluación) como una manera de resguardar los SEP como de seguridad nacional.

En el trabajo de Ake Holmgren [1] se define la vulnerabilidad “como una colección de propiedades de un sistema de infraestructura que podría debilitar o limitar su capacidad para mantener su función, exponiéndolas a amenazas y riesgos que se podrían originar dentro y fuera de los límites del propio sistema” es un concepto que pudiera utilizarse para describir la falta de seguridad en relación a diversas amenazas y riesgos. Esta evaluación medirá la robustez que significa la capacidad de que el sistema mantenga su estructura (función) intacta (mantenerse sin cambios o lo mas optimo posible) en exposición de condiciones de perturbaciones midiendo la resistencia que el sistema pueda adaptar para recuperar su posición de estabilidad (recuperar o volver a, o cerca de, su estado original), después de la exposición.

2.6.1 Fundamentos del Análisis de Vulnerabilidad

Una parte fundamental de la evaluación de la vulnerabilidad [2] se centra en los siguientes cuatro elementos:

- 1) ¿Qué puede salir mal?
- 2) ¿Cuáles son las consecuencias?
- 3) ¿Qué tan probable es que suceda?
- 4) ¿Cómo se restaura un estado normal?

En una situación típica en el análisis de la vulnerabilidad de los sistemas técnicos de infraestructuras críticas es que existen pocos datos de las perturbaciones con consecuencias graves (sucesos que generan problemas). Ciertas informaciones práctica se puede obtener de incidentes pasados, pero rara vez se pueden utilizar datos estadísticos para estimar la vulnerabilidad. En cambio, los modelos matemáticos y /o opiniones de los expertos son de suma importancia y tienen que ser utilizados para poder realizar definiciones con respecto a lo que pudiera denominarse vulnerabilidad física en un sistema. Tenemos tres maneras de estimar la probabilidad de ocurrencia de un evento negativo:

- a) El análisis estadístico de los trastornos empírico (accidente) de datos.
- b) Los modelos matemáticos combinados con los datos empíricos de los componentes.
- c) Los juicios de expertos.

Dentro de las disciplinas de la ingeniería, analítica y numérica existen modelos que juegan un papel importante en el análisis de hechos y consecuencias (vulnerabilidad); ejemplo las derivaciones del fuego, explosiones, la dispersión de agentes químicos, entre otras. Otra pudiera también ser obtenida a través de los juicios de expertos en cuanto a evaluación de la vulnerabilidad física, utilizando métodos más o menos formales (entrevistas, encuestas, talleres, estudios entre otros). Los datos empíricos pudieran combinarse con experto juicios que podrían combinarse con herramientas estadísticas bayesianas y poder obtener resultados.

2.7 Sistemas de Autogeneración

Los sistemas de autogeneración están destinados a proporcionar energía a instalaciones eléctricas en forma independiente de la red pública o en combinación con ésta. Según el funcionamiento se clasifican en:

- Sistemas de emergencia
- Sistemas de corte en horas pico o control de demanda máxima
- Sistemas de cogeneración.

2.8 Diseño de Sistemas de Autogeneración

Para el diseño e instalación de un sistema de plantas eléctricas deben realizarse un sin número de consideraciones que se encuentran establecidas [15] a la hora de determinar cual grupo electrógeno se desea implementar. Para ello tenemos que considerar:

- Condiciones ambientales
- Los niveles de ruido
- La emisión de gases de escape.
- El almacenamiento de combustibles.
- Las disposiciones mecánicas de anclaje contra vibraciones
- La ubicación de la planta, el tipo de conexiones eléctricas, el tipo de cubiertas, tamaño del motor-generator, entre otras.

2.9 El Generador Eléctrico

Un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos, terminales o bornes. Los generadores eléctricos son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo

magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada estator).

Estas unidades son “caballos de fuerzas” que cumplen el deber de garantizar energía. Ellos están disponibles en unidades pequeñas desde 1 kVA hasta unidades más grandes de varios mil kVA [15]. Además de proporcionar la energía auxiliar, se utilizan también para alimentar cargas máximas y en ocasiones se usan como fuentes principales de poder.

Los generadores eléctricos o plantas, son fabricados en una gran variedad de configuraciones, aplicaciones, y capacidades. Existen motores de los generadores diesel, gas y gasolina. Pudiendo ser plantas de emergencia estacionarias que se ubican dentro de los edificios, comercios, hospitales u otros.

2.9.1 Clasificación de los Generadores Eléctricos

- Por la fuente de energía que alimentan:
 - Generador de Corriente Continua
 - Generador de Corriente Alterna
- Por características de su velocidad:
 - Generador Asíncrono
 - Generador Síncrono
- Por su forma: rotor
 - Polos salientes.
 - Cilíndrico.

2.10 El Generadores Diesel.

Cubren la necesidad de energía como respaldo para los sistemas de alimentación ininterrumpida, cuando el sistema se encuentra bien regulado, libre caídas de tensión, frecuencia, o perturbaciones armónicas. La figura 2.5 muestra un generador diesel típico de 500 kW y un generador insonorizado de 250 kVA.

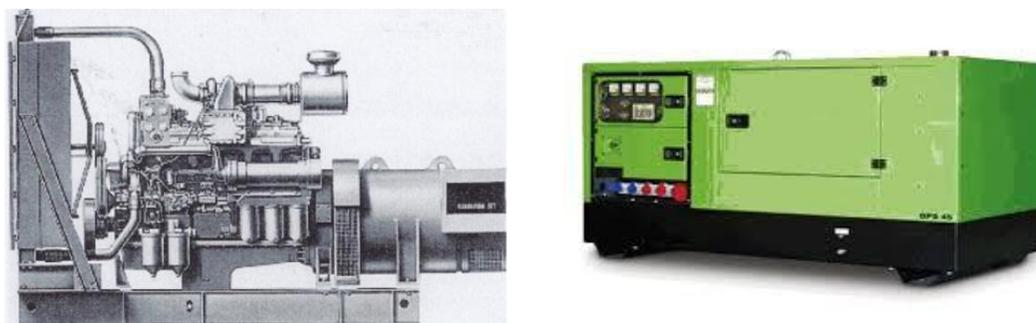


Figura 2.5 Típico generador accionado por motor diesel [15] y Grupo Electro geno insonorizado [48].

2.10.1 Capacidad Nominal de los Generadores Diesel

Los generadores para uso de emergencia se encuentran entre 480 y 277 voltios a 60 Hz, con un factor de potencia de 0,80 y son accionados por motores diesel. Se espera que un generador alcance su plena velocidad y est  listo para aceptar cargas en un lapso de 10 segundos después del inicio de la señal de arranque del mismo. El generador de emergencia tendrá una capacidad nominal en (kW) ver tabla 2.1 [15].

Tabla 2.1 Especificaciones típicas de grupos generadores accionados por motor.

Nominal rating (KW)	Nominal power rating (KW)	Standby rating (KW)	Power factor	Prime mover			Speed (r/min)
				Gasoline	Diesel	Natural gas/ LP gas	
5				x	x	x	3600
10	10	10	1.0	x	x	x	1800
25	25	30	0.8	x	x	x	1800
100	90	100	0.8	x	x	x	1800
250	225	250	0.8	x	x	x	1800
750	665	750	0.8	x	x	x	1800
1000	875	1000	0.8	x	x	x	1800

2.11 Descripción de los Grupos Electrógenos Diesel IVECO

Los grupos electrógenos diesel IVECO AIFO son equipos autónomos para producción de energía eléctrica; están formados por un generador eléctrico síncrono, de tensión constante, accionado por un motor de combustión interna de ciclo Diesel. Los grupos se usan para dos tipos principales de servicio:

a) Grupos para servicio básico.

Se emplean para producir energía eléctrica para varias finalidades (fuerza motriz, alumbrado, calefacción, etc.) en zonas donde no se dispone de otra fuente de producción.

b) Grupos para servicio de emergencia.

Se emplean para poner remedio a las interrupciones de energía en redes de distribución cuando tal interrupción pueda ocasionar molestias graves a las personas o daños materiales o económicos (hospitales, instalaciones industriales de ciclo continuo, etc.) o para hacer frente a puntas de consumo.

2.12 Módulo de Transferencia de Carga

La transferencia es el elemento que permite cambiar la alimentación de la carga entre la red normal de suministro, la planta eléctrica ó una red de respaldo, juegan un papel sumamente importante en cuanto a la correcta operación de los sistemas de respaldo energético ver figura 2.6.

Para ello es necesario determinar cuáles son las cargas de importancia dentro del proceso, para que en el momento en que exista falla el suministro eléctrico principal, el generador cumpla con la demanda de carga asignada por medio de este módulo, esto lo realiza a una disposición de un arreglo con otros dispositivos electromecánicos y sistemas de control.

En la actualidad existen equipos de control o módulos de transferencia de carga que puedan ser operados de manera automático o manual, estas opciones consideradas importantes porque dependen de la toma de decisión en el momento del suministro de energía eléctrica, minimizando los tiempos de interrupción o cuando se proyecte alguna parada para el mantenimiento.

Los módulos de transferencias cuentan con dos elementos fundamentales para su operación, el control maestro que permite actuar con el grupo electrógeno e interactúa con el circuito de control de transferencia a través de sensores electrónicos de voltaje que permite controlar el traslado de carga por transferencia de las líneas principales a las de emergencia, con mecanismo de interrupción de transferencia o bypass, una vez que se ha llegado a un mínimo o a un máximo voltaje previamente ajustado.

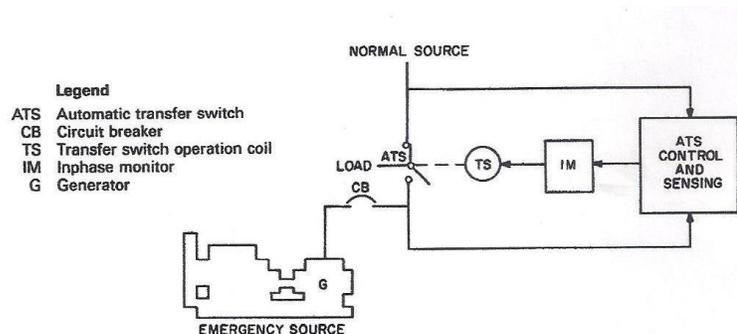


Figura 2.6. Diagrama de sistema eléctrico de transferencia automática [15].

2.13 Interruptor de Transferencia Automática

El interruptor es un dispositivo mecánico de conexión que pudiera ser accionado manualmente o automáticamente, en el caso de un interruptor de transferencia automática (Automatic Transfer Switch, ATS) es un dispositivo que posee tres funciones principales, detectar la disponibilidad de la fuente energía normal, detectar la disponibilidad de la fuente de emergencia y transferir la energía a

la fuente más conveniente en el momento adecuado [47]. Si bien existen muchos diseños de estos tipos lo más utilizados son los contactores magnéticos, interruptor controlados, entre otros. Existen muchas opciones disponibles para mejorar el rendimiento en cuanto al arranque, pero todos funcionan de la misma manera.

Una aplicación típica de un ATS puede verse en la figura 2.7, la energía de la red pública se conecta al lado normal del interruptor de transferencia y fluye a través de este hacia la carga. Cuando el ATS detecta la pérdida de la fuente normal produce una señal de arranque para el grupo electrógeno. Cuando detecta la disponibilidad de la fuente de emergencia, el interruptor de transferencia abrirá los contactos normales y cerrará los contactos de emergencia, conectando la energía a la fuente alternativa. Cuando se vuelve a la fuente normal, se abren los contactos de emergencia, se cierran los contactos normales y se apaga el sistema de energía.

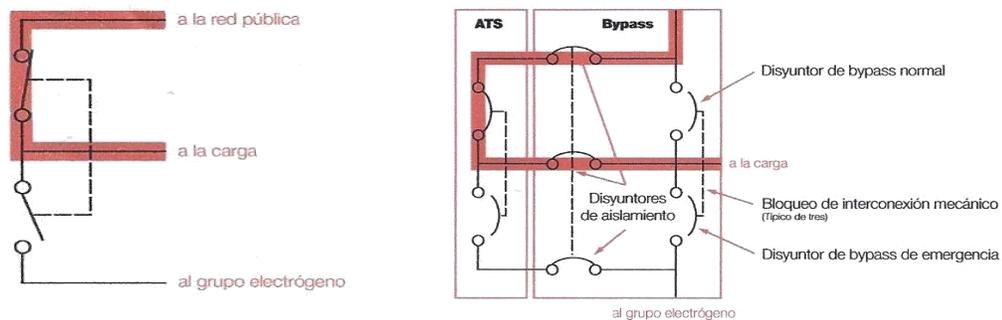


Figura 2.7. Diagrama de funcionamiento de interruptores típicos [47].

2.14 Sistema de Puesta a Tierra (SPAT)

Una de las decisiones más importante que los ingenieros del área de eléctrica deben enfrentar en la actualidad, es la que respecta a los sistemas de puesta a tierra (SPAT), esto debido a la importancia de ofrecer seguridad a personas y equipos en las instalaciones eléctricas, con el fin de limitar la tensión; que con respecto a tierra puedan presentar en un momento las masas metálicas; que permita asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que suponen una avería.

Existen para ello diferentes métodos y criterios cada uno con su propio propósito y vinculación que dependen de las razones básicas de conexión a tierra o no tierra por medio de prácticas y métodos. Estos métodos se desarrollan a partir de prácticas establecidas que se aplican principalmente a los sistemas de potencia que distribuyen y utilizan la energía en media o baja tensión, por lo general dentro de una pequeña área geográfica y que dependen de su utilidad.

Para los sistemas de baja tensión, los SPAT proveen seguridad a las personas limitando las tensiones de contacto, protegen las instalaciones dando un camino de baja impedancia, mejoran la calidad de la señal minimizando el ruido electromagnético que pudiera ser destructivo para equipos y establece un potencial de referencia equipotencial del sistema.

Para los sistemas industriales que incluyen equipos de generación se hace necesario las consideraciones también de los SPAT debido que los componentes tienen similitud con los sistemas de las prestaciones de servicio, que se rigen bajo restricciones exigidas en normas establecidas y que deben de considerarse [12]. Sin embargo, en el entorno industrial, las condiciones de servicio varían siendo alteradas por:

- a) Ubicación dentro del sistema de potencia.
- b) Las características del generador individual.
- c) Los requisitos del proceso de fabricación.

2.14.1 Propósitos de un SPAT

Un SPAT no es más que la conexión intencional a tierra de una fase o conductor neutro que tiene como propósito:

- a. Conducir a tierra todas las corrientes anormales que se originan como consecuencia de fallas eléctricas en las carcasas de los equipos eléctricos energizados.

- b. Evitar que aparezcan tensiones peligrosas para la vida humana en las carcasas metálicas de los equipos eléctricos.
- c. El control de la tensión que exista con respecto a la tierra, o aquella que se encuentre dentro de los límites predecibles.
- d. Permitir que la protección del circuito eléctrico, despeje la falla inmediatamente ocurrida .

Todas y cada una de estas conexiones deberán realizarse cumpliendo con los códigos de control respectivos, que permitan que la tensión de tierra que limita el esfuerzo de tensión en los aislamiento de los conductores sea el óptimo en rendimiento y también permite la reducción de riesgo de descarga eléctrica a las personas que puedan estar expuestas en contacto con conductores en tensión.

2.14.2 Tipos de SPAT

El término “puesta a tierra” (Grounding) consiste en varias funciones que tienen en común la utilización de la tierra. Se pueden distinguir dos tipos de puesta a tierra:

- **Puesta a tierra de protección:** se puede describir como un método para proteger a las personas y a los equipos de valores de tensión peligrosos.
- **Puesta a tierra del sistema:** se puede describir como la conexión deliberada a tierra de un sistema eléctrico en tensión.

La mayoría de los sistemas conectados a tierra emplean algún método de puesta a tierra del neutro del sistema en uno o más puntos [12]. Estos métodos se pueden dividir en dos categorías generales:

- Neutro aislado (Ungrounded).
- Neutro rígido a tierra (Solidly grounded).

- Impedancias
 - Tierra de resistencia (Resistencia grounded).
 - Tierra reactancia (Reactance grounded).
 - Neutralizador de falla de tierra (Ground-fault neutralizer).

Para interpretar alguno de estos elementos tenemos:

- Neutro aislado.

Los sistemas con neutro aislado son aquellos que no poseen conexión a tierra, no existe conexión entre el sistema de los conductores y tierra. Sin embargo, como se muestra en la Figura 2.8, siempre existe una conexión capacitiva de acoplamiento entre un conductor y otro sistema; y también entre los conductores de red y tierra.

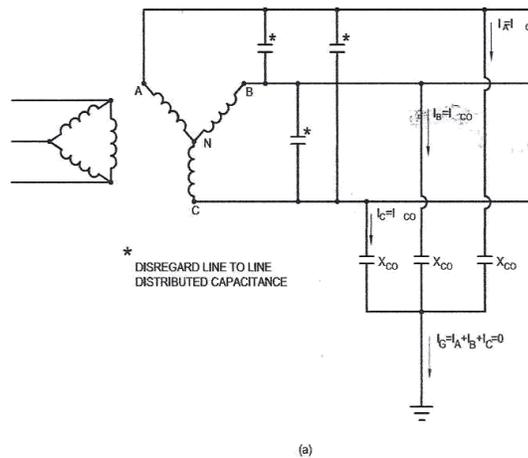


Figura 2.8 Sistema neutro aislado (Ungrounded system) [12].

Desventajas

- La falta de conexión a tierra produce sobretensiones transitorias destructivas en todo el sistema durante las continuas fallas a tierra.
- Se producen fallas de aislamiento en varias ubicaciones del sistema.
- Una falla podría provocar que las fases se pongan a tensión con respecto a tierra.
- Mayores posibilidades resonancias y ferroresonancias, entre otras.

Para reducir estas desventajas se hace necesario realizar conexiones solidas a tierra o a través de impedancias. Estas se aprecian en los siguientes diagramas. Ver figura 2.9.

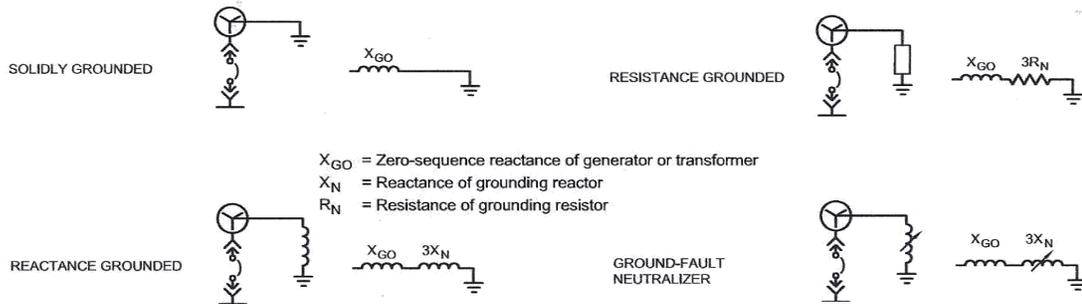


Figura 2.9.- Diagramas equivalentes para conexión PAT [12].

Más detalle en el anexo 3 de este trabajo donde puede verificarse los típicos PAT en instalaciones.

2.14.3 Resistividad de los Suelos

Las técnicas para medir la resistividad del suelo son esencialmente las mismas sea cual sea la finalidad de la medición a realizar, sin embargo, la interpretación de los datos registrados puede ser variables especialmente cuando los suelos no son uniformes que es en pocos casos y cuando la resistividad del suelo se hace constante a medida que aumenta la profundidad [3]. La resistividad del suelo se puede expresar Ω -m, Ω -cm ó Ω -mm.

Esta resistividad de la tierra no solo varía con el tipo de suelo, si no que también lo hace con la temperatura, la humedad, el contenido de salinidad. Ver Figura 2.10.

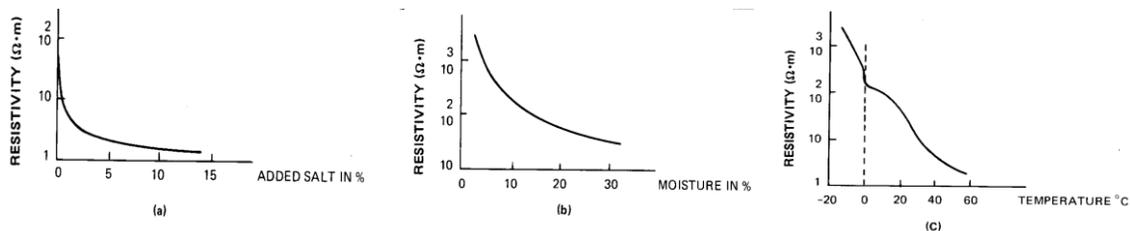


Figura 2.10 Variaciones de resistividad de la Tierra (a) Sal (b) Humedad y c) Temperatura [3].

La información indica que los valores de resistividad de tierra varían de 0,01 a 1 $\Omega \cdot m$ de agua de mar y hasta 109 $\Omega \cdot m$ de piedra arenisca. La resistividad de la tierra aumenta lentamente a medida que disminuye la temperatura de 25 $^{\circ}C$ a 0 $^{\circ}C$. Abajo de 0 $^{\circ}C$ la resistividad aumenta rápidamente. En suelo congelado, como en la capa de superficie en invierno la resistividad puede ser excepcionalmente alta. Los valores de resistividad en suelos pueden verse en las tablas que se encuentran en el anexo 4.

2.14.4 Medición de la Resistividad del Suelo

Para realizar cualquier medición de resistividad en suelos es necesario considerar las siguientes recomendaciones que son producto de la experiencia práctica y sirven para obtener los resultados deseados. No realizar mediciones en los siguientes casos:

- Después de una lluvia.
- Durante alta humedad ambiental.
- Cuando hay conductores pelados y no se logran buen contacto las conexiones.
- Durante horas de tormenta.
- Durante horas de humedad, en la que se escucha chisporroteo en los aisladores.
- Durante la ejecución de trabajos de mantenimiento sobre la infraestructura en las proximidades.

2.14.4.1 Medición de la Resistencia de Suelo

- **Método Wenner (Electrodos igualmente espaciados)**

Con esta disposición, los electrodos están espaciados igualmente como se muestra ver la figura 2.11.

Sea a la distancia entre dos electrodos adyacentes. Entonces, la resistividad ρ en los términos de las unidades de longitud en la que a y b se miden es:

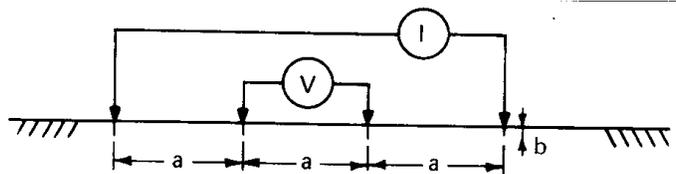


Figura 2.11 Método Wenner [3].

Entonces, la resistividad ρ en los términos de las unidades de longitud en la que a y b son medidos es:

$$\rho = \frac{4\Pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (1) [3]$$

Cabe señalar que esto no se aplica a varillas de tierra que se encuentra a gran profundidad; sólo se aplica a pequeños electrodos enterrado, con cables de conexión aislados, estas cuatro varillas se colocan generalmente en una línea recta, espaciados a distancia, conducidos a una profundidad no superior a 0,1.

Entonces asumimos $b=0$ y la fórmula se convierte en:

$$\rho = 4. \Pi. a. R \quad (2) [3]$$

2.14.4.2 Medición de la Impedancia de Puesta a Tierra

- **Método de Caída de Potencial**

Este método tiene varias variaciones y es aplicable a todos los tipos de mediciones de impedancia de tierra [3]. La impedancia de un sistema de puesta a tierra grande puede tener un componente reactivo apreciable cuando la impedancia es menos de 0,5 W, por lo tanto, el valor medido es una impedancia y debe ser considerado así aunque la terminología utilizada a menudo es una resistencia.

El método implica el paso de una corriente por un electrodo a medir y tomando nota de la influencia de esta corriente en términos de la tensión entre la tierra bajo prueba y un electrodo de potencial de ensayo. Un electrodo de corriente de prueba se utiliza para permitir el paso de una corriente en el electrodo a ensayar ver figura 2.12.

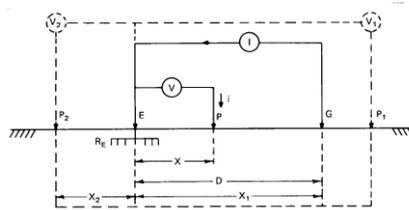


Figura 2.12 Método de caída de potencial [3].

La corriente I, pasa a través del electrodo E de prueba y el electrodo de corriente G, esto resultados en la superficie terrestre tienen variaciones. El perfil de la diferencia de potencial se considera a lo largo de G, P, E. El resultado obedece a la variación de la distancia del electrodo P que dependerán de X. ver figura 2.13.

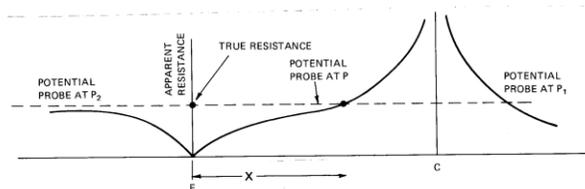


Figura 2.13 Resistencia aparente de varios espaciados de X [3].

Los potenciales se miden con respecto a la tierra bajo prueba, E, que se asume por conveniencia a potencial cero. El método de caída de potencial consiste en el trazado de la relación de $V / I = R$ como una función de la sonda de espaciamiento en X. El potencial electrodo se mueve lejos de la tierra bajo prueba en pasos. Un valor de impedancia se obtiene en cada paso que se va realizando. La impedancia se representará gráficamente como una función de la distancia, y el valor en ohmios a la que esto se representa gráficamente y donde exista una nivelación de la curva, se tomara ese espacio de nivelación como el valor de la impedancia de la tierra la cual se encuentra bajo prueba (véase la figura 2.14)

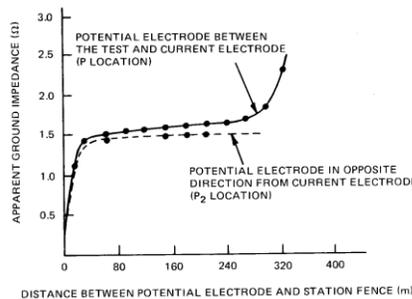


Figura 2.14 Caso de medida de resistencia de tierra (alta impedancia) [3].

Todo este proceso debe ser aplicado detalladamente, ya que los resultados satisfactorios sólo se obtendrán al ubicar la parte plana de la gráfica de tendencia de los puntos en las mediciones. Con el fin de obtener una porción plana de la curva es necesario que el electrodo de corriente se encuentre efectivamente fuera del área de influencia del electrodo que estamos referenciando en la prueba. Esta influencia se denomina a veces medida de tierra de la estación y puede ser considerado como la distancia más allá del cual hay un efecto insignificante en el aumento medido de voltaje de tierra causada por la corriente de tierra. Teóricamente la influencia se extiende hasta el infinito; pero en la práctica hay un límite, porque la influencia varía inversamente a la distancia.

Para profundizar más sobre la métodos e interpretación de las mediciones ver el anexo 5.

- **Método de Tres Puntos.**

Este método implica el uso de dos electrodos para realizar la prueba con el electrodo a medir R1 con respecto a las resistencias de los electrodos de prueba designados R2 y R3 [3].

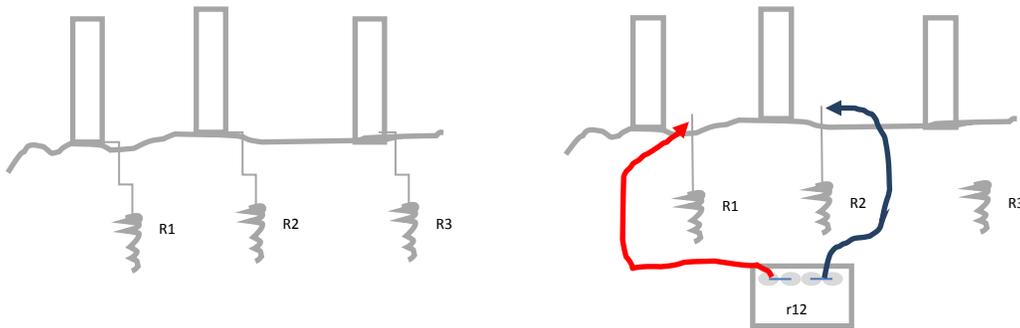


Figura 2.15 Método de los tres puntos (varias resistencias de tierra)

[Fuente: Diseño Propio].

La resistencia entre cada par de electrodos se mide y se designan r12, r13, r23; donde $r12 = R1 + R2$; $r23 = R2 + R3$; así respectivamente [6]. Generando un sistema de ecuaciones que resolviendo se deducen:

$$R1 = \frac{r12 - r23 + r13}{2} \quad (3) [3]$$

Por lo tanto, mediante la medición de la resistencia en serie de cada par de electrodos de tierra y sustituyendo los valores de resistencia en la ecuación, el valor de R1 puede ser establecida. Si los dos electrodos de prueba son materialmente de mayor resistencia que el electrodo bajo prueba, los errores en las mediciones individuales se pueden ampliar en gran medida en el resultado final.

Para la medición, los electrodos deben estar a cierta distancia el uno del otro, de lo contrario existirán absurdos en la misma, tales como cero o incluso de resistencia negativa. Al medir la resistencia de un electrodo la distancia entre los tres electrodos de tierra separados debe ser como mínimo de 5 m, idealmente de 10 metros o más.

2.15 Protección Contra Descargas Atmosféricas (PDA)

En la actualidad los países dependen básicamente de técnicas asociadas al área electrónica y del procesamiento de datos que se usan en la economía, la industria y el sector público. Cualquier avería o fallo en los sistemas de transmisión de datos o equipos pudieran dar lugar a una verdadera catástrofe. Entre las causas más frecuentes de estos fallos y averías están las sobretensiones internas y externas que fluyen a través de las redes y destruyen elementos eléctricos y electrónicos. Uno de los estudios sobre estos fallos que son considerados sobretensiones externas se tiene el tema sobre lo que se denomina descargas atmosféricas. Para ello la necesidad de protección contra el rayo (descargas atmosféricas), considerando que es un fenómeno natural que no se puede dominar, debido:

- La complejidad del fenómeno,
- Su carácter aleatorio,
- La energía involucrada en un tiempo muy corto.

Las descargas atmosféricas provienen de lo que se denomina nube de tormenta de tipo cúmulo-nimbus que da origen a la formación de rayos.

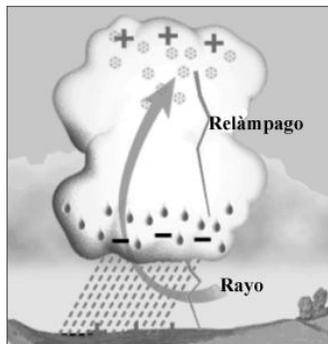


Figura 2.16 Origen de formación de descargas atmosféricas [49].

En la nube su parte superior está constituida de cristales de hielo cargados positivamente mientras que su base está hecha de pequeñas gotas de agua cargadas

negativamente. Las turbulencias atmosféricas generan esta separación de cargas; aparece entre estas últimas un campo eléctrico muy intenso que, cuando alcanza el límite disruptivo, provoca una o varias descargas eléctricas ya sean entre las nubes o zonas de nubes (relámpagos), o bien entre la nube y el suelo (rayo) ver figura 2.16. Con buen tiempo, el campo eléctrico en el suelo es más o menos de -100 V/m . Al acercarse una masa tormentosa (tormenta negativa), se invierte y puede alcanzar valores de 10 a 25 kV/m . La diferencia de potencial entre la nube y el suelo es entonces de algunas decenas de mega voltios.

2.15.1 Principio de PDA

Durante la formación de una tormenta, grandes cantidades de cargas eléctricas de polaridades opuestas son producidas. Estas cargas crean diferentes potenciales eléctricos que van de un nivel a otro, un arco eléctrico que se encuentran dentro de las nubes o entre las nubes y la tierra. Es ilusorio intentar oponerse a este flujo de corriente y es necesario tener un enfoque para la neutralización de la carga hacia el suelo y el aprovechamiento de la nube de tormenta [40].

Aunque la duración de la caída de un rayo (descarga atmosférica) es corta, la energía es suficiente para causar un incendio, un gatillo para una explosión, matar a un hombreo un animal. Además, para no ser alcanzado por un rayo existen varias ideas, a pesar de que a veces pudiera ser poco realista esta son:

- Ser capaz de desviar las nubes de tormenta,
- Evitar la formación descarga a nivel del suelo,
- Fomentar una corriente de ubicación del rayo y un canal fuera del área que se debe proteger.

La observación de los fenómenos y los comentarios ayudaron a desarrollar los dispositivos de protección basados en el principio de la captura y la canalización del rayo en lugar de querer escapar de él. Por lo tanto, los dispositivos de protección

contra golpes de relámpagos están diseñados para recibir una descarga atmosférica. La eficacia de su capacidad esta en:

- Atraer al rayo (cuando el dispositivo de protección está en un mismo sitio),
- Resistir el impacto(efectos térmicos y mecánicos),
- Aprovecharla mayor parte posible de la energía (que limita la propagación de la corriente en el área protegida)
- Difundirla corriente en el suelo (limitación de la propagación horizontal a la tierra en el impacto).

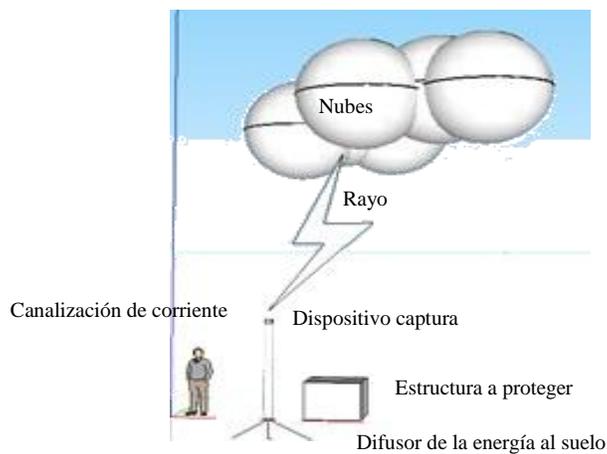


Figura 2.17 Principio de protección contra rayos [40].

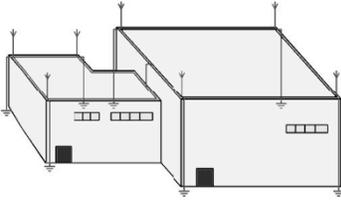
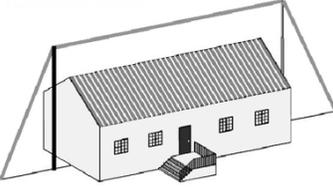
[Modificado original por diseño Propio].

En definitiva fomentar un lugar de impacto del rayo que permita canalizar la corriente al exterior de un espacio el cual se quiere proteger.

2.15.2 Tipos de PDA

En la actualidad aunque existen diferentes dispositivos comerciales de protección contra descargas atmosféricas expondremos los tres presentados en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Protecciones típicas contra descargas atmosféricas [62].

TIPO	ESQUEMA	OBSERVACIONES
<p>Sistema de protección activa- Franklin</p>		<p>Su misión es provocar la excitación atmosférica por encima de cualquier otro punto de la estructura a proteger, para aumentar la probabilidad de que la descarga incida en su zona de influencia y derivar a tierra la corriente de rayo.</p>
<p>Sistema de protección pasiva Jaulas de Faraday</p>		<p>Consiste en la recepción de un rayo a través de un conjunto de puntas captoras unidas entre sí por cables conductores, formando una malla y derivando a la tierra con una red de bajantes conductores.</p>
<p>Sistema de protección pasiva Telepararrayos</p>		<p>Constan de una línea aérea conectada en sus extremos mediante los correspondientes bajantes a tierra. Este sistema se utiliza para la protección de líneas aéreas de energía eléctrica, subestaciones eléctricas de distribución y transformación, depósitos de inflamables de pequeñas dimensiones, entre otras.</p>

2.15.3 Ubicación de las PDA

Se ha conocido durante varios siglos que la caída de rayos se coloca referentemente a las partes y zonas más altas (la más cercana a las nubes) [40]. Esta predisposición de caer un rayo con éxito a un objeto, se debe al efecto delo que se denomina punta también llamada efecto corona (efecto que ocurre cuando tenemos una acumulación de una gran de carga eléctrica, donde el aire queda ionizado, las cargas eléctricas que componen al nitrógeno y oxígeno del aire, dado la existencia de tanta fuerza literalmente se desprenden entre sí). El modelo electrogeométrico fue

diseñado desde la teoría de la observación del flujo descendiente de los trazados de los rayos. Fue inventado para:

- Tratar de explicar porque un rayo cae sobre el objeto más alto,
- Evaluar el área alrededor del objeto en el que el rayo no debe caer.
- Un modelo que se basa en el uso de una esfera rodante ficticia.



Figura 2.18 Utilización del método de la esfera ficticia [40].

Este método se representa, en un plan de elevación de un edificio, con una esfera cuyo radio aumenta con la corriente del rayo considerado. Las posiciones de unión preferencial de los relámpagos son los puntos donde la esfera imaginaria entra en contacto con el suelo. El método de la esfera ficticia establece la posición de los dispositivos de captura de un rayo. El radio de la esfera imaginaria está relacionado con rayo equivalente a $R=10 I^{2/3}$, definido por el modelo electrogeométrico [40].

2.15.4 Criterios para la Determinación de PDA

Los criterios de guía cualitativa para la determinación de la necesidad de prever un sistema de protección contra rayos se determina a través de la norma COVENIN 599:1973 CODIGO DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS. Ver en anexo 6.

CAPITULO III

3. MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se describe la metodología aplicada en este trabajo de grado, se contempla: tipo de investigación, metodología de investigación y fases de la investigación.

3.1 Tipo de Investigación

Partiendo de los objetivos planteados, para el desarrollo de este trabajo de grado se utilizó el método de investigación de campo en su amplio concepto [30]. Se realizó un análisis de un problema real en el sistema de distribución de baja tensión, conllevando al estudio de las características del sistema eléctrico en media tensión. Además de establecer una investigación de carácter exploratoria, descriptiva e interpretativa realizando caracterización de ambos sistemas en cuanto a los dispositivos que la constituyen, representar las causas y efectos de los fenómenos asociados a él, determinando sus ocurrencias, por medio de la recopilación de datos cualitativos y cuantitativos medidos de forma directa dándole un carácter experimental; y los de forma indirecta a través de registros y encuestas.

Finalmente se realizar una propuesta que no solo disminuya los riesgos físicos que pudieran inutilizar datos en equipos de los registros del sistema acelerográfico nacional, sino que además permita garantizar lo más posible que no existan ningún tipo de interrupción eléctrica en su sistema. Tratándose entonces de un proyecto factible, según la UPEL (2006) [30]. Todo el esquema desarrollado en la investigación se especifica en la figura 3.1.

3.2 Método de Investigación

La estructura básica de este trabajo se desarrollo en dos perspectivas:

Una primera, donde se recopiló la información general sobre el sistema eléctrico de media tensión que va desde el punto de transformación de disponibilidad de carga para FUNVISIS hasta la subestación de alimentación. Esto logrado gracias a los buenos oficios de la unidad de planificación de distribución de CORPOELEC (datos generales que no comprometen la confidencialidad de la red).

Una segunda, donde se realizó el levantamiento de las características del sistema de baja tensión que va desde el punto de transformación de FUNVISIS hasta el usuario final que hace uso de la tecnología para describir los fenómenos sismológicos, en el cual, se utilizaron equipos especializados para el muestreo de fenómenos básicos asociados a los sistemas eléctricos: tensión, corriente, potencia, desbalance de carga, armónicos, entre otros. Además de realizar un levantamiento específico de ubicación de cargas, cuantificación de las mismas de manera teórica para compararlas con los valores registrados, identificación de circuitos por aéreas de trabajo y finalmente el levantamiento de los planos correspondientes.



Figura 3.1 Esquema de procedimiento empleando [Fuente: Diseño Propio].

3.3 Fases de la Investigación

3.3.1 Fase I y II Levantamiento, Recopilación y Caracterización

- **Sistema de media tensión.**

Con la información obtenida por COORPOELEC, se procedió a identificar el tipo de sistema, alimentación, capacidad, dispositivos, interconexiones, verificación de su vulnerabilidad, entre otras.

- **Sistema de Baja Tensión.**

Este se inició verificando las ocurrencias de cortes en el suministro, identificando las condiciones de las instalaciones de baja tensión existente desde la acometida principal hasta cada uno de los usuarios finales; para ello se determinó la ocurrencia de cortes en el suministro a través de encuestas y entrevistas a los usuarios finales por áreas de trabajo.

Registros de la empresa encargada de realizar los trabajos de mantenimiento y planificación de los sistemas de baja tensión y antecedentes del consumo de energía eléctrica de la fundación. Se solicitó los estudios y los datos procesados por el comité eléctrico de FUNVISIS, encargado de generar los lineamientos sobre el ahorro de energía eléctrica dictado por el ejecutivo y los registros que les otorga en evaluación la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC)

Condiciones de las Instalaciones de distribución, sistemas de puesta a tierra, circuitos ramales, dispositivos finales y si los mismos cumplen con las normas establecidas en el Código Eléctrico Nacional. Se realizó una inspección visual de las áreas de la fundación, áreas de trabajo, se cuantificó las cargas conectadas en KVA, se identificó los tableros principales de distribución y tableros secundarios de circuitos ramales, los planos eléctricos de planta y los planos unifilares.

3.3.2 Fase III. Resultados y Análisis

Previo al reconocimiento en media tensión la metodología de evaluación aplicada para determinar la vulnerabilidad en la infraestructura de energía eléctrica [2], que responda a la realidad de este proyecto y a los elementos adquiridos a través de la información obtenida por COORPOELEC sin poner en riesgo la confidencialidad de la información obteniendo soluciones integrales viables. Se realizó un análisis de vulnerabilidad física de infraestructura aplicando los siguientes pasos:

Paso 1: Definición del sistema, delimitaciones y consecuencias de interés. En este paso se deberá definir la prioridad del sistema, incluir todas las limitaciones (delimitar) y considerar las posibles consecuencias; por ejemplo, reflejar las pérdidas del sistema y las consecuencias técnicas y físicas del mismo.

Paso 2: Cartografía y modelización del sistema. En este paso se debe elaborar un mapa del sistema de interés (red) para crear un modelo de la misma. La regla básica es conducir hacia un nodo las consecuencias de lo que se han considerado como vulnerable. Si se trata de un sistema distribución eléctrica debe haber un modelo que describa la cantidad de clientes que pierde la fuente de alimentación cuando un nodo (subestación o transformador) o un borde (línea o cable) están fuera de servicio. (En este trabajo solo se realizará en este paso una identificación de componentes y una enumeración de eventos posibles).

Paso 3: Identificar los posibles tipos de perturbaciones. Este paso consiste en identificar que tipos de perturbaciones estaría expuesto el sistema con un análisis de vulnerabilidad global que diferencie la relación entre las perturbaciones, los peligros reales y amenazas. (En este trabajo solo se identificara las amenazas posibles).

Paso 4: Analizar la vulnerabilidad global e identificar los componentes críticos. Este paso se compone fundamentalmente de dos partes, el primero que tiene que ver con el análisis de vulnerabilidad global y el segundo con la identificación de los

componentes críticos. Para el análisis global se debe llevar a cabo para cada perturbación una simulación que podrían modelarse con modelos probabilísticos (ejemplo, la eliminación aleatoria de nodos o bordes) estos deberán ser simuladas en varias ocasiones para verificar las diferentes consecuencias que puedan surgir. Para la identificación de los componentes críticos se calcularan en conjunto dado de componentes para un tamaño de fallo como consecuencias para todas las posibles combinaciones de esos fallos. (En este trabajo se enfocará en identificar las perturbaciones y los componentes críticos a través de los criterios de expertos).

Paso 5: Valorar la vulnerabilidad y decidir un plan de acción. Para este paso debe identificarse los posibles efectos de las perturbaciones clasificados como aceptable o inaceptable. Si se identifican vulnerabilidades aceptables dar una discusión sobre la probabilidad de las posible amenazas y peligros de que sucedan. Para las vulnerabilidades que se consideran inaceptables, un plan de acción para la mitigación de esta vulnerabilidad.

Paso 6: Poner en práctica el plan de acción. En este paso, es donde se mitigan las consideraciones de vulnerabilidad con las acciones decididas en el paso anterior.

Paso 7: Actualización del análisis de la vulnerabilidad. En este paso permite actualizar periódicamente el análisis de vulnerabilidad, especialmente si el sistema o el medio ambiente que opera han cambiado permite retroalimentar el proceso. Para conocer más detalle del proceso de análisis de vulnerabilidad física elaborado ver el diagrama de flujo que se encuentra en el anexo 7 de este trabajo.

Para baja tensión se desarrolló procedimientos normalizados que permitieran determinar la características de los sistemas de distribución contemplados en la calidad de energía eléctrica, bajo norma Europea EN-50160; el estándar IEC 61000-4-30, que establecen las definiciones, especificaciones, técnicas de ensayo, medidas y las recomendaciones para las mejoras de la calidad de energía en un sistema eléctrico. Para ello se utilizó un instrumento de calidad de energía Pqube que se encuentra bajo el estándar IEC 61000-4-30 clase A, captando los fenómenos físicos asociados como oscilaciones de tensión, caídas de tensión, huecos y picos de tensión,

distorsión armónica, desbalance de carga, consumo en horas pico, capturas de interrupciones, consumo de carga, entre otras. De ello se obtuvo la información necesaria para en primer lugar tener una comprensión clara del sistema para poder adaptar todas las soluciones posibles acorde con los parámetros obtenidos y en último lugar garantizar a través de una propuesta viable la protección para personas y equipos.

3.3.3 Fase IV.- Propuesta

Obtenidos los resultados en el cual se basó esta investigación se procedió a construir las propuestas de tipo factible que permitieran hacer las consideraciones necesarias y suficientes para las mejoras del sistema eléctrico de baja tensión de FUNVISIS y las consideraciones que pudieran tomarse para el sistema de media tensión para solicitarlo al prestador de servicio CORPOELEC.

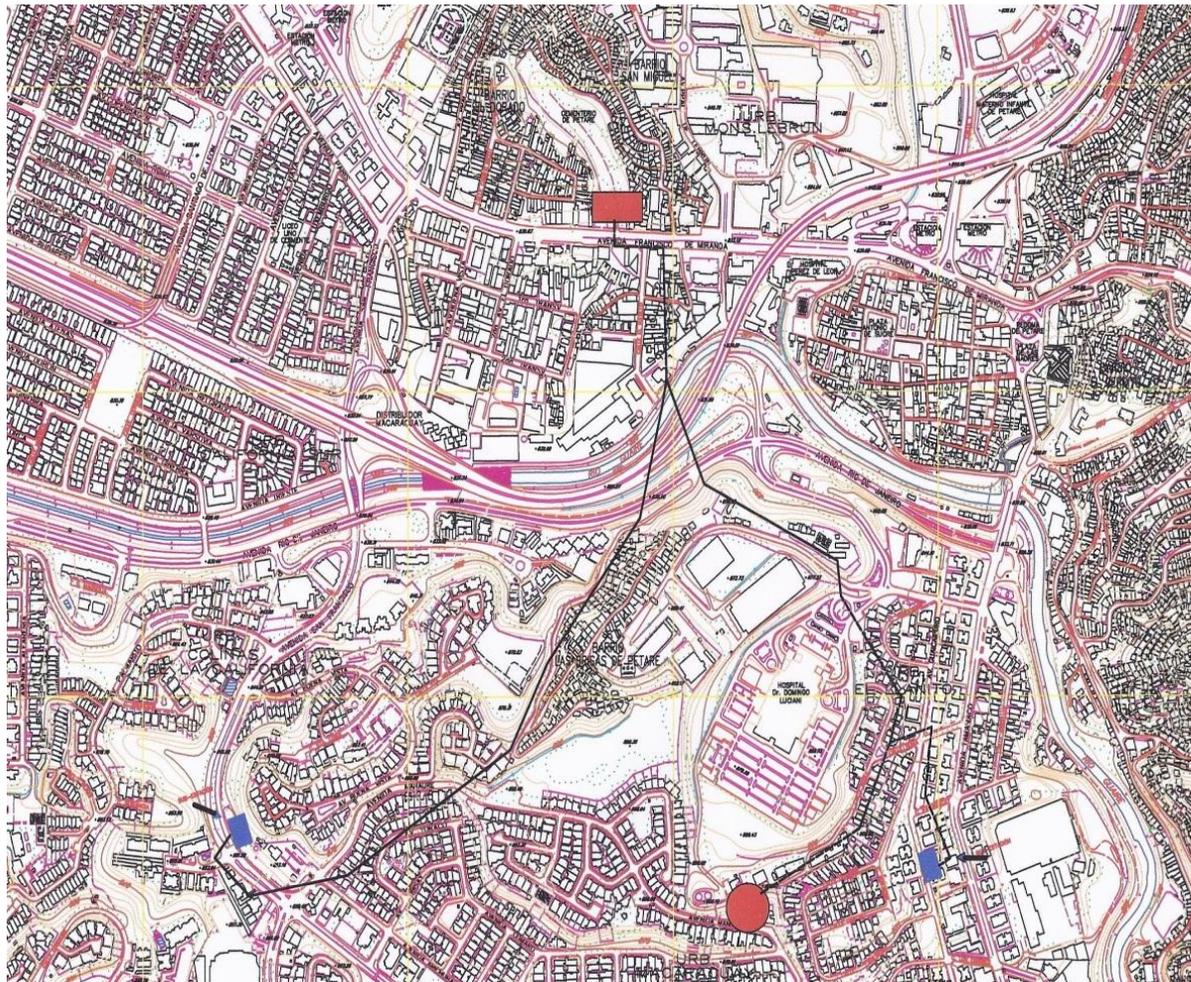
CAPITULO IV

4. RESULTADOS

4.1 Descripción del Sistema Bajo Estudio

4.1.1 Sistema en Media Tensión de S/E a FUNVISIS

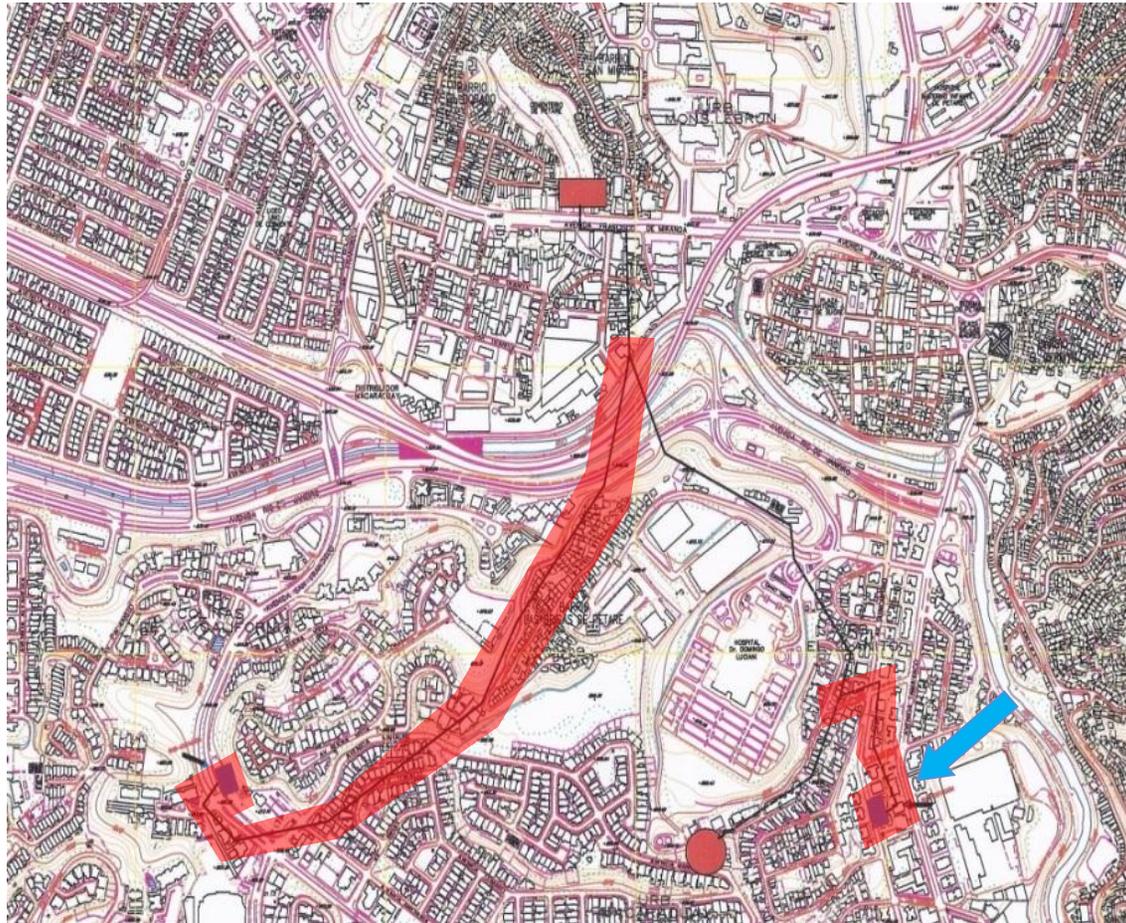
Según información suministrada por el centro de planificación de CORPOELEC el sistema de alimentación de media tensión, está constituido por aproximadamente unos 1450 m de conductores desde la S/E al punto de transformación, de un sistema de energía a 4,8 kV ver figura 4.1, considerado para los especialistas del área [54], como un sistema robusto corrido con protección en varios puntos a lo largo de la líneas de distribución contra descargas atmosféricas (pararrayos), que se compone de 920 m de acometida subterránea y 530 m de acometida aérea ver figura 4.2. Inicia desde la S/E con un conductor 250 PLT15 (capacidad máxima de 314 A 15 kV) vía subterránea para posterior salir con un conductor aéreo 1/0AL5 (capacidad máxima de 250 A), por esta característica considerado un sistema de tipo subiente (inicia subterráneo para luego salir aéreo) y llega al punto de transformación con un conductor 2PLT15 (capacidad máxima de 222 A 15 kV). Este sistema puede ser alimentado por 2 (dos) circuitos uno emergente y uno preferente, en los cuales puede realizarse maniobras a través de 2 subestaciones, una de ellas la más cercana al punto de transformación de FUNVISIS que la otra ver figura 4.4. Estas maniobras de recuperación son exclusivamente manuales (esto es porque depende de la disponibilidad; a la hora de alguna interrupción; de las cuadrillas de CORPOELEC que se encuentren disponibles para la ocurrencia de la falla).



-  Subestación Emergente.
-  Subestación Preferencial.
-  Punto de transformación.

Figura 4.1 Sistema media tensión en 4,8 kV.

[Modificación propia del diseño original (información confidencial)]



-  Circuitos emergentes de interconexión.
-  Interconexión más cercana al PD.

Figura 4.4 Subestaciones emergentes de interconexión para maniobras.

[Modificación propia del diseño original (información confidencial)]

Este sistema en su recorrido se interrumpe con 2 seccionadores sin fusibles utilizado en líneas aéreas o casillas identificadas con placa de ID (rompe carga), se definen como un dispositivo de desconexión mecánico de maniobra que en posición de abierto realiza la función de seccionamiento; es decir, asegura una distancia de aislamiento entre contactos ver figura 4.5.



Figura 4.5 Seccionador sin fusibles [55].

Posee 4 protecciones contra descargas atmosféricas (Pararrayos) o protector de sobre tensión recordemos que las descargas atmosféricas pueden causar grandes diferencias de potencial en sistemas eléctricos distribuidos fuera de edificios o de estructuras protegidas. Estas no utilizan identificación alguna ver figura 4.6.



Figura 4.6 Protector de sobre tensión (Pararrayos) [55].

La interconexión se hace a través de dos subestaciones dependiendo de la zona de interrupción utilizando por un lado la más lejana un seccionador sin fusible abierto ver figura 4.4 y la otra la más cercana, desde un interruptor de transferencia

manual sumergible en aceite de dos vías que no son más que un medio de extinción de arcos de corriente de carga y de corrientes de corto circuito ver figura 4.7.

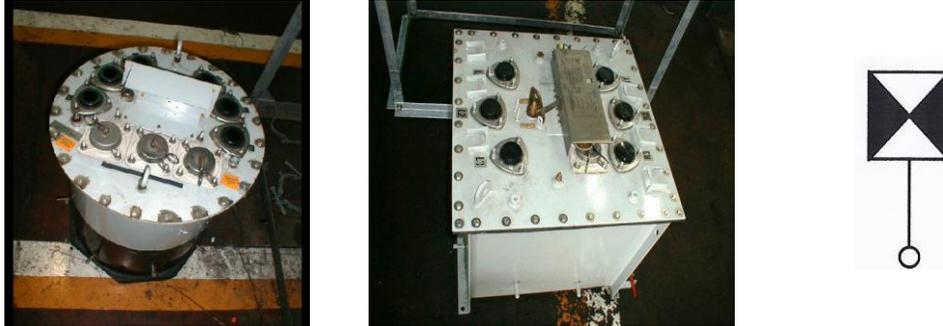


Figura 4.7 Interruptor sumergible en aceite manual de 2 vías [55].

La conexión al punto de transformación se realiza a través del conector vivo CV ver figura 4.8 y los seccionadores con fusible realizan la doble función de interrumpir y seccionar, vale decir que, además de poder cortar determinadas corrientes, satisfacen la posición de apertura las condiciones de estabilidad y aislación ver figura 4.9.

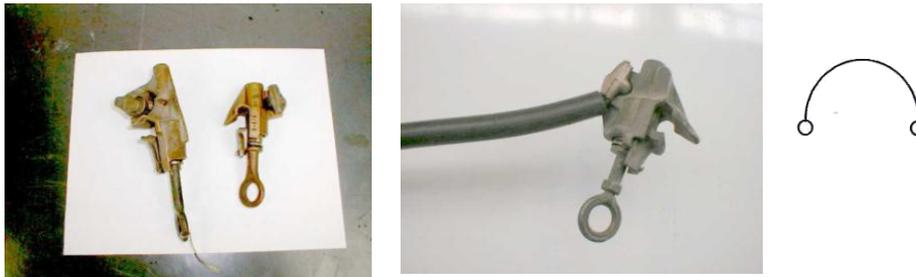


Figura 4.8 Conector vivo CV [55].



Figura 4.9 Seccionador con fusible [55].

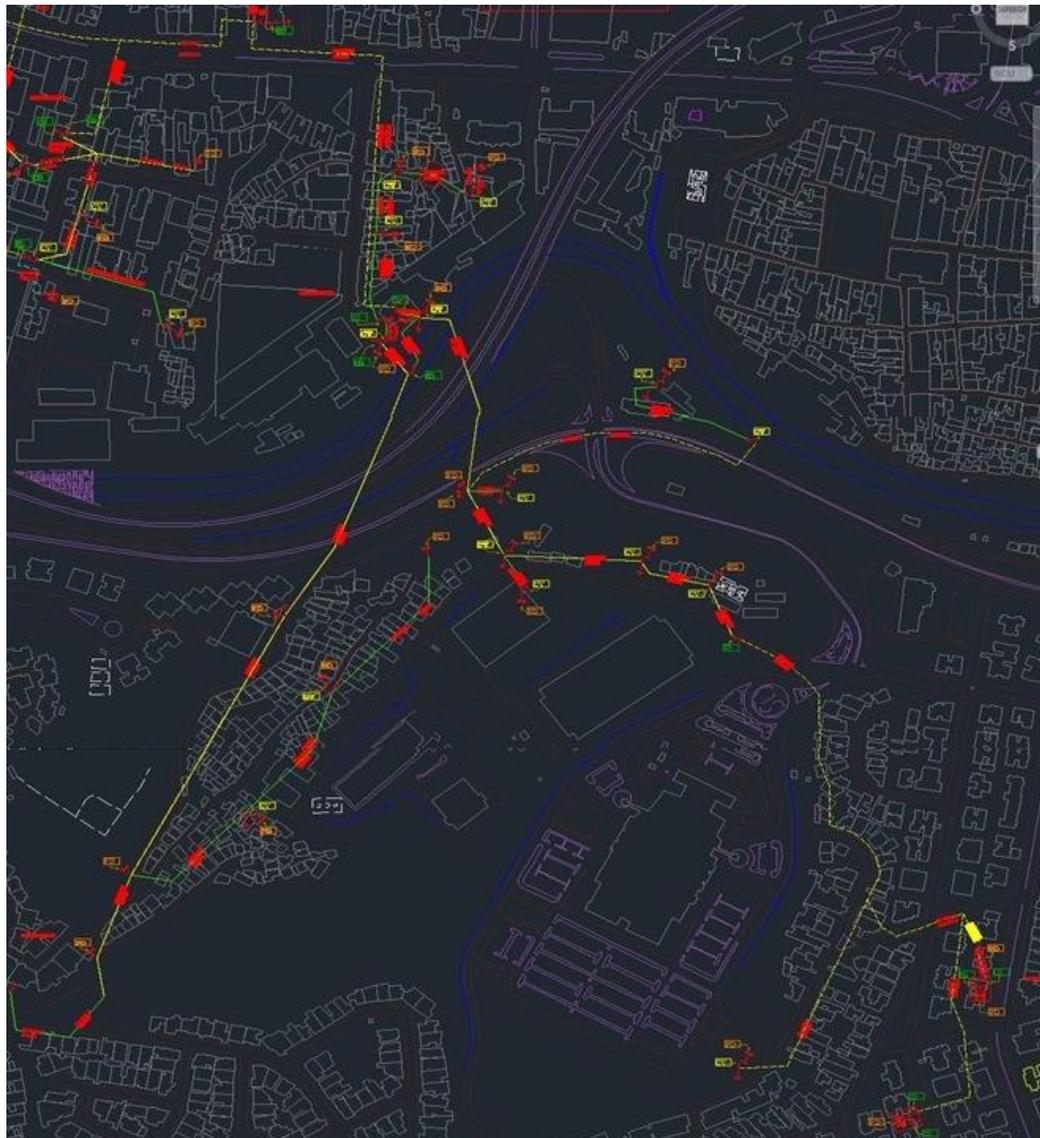


Figura 4.10 Esquema de media tensión desde la S/E a FUNVISIS.

[Levantamiento del diseño original (información confidencial)]

4.1.2 Descripción de las Instalaciones Baja Tensión

Según los registros adquiridos sin fecha apreciable, de la memoria descriptiva del sistema eléctrico de la Fundación Venezolana de Investigaciones Sismológicas (FUNVISIS), realizado por la empresa RHODER ingeniería de consultas C.A contratista que realiza el último estudio de las condiciones de las

instalaciones de baja tensión señala: “La alimentación de la fundación proviene de un banco de transformación de 3 x 50 kVA de 120/208V a 60 Hz, que pertenece a la Electricidad de Caracas (EDC); y que se encuentran ubicadas en la parte exterior de la institución. De allí parten 8 conductores THW de 400 M.C.M, visibles por inspección ocular; los mismos suplen: cuatro conductores al tablero de transferencia automática de alimentación de energía alterna y el restante al gabinete de medición”.

Esta alimentación de los bancos de transformación según consulta realizada con el personal [51] que ha llevado a cabo la documentación de los cambios a nivel de distribución de energía eléctrica que se han realizado en la fundación, señalan que en cierto momento sin ofrecer una fecha específica se procedió a la sustitución de dos transformadores del grupo 3 x 50 kVA y adicionalmente la sustitución de una de las líneas de alimentación que presento sobrecalentamientos y avería.

La memoria descriptiva que se encuentra [50] realiza un análisis de cargas reales sobre los tableros principales, los circuitos eléctricos por fases, los diagramas eléctricos, los esquemas de tableros eléctricos con su respectiva tabla de cargas. En él se refleja una amplia cantidad de irregularidades que a través de la evaluación realizada se pudo verificar que la mayoría no han sido consideradas y adicionalmente podemos afirmar que se han incrementado [52].

FUNVISIS consta de aproximadamente unos 10000 m², los sistemas de distribución de baja tensión se encuentran distribuidos en dos módulos; el primero de aproximadamente unos 2300 m² que agrupa el 95% de la carga conectada de sistemas, equipos y dispositivos debido que allí se encuentra la mayoría de las áreas de trabajo; y un segundo de aproximadamente 1600 m² donde se encuentran las áreas formación, cursos, comedor y oficinas en construcción que consumen el 4 % de la carga conectada; el resto de la carga se distribuye diferentes espacios: recreativos, galpones y depósitos. Ver figura 4.11.

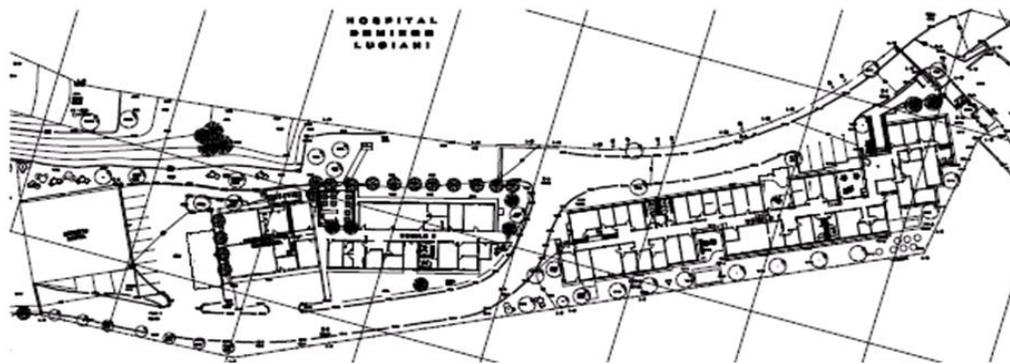


Figura 4.11 Esquema de distribución de los módulos (FUNVISIS) [52].

La acometida de baja tensión parte desde tres unidades monofásicas tipo pedestal que se agrupan en 3x50 kVA 120/208V a 60 Hz, que se comparten con el crematorio que se encuentra fuera de servicio actualmente y que pertenece al Hospital Domingo Luciani [53]. Desde este punto, se llega al tablero donde se encuentra el medidor y al interruptor que es exigido por Electricidad de Caracas (EDC) para este tipo de instalaciones, de allí parte al tablero de transferencia automática que acciona al sistema de energía eléctrica de respaldo, constituida por un motor generador marca IVECO de 105 kVA 120/208V, 220A 60 Hz; nuevamente retorna al tablero de medición para conectarse con el medidor que registra el consumo de energía que utiliza la EDC para facturar, de allí al tablero TP-T01 al interruptor de despeje de fallas de 600 A, luego a tres distribuciones constituidas por los tablero principal de

distribución el TP-T05, TP-T15, al subtablero ST-T04 y una conexión aparentemente que retorna al tablero de transferencia automática ver figura 4.12.

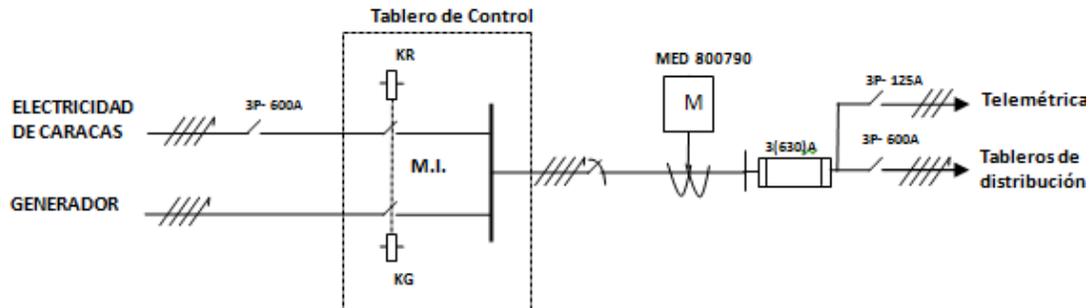


Figura 4.12 Esquema de alimentación eléctrica actual de FUNVISIS [53].

Esto puede verificarse debido a que cuando se interrumpe el interruptor de despeje que exige la EDC se acciona el motor generador y alimenta eléctricamente a la fundación, contrario a que se interrumpa a través del interruptor de despeje del TP-T01 de 600A que acciona el motor generador pero no permite que se alimente eléctricamente la fundación; además de que cada vez que es encendido el motor generador el medidor de EDC registra el consumo como si la energía generada perteneciera a la electricidad de Caracas (EDC) y no a la fundación.

4.1.2.1 Distribución de Baja Tensión

El sistema de distribución de baja tensión se canaliza a través de 20 tableros, específicamente dos (2) tableros principales y dieciocho (18) subtableros (para ver más detalle dirigirse al anexo 8 de este trabajo), repartidos y ubicados entre los dos módulos de la siguiente forma:

Asignación de áreas de protección de los tableros principales de distribución y secundarios de circuitos y equipos:

Tabla 4.1 Tabla de asignación de tableros.

TABLERO	ÁREAS DE DESPEJE Y PROTECCIÓN
TP-T01	Toda la fundación con 600A y un interruptor de 125A exclusivo para el área de telemétrica
ST-T02	No pudo verificarse debido a que fue imposible realizar despeje por encontrarse siempre en actividades laborales.
ST-T03	No pudo verificarse debido a que fue imposible realizar despeje por encontrarse siempre en actividades laborales.
ST-T04	El ST- T06, los circuitos ramales del área de Presidencia, Recursos Humanos, Administración, Consultoría Jurídica y el tablero de control de motores del sistema hidroneumático
TP-T05	Los tableros ST-T07, ST-T08, ST-T09 y ST-T10 y con una empalme que es realizado en la tanquilla de distribución que se encuentra ubicada posterior al segundo baño en el jardín que da el frente a la calle de circulación de vehículos, se empalme para alimentar a los subtablero ST-T13 y ST-T14
ST-T06	Los circuitos ramales de las áreas del antiguo archivo de recursos humanos, las oficinas de contabilidad, presupuesto y el área de informática.
ST-T07	La nueva oficina de archivo de recursos humanos y toda el área del CEDI.
ST-T08	Los sistemas de aire acondicionado reproducción, ciencia de la tierra, ingeniería sísmica y la oficina de las secretarías.
ST-T09	Los circuitos ramales de geofísica, ingeniería sísmica, soporte de la dirección técnica, la sala de trabajo de ciencia de la tierra y la antigua oficina de redes locales.
ST-T10	Los circuitos que alimentan las oficinas de dirección técnica, geofísica II, sismología e ingeniería sísmica.
ST-T11	Los circuitos de tomas e iluminación de la sala de servidores y de la sala de datos donde llega la información de la red sísmológica nacional.
ST-T12	Los aires acondicionados de la sala de servidores, de la sala de datos y algunos tomacorrientes de la sala de servidores.
ST-T13	El aire acondicionado de la sala de trabajo de geofísica y los tomacorrientes de servicios generales.
ST-T14	El aire acondicionado del área de sismología.
TP-T15	El segundo modulo interruptor de 225 A ya los ST-T16, ST-T17, ST-T18, ST-T19, ST-T20.

Tabla 4.2. (Continuación) Tabla de asignación de tableros.

TABLERO	ÁREAS DE DESPEJE Y PROTECCIÓN
ST-T16	Tablero utilizado como distribución
ST-T17	Interruptor principal 225A No pudo verificarse que despeja debido a que fue imposible realizar despeje por encontrarse siempre en actividades laborales.
ST-T18	Subtablero área comedor máxima capacidad de interruptor de despeje 30 A
ST-T19	Interruptor principal 100 A No pudo verificarse que despeja debido a que fue imposible realizar despeje por encontrarse siempre en actividades laborales.
ST-T20	No pudo verificarse debido a que fue imposible realizar despeje por encontrarse siempre en actividades laborales.

Nota: Todo lo que no pudo verificarse se documento bajo estudios previos realizados [50].

4.1.2.2 Condiciones de las Instalaciones de Baja Tensión

Los sistemas, circuitos y dispositivos de baja tensión han sufrido un crecimiento en condiciones casi desproporcionadas, debido en parte a que en los últimos años ha existido cambios en ciertas tecnologías que han obligado a la institución a la inclusión de nuevos espacios de trabajo, donde se necesitan condiciones de alimentación de energía eléctrica, que sean capaces de satisfacer las condiciones de operatividad y vida útil de equipos.

Este crecimiento ha obligado a modificar las condiciones estructurales de las áreas realizando un acondicionamiento de nuevos espacios de iluminación, puntos de terminales de computador, alimentación y red; esto se ha realizado en su mayoría sin planificación, así lo manifiestan las personas encargadas de realizar la reorganización de los trabajos de estas modificaciones; se asocia a la misma dinámica que enfrenta la fundación en la actualidad y que ha obligado a la incorporación de nuevos puestos de trabajo para distintos usuarios y nuevas actividades.



Figura 4.13 Puestos de trabajo.



Figura 4.14 Uso de recursos de energía.

Este inserción de elementos en nuevos circuitos no normalizados introduce en la redes de distribución de baja tensión perturbaciones indeseable además a las asociadas propias de los sistemas (caídas de tensión, variaciones de tensión, armónicos, huecos de tensión, entre otros); hechos que en definitiva afectan el trabajo y el desempeño de los usuarios finales.

Estas condiciones se traducen para la institución en horas de actividades perdidas, daños, disminución de la vida útil de equipos que inciden directamente con el funcionamiento del servicio sismológico nacional; que es prioridad para el trabajo que se desempeña; en consecuencia la conexión no controlada crea desbalance considerables en las líneas que provienen de los alimentadores de los tableros principales a los tableros de circuitos ramales, generando aumentos en los consumos de carga, que originan altas corrientes producen sobrecalentamiento en conductores, exponiendo así las condiciones de trabajo de usuarios y equipos; estas se manifiestan ya en los conductores que se encuentran en el tablero principal TP-T01, donde se puede constatar sobrecalentamiento; se adiciona a esta situación un mal uso por parte de los usuarios finales de los espacios de conexión de energía de manera irresponsable que no comprenden cómo funcionan los circuitos eléctricos, ya que pretende extender los puntos de conexión simplemente para satisfacer condiciones particulares, las mismas que no se adaptan a las normas CEN y condiciones para los cuales fueron diseñadas.



Figura 4.15 Conductores TP-T01



Figura 4.16 Parte posterior a servidores.

Adicionalmente la creación de nuevos espacios de trabajo, se introducen puntos de alimentación, conexiones de red, incluso nuevos equipos, en donde no se evalúan los efectos que pudiera generar al sistema y las perturbaciones que ocurren por inclusión de más carga. Se requiere entonces de un proceso de planificación oportuna que sea ejecutada por un personal técnico especializado del área de la ingeniería eléctrica ó técnica eléctrica; los inconvenientes desmejoran las instalaciones de baja tensión, en donde soluciones temporales se han acumulado en el tiempo convirtiéndose en este instante en un gran problema, que pudiera generar consecuencias irreparables para el sistema de energía, equipos y por ultimo en personas.



Figura 4.17 Disposición del cuarto eléctrico principal.

Uno de las áreas que más preocupa y al cual se le ha dado la característica de carga especial, es el espacio donde se ubica el centro de procesamiento de datos (Telemétrica), desde allí se registran todos los datos que provienen de la red

sismológica y acelerográfica nacional para ser procesados posteriormente por los especialistas. Este espacio en donde se encuentra los servidores de la fundación y los equipos donde se procesan los datos satelitales; está alimentación proviene desde una derivación que se realizó aguas arriba del tablero ST-T12 ver figura A.8.1, en donde fueron tomadas las tres (3) fases para alimentar al tablero ST-T11 y el neutro tomado de una alimentación redundante que recorre desde la generador hasta la sala de servidores (aproximadamente unos 150 m), sin considerar los efectos que pudiera estar generando en cuanto a introducción de desbalance de carga y por consiguiente corrientes en neutro; esto que se encuentra fuera de las normas estipuladas por el CEN; adicionado a esto la mala distribución de la iluminación y los dispositivos de toma de fuerza que no son los más adecuados ya que existe un gran número de tomas improvisadas. No se posee un sistema de respaldo de emergencia que permita ante una interrupción mantener operativos los equipos a pesar de existir una planta de emergencia se han presentado fallas que ha dejado inoperativo al sistema y existen problemas porque no se encuentra muy clara la distribución de las instalaciones desde el sistema de autogeneración a la telemétrica ya que la planta suplente solo cubre algunas áreas en el momento de la interrupción.

En este sistema de emergencia debe realizarse ciertas consideraciones con respecto a la transferencia existente, ya que la misma posee fallas asociadas al control de la planta, problemas a la hora de realizar mantenimiento del equipo, los registros de instrumentación presentan fallas y se requiere considerar un remplazo de la misma. Se hace necesario corregir la distribución eléctrica de la planta ya que al funcionar, el medidor de CORPOELEC registra consumo como si estuviera suministrando el prestador de servicio. Se debe redistribuir correctamente el sistema de emergencia presente para suplir las áreas específicas de trabajo que no cuentan con este respaldo y añadir una planta como sistema redundante de alimentación exclusivo para la carga especial (Telemétrica).

Debemos señalar que la fundación no posee una clara adecuación de conexiones de un verdadero sistema de puesta a tierra; se tiene la información que en galpón 2 y el galpón del departamento de instrumentación electrónica no existe una

conexión de puesta a tierra y el galpón 1 por inspección visual no se observa conexiones a tierra con una clara ubicación, tipo y forma. Cabe destacar que no existe una correcta distribución del sistema de PDA; la fundación posee 2 (dos) puntas Franklin que se ubican: una en la torre de antena triangular auto soportada para estaciones de redes locales sismológicas, ver figura 4.22 (ubican la información que registra los GPS y Yagy de red local de 18 m.) con su respectiva descarga al suelo (detrás del área telemétrica) y la segunda en el inicio del galpón 1 con una conexión a una barra de tierra; ambos sistemas separados equipotencialmente ver figura 4.23.



Figura 4.18 Conductores de tierra flotantes.



Figura 4.19 Tablero ST-T11 sin conexión aparente a barra de puesta a tierra.



Figura 4.20 Galpón 2 e Instrumentación electrónica sin disposición puesta a tierra.



Figura 4.21 Galpón 1 posterior a la telemétrica.



Figura 4.22 Antena de comunicación con punta Franklin.



Figura 4.23 Entrada galpón 1 con punta Franklin.

4.1.2.3 Demanda de Carga Conectada

El porcentaje de demanda de carga conectada y de iluminación en kVA, que se encuentra actualmente en la FUNVISIS se distribuye de la siguiente manera:

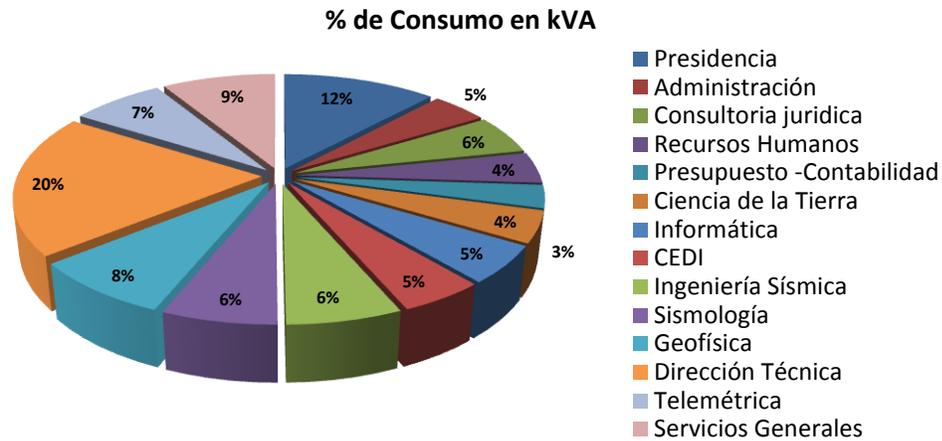


Figura 4.24 Gráfico de porcentaje de demanda conectada en kVA por áreas de trabajo.

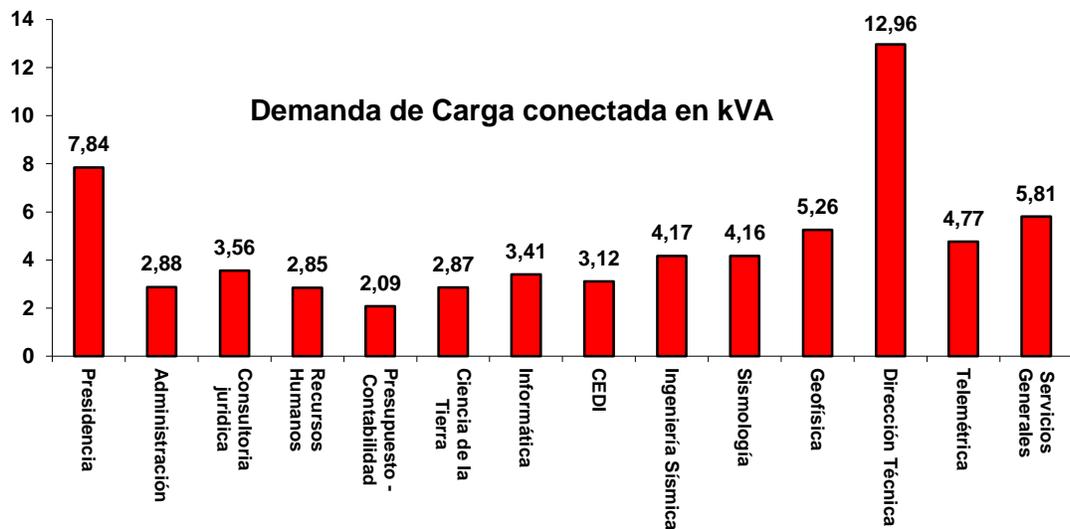


Figura 4.25 Gráfico de distribución de demanda conectada en kVA por áreas de trabajo.

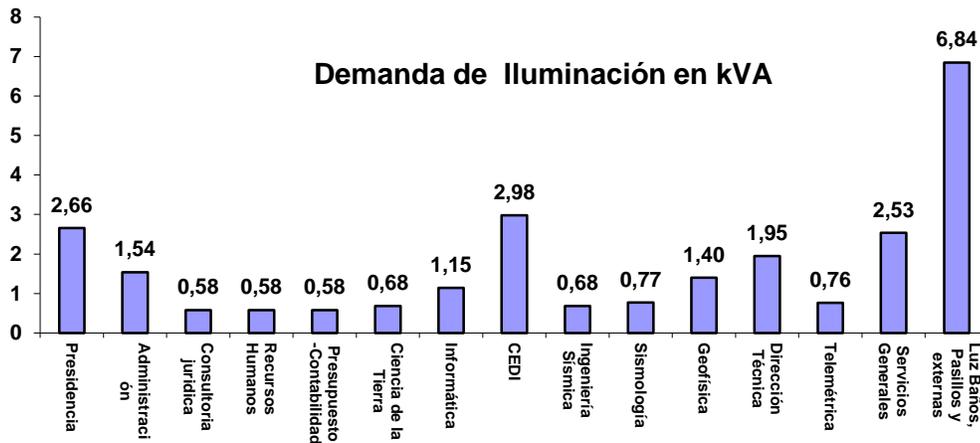


Figura 4.26 Gráfico distribución de demanda de iluminación en kVA por áreas de trabajo.

Según los registros obtenidos de la última factura que genera la C.A Electricidad de Caracas (EDC), número de cuenta 100001084295.0 donde se especifica que FUNVISIS tiene una demanda asignada en 123 kVA, leída 96 kVA y facturada 123 kVA con un consumo en su historial del primer semestre del 2010 tenemos:

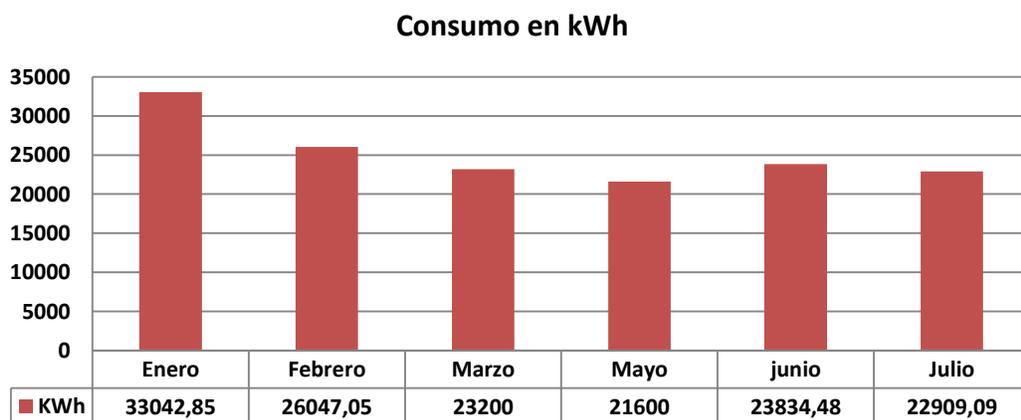


Figura 4.27 Gráfico de distribución de consumo en kW/h primer semestre del año 2010.

En el estudio del historial de demanda en kVA leído y consumo kW/h entregado por CORPOELEC a FUNVISIS se registra:

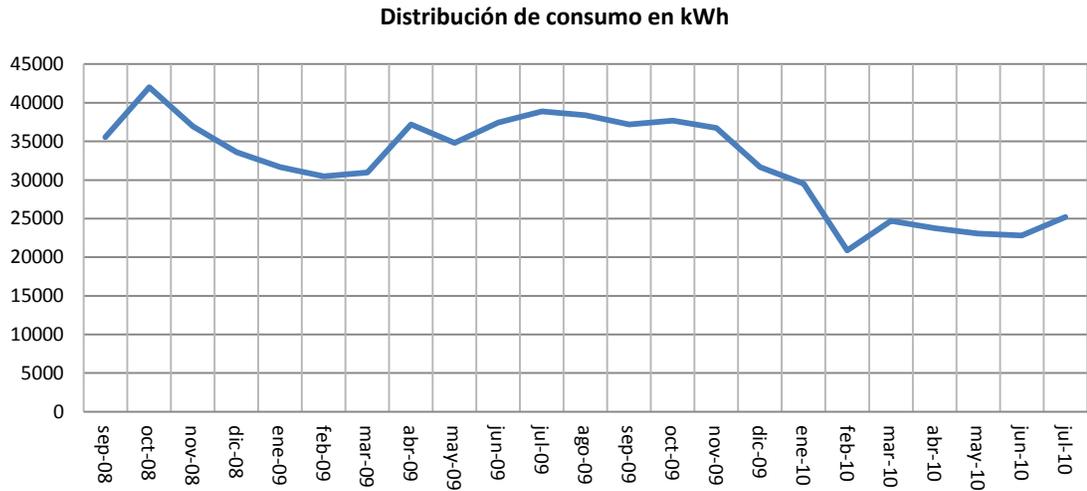


Figura 4.28 Gráfico de distribución de demanda en kW/h entregado por CORPOELEC.

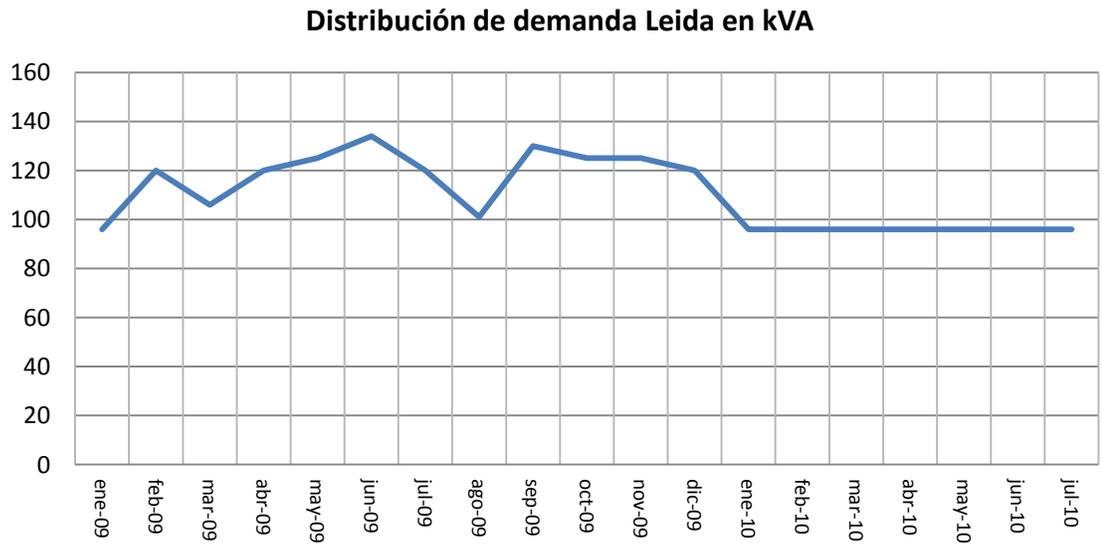


Figura 4.29 Gráfico de distribución de demanda leída entregado por CORPOELEC.

4.1.2.4 Ocurrencia de Cortes en el Suministro de Energía

Para medir las condiciones de falla general del suministro eléctrico entregado por la compañía Electricidad de Caracas (EDC), inicialmente se trató infructuosamente de ubicar si existían registros históricos que mostraran fechas y horas de algún suceso; esta carencia de información nos llevo a realizar una encuesta a cuarenta (40) participantes contentiva de cuatros (4) preguntas, dirigida a los usuarios finales que en definitiva son los afectados a la hora de que exista alguna interrupción o falla. La encuesta se desarrollo con las siguientes preguntas:

- Usted ha notado algún tipo de falla o interrupción del suministro de energía en su área de trabajo. (Si ó No)
- Usted ha notado algún tipo de destello o interrupción instantánea de energía en alguno de sus equipos. (Si ó No)
- Conoce el caso de algún equipo que se haya dañado por problemas de energía. (Si o No).
- Esta consciente de la importancia que es obtener y aprovechar calidad de energía. (Si ó No)

El resultado de esta encuesta muestra los siguientes resultados:

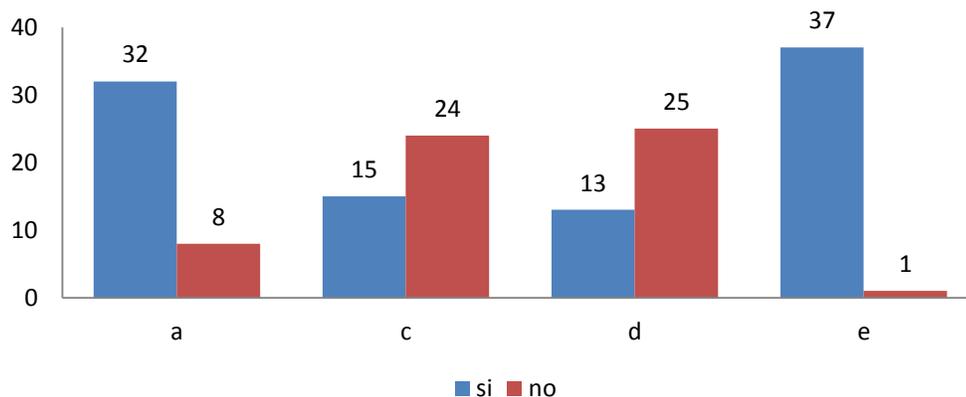


Figura 4.30 Gráfico de respuestas del personal por áreas de trabajo de FUNVISIS.

Un 80 % de los encuestados manifiesta que han notado algún tipo de falla o interrupción del suministro de energía en su área de trabajo.

Un 37,5 % ha notado algún tipo de destello o interrupción instantánea de energía en alguno de sus equipos.

Un 32,5 % tiene conocimiento de equipos dañados después de una falla o interrupción.

Un 92,5 % está consciente de la importancia que es obtener y aprovechar calidad de energía.

4.2 Mediciones

4.2.1 Evaluación de la Calidad de Energía en Baja Tensión

Dentro de los procedimientos realizados en este proceso de documentación se elaboraron los planos de los circuitos de iluminación, tomacorrientes, diagramas de tableros e identificación de circuitos; se realizaron algunos procedimientos basados en las normas que nos permiten evaluar cuan buena es el recurso de energía eléctrica que se dispone y que soluciones de ingeniería se deberán tomar para solucionar ciertas anomalías que por naturaleza del propio sistema se encuentran presentes. Estas normas están basadas en estándar sobre calidad de energía eléctrica como la EN-50160, IEC 61000-4-30, IEEE 1000-2005, la IEEE Standard 1159-1995 y CEN; estas normas establecen las definiciones, especificaciones, técnicas de ensayo y medidas; las recomendaciones para obtener calidad de energía eléctrica y cuáles deben ser las consideraciones que deben existir en las instalaciones.

Para la aplicación de estos procedimientos y estándares, se evaluaron un grupo de mediciones realizadas en tres espacios específico de la fundación, en primer lugar el tablero principal de distribución donde se encuentra el interruptor de despeje de 600A ubicado en cuarto eléctrico TP-T01, en segundo lugar el tablero ST-T04 que despeja las áreas de trabajo donde estadísticamente existe el mayor daño de equipos y

dispositivos y en tercer lugar el tablero que despeja el área de la Telemétrica ST-T11 (carga especial donde se procesa la data que llega de la red sismológica nacional).

Las mediciones se realizaron con el equipo de calidad de energía y monitoreo Pqube serial SP00362 (detalles de este equipo dirigirse al anexo 9) ver figura 4.29.



Figura 4.31 Equipo de monitoreo y calidad de energía Pqube operando.

Este registro se realizó por un proceso de varios periodos donde se observaron valores de tendencia y formas de ondas de: corrientes línea, tensiones de línea, tensiones de fase, corrientes de fase, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente y factor de potencia; con el fin de determinar la existencia de perturbaciones, distorsiones armónicas, variaciones de tensión, subidas de tensión y huecos de tensión.

Los periodos de evaluación y observación asignados para cada tablero con características puntuales dentro del sistema se registraron en:

- 26 días desde 01-02-2013 al 26-02-2013 tablero principal TP-T01.
- 30 días desde el 01-04-2013 al 30-04-2013 subtablero ST-T04.
- 13 días desde el 01-03-2013 al 13-03-2013 subtablero ST-T11.

A continuación se muestran resultados obtenidos en todo el proceso de medición en los tableros de las instalaciones de la fundación. Entre estas tenemos:

- Mediciones realizadas en el tablero principal TP-T01son las siguientes:

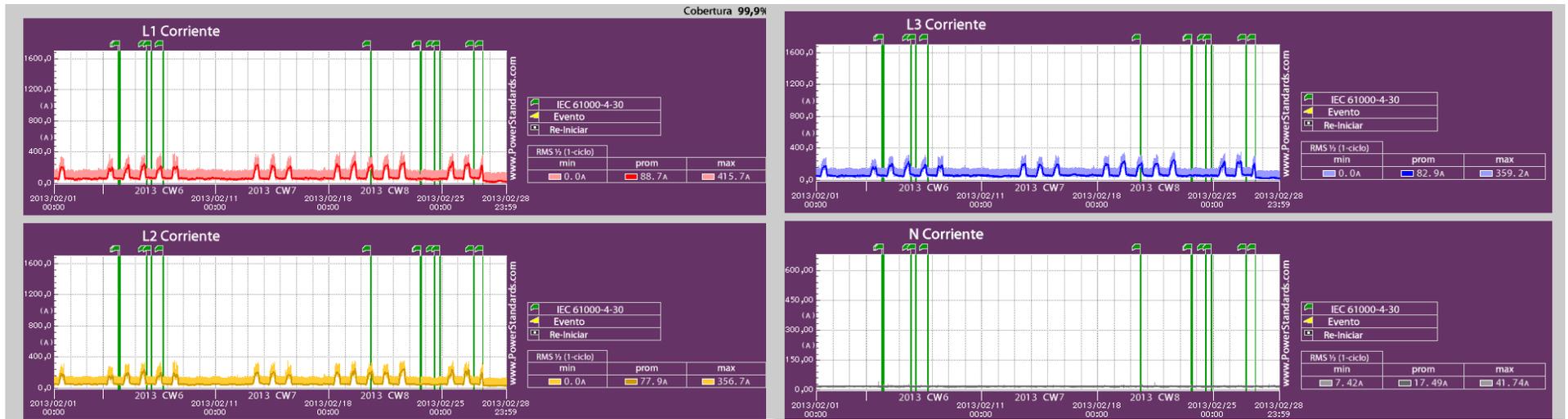


Figura 4.32 Valores de tendencia TP-T01corriente línea en todo el periodo de medición.

Tabla 4.3 Valores de tendencia en toda la medición TP-T01Corriente línea.

Tender	L1(A)	L2(A)	L3(A)	N(A)
MAX	415,70	356,70	359,20	41,74
PROM	88,70	77,90	82,90	17,49
MIN	0	0	0	7,42



Figura 4.33 Valores de tendencia en L-N (V), L-L (V), I (A) y f (Hz) del TP-T01 en todo el periodo de medición.

Tabla 4.4 Valores en todo el periodo TP-T01 todo el periodo medido (12-ciclo, 1/2-ciclo, 1ciclo).

TRENDS.	L-N(V)		L-L(V)		I(A)		F(Hz)
	RMS-12	RMS 1/2	RMS-12	RMS 1/2	RMS-12	RMS 1/2	1-Ciclo
MAX.	128,3	128,7	221,9	222,8	404,3	415,7	60,927
PROM.	121,4	-	210,3	-	82,9	-	59,993
MIN.	1,4	0,6	110,6	112,2	0	0	59,707

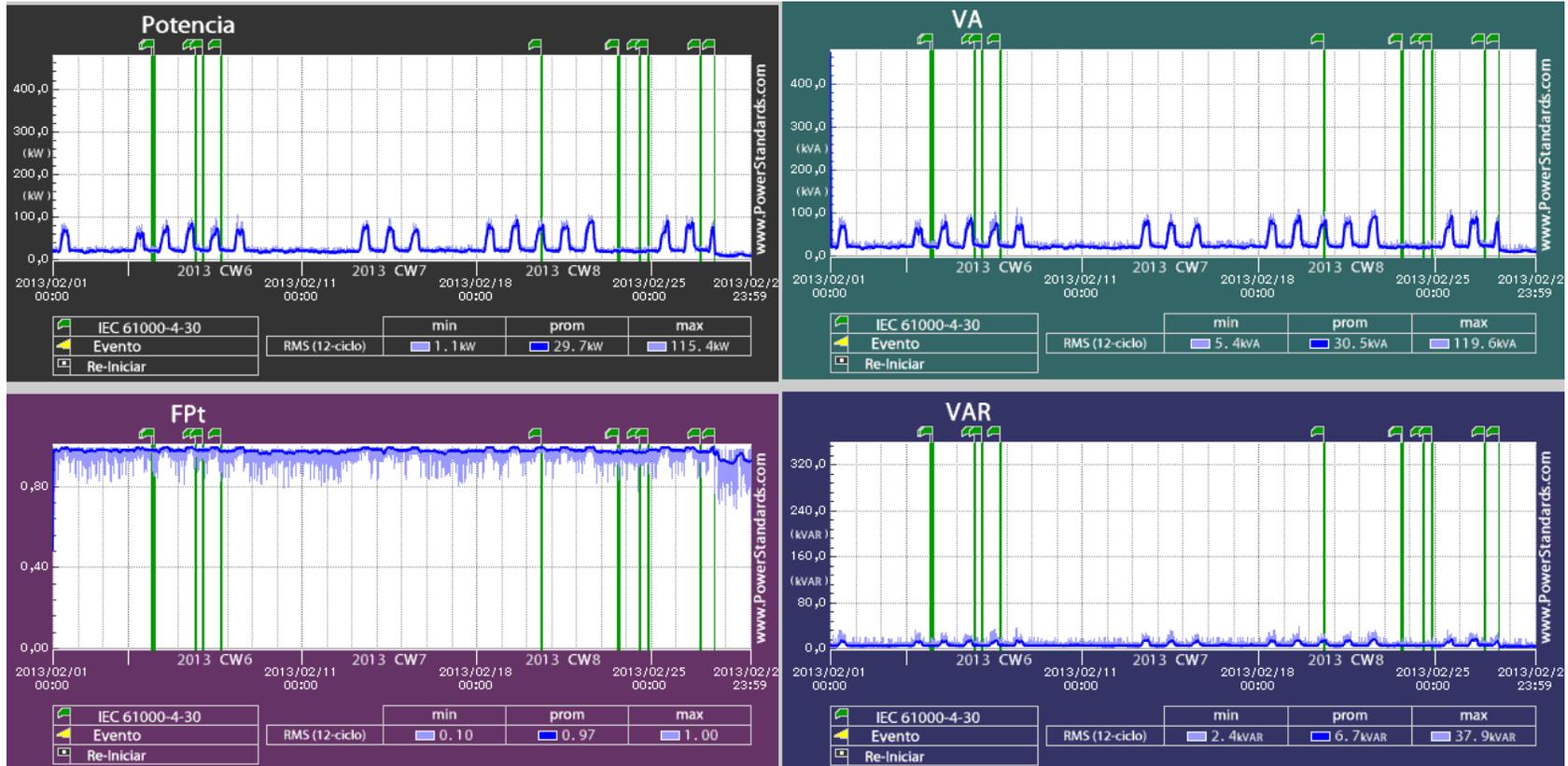


Figura 4.34 Valores de tendencia P, Q, S y fp del TP-T01 en todo el periodo de medición.

Tabla 4.5 Valores en todo el periodo P, S, Q y fp (12-ciclo); Consumo de Energía del TP-T01.

	P (KW)	VA (KVA)	VAR (KVAR)	FPt	Energía periodo de medición
Tender	RMS (12-Ciclo)	RMS (12-Ciclo)	RMS (12-Ciclo)	RMS (12-Ciclo)	
MAX	115,4	119,6	37,9	1	
PROM	29,7	30,5	6,7	0,97	20,51 MVAh
MIN	1,1	5,4	2,4	0,1	19,99 MWh

- Mediciones realizadas en el subtablero ST-T11 son las siguientes:

Tabla 4.6 Valores en todo el periodo de la medición ST-T11 Corriente línea.

Tender	L1(A)	L2(A)	L3(A)	N(A)
MAX	159,6	134,9	144,3	36,62
PROM	26,58	37,97	29,36	20,47
MIN	0	18,81	14	9,07

Tabla 4.7 Valores en todo el periodo ST-T11 (12-ciclo, ½-ciclo, 1ciclo).

TRENDS.	L-N(V)		L-L(V)		I(A)		F(Hz)
	RMS-12	RMS ½	RMS-12	RMS ½	RMS-12	RMS ½	1-Ciclo
MAX.	125,4	125,4	217,4	216,9	159,6	96,2	60,394
PROM.	123,0	-	213,1	-	82,9	-	60,100
MIN.	98,6	110,9	168,9	194,1	0	10,5	59,781

Tabla 4.8 Valores en todo el periodo P, S, Q y fp (12-ciclo); Consumo de Energía del ST-T11.

Tender	P (KW)	VA (KVA)	VAR (KVAR)	Fp
	RMS (12-Ciclo)	RMS (12-Ciclo)	RMS (12-Ciclo)	RMS (12-Ciclo)
MAX	22,7	31,4	22,5	0,98
PROM	15,10	15,70	4,90	0,93
MIN	5,8	6,9	2,5	0,58

Nota: Para más detalle dirigirse al anexo 10 de este trabajo.

- Mediciones realizadas en el subtablero ST-T04 son las siguientes:

Tabla 4.9 Valores en todo el periodo de la medición ST-T04 Corriente línea.

Tender	L1(A)	L2(A)	L3(A)	N(A)
MAX	181,1	148,1	185,6	24,42
PROM	17,3	14,8	20,2	1,48
MIN	0	0	0	0

Tabla 4.10 Valores en todo el periodo ST-T04 (12-ciclo, ½-ciclo, 1ciclo).

TRENDS.	L-N(V)		L-L(V)		I(A)		F(Hz)
	RMS-12	RMS ½	RMS-12	RMS ½	RMS-12	RMS ½	1-Ciclo
MAX.	125,4	125,6	217,2	217,3	178,6	185,6	60,464
PROM.	121,1	-	209,8	-	17,6	-	59,994
MIN.	95,6	73,3	166,4	146,1	0	0	59,695

Tabla 4.11 Valores en periodo P, S, Q y fp (12-ciclo); Consumo de Energía del ST-T04.

Tender	P (KW)	VA (KVA)	VAR (KVAR)	FPt
	RMS (12-Ciclo)	RMS (12-Ciclo)	RMS (12-Ciclo)	RMS (12-Ciclo)
MAX	46,2	50,5	22,9	1
PROM	6,3	6,5	1,5	0,97
MIN	0	0	0	0,1

Nota: Para más detalle dirigirse al anexo 11 y anexo 12 de este trabajo.

4.2.1.1 Eventos Registrados

En las mediciones realizadas en el tablero principal TP-T01 en un periodo de 26 días consecutivos de medición, se registraron 12 eventos (huecos de tensión) que representan un 46,15 % con respecto al periodo medido en donde tenemos en el peor de los casos ver figura 4.35 y Figura 4.36.

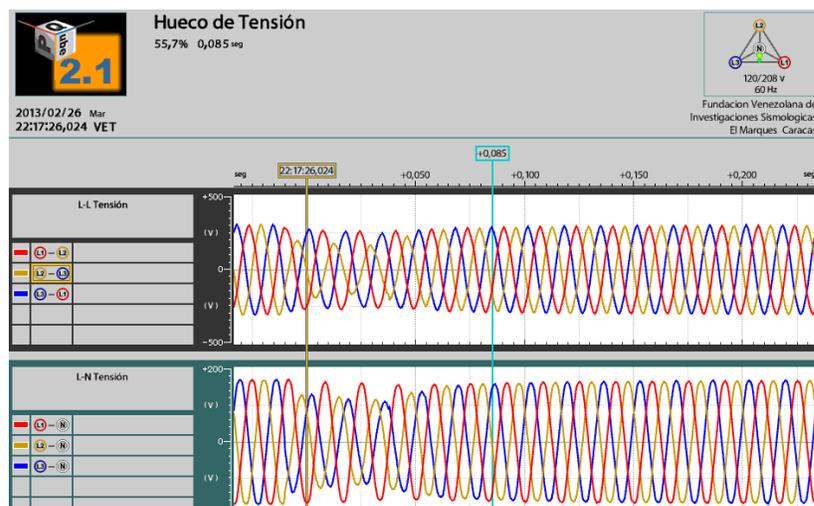


Figura 4.35 Hueco de tensión de 55,7 % con un tiempo de duración de 85 ms.

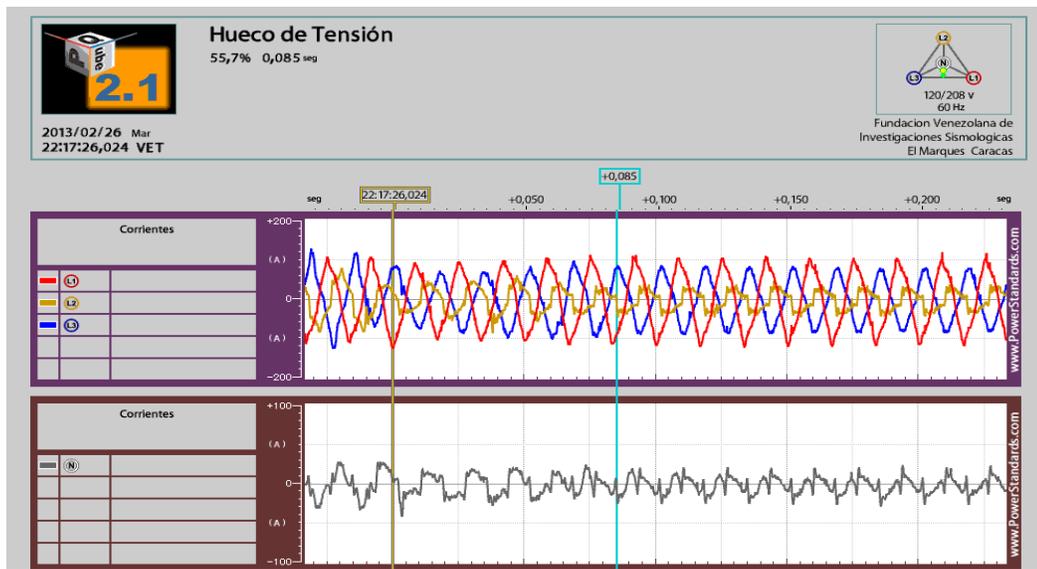


Figura 4.36 Formas de Onda de Corrientes de línea y corrientes de neutro.

En las mediciones realizadas en el subtablero ST-T11 en un periodo de 12 días consecutivos de medición se registraron 8 eventos (huecos de tensión) que representan un 66,67 %, con respecto al periodo medido en donde tenemos en el peor de los casos ver figura 4.37 y Figura 4.38.

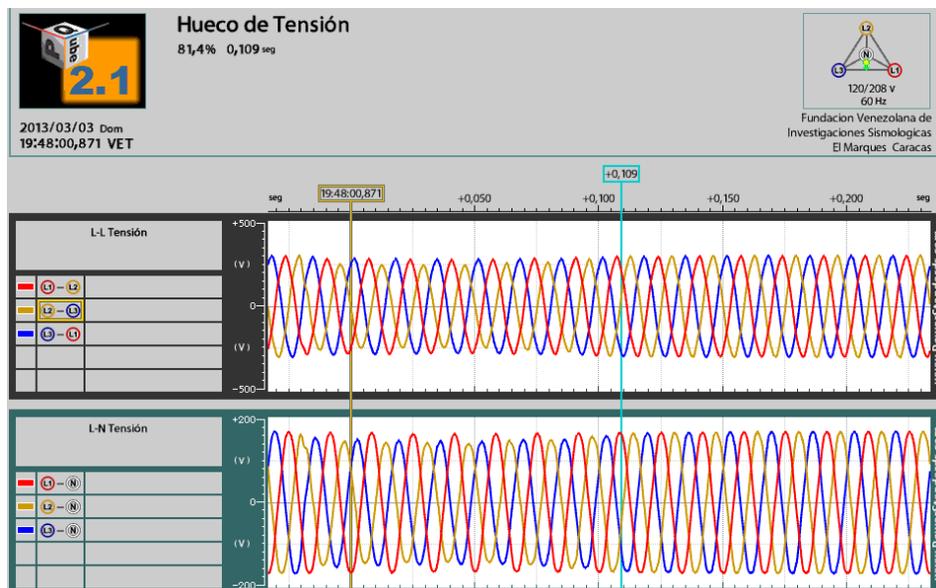


Figura 4.37 Hueco de tensión de 81,4 % con un tiempo de duración de 109 ms.

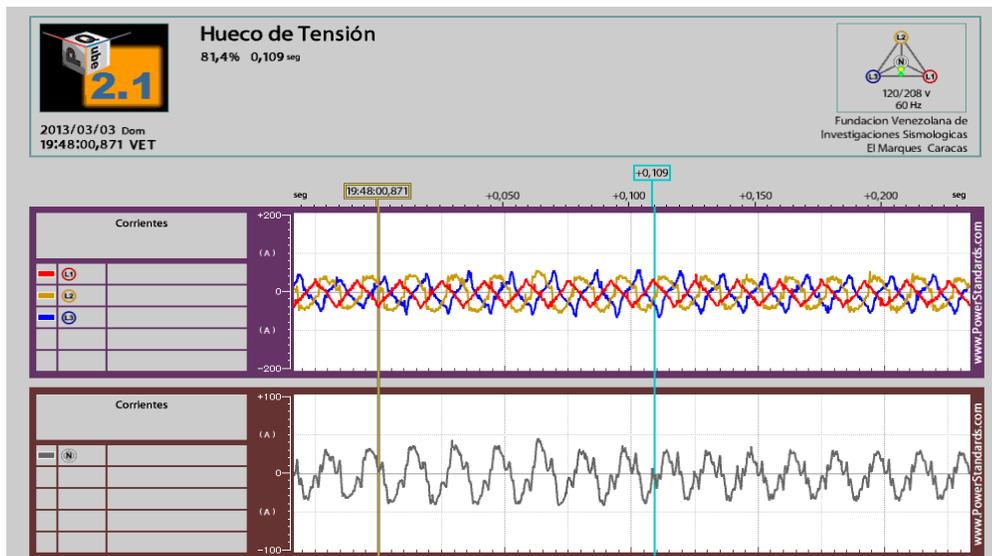


Figura 4.38 Formas de Onda de Corrientes de línea y corrientes de neutro.

En las mediciones realizadas en el subtablero ST-T04 en un periodo de 30 días consecutivos de medición se registraron 176 eventos (huecos de tensión, subidas de tensión e interrupciones) concentrados en 9 días, cabe destacar que uno solo día se presentaron 120 eventos, para verificar algunos casos con más detalle dirigirse al anexo 13 de este trabajo.



Figura 4.39 Equipo Pcube realizando mediciones en el TP-T01.



Figura 4.40 Equipo Pcube realizando mediciones en el TP-T01.

4.2.2 Mediciones del Sistema de Puesta a Tierra

Partiendo de las recomendaciones que se encuentran en la guía de la IEEE Std 81-1983 para la medición de resistividad de tierra, impedancia de tierra y los potenciales de un sistema de puesta a tierra, se procedió a realizar las mediciones con el equipo tipo puente Marca Tecgor serial UCV081189 ver figura 4.39 y figura 4.40, previamente calibrado y probado con un patrón de prueba de 10 y 100 Ω .



Figura 4.41 Equipo de medición Tecgor.



Figura 4.42 Frontal de escala de medición.

4.2.2.1 Medición de Resistividad del Suelo

Para realizar esta medición se utilizó el método de los 4 puntos (método Wenner) ver figura 4.41, que es uno de los más exactos en la práctica de la medición de la resistividad para terrenos. Se inicia enterrando electrodos de prueba, todos aproximadamente a la misma profundidad y espaciada en línea recta, se escogieron 3 unidades de medida de tal manera que cubriera todo el terreno entre el galpón², comedor e instrumentación electrónica; con el fin de cubrir todo el terreno que proporcione un conjunto de resistividades propias de la diferencia del suelo en condiciones de ambiente de humedad moderadas, a una temperatura ambiente caluroso, suelo seco y tiempo seco.

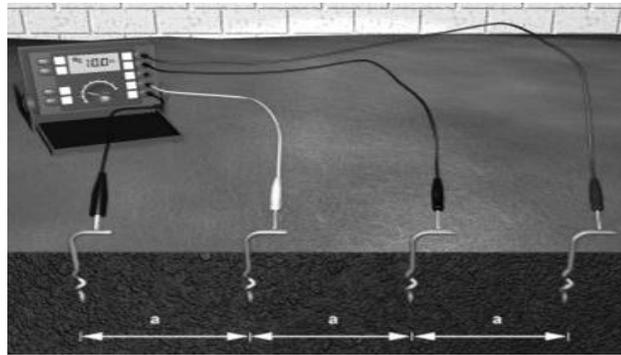


Figura 4.43 Esquema de medición utilizado (método Wenner) [57]



Figura 4.44 Espacio de medición de la prueba.



Figura 4.45 Colocación de electrodos de prueba.



Figura 4.46 Ubicando los electrodos espaciados linealmente.



Figura 4.47 Realizando la medición.

Obteniendo los siguientes resultados ver tabla 4.12

Tabla 4.12 Resultados de medición de resistividad del suelo a varios espaciamientos.

Distancia a (m.).	Medidas (Ω)	ρ
8	1,95	196,04
12	0,85	128,18
16	1,5	301,59

Nota: El resultado del valor de $\rho = 4.\Pi.a.R$ donde R es el valor de la resistencia medida por el puente.

4.2.2.2 Mediciones de Electrodo de Tierra Galpón 1

Para realizar esta medición se debió identificar cual era la distribución de los puntos de tierra ubicados en el galpón 1, pudimos notar que solamente existen 3 puntos. El primero ubicado iniciando el galpón frente a la presidencia, otro que se ubica en el medio del galpón y el ultimo un malla de tierra para la telemétrica sin ninguna información al respecto ver figura 4.46.

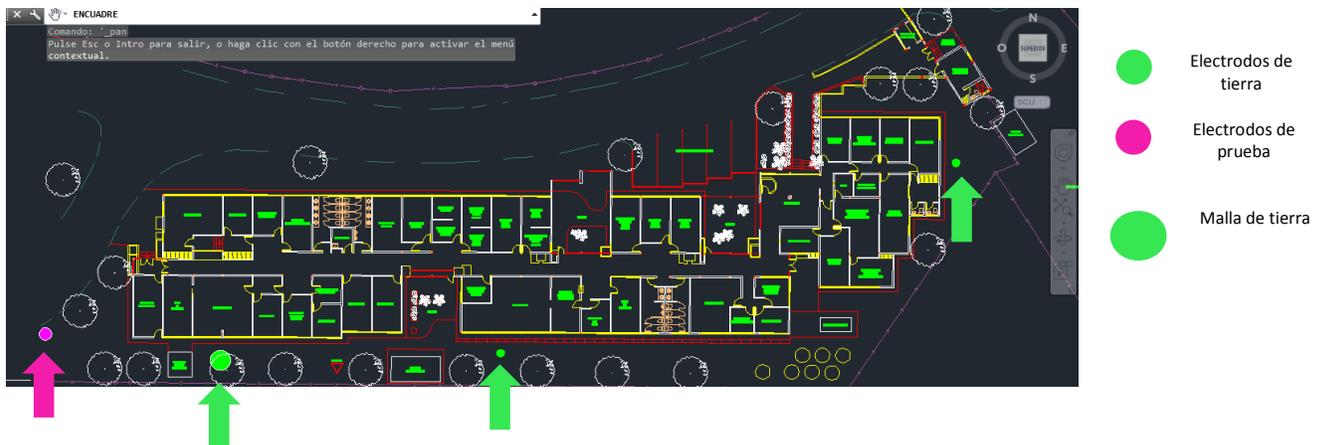


Figura 4.48 Galpón 1 Distribución de electrodos de tierra.

[Diseño propio modificado de [52]].

Para ello se procedió a colocar un electrodo de prueba al final del galpón 1 a una distancia de 95 m del más alejado, midiendo los electrodos existentes respecto al de prueba.

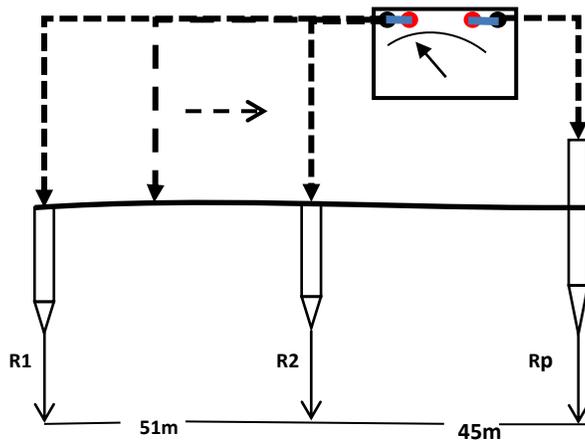


Figura 4.49 Distribución de electrodos.

Las medidas obtenidas para este caso:

Tabla 4.13 Medidas de Electrodos.

r12 (Ω)	r2p (Ω)	R1p (Ω)
5	3,6 K	3,6 K

Para una distancia:

$$R1-R2 = 50 \text{ m.}$$

$$R2-RP = 45 \text{ m.}$$

$$R1-RP = 95 \text{ m.}$$



Figura 4.50 Punto R1 electrodo de tierra en desconexión.



Figura 4.51 Punto R2 electrodo de tierra.



Figura 4.52 Punto RP electrodo de prueba.



Figura 4.53 Desconexión de electrodo R2 para medición.



Figura 4.54 Preparativa para la medición.



Figura 4.55 Realizando mediciones.

CAPITULO V

ANALISIS DE RESULTADOS

5.1 Reconocimiento del Sistema de Distribución Media Tensión

Para este sistema de distribución ver figura 5.2 se tiene un esquema de tipo primario radial con interconexión (PRI) donde los circuitos primarios se interconectan con una o distintas subestaciones con previsión de interconexión manual, se diferencia del primario selectivo manual donde existe un circuito preferente que en caso de pérdida se transfiere a otro emergente que pudiera venir de la misma subestación u otra; por su facilidad de seccionamiento, para ofrecer una mayor flexibilidad en las acciones de operación con respecto al manejo de la alimentación de las cargas que hay en la zona (residencial con una minoría industrial) en el momento que exista una interrupción del servicio. Una interpretación simplificada del sistema puede observarse en la siguiente esquematización de los puntos de interconexión representados como interruptores I_d , las fuentes emergentes y la fuente preferente ver figura 5.1.

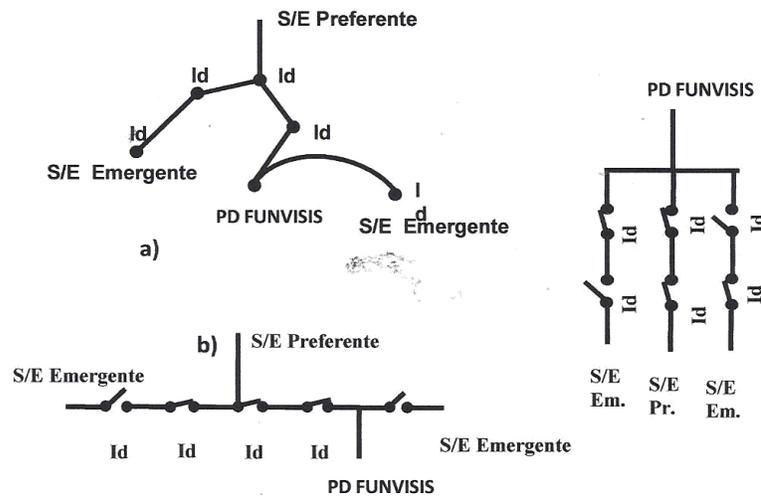


Figura 5.1 (a) Esquema simplificado de distribución, (b) Esquema simplificado de conexión, (c) Esquema tipo PRI. [Diseño propio]

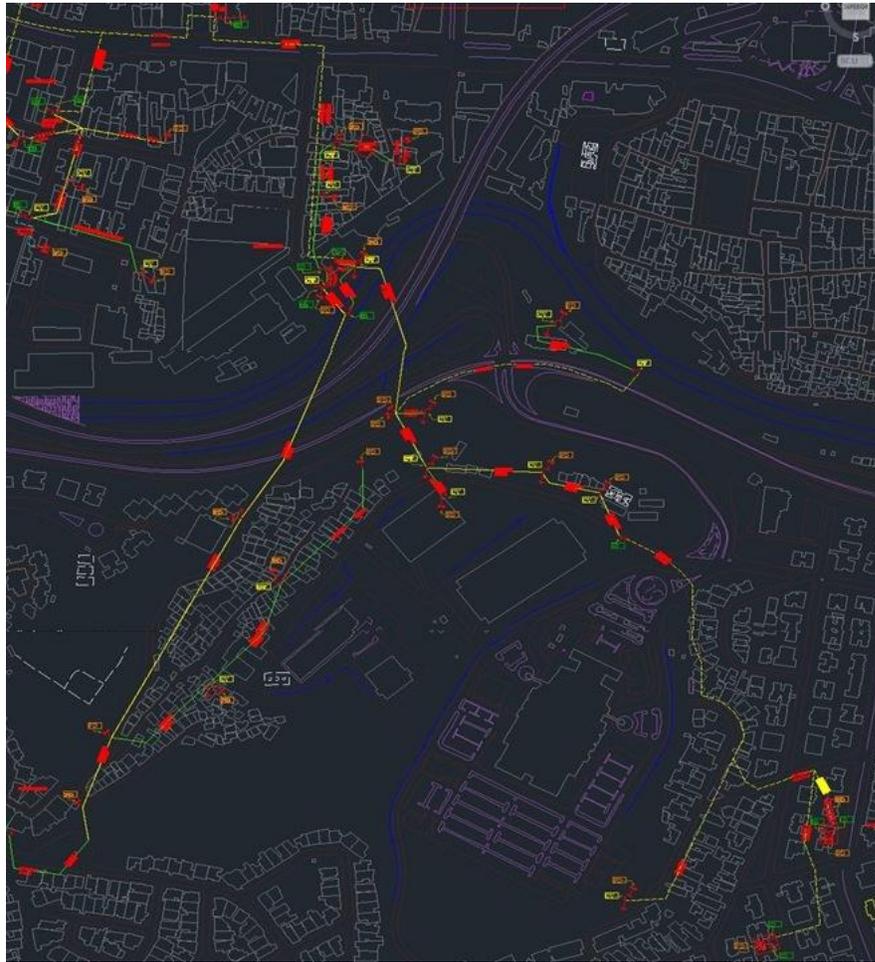


Figura 5.2 Sistema de distribución de media tensión desde S/E a FUNVISIS.

[Levantamiento del diseño original (información confidencial)]

Información del centro de planificación [54] muestra que este circuito ver figura 5.2, en pocas oportunidades presenta fallas, pero si se provocase dependerá exclusivamente de las maniobras que ejecutara CORPOELEC, en función de la disponibilidad de las cuadrillas que tenga para ese instante y de que no exista en ese momento otras prioridades a solucionar. Cabe destacar que el tiempo óptimo de recuperación de un sistema con esta dimensión estaría en el orden de 4 a 6 horas dependiendo de la falla y su consideración. Para ver esquema original dirigirse al anexo 19.

5.2 Análisis de Vulnerabilidad del Sistema de Media Tensión

Para realización del análisis de vulnerabilidad física vamos a proceder a aplicar los procedimientos especificados en el siguiente diagrama de flujo ver figura 5.3; en donde se especifican los pasos a seguir basados en la experiencia documentada de los juicios de expertos; en el determinaremos los elementos que podrían alertar sobre lo que pudiera salir mal, las consecuencias, la probabilidad que sucedan y como restaurar la condición de normalidad.

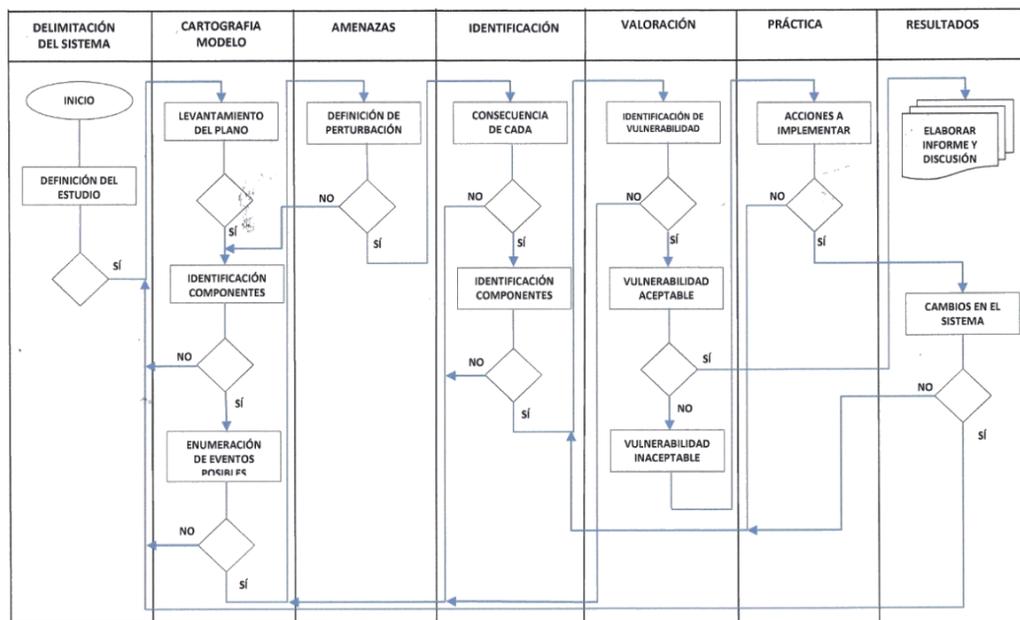


Figura 5.3 Diagrama de flujo para análisis de vulnerabilidad [Diseño propio].

Para determinar este análisis de vulnerabilidad física de infraestructuras críticas, seguiremos los siguientes pasos para ello tenemos:

Paso 1: Delimitación del Sistema

Definición del estudio:

Interrupción del sistema de energía eléctrica red aérea de media tensión.

Paso 2: Cartografía del Modelo

Levantamiento del plano:

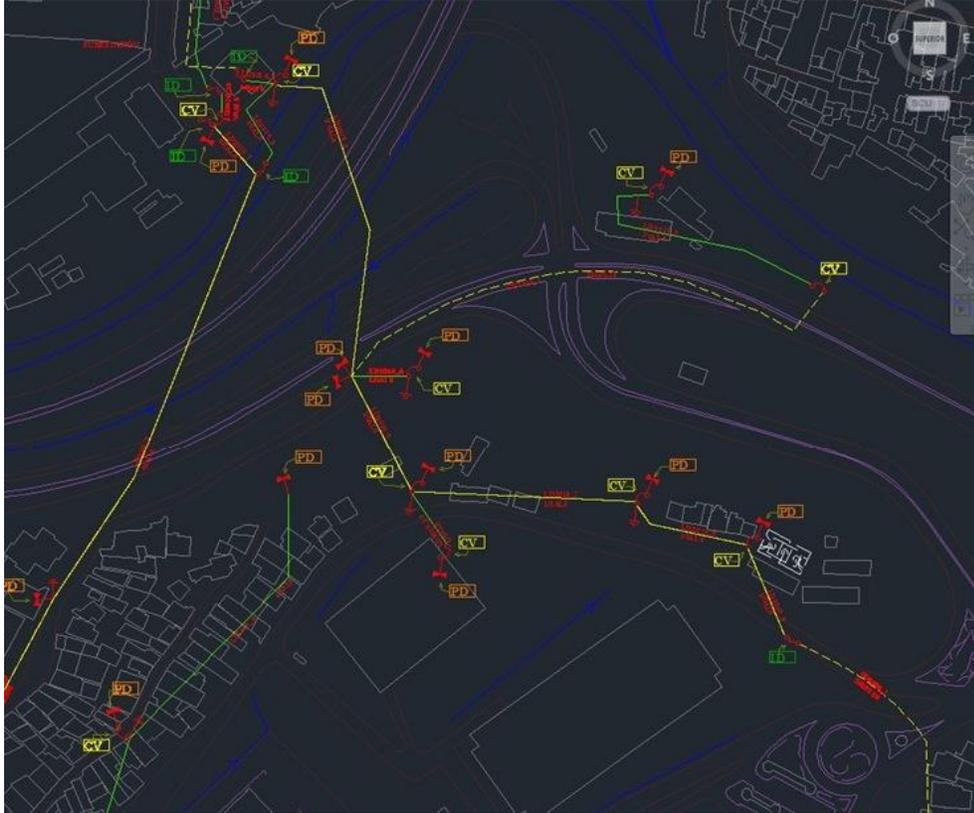


Figura 5.4 Plano de distribución aérea a la cual se realiza el análisis.

[Levantamiento del diseño original (información confidencial)]

Identificación de componentes:

Tabla 5.1 Componentes del sistema en estudio.

COMPONENTES	CANTIDAD
Conectores	5
Pararrayos	4
Seccionadores	2
Transformador	7
Líneas 3Ø	530 ml

Enumeración de eventos posibles:

Según los juicios de expertos basados en trabajos previos a esta investigación, los eventos que pudieran presentarse en la mayoría de los sistemas de distribución de media tensión se encuentran:

“Las fallas en equipos que se encuentra en los sistemas de distribución son de carácter aleatorio y están basadas básicamente en fallas de componentes como conductores, cortacorrientes, aisladores, conectores y finalmente seccionadores” [18].

“Se consideran como fallas funcionales críticas las que se presentaban en los elementos de protección, específicamente para los casos de cortacorrientes y fusibles...” [20].

“Porcentaje de ocurrencia de fallas 10,3 % transformador quemado, 19,3 % de conductores rotos y 50,2 % Fusibles quemado” [20].

Se enumeran como eventos posibles para este sistema, los asociados a:

- Fallas en componentes.

Paso 3: Amenazas

Se consideran amenazas según los siguientes grados de prioridad las:

Tabla 5.2 Fallas que generan problemas en componentes.

AMENAZAS	PRIORIDAD
Sobrecargas.	1
Descarga atmosféricas.	11
Fallas de elementos de protección.	6
Obstrucción de líneas por falta de poda.	7
Mala planificación de distribución de carga.	9
Manipulación ilegal del sistema de distribución.	2

Tabla 5.3 (Continuación) Fallas que generan problemas en componentes.

AMENAZAS	PRIORIDAD
Colocación indebida de fusibles de mayor capacidad.	3
Cortocircuitos externos.	10
Vida útil de equipos.	12
Ausencia de mantenimiento preventivo.	5
Fallas por inestabilidad de tensión.	8
Obstrucción de líneas por materiales ajenos.	4

Nota: La prioridad refiere al orden de importancia.

Paso 4: Identificación

Para este paso consideramos las perturbaciones y los componentes críticos según los juicios de expertos las más relevantes para nuestro caso:

Tabla 5.4 Identificación de vulnerabilidad global.

AMENAZAS	PRIORIDAD
Sobrecargas.	1
Manipulación ilegal del sistema de distribución.	2

Nota: La prioridad refiere al orden de importancia.

Tabla 5.5 Identificación componentes críticos de consecuencias.

COMPONENTES	CANTIDAD	DE CONSECUENCIAS
Conectores.	5	Incremento de temperatura en punto de conexión. Conexión abierta
Pararrayos.	4	Hurto. Rayos.

Tabla 5.6 (Continuación) Identificación componentes críticos de consecuencias.

COMPONENTES	CANTIDAD	DE CONSECUENCIAS
Seccionadores.	2	Componentes dañados. Falla en equipos. Apertura de emergencia. Lluvias.
Transformador.	7	Sobrecargas por dilatación de líneas. Bushing y terminales quemados. Deterioro de la protección de conductores del bajante. Hurto de líneas. Conexión de cargas ilegales. Líneas ligadas.
Líneas de distribución 3Ø.	530 ml	Impacto de vehículos en postes. Pandeo por falta de contra tensión. Hurto. Rama sobre línea.. Papagayos. Animal en línea. Viento.

Paso 5: Valoración

Tabla 5.7 Identificación de Vulnerabilidad.

VULNERABILIDAD ACEPTABLE	VULNERABILIDAD INACEPTABLE
Incremento de temperatura en punto de conexión. Sobrecargas por dilatación de líneas. Componentes dañados. Conexión abierta. Falla en equipos. Apertura de emergencia. Rama sobre línea. Animal en línea. Lluvias. Viento. Rayos.	Hurto de componentes. Deterioro de la protección de conductores del bajante. Hurto de líneas. Pandeo por falta de contra tensión. Impacto de vehículos en postes. Papagayos. Conexión de cargas ilegales. Bushing y terminales quemados. Líneas ligadas.

Paso 6: Plan de acción

Tabla 5.8 Plan de acción en función de la vulnerabilidad.

VULNERABILIDAD INACEPTABLE	PLAN DE ACCIÓN
Hurto de componentes. Hurto de líneas. Conexión de cargas ilegales.	Denuncias ante organismos. Exigir leyes estrictas.
Deterioro de la protección de conductores del bajante. Pandeo por falta de contra tensión. Bushing y terminales quemados. Líneas ligadas.	Dependiendo del nivel de ocurrencia de interrupciones solicitar al prestador de servicio un mantenimiento preventivo.
Impacto de vehículos en postes.	Protectores en postes, reductores de velocidad, Aplicación de la ley
Papagayos.	No aplica

Paso 7: Actualización del análisis de la vulnerabilidad

Tabla 5.9 Actualización de vulnerabilidad en sistema alimentación a FUNVISIS.

VULNERABILIDAD ACEPTABLE	INFORME
Incremento de temperatura en punto de conexión. Sobrecargas por dilatación de líneas. Componentes dañados. Conexión abierta. Falla en equipos. Apertura de emergencia. Rama sobre línea. Animal en línea. Lluvias. Viento. Rayos.	Dado la importancia que tiene FUNVISIS como institución solicitar a CORPOELEC una reunión donde se converse sobre el estado del sistema de distribución de media tensión, explicar el servicio que presta como tal, la posibilidad de aumento de la carga, una telemida actualizada del punto PD ya que la ultima se realizo en 2003 encontrándose al 87%.

5.3 Diseño de Distribución y Canalización para el Sistema de Autogeneración

En el desarrollo de este trabajo documental se realizara un rediseño del sistema que se encuentra actualmente instalado; Es grupo electrógeno accionado por el motor diesel IVECO AIFO de 105 kVA 440V (220V) 60 Hz. Se realizara la propuesta de la corrección de la conexión entre la carga, el sistema de energía principal y sistema de energía generado; El criterio estará establecido en [15]; se harán las consideraciones en cuanto al tipo de carga, la configuración adecuada para el sistema, su correcta utilización, evaluación de las protecciones, consideración de cortocircuito, las condiciones de trabajo y la evaluación del nivel de redundancia.

Esta unidad tiene un tiempo de conexión de toma de carga de 10 a 15 s es utilizada como sistema de emergencia pero con algún diseño de canalización posterior a este trabajo pudiera utilizarse para generación en horas picos, posee un nivel sonoro máximo 118 db con una cabina de insonorización conforme a estándar de fabricación de la propia empresa IVECO, se encuentra instalado en la parte exterior de la entrada principal de la fundación ver figura 5.5.



Figura 5.5 Ubicación del grupo electrógeno diesel entrada principal.



Figura 5.6 Motor-generator y cabina de insonorización.

5.3.1 Rediseño Eléctrico del Grupo Electrónico

Este grupo electrógeno se encuentra conectado a un tablero de control de tipo contactor que antecede al tablero principal de medición para luego tener salida de alimentación tanto para los tableros de distribución TP-T01 como al subtablero ST-T11 (Telemétrica) más detalles en el anexo 8. Tal y como se encuentra conectado debe realizarse una redistribución de su canalización actual, debido a que cada vez que hay un arranque del grupo electrógeno dado una interrupción, el medidor de COORPOLEC registra como si se estuviera suministrado energía por la prestadora de servicio; ver figura 4.12 en el punto 4.1.2. Además existen inconvenientes en el momento de realizar mantenimiento correctivo en el tablero de control de transferencia; donde han existido daños importantes en los contactores, esto debido a los inconvenientes que se ocasionan en el momento de ser sustituidos debido a ciertos factores como: robustez, costo del dispositivo, complejidad de la sustitución (se deben realizar conexiones de carácter manual para garantizar el suministro a las áreas críticas). El control del sistema del ATS no es amigable a los usuarios, no existe indicadores de niveles (combustible, aceite y batería) y los dispositivos de indicación tiene problemas de funcionamiento, los dispositivos han comenzado a presentar fallas debido que se encuentran ya en el tiempo de ser sustituidos y algunos de estos son difíciles de ubicar en el mercado nacional ver figura 5.7.



Figura 5.7 Tablero de control, registro V, I, Hz y control grupo electrógeno.

Para este diseño eléctrico hemos considerado una reubicación del cableado desde la centro de medición hasta la planta pasando aguas abajo del medidor principal realizando los intercambios desde los cajetines de paso, el cajón de medición y los el tablero principal de medición los alimentadores serán de 350 MCM. La idea es realizar un trabajo que no implique mucho esfuerzo, altos costos y en un tiempo razonable ver figura 5.8, figura 5.9 y figura 5.10, los criterios de calculo de los alimentadores se encuentran y la protección del grupo electrógeno en el anexo 20 de este trabajo.

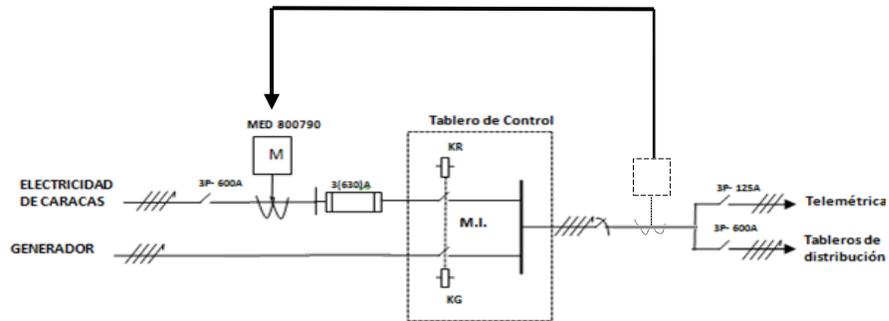


Figura 5.8 Reubicación correctamente la alimentación del grupo electrógeno [53].

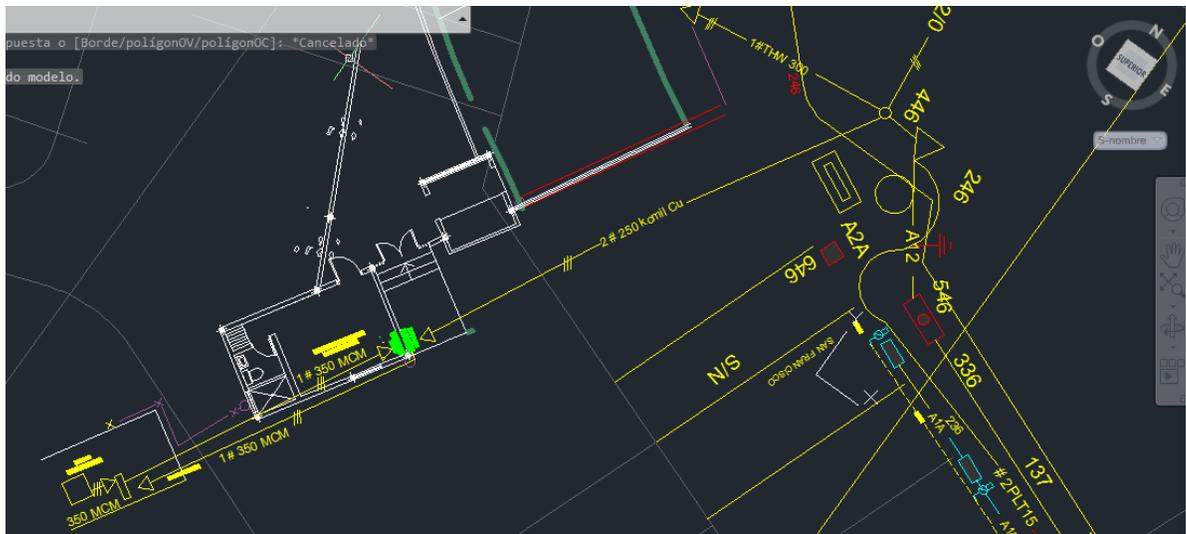


Figura 5.9 Diagrama unifilar de conexión correcta entre grupo electrógeno y energía principal. [Diseño propio modificado de [52]].



Figura 5.10 Diagrama unifilar de conexión. [Diseño propio modificado de [52]].

5.3.2 Propuesta de Tablero de Control y Transferencia

Para disminuir los inconvenientes debido a complejos procesos de mantenimiento correctivos del panel de control ver figura 5.7, costos en los repuestos, y los complejos tiempos de interrupción para la sustitución de algún dispositivo; realizamos la propuesta de sustitución por el modulo de transferencia automática de tipo MCCB de 3 polos ver figura 5.11, con una capacidad no menor de 400 A , en el caso de no existir en el mercado este valor pudiera excederse el dispositivo de interrupción pero deberá contar con un trip de regulación, para calibrar la protección al valor adecuado de despeje. El calculo y criterio que permitió obtener este diseño puede verificarse en el anexo 20 de este trabajo.



Figura 5.11 Modulo de transferencia tipo MCCB [59].

Estos equipos son de mantenimiento simple viene integrado de un control inteligente ATS-01 con un monitor de voltaje de protección tipo temporizador, modulo de transformación de voltaje TSP-01, un BTS que es un conmutador de transferencia con alta capacidad de ruptura para protección contra corto circuitos y sobrecorrientes cumpliendo con lo establecido [43] y [44]. El BTS utiliza un mecanismo de transferencia, accionado de forma manual o automática, el primero con un mango aislado que permite colocarlo en posición de suministro normal, emergencia o stanby y el segundo por un motor controlado para realizar las operaciones de transferencia entre el suministro normal y el suministro de emergencia. En la figura 5.12 se muestra el conmutador y el motor de accionamiento figura 5.13.



ATS Position	Handle	Indicators
Normal		E = O upper contacts open N = C lower contacts closed
Emergency		E = C upper contacts closed N = O lower contacts open
OFF		E = O upper contacts closed N = O lower contacts open

Figura 5.12 Conmutador de transferencia BTS tipo MCCB y posiciones [59].



Figura 5.13 Motor de accionamiento y mecanismo de acción [59].

Para el control de transferencia del BTS, se encuentra integrado un modulo de control ATS-01 que es un dispositivo basado en un microprocesador que controla el proceso de transferencia. Es un dispositivo diseñado para remplazar el relé tradicional, los tableros analógicos y dispositivos obsoletos en el mercado ver figura 5.14.



Figura 5.14 ATS-01 Modulo de interruptor de transferencia automática [59].

Este modulo es flexible en cuanto a la programación y puede ser utilizado para distintas configuraciones de interruptores trifásico, monofásico o monofásico a 3 hilos, funciona adecuadamente a través de una serie de sensores programados que permiten supervisar variaciones de voltaje, variaciones de frecuencia, programar supervisión para las tres tensiones de fase y frecuencia, realizar pruebas del interruptor sin carga, guardar parámetros preestablecidos, pruebas de arranque de planta sin carga en un periodo asignado, provee una señal previa al controlador del ascensor del interruptor de transferencia, alarma programable cuando existe una falla, no requiere conexiones a PC, ni a programaciones complejas ni software (se hacen desde el panel frontal). Este dispositivo opera con tensión de sistema de 160 VAC a 260 VAC a 50 o 60 Hz. Para características de este modulo ver tabla que se encuentra en el anexo 14 de este trabajo.

Para el diagrama de cableado conexión trifásico de tipo MCCB tenemos los tres bloques que la constituyen el bloque rojo integrado por el modulo de control de

transferencia ATS-01, en bloque azul TSP-01 modulo de transformación de tensiones y el modulo verde las conexiones de BTS ver figura 5.15.

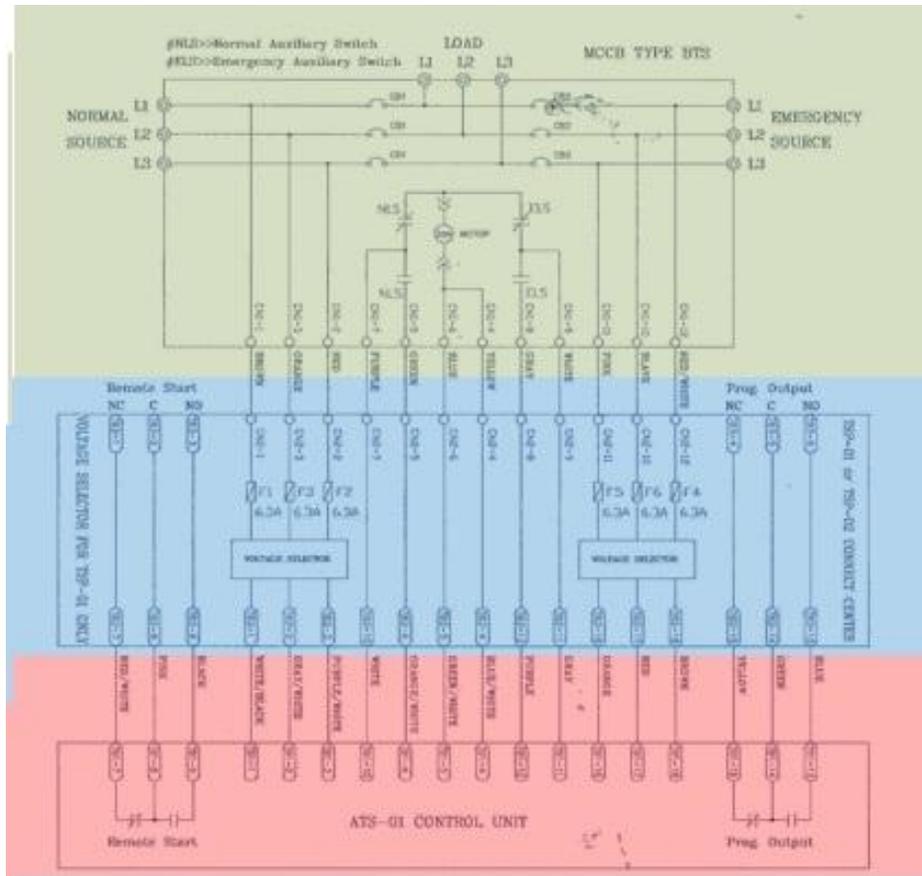


Figura 5.15 Diagrama de ATS conexión tipo MBBC [59].

5.3.3 Consideraciones Técnicas

Se ha explicado que esta propuesta es de fácil reinstalación, fácil mantenimiento, flexibilidad para monitoreo y control de operaciones del grupo electrógeno. Es necesario acotar que esta planta de 105 kVA es insuficiente como planta principal para sustitución completa del suministro de energía normal, los registros indican según evaluación de calidad de energía en horas picos el consumo

máximo ya alcanza los 119,6 KVA ver figura 5.16, esto implica reconsiderar un aumento de la capacidad de la planta debido a este consumo.

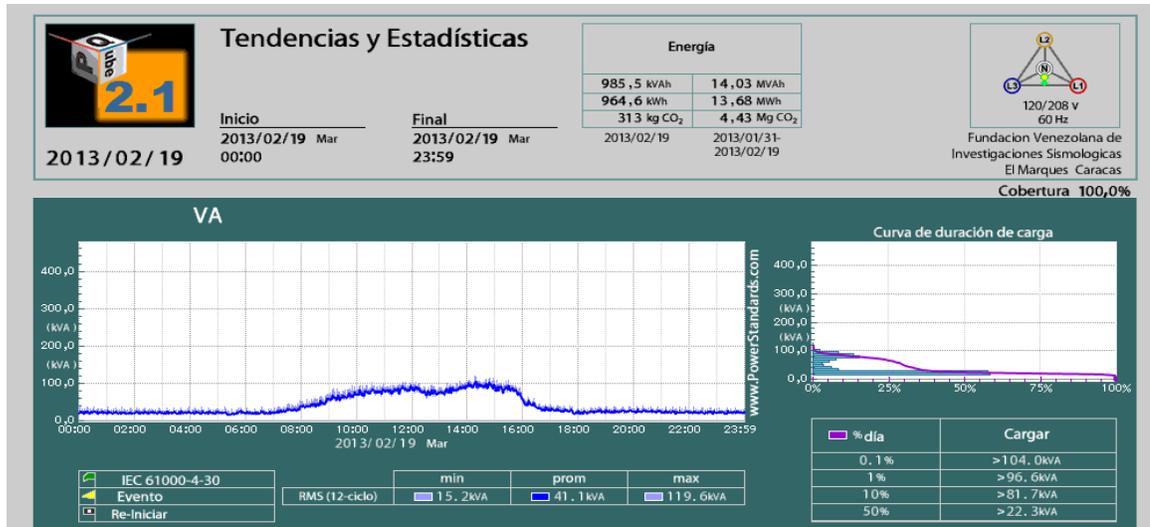


Figura 5.16 Comportamiento de consumo en una jornada de trabajo.

Esto significa que el crecimiento no planificado de las instalaciones eléctricas, introduciendo mas consumo podrías generar fallas a la planta de 105 kVA cuando sea el único suministro de energía, además debemos recordar que esta mediciones son el resultado realizado sobre el TP-T01 que despeja el galpón 1 (presidencia, oficinas administrativas y espacios se encuentran especialistas de la materia sismológica), no incluye el galpón 2 e instrumentación electrónica debido que su alimentación por el TP-T15 proviene de una nueva acometida lo que incrementa a esta el consumo recomendando se estudie una solución integral al respecto.

Para que esta rediseño del sistema sirva como sistema redundante entre la generación de emergencia y el suministro normal deberá existir una separación entre la carga no crítica y la carga crítica (telemétrica). Separando el ST-T12 de la alimentación que proviene del TP-T01 aguas abajo del despeje de 3x600 A (carga no crítica) y la alimentación única del ST-T11 telemétrica (carga crítica) ver figura 5.17.

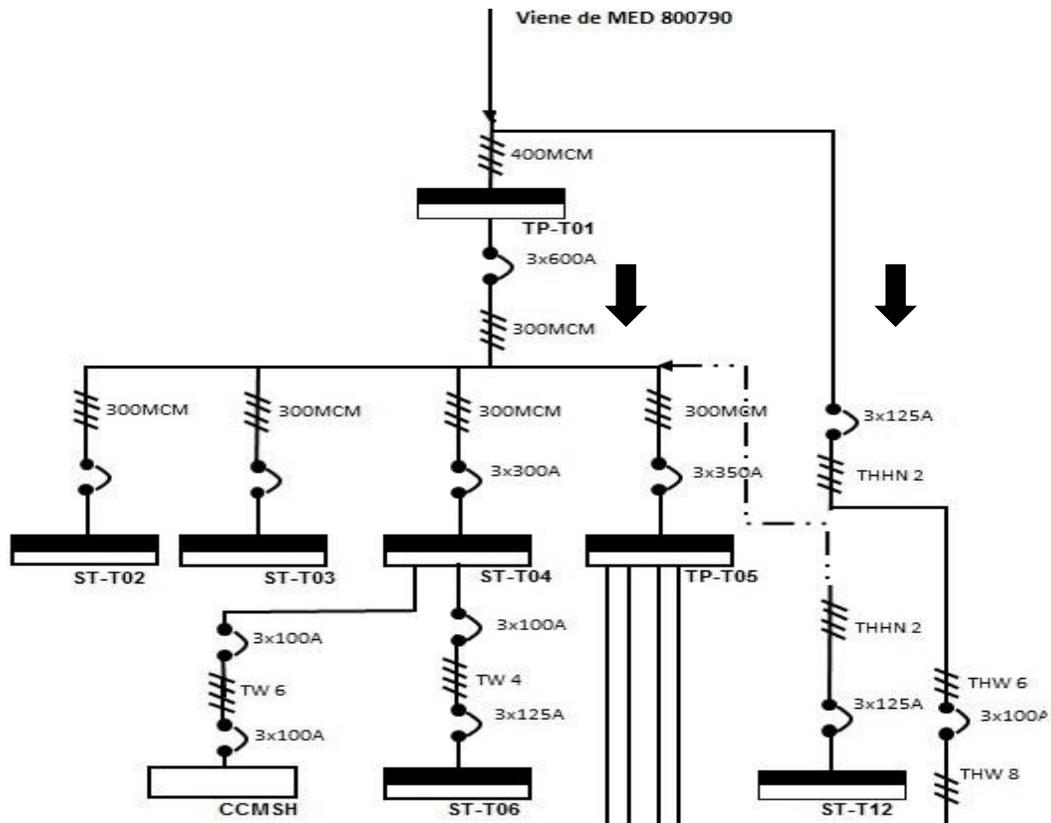


Figura 5.17 Separación ST-T12 a carga no crítica [Diseño propio]

5.4 Diseño de alimentación independiente y redundante para el CPD

Para este diseño es importante, antes de proponer cualquier solución, se debe realizar un cambio en la derivación que se realizó desde el tablero ST-T12 en donde fueron tomadas las tres (3) fases para alimentar al tablero ST-T11 y el neutro desde otro punto que no pertenece a este tablero de una instalación de alimentación redundante que recorre desde la planta motor generador de 105 kVA hasta el CPD (aproximadamente unos 150 m); sin considerar los efectos que pudieran generarse asociadas a caídas de tensión y desbalance de cargas; esta instalación de distribución eléctrica en baja tensión que se encuentra fuera de las normas estipuladas en [7]. Ver figura 5.19 y figura 5.21.

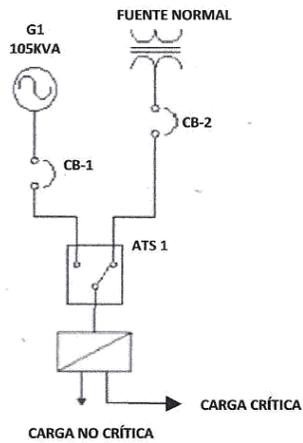


Figura 5.18 Diagrama unifilar de carga críticas y no crítica [Diseño propio].



Figura 5.19 Derivación del ST-T12 hacia la Telemétrica.



Figura 5.20 Conexión manual redundante.



Figura 5.21 Redundante del ST-T11.



Figura 5.22 Mediciones en el tablero ST-T11.

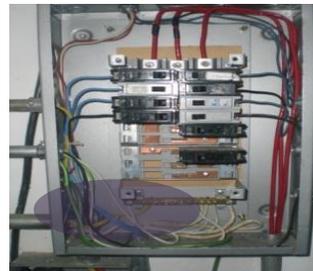


Figura 5.23 ST-T11 neutro de otro tablero distinto del punto de conexión.

5.4.1 Reinstalación de Distribución hacia el CPD

Para la reinstalación de la alimentación principal de este espacio deberá realizarse la separación del tablero ST-T12 del ST- T11 del punto 5.3.4 con una distribución que pudiera aprovechar la canalización existente, que parte del TP-T01 y bordea la parte posterior del galpón 1 (redundante) en flecha verde y una que conecta el ST-T12 (conexión interna) en flecha amarilla desde el TP-T01 ver figura 5.24.



Figura 5.24 Esquema de conexión redundante desde la misma fuente.

[Diseño propio modificado de [52]].

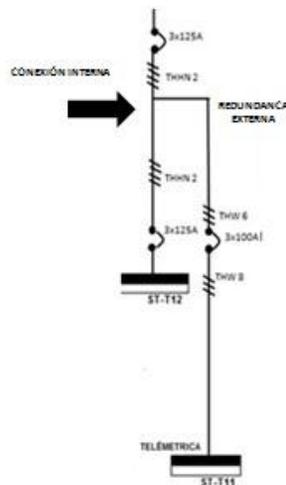


Figura 5.25 Diagrama unifilar sobre el punto a reubicar [Diseño propio].

5.4.3 Consideraciones Técnicas

Para el diseño del grupo electrógeno para el CPD, el criterio de dimensionamiento vendrá dado por: la información de los registros de carga, características de carga, la autonomía requerida, los calibres de los alimentadores, protección y modulo de trasferencia.

Para que este diseño pueda servir como sistema redundante entre la generación de la planta de 105 kVA, el suministro normal y el nuevo sistema de generación exclusivo para el CPD, se recomienda que la planta a instalar sea compatible con la marca existente debido a la interacción de ambas unidades. Su capacidad no podrá ser menor a los 56 kVA. Se deberán realizar la distribución y canalización necesaria de los alimentadores con un calibre no menor de THHN 3/0 con un cable neutro de calibre no menor a THHN 1/0. Para el detalle de las consideraciones dirigirse al anexo 21 de este trabajo.

5.4.2 Propuesta de Tablero de Control y Transferencia

La propuesta será un modulo de transferencia automática de tipo MCCB de 3 polos ver figura 5.29 con las mismas características especificadas en el punto 5.3.3, con una capacidad no menor de 210 A, en el caso de no existir en el mercado este valor pudiera excederse el dispositivo de interrupción peo deberá contar con un trip de regulación, para calibrar la protección al valor adecuado de despeje. El calculo y criterio que permitió obtener este diseño puede verificarse en el anexo 21 de este trabajo.



Figura 5.29 Modulo interruptor MCCB [59].

5.5 Propuesta del SPAT y PDA

Para construir la propuesta del SPAT al galpón 2 se realizaron las mediciones para determinar las características de resistividad del suelo. En estas mediciones se utilizó el método Wenner donde se obtuvieron 3 resultados mostrados en la tabla 4.12 del punto 4.2.2.1; en ella se puede verificar tres valores distintos de resistividad del suelo a diferentes espaciamientos. Estos resultados pudieran estar asociados a: característica de la no homogénea del terreno (no se tiene conocimiento de la naturaleza del terreno) por ende sea un suelo heterogéneo, una incorrecta ubicación de los electrodos que no guardó la consideración respecto a la misma porción de terreno que se estaba explorando, la existencia de elementos (tuberías metálicas enterradas) desconocidas o una incorrecta aplicación de la medición.

Sin embargo consideraremos el valor adecuado para nuestra propuesta al que se encuentra entre los valores de resistividad característicos para suelos de esta región del país con una $\rho = 301,59 \Omega.m$ [56].

En análisis de los resultados obtenidos en el galpón 1 para la medición de los electrodos de tierra de una instalación ya existente; pueden considerarse poco confiables, debido a los elementos que se encuentran en la porción de terreno explorado se pudo observar tuberías de aguas blancas, canalizaciones eléctricas metálicas subterráneas e inmuebles residenciales en toda la longitud del espacio del terreno evaluado. Dejaremos como una recomendación se realice un estudio posterior a este trabajo que permita obtener una información confiable de las características de estos elementos que fueron introducidos en el suelo como SPAT que conjuntamente con los electrodos de las PDA no se encuentran conectados equipotencialmente.

Cabe señalar que las mediciones realizadas en el conductor que conecta a la barra de tierra ubicado en la parte posterior a la telemétrica muestra una corriente de tierra $I_g = 2,8 A$ (por información [51] existe un anillo de SPAT) y el conductor de la barra de tierra que se encuentra en el centro del galpón 1 ver figura 4.51 muestra una corriente de 500 mA. Para ver más detalle dirigirse al anexo 15 de este trabajo.

5.5.1 Calculo de Resistencia de Puesta a Tierra

Basados en la disposición [7] 250.56, donde establece que un único electrodo consista en una barra, tubo o placa y cuya resistencia a tierra sea igual o menor a 25Ω , la disposición 250.52 Electrodo de puesta a tierra parte (b) los electrodos de barras de hierro o acero tendrán como mínimo un diámetro de 16mm (5/8"); procedemos a realizar la propuesta de la resistencia de puesta a tierra partiendo de lo que se establece [12] para el cálculo de resistencia de una jabalina vertical ver figura 5.31. Mas detalles de formulas ver anexos 16 de este trabajo.

•	One ground rod length L , radius a	$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$
• •	Two ground rods $s > L$; spacing s	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{L^2}{3s^2} + \frac{2L^4}{5s^4} \dots \right)$
• •	Two ground rods $s < L$; spacing s	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
—	Buried horizontal wire length $2L$, depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$

Figura 5.30 Fórmulas para el cálculo de la resistencias a tierra [12].

De [12]:

$$R := \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \left(\ln \left(\frac{4 \cdot L}{a} \right) - 1 \right) \quad (4)$$

Para:

- Una barra de 3/4" con un diámetro de $a=19$ mm ; $a=0,019$ m
- $\rho= 301,59 \Omega\cdot m$ para un espaciamento de 16 m que abarca 64 m de terreno linealmente del inicio del galpón 2, utilizando el método Wenner ver tabla 4.12 en el punto 4.2.2.1 de este trabajo.
- $L= 2,44$ m

Tenemos para una jabalina:

$$R= 103.112 \Omega \text{ Un valor alto [7] 250.56 establece } R < 25\Omega$$

Podríamos tratar de identificar a través de una formula simplificada un valor de resistencia de 25Ω , si $R_1 = 103.112 \Omega$ y partiendo de que estas varillas se encuentran en paralelo, la cantidad posible de jabalinas a utilizar es:

$$R_{t-picas} = \frac{\rho}{N \cdot L} \quad (4) \quad \Rightarrow N = \frac{\rho}{R_{t-picas} \cdot L} \quad (5) \quad [45]$$

$$N = \frac{301,59}{25 \cdot 2.44} = 4.93 \approx 5$$

El valor obtenido no está en la tabla 5.10, además cuando se realiza el cálculo la resistencia promediando a un valor a 5 barras $R_g > 25\Omega$, significa entonces que no es un simple proceso lineal, sabemos que la instalación de jabalinas en paralelo disminuye sensiblemente el valor de la resistencia de la puesta a tierra pues aumenta la superficie de dispersión, baja la densidad de corriente y en consecuencia disminuye la resistencia de la puesta a tierra. Un proceso que no es tan simple como seguir una regla del paralelo, se debe obtener por ensayos las características de la barra en el caso de 3/4". Es por ello que respetando la distancia que debe mantenerse entre barras y el resultado obtenido de la resistividad del suelo. Asumiremos que para disminuir este valor de resistencia puede utilizarse el método del aumento del número de electrodos basados en lo que se encuentra estipulado en [12]; para configuraciones con mayor numero de jabalinas; a partir de la formula (6) y la tabla del factor para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra ver tabla 5.10; tomando en consideración que las barras deberán estar separadas a una distancia no menor a su longitud para evitar influencias.

Tabla 5.10 Factor para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de n barras [12].

NUMERO DE BARRAS	f
2	1,16
3	1,29
4	1,36
8	1,68
12	1,8
16	1,92

Tenemos entonces de [12]:

$$R_g = f \cdot \frac{R_1}{n} \quad (6)$$

$$R_g = 1.68 \cdot \frac{103.112}{8} = 21.653 \, \Omega \text{ aceptable disposición 250.56 [7].}$$

La propuesta será entonces 8 barras de ¾”, 19mm y 2,44 m c/u, distribuidas linealmente en 56 m espaciadas a 8 m, que abarca un poco más de la extensión entre el galpón 2 el galpón de instrumentación electrónica ver figura 5.32 con una resistencia de puesta a tierra de $R_g \approx 22 \, \Omega$ con un conductor de unión de los elementos de puesta a tierra de un calibre de 3/0 [7] tabla 250.66 en Cu trenzado desnudo, empalmado al electrodo de SPAT con un proceso de soldadura exotérmica; con un conductor de puesta a tierra de los equipos con un calibre 4 en Cu [7] tabla 250.122, con recubrimiento verde [7] 250.119. Para más detalle de las consideraciones del diseño ver el anexo 17.

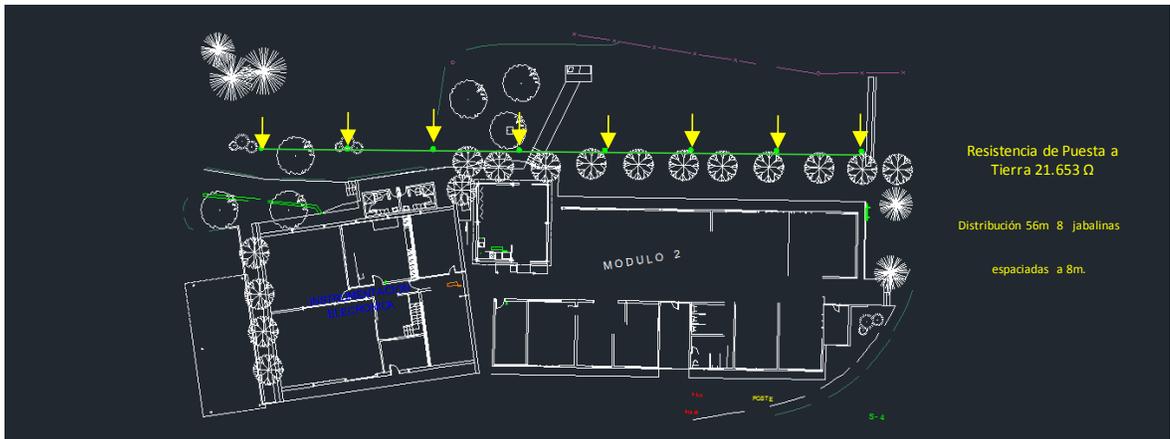


Figura 5.31 Propuesta de distribución de 8 barras de 3/4” en 56 m Galpón 2 e Instrumentación Electrónica. [Diseño propio modificado de [52]].

5.5.2 Distribución Equipotencial del Sistema de Puesta a Tierra

Basados en la disposición [7] 250.90 donde se establecen las características, distribución y consideraciones para las instalaciones de sistemas equipotenciales y de puesta a tierra; en función la aplicación de medidas para la protección que garantice la seguridad contra choques eléctricos. Realizaremos las consideraciones necesarias para que el sistema de puesta a tierra proporcione un camino directo a tierra para las corrientes de falla a la vez y contribuir a reducir perturbaciones y servir como una referencia de voltaje común para equipo electrónico sensibles.

5.5.2.1 Identificación de Electrodo de Tierra

Se procedió a identificar el valor de los electrodos de tierra del galpón N.-1, en el cual se encuentran 2 (dos) electrodos, que se ubican en la parte posterior a la mitad del galpón y el otro posterior de despacho de presidencia (desconectado); una vez realizado las mediciones obtenidas en el punto 4.2.2.2 a través del método de tres

puntos [12]; se realizo un sistema de ecuaciones para determinar los valores de resistencia en ambos electrodos de tierra ver figura 4.46.

Para ello tenemos:

$$\begin{aligned}R1 + R2 + 0Rp &= r12 \\ 0R1 + R2 + Rp &= r2p \quad (7) \\ R1 + 0R2 + Rp &= r1p\end{aligned}$$

Para luego:

$$\begin{aligned}R1 + R2 + 0Rp &= 5\Omega \\ 0R1 + R2 + Rp &= 3,6 K\Omega \\ R1 + 0R2 + Rp &= 3,6 K\Omega\end{aligned}$$

En donde

$$R1 = 2,5\Omega \quad \text{y} \quad R2 = 2,5 \Omega$$

Para identificar los elementos de puesta a tierra que existen en las adyacencias del galpón 1 tenemos: 2 (dos) electrodos de tierra (sin registros de dimensiones) con un valor de 2,5 Ω c/u, 1 (uno) anillo de tierra que pertenece a telemétrica (por razones técnicas no pudo ser medido debido a que no pudo desconectarse) y 2 (dos) electrodos de tierra que están conectados a 2 (dos) puntas franklin (torre de comunicaciones e iniciando galpón 1); todos estos sistemas instalados de manera independiente sin conexión equipotencial entre ellos. Ver figura 4.46 del punto 4.2.2.2

5.5.2.2 Propuesta Equipotencial del Sistema de Puesta a Tierra

Para desarrollar una propuesta integrada que permita interconectar equipotencialmente todo los elementos de la puesta a tierra, que permita disminuir los riesgos que pudieran existir en el momento de una falla a tierra; si estas no estuvieran

interconectadas; donde se generan corrientes de falla, diferencia de potencial en partes metálicas que ponen en riesgo equipos y la vida humana de quienes pudieran estar expuesto. Para reducir esa diferencia de potencial es necesario proponer una conexión a tierra que permita no solo adicionar elementos de protección existentes, sino que además proteja a los equipos que son la herramienta fundamental para el análisis de los datos sismológicos. Esta conexión incluye carcasas en paralelo, estructuras metálicas, tuberías de agua galvanizadas, electrodos de tierra, anillos de tierra, entre otros.

Existen algunos elementos de puesta a tierra que no se encuentran interconectados solo lo hacen en el momento que ocurre la falla a través de dispositivos especiales (conectores de ecualización de potencial), pero hay que considerar que de alguna forma siempre existirá una conexión asociados a ello.

Dado que en su mayoría los equipos utilizados en FUNVISIS son dispositivos informáticos utilizados para la interpretación de los fenómenos sismológicos a través de traductores de la red acelerográfica (ordenadores, antenas, decodificadores, entre otros), proponemos una conexión a tierra de tipo TN-S (neutro conectado tierra con cable de protección conectado a tierra separado del neutro). Para verificar más características de esquemas de conexiones a tierra ver anexos 18.

Para mostrar una propuesta gráficamente sencilla ver figura 5.33 se dividió toda la distribución de tableros de baja tensión dependientes del tablero TP-T01 en tres bloques ver figura 8.2 en el anexo 8 de este trabajo los cuales deberán ser conectados de forma equipotencial en sus respectivas barras de tierra de cada tablero con un conductor que su calibre dependerán del dispositivo automático de sobrecorriente ver tabla 8.1 en el anexo 8 donde se especifican los calibres de cada conductor que será conectado desde TP-T01.

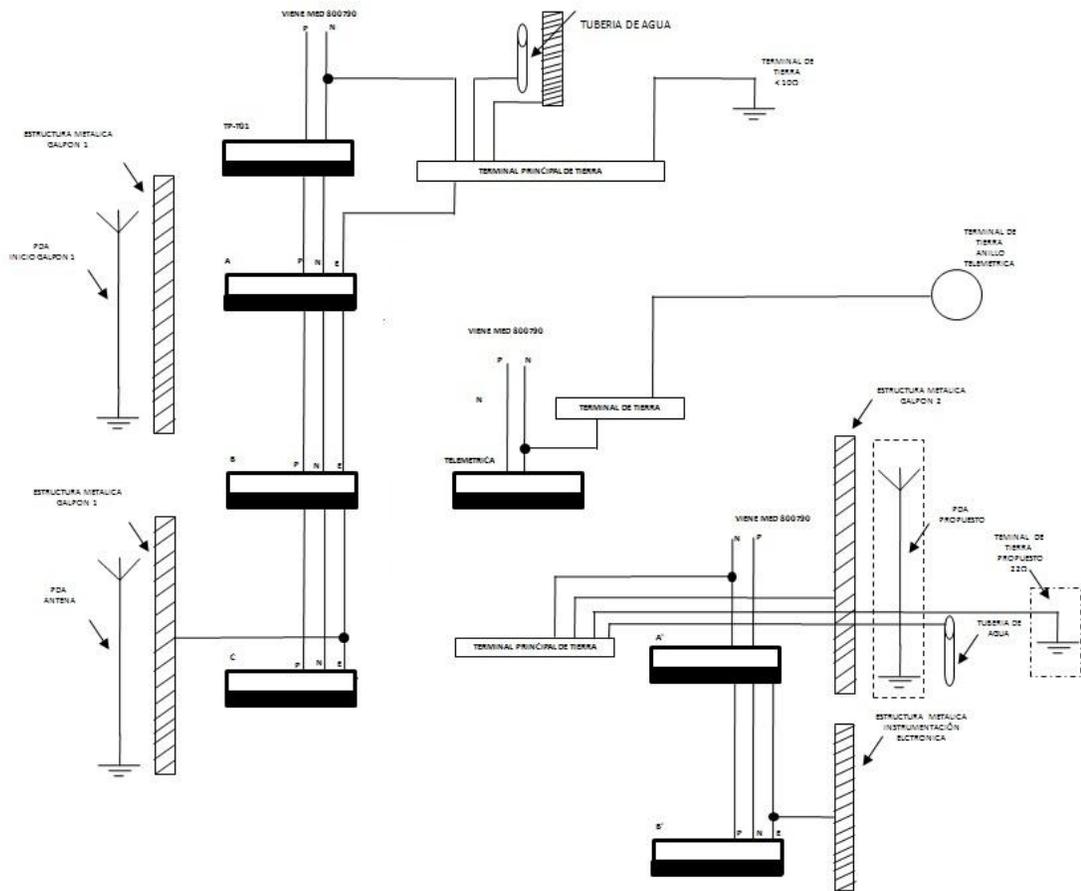


Figura 5.32 Propuesta equipotencial conexión TN-S [Diseño propio].

Para los criterios de selección de este esquema nos basamos en las normativas establecidas para este tipo de conexión, que buscan controlar la elevación de tensión en un área a un valor prestablecido, soportado sobre las características específicas de la red y de la carga. Sobre las características eléctricas de este esquema de conexión tenemos:

- **Ventajas:** Protección de las personas contra contactos indirectos, sobretensiones continuas, sobretensiones en caso de averías, compatibilidad electromagnética sobre inmunidad de caídas de rayos, instalaciones de dispositivos especiales, entre otros.

- Desventajas: Tensión de defecto, tensión de contacto, protección de personas con el funcionamiento de generadores eléctricos, sobretensiones transitorias, continuidad de servicio en cuanto a interrupción de primer efecto y caída de tensión durante un defecto de aislamiento, mantenimiento de las instalaciones debido al número de cables, alto costo de reparaciones ante daños considerables.

Con respecto a la conexión equipotencial sobre dispositivos de PDA que tienen su descarga al suelo no fueron consideradas, recomendamos se estudie en un próximo trabajo la solución.

5.5 Propuesta de PDA

Basados en la disposición en [7] 250.106, [8], [9]; vamos a evaluar si las consideraciones relacionadas con los dispositivos de PDA existentes son las correctas y si están tomadas todas las consideraciones al respecto.

5.5.3.1 Evaluación de la Propuesta

Para identificar si es necesario la existencia de un sistema de PDA se evaluaron los factores que gobiernan la decisión de si proteger o no, criterios basados en [8], en donde se establece ver tabla 5.11 y tabla 5.12.

Tabla 5.11 Factores de decisión si proteger o no.

USO AL QUE SE DESTINA LA ESTRUCTURA	VALOR DEL INDICE A
Industrias, talleres y laboratorios.	6
TIPO DE CONSTRUCCIÓN	VALOR DEL INDICE B
Estructura de acero o concreto armado con techo metálico.	5

Tabla 5.12 (Cont.) Factores de decisión si proteger o no.

CONTENIDO O TIPO DE INMUEBLE	VALOR DEL INDICE C
Plantas y subestaciones eléctricas y de gas, centrales telefónicas y estaciones de radio y televisión*.	6
GRADO DE AISLAMIENTO	VALOR DEL INDICE D
Inmuebles localizados en un área con pocos inmuebles de la misma altura.	5
TIPO DE REGIÓN	VALOR DEL INDICE E
Zonas de colinas.	6
ALTURA DE LA ESTRUCTURA (*)	VALOR DEL INDICE F
Hasta 9 m.	2
NUMERO DE DIAS DE TORMENTA POR AÑO	VALOR DEL INDICE G
De 9 a 12. **	11

*Se interpreta este factor debido a que se procesa información captada del satélite Simón Bolívar y la antena triangular auto soportada para estaciones de redes locales sismológicas.

**Para este valor ver [17].

Calificando estos factores:

$$I_r = A + B + C + D + E + F + G \quad (7).$$

Se tiene entonces

$$I_r = 6 + 5 + 6 + 5 + 6 + 2 + 11 = 41$$

Y se interpreta:

Entre 31 – 60;

Estos indica que es necesario la existencia de una protección contra descarga atmosférica, se hace indispensable la evaluación de sus sistema de PDA que indique es correcta y se encuentra bajo los criterios de normas establecidas.

Para verificar factores que gobiernan la decisión de si proteger o no ver el anexo 6.

5.5.3.2 Características de la PDA

En las instalaciones de la fundación existen 2 puntas franklin que se ubican en la torre de antena triangular auto soportada para estaciones de redes locales sismológicas con su respectiva descarga al suelo (detrás del área telemétrica) a través de un electrodo de tierra y la segunda en el inicio del galpón 1 también con su respectiva descarga al suelo a través de otro electrodo de tierra; ambas no interconectadas físicamente entre ellas ni a los elementos de puesta a tierra. (No se logro medir estos valores debido a los inconvenientes de la desconexión).

5.5.3.3 Aplicación del Método de la Esfera Ficticia

Para determinar si las protecciones tipo punta franklin se realizaron de manera correcta consideramos la aplicando del método de la esfera ficticia [40], tomando como referencia el punto más alto de protección que se ubica por encima de la torre de la antena triangular a una distancia media entre 20 y 25 m, se considero un nivel de protección III [58] que angularmente dependerá de este nivel de protección y la altura de la punta referenciada con el método electrogeométrico ver figura 5.34.

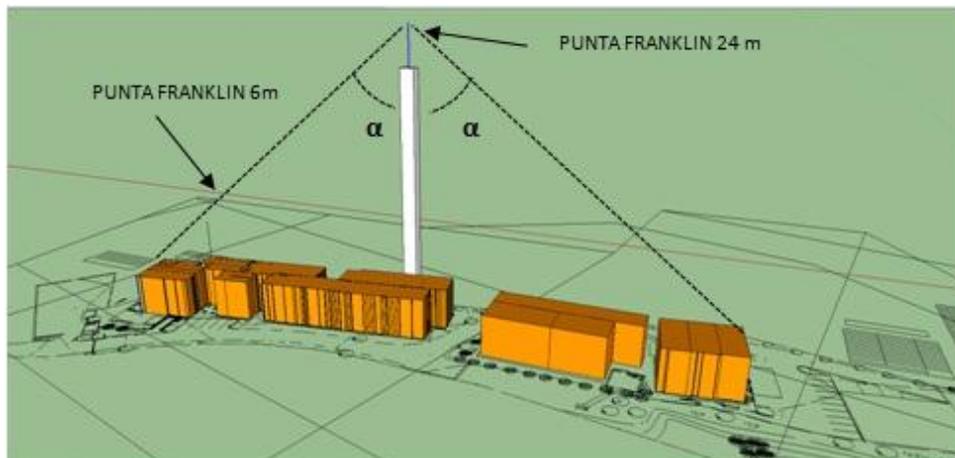


Figura 5.33 Punta franklin con ángulo de protección [Diseño propio].

Para la aplicación del método de la esfera ficticia para un nivel III de protección con una corriente de intersección mínima de 10 kA radio $R(m) = 45$ m, para determinar correctamente los captores se procedió a modelar utilizando los planos acotados ver figura 5.35.

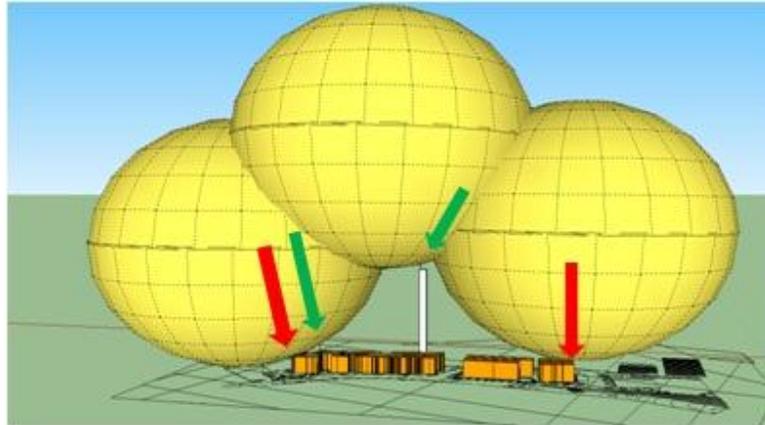


Figura 5.34 Método de la esfera ficticia aplicados a los galpones [Diseño propio].

Se debe realizar una reubicación correcta de la punta franklin que se encuentra iniciando el galpón 1 e instalar un captor tipo punta franklin en el galpón donde se ubica instrumentación electrónica, note como el método la esfera toca parte de la estructura ver figura 5.36 (esto se realizo utilizando planos acotados, llevados a 3D y aproximados para la aplicación del método).

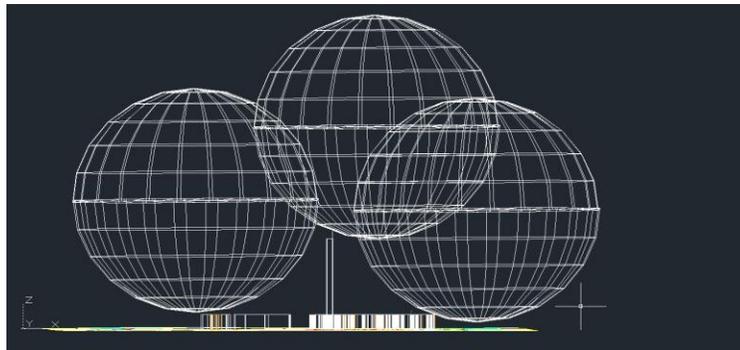


Figura 5.35 Método de la esfera ficticia punto de ubicación de protección [Diseño propio].

5.5.3.4 Consideraciones Técnicas

Aunque estamos proponiendo un diseñado eléctricamente aislado, existe información que indica que los terminales de estos captosres deben estar conectados entre sí formando un anillo y conectados al sistema de puesta a tierra como se establece en [7], esto ayuda a reducir el voltaje de contacto que puede experimentar una persona con el conductor de bajada durante una descarga atmosférica. El anillo ayuda a lograr una ecualización de potencial en la superficie del suelo no existen corrientes que entran al suelo controlando el potencial. Recomendamos se estudie la solución a esta situación.

5.6 Diseño de Adecuación de las Instalaciones Eléctricas del CPD

Para el diseño de la adecuación de las instalaciones eléctricas de los espacios del centro de procesamiento y adquisición de datos de la red acelerográfica nacional fundamentamos nuestro criterio en las especificaciones que se encuentra en [7] disposición 645, disposición 647 y [41].

5.6.1 Descripción del Espacio y Ubicación de Equipos

La sala de procesamiento de datos CPD se encuentra ubicada en el galpón 1 en él se encuentra los equipos que traducen la información suministrada por la red acelerográfica que capta los eventos y el comportamiento sísmicos a nivel nacional, este proceso que se realiza en tiempo real.

Esta sala está dividida en cuatro ambientes: I Sala técnica donde se encuentran los procesadores que muestran los registros del comportamiento sísmico de la red y los decodificadores satelitales; esta sala es solo para personal técnico restringido quién vigila los eventos, II sala donde se encuentran los servidores que

interconectan toda la información y sirve a los usuarios que analizan los procesos, III oficina técnica y el IV es el pasillo de acceso ver figura 5.37.



Figura

5.36 Distribución del espacio en el CPD (Telemétrica) [52].

Es en la sala I y II donde se concentra la mayor cantidad de equipos entre ordenadores y servidores, los cuales se encuentran en un ambiente a baja temperatura ambientados por 3 unidades de refrigeración de alto consumo ver figura 5.38. En la sala III se encuentra el área administrativa técnica donde se encuentra el responsable de sala con su respectiva secretaria y el pasillo IV donde se encuentran las impresoras que emiten los informes respectivos.



Figura 5.37 Sala II ordenadores y servidores (telemétrica)

5.6.2 Rediseño de las Instalaciones Eléctricas del CPD

Para este rediseño vamos a considerar lo establecido sección 645 en [7] respecto a lo que refiere a los equipo informáticos, debido a que este espacio del CPD el 90% de los equipos que allí se encuentra poseen estas características, en ella se establecen los requisitos los cuales deben poseer estos equipos para cableado de suministro de potencia, cableado de interconexión de equipos y puesta a tierra de los equipos, entre otros.

Como requisito esencial para este diseño de la sala del CPD, se deberán cumplir las condiciones establecidas en el 645.2 (1), (2), (3), (4) y (5) de [7]; la consideración más relevante en función del despeje de los equipos informáticos, los sistemas de aire acondicionado y los dispositivos afines (sistemas de emergencia e iluminación) estos deberán estar conectados de forma independiente. Los medios de desconexión estarán establecidos por el 645.10 de la norma, en donde el control de los medios de desconexión estarán agrupados y bien identificados en un lugar accesible desde la puerta principal de salida ver figura 5.41.

Para la instalación de circuitos de alimentación y cables de interconexión lo establecido en el 645.5 de [7] en todas sus consideraciones, especialmente en lo que establece que todos los alimentadores tendrán una ampacidad no inferior al 125 % de la carga total conectada.

Para la conexión de puesta a tierra todas las partes metálicas serán puestas a tierra tal como lo establecido en la sección 250 de [7], con una conexión equipotencial provista en el punto 5.5.2.2 de este trabajo. Tomando la consideración de la sección 647 [7] de equipo electrónico sensitivo en donde la 647.3 [7] establece para sistemas 3 ϕ o 2 ϕ , con un conductor neutro puesto a tierra ver figura 5.39.

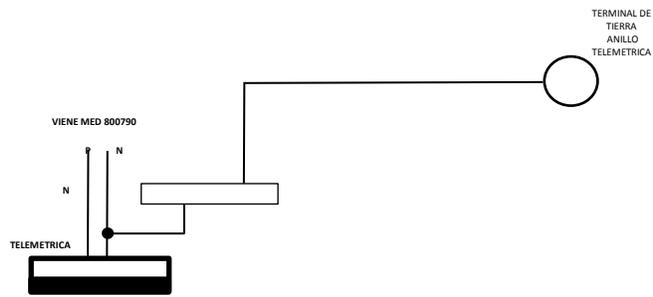


Figura 5.38 Tablero telemétrica con neutro puesto a tierra (TN-S) [Diseño propio].

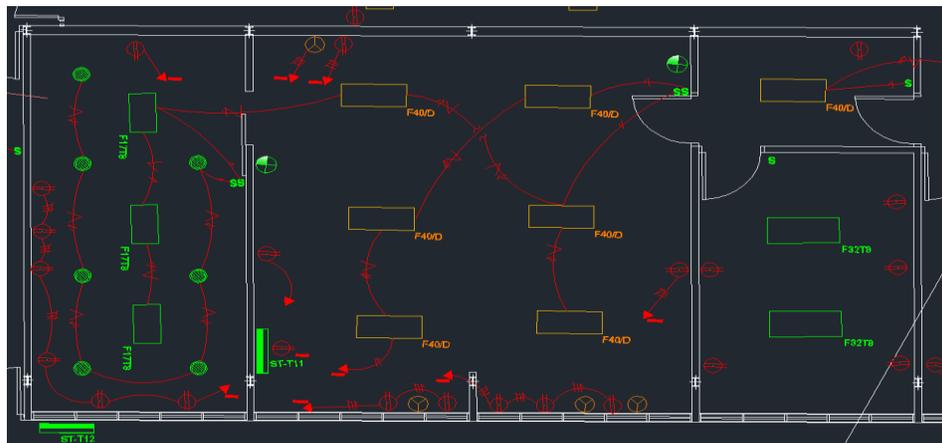


Figura 5.39 Canalización y distribución actual del CPD [52].

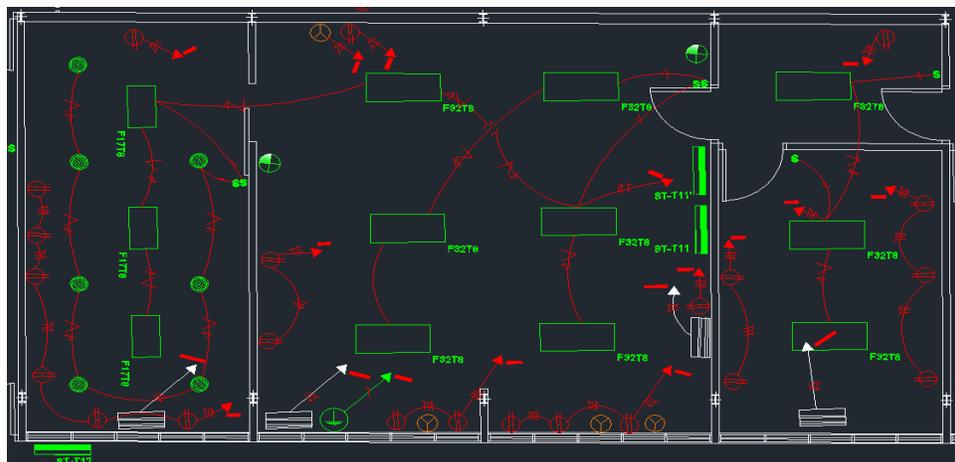


Figura 5.40 Diseño final consideraciones [7] sección 250, 645 y 647 [Diseño propio modificado de [52]].

5.6.3 Consideraciones Técnicas

El cableado puede realizarse a través de canaletas galvanizadas paralelas a las paredes sobre el techo raso, esta deberá realizarse bajo las especificaciones en [7] como lo establece 647.4 métodos de cableado, 647.6 puesta a tierra, 647.7 Tomacorrientes, 647.8 equipo de iluminación.

Es importante considerar el balance de las cargas, este diseño debe ser ejecutado por personal capacitado del área eléctrica, es indispensable ya que en las últimas mediciones se pudo observar variaciones importantes en la secuencia cero y secuencias negativas de corriente ver figura 5.42.



Figura 5.41 Secuencia negativa y secuencia cero de corriente.

Todas las lámparas de transformador deben ser sustituidas por lámpara de balastro electrónico y todas las unidades de aire acondicionado sustituidas por unidades de alto rendimiento y bajo consumo.

Finalmente se deja para estudios posteriores la propuesta de inclusión de dispositivos de protección de sobrecorrientes, sobretensión, supresores de armónicos, adecuadores de tensión (reguladores) y sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS).

CONCLUSIONES

Este trabajo de investigación permitió de manera integral desarrollar una serie de propuestas y diseños; que se originaron de las recomendaciones realizadas de una pasantía del mismo autor; llevadas a ingeniería de detalle para servir como solución a problemas detectados y que garantizaran el buen funcionamiento de las instalaciones eléctricas de baja tensión de FUNVISIS.

Con el reconocimiento del sistema de media tensión se logró identificar su constitución, los dispositivos presentes, las características de funcionamiento, posibles situaciones que pudieran interrumpir el suministro de energía al punto de transformación; específicamente sobre las redes aéreas que son las más vulnerables y propensas a sabotajes (vulnerabilidad física en infraestructuras críticas); además de determinar a través de información CORPOELEC, la posibilidad de un aumento de carga, con la sugerencia de construir un sótano de transformación para no menos de 500 kVA alimentados por 2 subestaciones que garantizaran un sistema con respaldo y confiable.

A partir de la evaluación de las instalaciones de baja tensión y el análisis de la calidad de energía, en donde se utilizaron equipos de medición con base en normas internacionales para este caso. Se estableció el diseño para corregir la incorrecta instalación del sistema de autogeneración existente, las observaciones sobre el aumento de capacidad de la planta, debido a que la unidad de 105 kVA es insuficiente para toda la institución; este sobre la base de una propuesta económicamente factible, funcional que disminuya los problemas al momento de realizar el mantenimiento de las instalaciones eléctricas, la sustitución de piezas o un mal funcionamiento al surgir una interrupción. Además del diseño de la propuesta del sistema redundante con generación independiente que blinde y garantice la no interrupción del suministro de energía en el centro de procesamiento de datos de la red acelerográfica nacional, con la inclusión de una nueva planta exclusiva para la telemétrica con capacidad no menor a 56 kVA.

Se logró realizar la evaluación del sistema de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas (PDA) existentes, a través de una serie de mediciones se logro constatar los valores de las resistencias de puesta a tierra en el galpón 1 y la ubicación de las descargas a tierra de las puntas Franklin. Se estableció la propuesta del sistema de puesta a tierra para el galpón 2, el cual no existía, que consta de 8 jabalinas distribuidas linealmente a través de 56 m con una resistencia de puesta tierra aproximada de 22Ω , esta que pudiera servir como SPAT en baja tensión para la toda fundación. Se determinó el sector de infraestructura desprotegido contra descargas atmosféricas, en este caso el galpón de instrumentación electrónica en donde se realizan las pruebas y reparan los equipos que recogen la información sísmica. Además de la propuesta de una conexión TN-S (neutro conectado tierra con cable de protección conectado a tierra separado del neutro), equipotencial para las instalaciones, acorde para los equipo que son utilizados como herramientas de trabajo (informáticos y equipos sensibles); obviando de esta conexión al sistema de puesta a tierra de la PDA y a la planta del grupo electrógeno. Se deja como caso de estudio posterior a este trabajo los casos de conexión equipotencial de todos los elementos SPAT que se encuentran independiente en estas instalaciones además de la puesta a tierra para el grupo electrógeno.

Se adaptó un diseño que permitirá la adecuación de las instalaciones eléctricas que se encuentran en el centro de procesamiento de datos (Telemétrica) especificados en el CEN sección 645 respecto a los equipos informáticos, la sección 647 sobre equipos electrónicos sensitivos y la NFPA 75-1999. Un diseño económicamente factible que permitirá el buen funcionamiento de los dispositivos que interactuaran con la red.

RECOMENDACIONES

Para garantizar la implementación de los objetivos planteados en este trabajo de investigación se recomienda:

- a) Todo los trabajos y adecuaciones que se vayan a realizar deberán estar ejecutados por un personal (técnico y ayudantes) capacitados para tales fines supervisado o dirigido por un Ing. Electricista.
- b) Continuar con los planes de canalización, distribución de cargas y organización de las instalaciones de baja tensión que incluya los sistemas de conexión informático supervisados por profesionales en el área.
- c) Solicitar a CORPOELEC, un aumento de carga con instalación de un sótano de transformación de 500 kVA además de una conexión automática de ambas subestaciones que garantice confiabilidad del sistema.
- d) Solicitar a COORPOELEC una teled medida actualizada al PD (punto de transformación) que alimenta la fundación ya que el último se realizo en el año 2003 arrojando un 87% de la carga.
- e) Informar a COORPOELEC la existencia de grupos electrógenos propiedad de la Fundación.
- f) Realizar un estudio que indique cuales deben ser las consideraciones para la conexión equipotencial de descargas a tierra a las protecciones contra descargas atmosféricas (PDA).
- g) Realizar un estudio que indique cual debe ser la conexión equipotencial para el sistema del grupo electrógeno con respecto al sistema de puesta a tierra.
- h) Realizar cambios de equipos de refrigeración de alto consumo a mejor rendimiento y bajo consumo eléctrico.
- i) Seguir manteniendo el uso de equipos electrónicos con baterías de emergencia para suprimir variaciones de corta duración.

- j) Todas las instalaciones del sistema puesta a tierra y equipotencial sean llevado a cabo por personal capacitado en la materia y que se cumpla con lo estipulado en las normas
- k) Deben realizarse mantenimiento y pruebas periódicas al grupo electrógeno utilizando respectivos manuales que garanticen el control de lo que se realice.
- l) Continuar con el balance de cargas de los tableros de distribución y circuitos a partir de los planos de iluminación, tomacorrientes e identificación de tableros que se dejan en este trabajo.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] ÅKE HOLMGREN, Vulnerability Analysis of Electric Power Delivery Networks. March 2004
- [2] DOE. Vulnerability assessment methodology: electric power infrastructure. U.S. Department of Energy (DOE), Office of Energy Assurance (OEA), Washington, 2002.
- [3] IEEE Std 81-1983, IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance Safety, and Earth Surface Potentials of a Ground System.
- [4] IEEE Std 81.2-1991, IEEE Guide for Measurement of Impedance Safety Characteristics of Large, Extend or Interconnected Grounding Systems.
- [5] IEEE Std 1100-1992, IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment.
- [6] NARANJO, ALBERTO. Proyecto del Sistema de Distribución Eléctrico. Valle de Sartenejas - Baruta: Equinoccio, 2006. ISBN 980-237-244-2.
- [7] CODELECTRA. Código Eléctrico Nacional 200:2004. Caracas, ediciones FONDONORMAS.
- [8] COVENIN 599-73, Código de Protección Contra Rayos.
- [9] NFPA 780. Standard for the Installation of Lightning Protection. Ed. 2011
- [11] IEEE Std 141, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Red Book), EEUU, 1993
- [12] IEEE Std 142, IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Green Book), EEUU, 1991
- [13] IEEE Std 241, IEEE Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings (IEEE Gray Book), EEUU, 1990

- [14] IEEE Std 242, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book), EEUU, 1986
- [15] IEEE Std 446, Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications (Orange Book), EEUU, 1995
- [16] IEEE Std 493-1990, IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Gold Book) (ANSI).
- [17] MARTINEZ L, M; RAMIREZ D, J y MONTANO, R. Actividad de rayos en Venezuela, utilizando la data del sensor óptico (LIS) del proyecto TRMM de la NASA. Rev. Téc. Ing. Univ. Zulia [online]. 2003, vol.26, n.2 [citado 2014-03-05], pp. 127-139.
- [18] CARMEN VÁSQUEZ, WILLIAM OSAL, FRANCIR BRISEÑO Y CAROLINA BLANCO. Índice de importancia, probabilidad de falla y confiabilidad de los componentes de las líneas aéreas de distribución Publicaciones en Ciencias y Tecnología. Vol. 3, 2009 N0 1, pp.5–13, ISSN:1856-8890.
- [19] C. LARREA. Actividad cerámica venezolana según sensores en tierra y registros satelitales. Universidad Simón Bolívar, Tech. Rep., 2007.
- [20] BR. GIANNI BETTELLI MARCHÁN. Elaboración de Manual de Procedimientos Para la Detección y Prevención de Fallas Operativas en los Transformadores de Media y Baja Tensión del Barrio Guamachito Barcelona. Universidad de Oriente. Barcelona 2010.
- [21] IEEE STD 1159 - 1995. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. Jun 14, 1995.
- [22] IEEE STD 1100- 2005. IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment. 2005.
- [23] IEC 61000-4-30. INTERNATIONAL STANDARD. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques Power quality measurement methods. Ed 1. 2003.

- [24] IEC EN-50160.INTERNATIONAL STANDARD.
- [25] IEC 61000-4-7:2002, Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto.
- [26] IEC 61000-4-15:2003, Testing and measurement techniques -Flickermeter - Functional and design specifications.
- [27] ING. AUGUSTO, ABREU. Calidad de potencia Eléctrica en redes de distribución. ENELVEN. Caracas, Junio 2005.
- [28] SINGER, FRANCISCO L. Tratado de instalaciones Eléctricas. 5^a.ed.Buenos Aires, Editorial Hispano American S.A., 1975.
- [29] ING. ALFREDO, MUÑOZ RAMOS. Programa de Investigaciones en Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Universidad de Chile. Santiago de Chile, Primera Edición 1999.
- [30] MANUAL DE TRABAJOS DE GRADO DE ESPECIALIZACIÓN Y MAESTRÍA Y TESIS DOCTORALES. Universidad Pedagógica Libertador. Universidad Pedagógica Libertador. Venezuela, cuarta edición 2006.
- [31] ING. EDUARDO PÁEZ-PUMAR H. La Crisis Eléctrica en Venezuela Situación Actual. Asociación Integral de Políticas Publicas.2013.
- [32] AMINTA VILLEGAS. La USB ante la Crisis del Sector Eléctrico Venezolano. Universidad Simón Bolívar.2010.
- [33] ING. DIANA M. COLORADO ROMERO. Diagnóstico del Estado Actual del Sistema de Transmisión Eléctrico en Venezuela. Universidad Monteávila.2010.
- [34] NELSON HERNÁNDEZ. Crisis eléctrica en Venezuela una situación anunciada hace más de 10 años. Revista petróleo YV.2010
- [35] NORMA DE SERVICIO (III) 3. Esquemas de Servicio y Tipos de Distribución. Vicepresidencia de Distribución Gestión de apoyo de Distribución Normas de Ingeniería. EDC.2006.

- [36] COVENIN 391-1974. Símbolos Gráficos Aplicados a Sistemas de Potencia.
- [37] IEC 62305-1. Protection against lightning Part 1: General principles. Edition 2.0 2010-12.
- [38] IEC 62305-2. Protection against lightning Part 2: Risk management Edition 2.0 2010-12.
- [39] IEC 62305-4. Protection against lightning Part 4: Electrical and electronic systems within structures. Edition 2.0 2010-12.
- [40] P GRUET. Etude des Paratonnerres á Dispositif d'Amorçage. Institut National de L'environnement Industriel et des Risques. 2001.
- [41] NFPA 75-1999 Standart For the Protection of Eletronic Computer.
- [42] COMISIÓN AL CONSEJO Y AL PARLAMENTO EUROPEO. Vulnerabilidad. http://europa.eu/legislation_summaries/justice_freedom_security/figh_against_terrorism/133259_es.htm.
- [43] IEC 60947-6-1. Aparamenta de baja tensión. Parte 6-1: Equipos de funciones múltiples. Equipos de conexión de transferencia automática. 2005
- [44] IEC 60947-2 Aparamenta de baja tensión -Parte 2: Circuito-breakers
- [45] RODOLFO DUFO LOPEZ. Calculo de los Sistemas de Puesta a Tierra. Técnica Industrial Electricidad y Electrónica. Octubre 2004
- [46] H LEE WILLIS. Power Distribution Planning Reference Book. Edition 2.0. 2004
- [47] GARY OLSON. Mecanismos de Interruptores de transferencia de bypass. Cummins Power Generation. 2007
- [48] MAQUIBAÑEZ. Catalogo de Grupos Electrógenos. [en línea] <http://www.maquibanez.com>. [consulta 2014]
- [49] GIMELEC PROMOTION. La Protección Contra el Rayo. [en línea] <http://www.pararayos-pdc.com/phenomene1.htm>. [consulta 2014]
- [50] RHODER Ingeniería de consultas C.A. Diagrama Eléctrico Funvisis / Unifilar.

- [51] ING. ANA PÉREZ, ING. DIANA RIVAS, TEC. ARTURO PERMIA. Departamento de Instrumentación Electrónica. Funvisis. 2014
- [52] ROOMELT H YANES V. Evaluación de las Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión Funvisis. 2007
- [53] ING. DIANA RIVAS. Análisis de la Situación Actual del Sistema de Suministro Eléctrico Principal y Auxiliar de Funvisis. 2009
- [54] ING. JHONNY GONZALEZ, ING. LEÓN PACHECO. COORPOELEC. 2014
- [55] C.A. LA ELECTRICIDAD DE CARACAS. Manual de Equipos y Símbolos de la Red de Distribución. 2001
- [56] ING NERIO OJEDA. Curso de Diseños de Sistemas de Puesta a Tierra en Baja Tensión. Facultad de Ingeniería, UCV. 2014
- [57] ING. IGNACIO AGULLEIRO. Extracto “Técnicas Modernas para la Medición de Sistemas de Puesta a Tierra en Zonas Urbanas”.
- [58] IEC 61024-1-2. Protection of structures against Lightning Part 1-2: General principles. 1998
- [59] MTS. Operator's Manual 225 to 1600 Amp Automatic Transfer Switch with the ATS-01 PLC ATS Control. www.mtspowerproducts.com .2010
- [60] ING: OSWALDO PENISSI F. Canalizaciones Eléctricas Residenciales. 10ª. ed. Venezuela, Editorial Melvin C.A. 2006.
- [61] BACHIR SAYES YAKAUB. Instalaciones Eléctricas Memoria y Cálculo. Ministerio del Poder Popular para la Industria y Comercio. CORPIVENSA. Venezuela.
- [62] TECSUP. Presentación Sistemas de Puesta a Tierra SPAT. Venezuela.
- [63] ING. ROBERTO ESPINOSA Y LARA. Sistemas de Distribución. Mexico D.F, 1ª.ed editorial Limusa S.A, 1990.
- [64] SCHNEIDER ESPAÑA S.A. Guía de instalaciones Electricas. 4ta edición 2010

BIBLIOGRAFIA

PDVSA. Puesta a tierra y protección contra sobretensiones. Manual de ingeniería de diseño (1994).

CENTRO NACIONAL DE GESTION DEL SISTEMA ELECTRICO CNG, Informe Anual 2008.

CVG EDELCA, Estimación de los Requerimientos de Generación del Sistema Eléctrico Octubre de 2007 Nacional a Mediano y Largo Plazo.

CADAFE. Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución. Fluctuaciones de tensión. Código 43-87 / 621.316.1. Agosto 1987.

CADAFE. Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución. Regulación de tensión en el sistema de distribución. Código 42-87 / 621.316.1. Agosto 1987.

BR. ROOMELT, YANES, Apuntes de Clases materia Accionamiento y Control de Motores Eléctricos dictada por el Ing. Alexander Cepeda.

BR. ROOMELT, YANES, Apuntes de Clases materia Distribución y Canalizaciones Eléctricas dictada por el Ing. Nerio Ojeda.

ANEXOS

Anexo 1

Diagramas de sistemas de distribución

Se muestran a continuación sistemas de distribución característicos aérea y subterránea ver figura A.1.1 y un diagrama de estructuras de alimentación ver figura A.1.2.

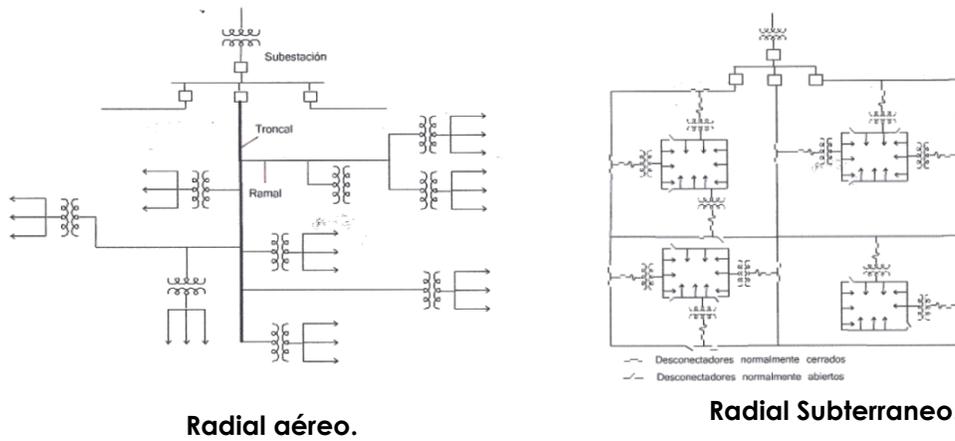


Figura A.1.1 Diagrama de un sistema de distribución radial aéreo y subterráneo [63]

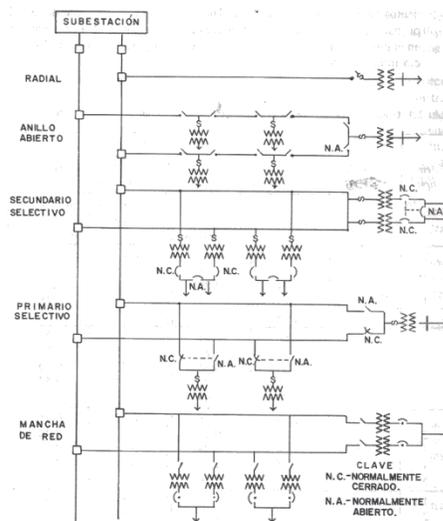


Figura A.1.2 Diagrama de estructuras de alimentación [63].

Anexo 2

Descripción de los Esquemas de servicio

A.2.1 Spot Network (SN) – Network Secundario (NS)

El esquema Spot Network (Secundario mallado) está constituido por dos o más bancos de transformación operando en paralelo (en alta y baja tensión) conectado a un mismo nodo en el lado de baja tensión, con alimentación primaria independiente, pero de la misma subestación y barra para eliminar corrientes circulatorias. La figura N.- muestra un esquema Spot Network de tres unidades.

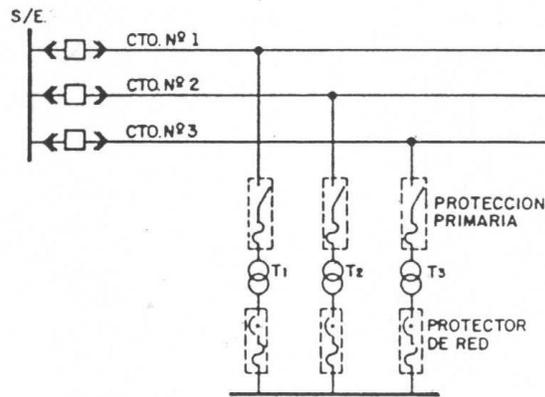


Figura A.2.1 Arreglo típico de un Esquema Spot Network [35].

Este esquema ofrece mayor seguridad de servicio y también es el más costoso. Cada transformador está conectado a la red secundaria a través de un interruptor automático o protector de red, y cada circuito secundario está protegido por fusibles. La operación del sistema mallado en presencia de fallas en una línea primaria o en un transformador de distribución es enteramente automática, quedando el alimentador primario en falla, junto con sus transformadores asociados, aislados de la red secundaria. El Protector de Red para su operación automática de cierre y apertura cuenta en su interior con un relé electromecánico o electrónico que censan los parámetros eléctricos en magnitud de voltajes, fases, frecuencia y corriente inversa. La operación de apertura se debe a los siguientes casos:

- Cuando el voltaje del lado del transformador y lado de la red mallada presentan diferencias en magnitud (1 y 1.5V) y ángulo.
- Corriente inversa (Presencia de corriente de excitación del transformador, fallas en el lado primario)
- Los cortocircuitos en las líneas secundarias son aislados mediante el fusible de diseño especial que reducen el daño permanente del aislamiento del cable.

El esquema Spot Network son muy utilizados para cargas de alta densidad en la demanda o por su alto grado de confiabilidad que se requiere (Comercio, Hospitales, Industrias e Instituciones) que está en el orden de los 500 kVA a 6000 kVA con tensiones en el secundario trifásica de 480V Y /277V. Cabe destacar que este mismo esquema también puede ser utilizado en zonas de baja densidad o cuando la disposición de las cargas es más o meno distribuida, la red mallada resultaría asimismo distribuida. Esta es denominada “Network Secundario” la cual existe una interconexión enlazada entre los circuitos secundarios. Físicamente los transformadores están separados entre si y conectados a través de cables de baja tensión (llamado cable barra), a diferencia del Esquema Spot Network. Las capacidades en KVA de los transformadores más usados en estos sistemas mallados para cargas distribuidas son de 150 kVA, 300 kVA y hasta 500 kVA en voltajes trifásico 208Y/120V, por tratarse en su mayoría de zonas residenciales y parcelamiento comercial de baja densidad de carga.

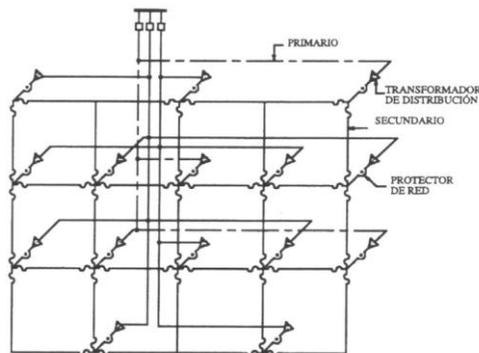


Figura A.2.2 Sistema secundario mallado para cargas distribuidas – Network Secundario [35].

A.2.2 Primario Selectivo Automático (PSA)

En este esquema una carga es alimentada normalmente de un circuito llamado preferente "P", pero en caso de fallar este circuito, el equipo primario transfiere la carga en forma automática a un circuito llamado Emergente "E". La Figura N. muestra dos casos típicos de esquema con Primario Selectivo Automático: El caso (a) para instalación subterránea, y el caso (b) para instalación en el interior de edificaciones.

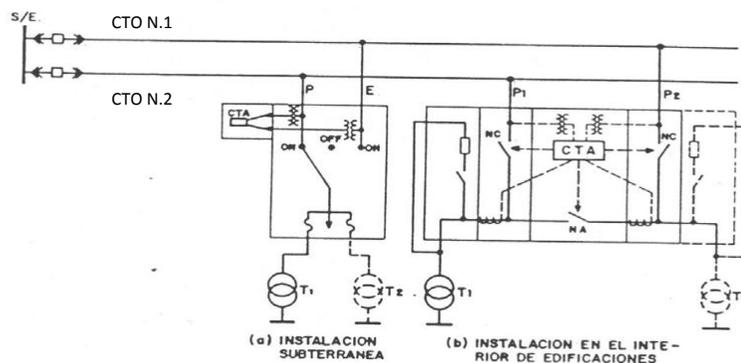


Figura A.2.3 Arreglo típico del Esquema Primario Selectivo Automático [35].

En vista de la alta confiabilidad que este esquema de servicio proporciona en el diseño del sistema de distribución, es de suma importancia tomar en cuenta la alimentación primaria del circuito Preferente (CTO N° 2) y de Emergente (CTO N° 1) la cual pudiera venir de diferentes barras o subestación para garantizar aun más la continuidad del servicio. Además, de que dos líneas que alimentan a una misma carga por confiabilidad, no deben ir en la misma ruta o ubicación (S/E) a fin de que los daños por accidente no se extiendan a las dos fuentes de suministro simultáneamente.

Queda a criterio del proyectista poder evaluar si es factible o no en campo estas recomendaciones, sin olvidar que cuando el alimentador primario "P" queda fuera de servicio, el alimentador restante "E" debe tener suficiente capacidad para llevar la carga total. Este sistema tiene mayor confiabilidad que el sistema radial pero

es más costoso a causa del doble circuito primario y del interruptor de transferencia automática.

A.2.3 Primario Selectivo Manual (PSM)

En el esquema Primario Selectivo Manual, la carga es alimentada normalmente de un circuito llamado preferente " P ". En el caso de la pérdida de este circuito, se puede transferir la carga, en forma manual, a otro circuito llamado Emergente " E ". La Figura N.- muestra dos casos típicos del Esquema Primario Selectivo Manual, el caso (a) para instalación Subterránea y el caso (b) para instalación en casilla. Este Esquema aplica cuando se dispone de dos (2) o más circuitos primarios en la misma ruta, o razonablemente cercanos en una zona, provenientes o no de una misma Subestación.

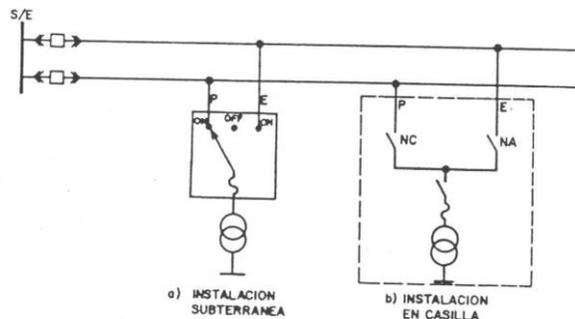


Figura A.2.4 Primario Selectivo Manual [35].

A.2.4 Primario Radial con Interconexión (PRI)

Este esquema aplica a circuitos primarios de la misma o de distintas subestaciones, con previsión de interconexión manual entre ellos. Este esquema se diferencia del primario selectivo manual, en que prevé al circuito primario de facilidades propias de seccionamiento, requeridas para una mayor flexibilidad en la

operación. La figura N.- muestra un caso típico donde aplica un interruptor manual de tres (3) vías, pero el esquema puede variar de acuerdo al equipo de seccionamiento normalizado que se use: Interruptores de 3 ó 4 vías en el caso de instalaciones subterráneas y seccionadores instalados en postes, o casillas, etc.

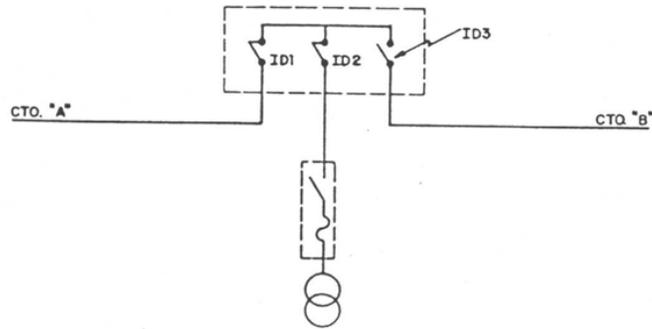


Figura A.2.5 Arreglo Típico de un Esquema Primario Radial con Interconexión.
(ID: Interruptor de distribución) [35].

A.2.5 Primario Radial Simple (PRS)

En el esquema Primario Radial Simple la energía fluye hacia la carga a través de un solo circuito, por lo que una falla en el circuito deja las cargas sin servicio. A diferencia del esquema Primario Radial con Interconexión, no hay transferencia a otros circuitos. Este es el caso típico de ramales aéreos rurales o ramales subterráneos cortos, donde las condiciones topográficas del área, hace muy costoso el proveer vías alternativas de suministro.

Este esquema no debe aplicarse sino en ramales subterráneos cortos, y en líneas aéreas, donde no se disponga del esquema PRI por las razones mencionadas. La confiabilidad del esquema Primario Radial Simple puede mejorarse con el uso de reconectores y seccionadores, en el caso de líneas aéreas.

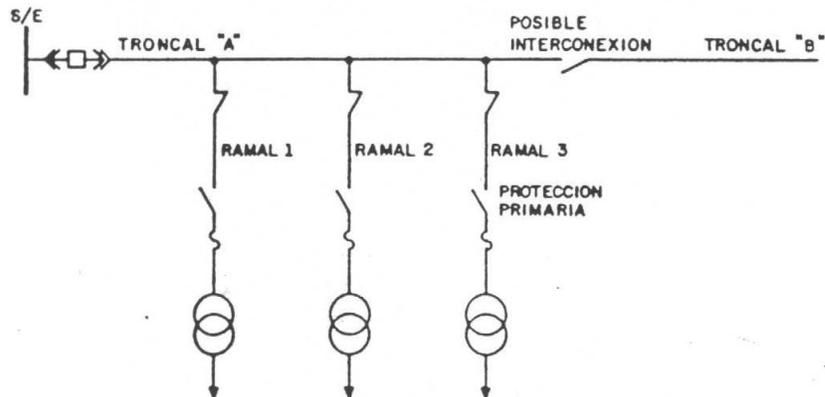


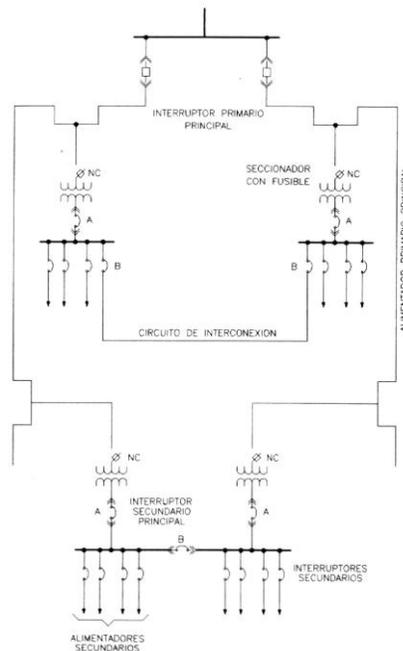
Figura A.2.6 Arreglo Típico Esquema Primario Simple [35].

A.2.5 Secundario Selectivo (SS)

Este sistema utiliza dos alimentadores primarios y dos transformadores para servir cada centro de carga. Esta configuración provee dos caminos para el paso de corriente a cada barra secundaria, y hace posible el suministro de energía a todas las barras secundarias en caso de falla de un circuito primario o transformador. En la figura N.- se muestra dos posibles formas del Sistema Secundario Selectivo, la cual es explicativa de la forma como opera este sistema. El interruptor de unión de barras está normalmente abierto (B) y el sistema opera como dos sistemas primarios radiales en paralelo, enteramente independientes uno del otro, a excepción del punto de alimentación.

El interruptor de unión de barras está normalmente coordinado (B) con los interruptores de los transformadores (A), de manera que él no puede cerrarse a menos que alguno de estos esté abierto. La carga se divide, normalmente, en valores iguales entre las dos secciones de barra. En caso de falla de un alimentador, se puede restituir servicio a las cargas interrumpidas rápidamente, abriendo los interruptores del transformador asociado con el alimentador fallado y cerrando el interruptor de unión de barras. Si el sistema debe llevar la carga completa de la planta, con un alimentador primario fuera de servicio, cada alimentador primario debe tener suficiente capacidad

de transformación de reserva. La capacidad de reserva se basará en la magnitud de las cargas más importantes. Este sistema es de gran confiabilidad pero muy costoso debido a que la capacidad de cada transformador esta completamente duplicada para soportar en forma segura la totalidad de la carga. Este sistema puede ser utilizado en combinación con el Esquema Primario Selectivo la cual aumentaría la confiabilidad pero a un costo mayor. Este esquema será de gran importancia para cargas concentrada de gran magnitud de demanda y según el grado de confiabilidad que requiera el usuario del servicio la cual por tratarse del lado secundario es de su entera responsabilidad la realización de las mismas. Claro está, que debe haber una interrelación entre el usuario y la empresa para realizar este esquema.



(A): Interruptor del transformador, (B): Interruptor de unión de barras.

Figura A.2.7 Sistema Secundario Selectivo de dos posibles formas. [35].

A.2.6 Secundario Radial (SR)

Los circuitos radiales son los más sencillos y comúnmente usados en la práctica. Estos circuitos pueden adoptar configuraciones diversas según la geometría

del sector servido, pero siempre alimentados por un solo transformador de distribución. En la figura 7.8 se representan 3 variantes típicas del caso radial. En (A) el circuito es radial simple, en (B) el circuito es radial ramificado, y en (C) radial mallado o anillo.

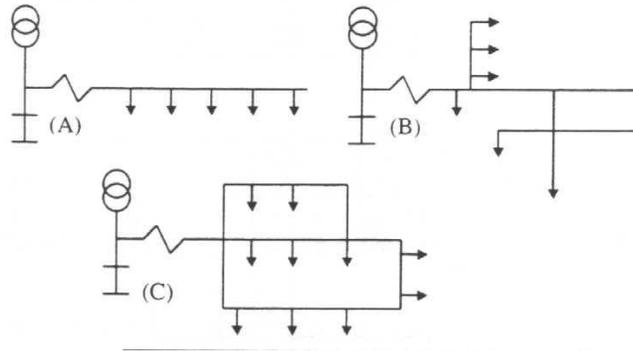
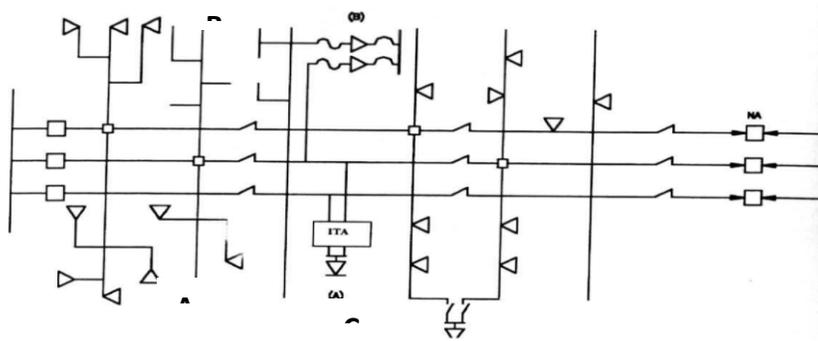


Figura A.2.8 Sistema Secundario Radial [35].

Los circuitos secundarios emplean protecciones (usualmente fusibles) cuando se quiere mejorar la continuidad del servicio, aislando las fallas que ocurran en uno de ellos, o para extender la zona de protección que suministra el fusible primario. La protección se omite generalmente, sin embargo, cuando las líneas son aéreas, porque las fallas en estos casos son fáciles de localizar y porque la instalación de fusibles u otro elemento de protección en postes resulta costosa y complicado. De los diversos arreglos del Secundario Radial, los circuitos mallados son los más recomendables por dos razones de importancia: la primera de ellas es que produce una distribución de las cargas con la mínima caída de tensión; y la segunda razón, no menos importante, es que disminuye notablemente la fluctuación de voltaje producido por el arranque de motores conectados a la red. Los circuitos radiales mallados pueden adoptar todavía un arreglo más complejo cuando el sector servido es de una extensión relativamente grande, es por eso que para esto es recomendable el esquema Secundario Mallado - "Network" Secundario el cual mejoraría altamente la confiabilidad por tener varios puntos de transformación alimentados de diferentes circuitos primarios.

A.2.7 Primarios Múltiples (PM)

Este Esquema consiste en instalar dos o más primarios en la misma ruta, como puede apreciarse en el caso de la figura N.-, en la cual se muestran tres (3) circuitos primarios troncales en rutas paralelas que parten de una misma subestación. Se trata generalmente (no necesariamente) de circuitos subterráneos que ocupan el mismo banco de tubería.



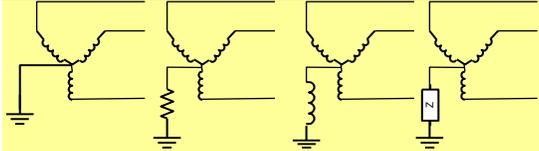
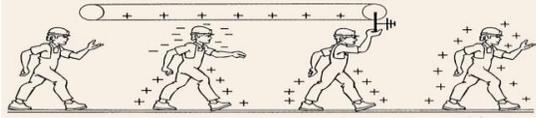
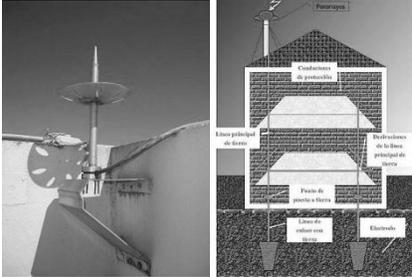
(A): Primario Selectivo Automático, (B): Spot Network, (C): Primario Selectivo manual
Figura A.2.9. Esquema Primarios Múltiples [35].

Anexo 3

Típicas Puesta a Tierra en Instalaciones

Existen diferentes tipos PAT que dependen las instalaciones a las cuales serán aplicados. Para ello ver tabla A.4.1

Tabla A.4.1 Puesta a tierra típica en instalaciones [62].

INSTALACIÓN	TIPO DE SPT	OBSERVACIONES
Puesta a tierra de los sistemas eléctricos.		Diferentes tipos de aterramientos del neutro
Puesta a tierra de los equipos eléctricos.		Conexión a tierra del sistema de las carcazas (masas) de los equipos y aparatos eléctricos
Puesta a tierra en señales electrónicas.		Para evitar la contaminación con señales de frecuencias no deseadas.
Puesta a tierra de protección electrónica.		Para evitar la destrucción de los elementos semiconductores por sobretensión.
Puesta a tierra de protección electrostática		Sirve para neutralizar las cargas electrostáticas producidas en los materiales dieléctricos.
Puesta a tierra de la protección atmosférica.		Sirve para canalizar la energía de los rayos a tierra sin mayores daños a personas y propiedades.

Anexo 4

Valores de Resistividad en Suelos

Tabla A.4.1 Naturaleza de los suelos y valores de resistividad [62].

TIPO DE SUELO Ó AGUA	VALOR TÍPICO DE RESISTIVIDAD (Ω -m)
AGUA DE MAR	2
ARCILLA	40
AGUAS SUBTERRANEAS	50
ARENA	2000
GRANITO	25000
HIELO	100000

Tabla A.4.2 Naturaleza del terreno y valores de resistividad [62].

NATURALEZA DEL TERRENO.	VALOR TÍPICO DE RESISTIVIDAD (Ω -m)
TERRENO PANTANOSO	HASTA 30
LIMO	20 a 100
HUMOS	10 a 150
TURBA HUMEDA	5 a 100
ARCILLA PLÁSTICA	50
MARGAS Y ARCILLA COMPACTAS	100 a 200
MARGAS DE JURÁSICO	30 a 40
ARENA ARCILLOSA	50 a 500
ARENA SILÍCIA	200 a 3000
SUELO PEDREGOSO CUBIERTO DE CÉSPED	300 a 500
SUELO PEDREGOSO DESNUDO	1500 a 3000
CALIZA BLANDA	100 a 300
CALIZA COMPACTA	1000 a 500
CALIZA AGRIETADA	500 a 1000
PIZARRA	50 a 300
ROCAS DE MICA Y CUARZO	800
GRANITO Y GRES PROCEDENTES DE ALTERACIÓN	1500 a 10000

Anexo 5

Métodos para Medición de Resistividad en Suelos

A.5.1 Método de tres puntos

Consiste en medir la resistencia de puesta a tierra de un electrodo de dimensiones conocidas, enterrado en un terreno cuya resistividad se desea conocer.

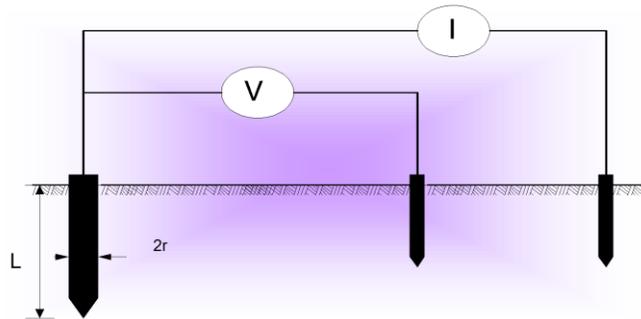


Figura A.5.1 Método de los tres puntos [62].

Es una prueba se lleva a cabo repetidas veces, variando la profundidad en la cual se entierra el electrodo (varilla ó barra). El propósito de esto forzar a que exista más corriente a través del suelo profundo. El valor de resistencia medido se reflejará con la variación de la resistividad a medida que se profundiza en el suelo. La variación de la profundidad proporciona información útil sobre la naturaleza del suelo en las proximidades de la varilla (5 a 10 veces la longitud de la varilla ó barra).

A.5.2 Método de los cuatro puntos

El principio de este método está basado en la medición de la diferencia de potencial entre dos de los electrodos, luego de haber inyectado al terreno una corriente a través de los otros dos. Es uno de los métodos más exacto en la práctica de la medición de la resistividad de los suelos, permite medir grandes volúmenes de tierra sin perturbaciones. Pequeños electrodos son enterrados en cuatro pequeños agujeros en la tierra, todos a la profundidad b y espaciados (en una línea recta) a intervalos unos

del otro. Se hace pasar entre los dos electrodos exteriores una corriente, para que exista una diferencia de potencial entre los dos electrodos interiores que se miden con un voltímetro de alta impedancia. La resistencia de tierra es la relación que existe entre V/I .

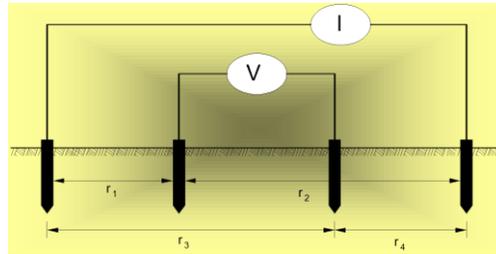


Figura A.5.2 Método de los cuatro puntos [62].

Dos variantes del método de cuatro puntos son de uso frecuente:

A.5.3 Los Igualmente Espaciados o Wenner

Con esta disposición, los electrodos están espaciados igualmente como se muestra ver la figura N.-. Sea a la distancia entre dos electrodos adyacentes. Entonces, la resistividad ρ en los términos de las unidades de longitud en la que a y b se miden es:

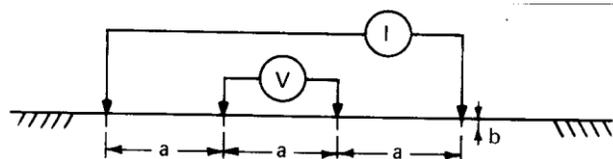


Figura A.5.3 Método wenner [3].

$$\rho = \frac{4\pi aR}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (\text{A.5.1}) [3]$$

Cabe señalar que esto no se aplica a varillas de tierra que se encuentra a gran profundidad; sólo se aplica a pequeños electrodos enterrado, con cables de conexión

aislados, estas cuatro varillas se colocan generalmente en una línea recta, espaciados a distancia, conducidos a una profundidad no superior a 0,1 a.

Entonces asumimos $b = 0$ y la fórmula se convierte en:

$$\rho = 4\pi aR \quad (\text{A.5.2}) [3]$$

El resultado es la resistividad promedio del suelo de profundidad a .

El conjunto de lecturas tomadas con diferentes distancias de la sonda proporciona un conjunto de resistividades que, cuando se representa frente a espaciamiento, indica que existen distintas capas de suelo o roca de diferentes resistividades a distintas profundidades. (Ver Figura. A.6.4).

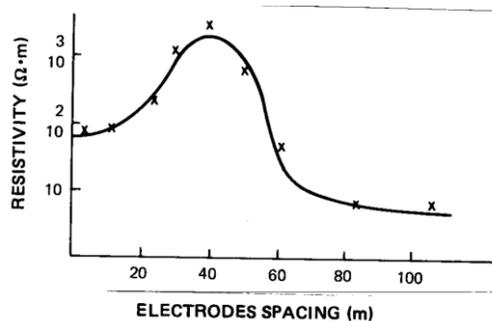


Figura A.5.4 Valores de espaciamiento de electrodos [3].

A.5.4 Los desigualmente espaciados o Schlumberger-Palmer

Una de las deficiencias del método Wenner es la rápida disminución de la magnitud de potencial entre los dos electrodos internos cuando su separación se aumenta a valores relativamente grandes. A menudo, los instrumentos comerciales son inadecuados para medir tal potencial de bajo valores. Con el fin de ser capaz de medir resistividad es con grandes separaciones entre los electrodos de corriente la disposición que se muestra ver Figura N.- se puede utilizar con éxito. Las sondas

potenciales son llevadas más cerca de los correspondientes electrodos de corriente, esto aumenta el valor potencial medido.

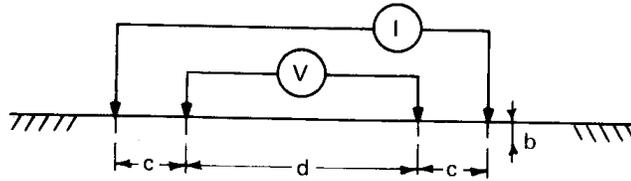


Figura A.5.5 Método wenner Schlumberger-Palmer [3]

Si la profundidad de enterramiento de los electrodos b es pequeño en comparación con su separación d y c , entonces la resistividad medidas e puede calcularse de la siguiente manera:

$$\rho = \pi c(c + d)R/d \quad (\text{A.5.3}) [3]$$

Anexo 6

Factores de Consideración para la Decisión de Proteger o No, norma COVENIN 599:1973 CODIGO DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Tabla A.6.1 Índice de riesgo “A” uso de la estructura [8].

USO AL QUE SE DESTINA LA ESTRUCTURA	VALOR DEL INDICE A
Casas y otras construcciones de tamaño similar	2
Casas y otras construcciones de tamaño similar con antenas exteriores.	4
Industrias, talleres y laboratorios.	6
Edificios de oficinas, hoteles, edificios de apartamentos.	7
Lugares de reunión, como iglesias, auditorios, teatros, museos, salas de exposición, tiendas por departamento, oficinas de correos, estaciones, aeropuertos y estadios.	8
Escuelas, hospitales, guarderías infantiles y ancianatos.	10

Tabla A.6.2 Índice de riesgo “B” Tipo de construcción [8].

TIPO DE CONSTRUCCIÓN	VALOR DEL INDICE B
Estructura de acero con techo no metálico*	1
Concreto reforzado con techo no metálico.	2
Ladrillo concreto liso o albañilería, con techo no metálico de material incombustible.	4
Estructura de acero o concreto armado con techo metálico.	5
Estructura de madera o con revestimiento de madera con techo no metálico de material incombustible.	7
Ladrillo, concreto liso, albañilería, estructura de madera, con techo metálico.	8
Cualquier construcción con techo de material combustible.	10

*Se excluyen de estas tablas, las estructuras metálicas techadas, y recubiertas con metal, que cumplan con los requisitos de 3110, que son continuas a tierra, ya que éstas solo requieren como protección que su puesta a tierra sea adecuada.

Tabla A.6.3 Índice de riesgo “C” Contenido e importancia por efectos secundarios[8].**

CONTENIDO O TIPO DE INMUEBLE	VALOR DEL INDICE C
Inmuebles residenciales oficinas, industrias y talleres con contenido de poco valor, no vulnerable al fuego.	2
Construcciones industriales o agrícolas que contienen material vulnerable al fuego.	5
Plantas y subestaciones eléctricas y de gas, centrales telefónicas y estaciones de radio y televisión.	6
Plantas industriales importantes, monumentos antiguos y edificios históricos, museos, galerías de arte y construcciones que contengan objetos de especial valor.	8
Escuelas, hospitales, guarderías y lugares de reunión.	10

**Deben entenderse por "efectos secundarios" aquellos que si bien en si, no son daños directos, pueden ocasionar graves perjuicios a la vida o propiedad, tales como el pánico en un hospital o la interrupción en ciertos servicios públicos.

Tabla A.6.4 Índice de riesgo “D” Grado de aislamiento [8].

GRADO DE AISLAMIENTO	VALOR DEL INDICE D
Inmuebles localizados en un área de inmueble o arboles de la misma altura, es decir, en una gran ciudad o bosque.	2
Inmuebles localizados en un área con pocos inmuebles de la misma altura.	5
Inmueble completamente aislado que excede al menos dos veces la altura de las estructuras o arboles vecinos.	6

Tabla A.6.5- Índice de riesgo “E” Tipo de región [8].

TIPO DE REGIÓN	VALOR DEL INDICE E
Llanura a cualquier altura sobre el nivel del mar.	2
Zonas de colinas.	6
Zonas montañosa entre 300 y 1000 m.	8
Zona montañosa por encima de 1000 m.	10

Tabla A.6.6 Índice de riesgo “F” Altura de la estructura [8].

ALTURA DE LA ESTRUCTURA (*)	VALOR DEL INDICE F
Hasta 9 m.	2
De 9 m a 15 m.	4
De 15 m hasta 18 m.	5
De 18 m hasta 24 m.	8
De 24 m hasta 30 m.	11
De 30 m hasta 38 m.	16
De 38 m hasta 46 m.	22
De 46 m hasta 53 m.	30

Tabla A.6.7 Índice de riesgo “F” Número de tormentas por año [8].

NUMERO DE DIAS DE TORMENTA POR AÑO	VALOR DEL INDICE G
Hasta 3	2
De 3 a 6	5
De 6 a 9	8
De 9 a 12.	11
De 12 a 15.	14
De 15 a 18.	17
De 18 a 21.	20
Mas de 21.	21

Como guía cuantitativa para determinar la necesidad de prever un sistema de protección contra rayos, se dan las tablas anteriores que encierran numéricamente los factores que gobiernan la decisión de si proteger o no. La suma de estos factores determina el índice de riesgo (r).

$$Ir = A + B + C + D + E + F + G \quad ()$$

Este índice de riesgo se recomienda sea interpretado en la forma siguiente:

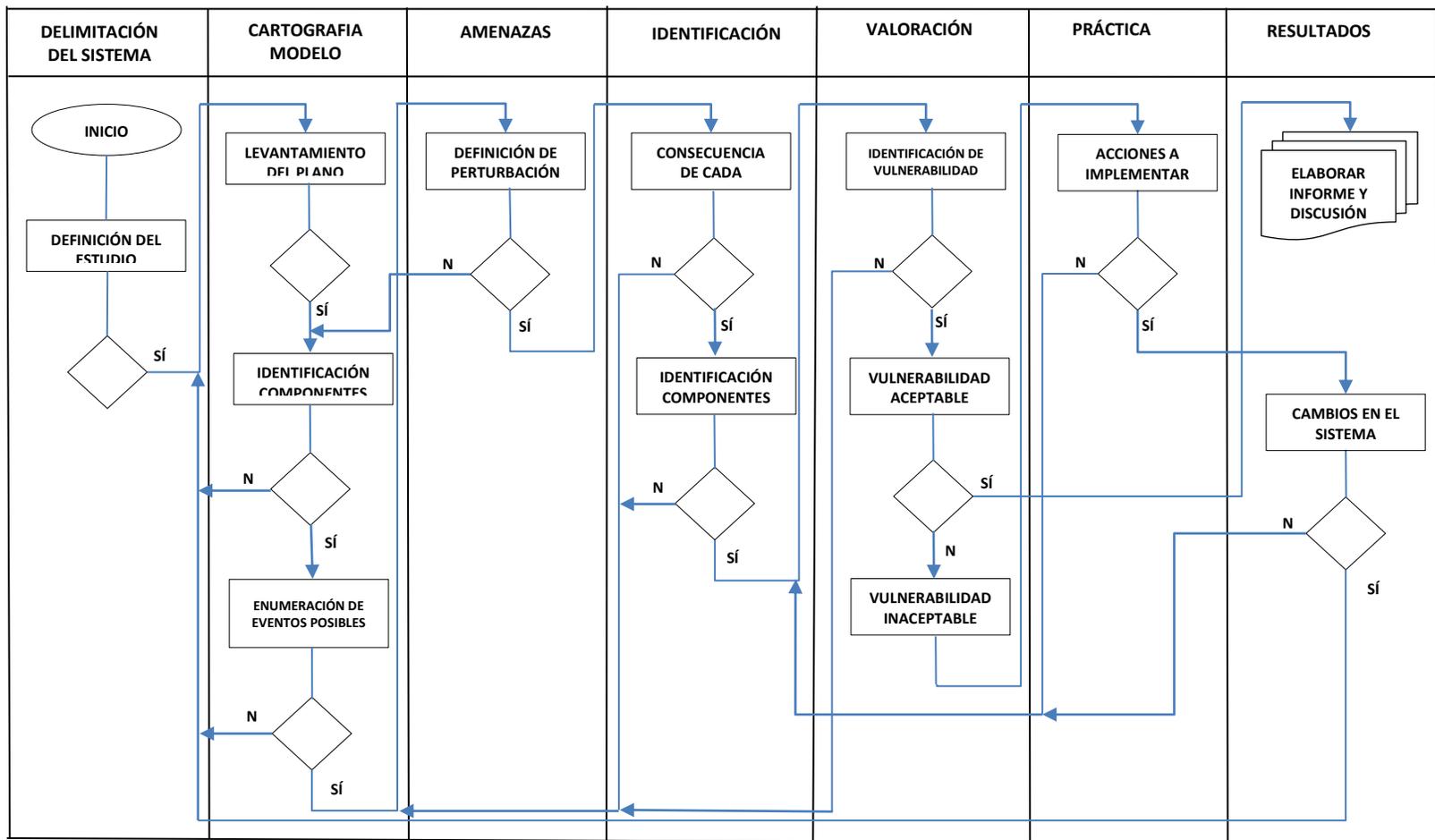
- 0 – 30: Sistema de protección opcional;
- 31 – 60: Se recomienda una protección;
- Más de 60: la protección es indispensable.

Es necesario tener en cuenta que este índice es solo una indicación guía y que la decisión se deben tomar en cuenta cuidadosamente todos los factores antes mencionados o adicionalmente en cada caso específico.

Anexo 7

Diagrama de flujo para el análisis de vulnerabilidad física

Tabla A.7.1 Diagrama de flujo para el análisis de vulnerabilidad física.



Anexo 8

Distribución de tableros de baja tensión y Estructura de bloques de tableros para conexión equipotencial

El sistema de distribución de baja tensión ver figura 8.1 se canaliza a través de 20 tableros (ver figura A.8.1), específicamente dos (2) tableros principales y dieciocho (18) subtableros repartidos y ubicados entre los dos módulos de la siguiente forma:

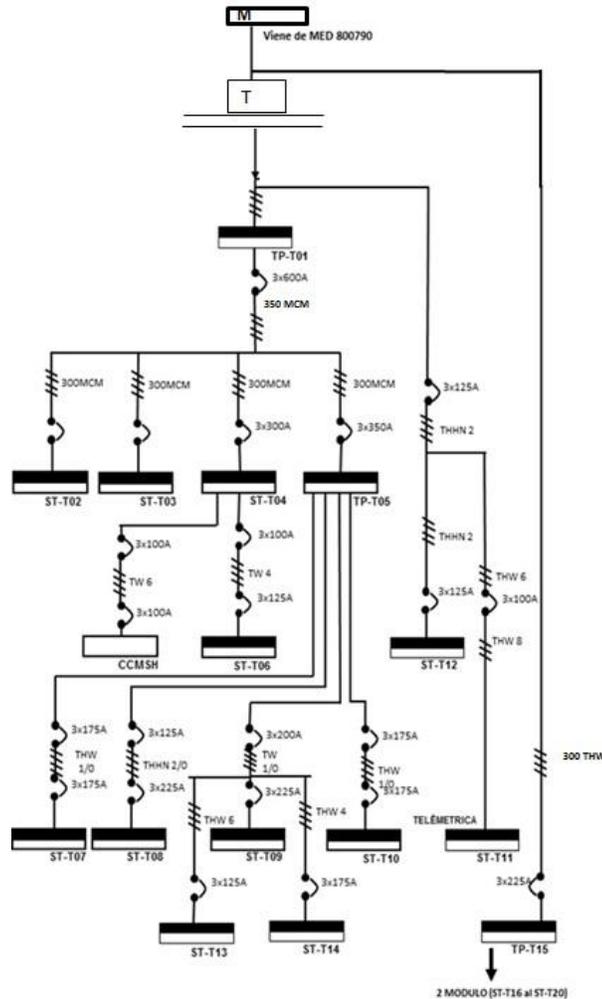


Figura A.8.1 Diagrama unifilar de la distribución de baja tensión de FUNVISIS.

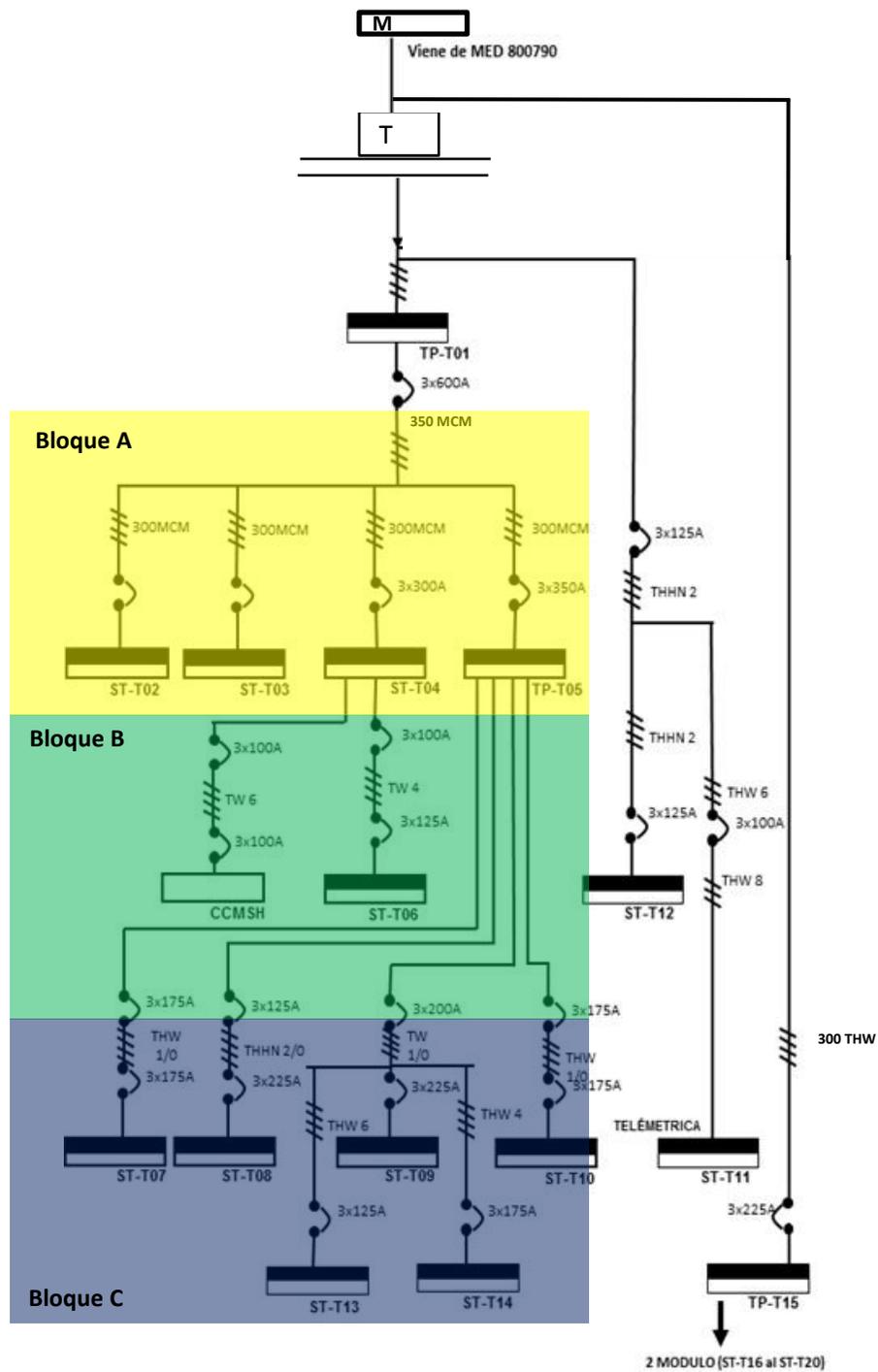


Figura A.8.2 Diagrama unifilar de de bloques de tableros de baja tensión para conexión equipotencial.

Tabla A.8.1 Tabla de Alimentadores

#	DESDE	HASTA	FASES	PROT. (A)	ALIMENTADORES
1	BT	CM	3		4 THW #400 M.C.M.
2	CM	TTA	3	600	4 THW #350 M.C.M.
5	TTA	TP-T01	3	600	4 THW #350 M.C.M
6	TP-T01	ST-T02	3	600	3 THW #300 M.C.M. + 1 THW #1/0
7	TP-T01	ST-T03	3	300	3 THW #300 M.C.M.+ 1 THW #1/0
8	TP-T01	TS-T04	3	350	3 THW #300 M.C.M.+ 1 THW #1/0 +1 # 4 (t)
9	TP-T01	TP-T05	3	300	3 THW #300 M.C.M+ 1 THW #1/0 + 1 #4 (t)
10	TP-T01	ST-T12	3	125	4 THHN #2
11	TP-T01	ST-T11	3	100	3 THHN #8 + 1 THHN #6 + 1 #6 (t)
12	TP-T01	TP-T15	3	225	4 THW # 2/0
13	ST-T04	CCM	3	100	4 THW # 6
14	ST-T04	ST-T06	3	100	4 TW # 4 + 1 #4 (t)
15	TP-T05	ST-T07	3	175	4 THW # 1/0
16	TP-T05	ST-T08	3	125	4 THHN # 2/0 + 1 #4 (t)
17	TP-T05	ST-T09	3	200	4 THW # 1/0 + 1 #4 (t)
18	TP-T05	ST-T10	3	175	4 THW # 1/0 + 1 #4 (t)
19	TP-T05	ST-T13	3	200	4 THW # 6
20	TP-T05	ST-T14	3	200	4 THW # 4
21	CM	ST-T15	3	600	3 THW #300 +1 THW 300 + THW 4 (t)*
22	TP-T15	ST-T16	3	225	3 THW # 250+ 1 THW 250 + THW 6 (t)*
23	ST-T16	ST-T17	3	225	3 THW # 250+ 1 THW 250 + THW 6 (t)*
24	ST-T16	ST-T18	2	Max 30A	2 THW # 8 + 1 THW 8 + THW 10 (t)*
25	ST-T16	ST-T19	3	100	3 THW # 4 + 1 THW 4 + THW 8 (t)*
26	ST-T16	ST-T20	3	100	No se determino por acceso al espacio.

BT: Banco de Transformadores.

TTA: Tablero de Transferencia Automática.

CM: centro d medición.

TP: Tablero principal de distribución.

TS: Tablero secundario de circuitos ramales y equipos

Anexo 9

Características de Medidor calidad Energía Pqube



PQube® Monitor de Potencia Eléctrica

Monitorización de energía eléctrica, calidad de suministro y de la emisión de CO₂

Características diferenciales

- Una idea totalmente nueva: combina un monitor superpreciso de la energía con un monitor de la calidad de suministro. Todo en un empaquetado pequeño, de bajo coste y que no requiere ningún software adicional.
- Captura perturbaciones de tensión cada vez que ocurren y genera registros de formas de onda y valores eficaces en forma de hojas de cálculo (CSV) e imágenes (GIF).
- Mide energías (totales y picos), en kilovatios-hora, kVA-hora, factor de potencia real, Corrientes de pico, kVA de pico, potencia de pico, desequilibrios de tensiones y corrientes, y emisión generada de CO₂ (con un algoritmo que está en proceso de patentar).
- Pequeño, perfecto para incluir en equipos sensibles – reduce rápidamente los costes de servicio y registra datos críticos para la mejora de la eficiencia energética.
- Muy fácil de usar – todos los datos se registran en una tarjeta SD (similares a las usadas en las cámaras fotográficas digitales).
- Hecho en USA. No requiere ninguna instalación de software. Muy bajo coste.

Funcionalidades

- **Generales:**
 - Monitoriza las tensiones de instalaciones trifásicas y monofásicas – hasta 690V L-L (400V L-N), con frecuencias nominales de 50/60/400Hz.
 - Autoconfiguración (patente pendiente) – detecta instalaciones monofásicas, en triángulo, estrella, comer ground, y muchas otras. También detecta la tensión nominal y la frecuencia.
 - Dispone de entradas que pueden ser usadas para generar registro: una digital y dos analógicas (±50V), una salida de relé activada en cada evento y dos canales para medida de temperatura y humedad en localizaciones externas a su instalación.
 - Muestreo a razón de 256 muestras por ciclo.
 - Almacenamiento en tarjetas SD, existen de hasta 8 GBytes. Típicamente 2 GBytes para registros de hasta 1 año.
 - Interfaz de usuario mediante una pantalla LED, con mensajes en más de 25 lenguajes, configuración de fecha y hora (resolución de milsegundo en los registros), registros más recientes, medidas actuales, etc.
 - Para montaje en carril DIN o panel.
 - Incluye una UPS con una batería de Li-Ion. Alimentación por continua o alterna (24-48VDC/24 VAC) o con una fuente opcional a 100-240 VAC.
 - Certificado individual de calibración con trazabilidad NIST para cada unidad. Descargable en www.PowerStandards.com con el número de serie.
- **Monitorización de la calidad de suministro:**
 - Bajadas (dips), subidas (swells) e interrupciones de tensión. Registro de valor instantáneo y verdadero valor eficaz (RMS) de tensiones y Corrientes
 - Registro de sobre-frecuencia y sub-frecuencia nominal
 - Registro de impulsos muy cortos (1-microsegundo) y alta tensión
 - Registro de valores a Instantes prefijados (diarios, semanales, mensuales)
 - Distorsión armónica de tensiones (THD), de corrientes (TDD), desequilibrio de tensiones y de corrientes
 - Medida del Parpadeo (RMS Flicker) – P_{max}, P_{50%}, P_{L7}
 - Registro detallado de eventos, e informes de tendencias diarias, semanales y mensuales. Histogramas de probabilidad acumulada y más
- **Monitorización de la energía: (usando un módulo de Corrientes)**
 - Vatios, VA, VAR's, verdadero Factor de Potencia, vatios-hora, VA-hora
 - Medidor de huella de CO₂ directamente en kgs, generados o evitados. Se puede especificar la huella de cada tipo de energía eléctrica y el panel del suministrador eléctrico.
 - Picos de las señales en varios intervalos: por ciclo, por minuto, en promedios de cada 15 minutos
 - Soporte para CTs con ratios de hasta 50,000 amps, y de PTs con ratios de hasta 6,900,000 voltios.
 - Gráficos de tendencias diarias, semanales y mensuales, curvas de duración de eventos, etc.

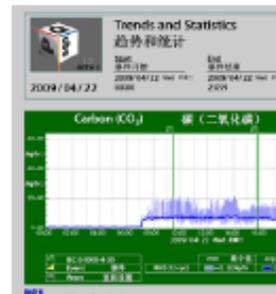


Figura A.9.1 Características del equipo Pqube [www.PowerStandards.com]

Este Pqube serial SP00362, equipo monitoriza las tensiones de instalaciones trifásicas y monofásicas hasta 690V L-L (400V L-N), con frecuencias nominales de 50/60/400Hz. Este equipo se encuentra bajo el estándar IEC 61000-4-30 clase A, realizando análisis respecto:

- Bajadas (dips), subidas (swells) e interrupciones de tensión con un registro de valor
- Distorsión armónica de tensiones (THD), de corrientes (TDD), desequilibrio de tensiones y de corrientes.
- Medida del Parpadeo (RMS Flicker) – Pinst, PST, PLT.
- Monitorización de la energía.
- Motorización de Vatios, VA, VAR's, verdadero Factor de Potencia, vatios-hora, VA-hora.

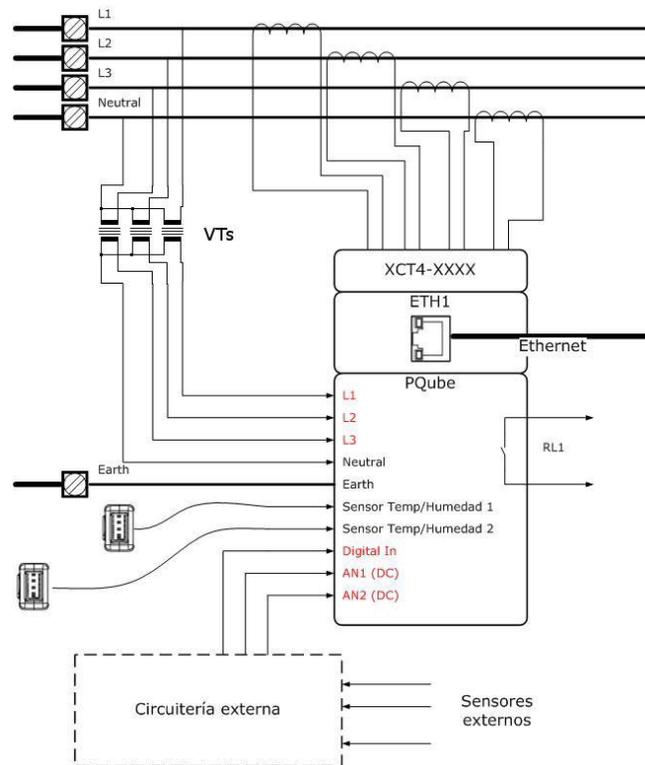


Figura A.9.1 Conexión del equipo Pqube [www.PowerStandards.com]

Anexo 10

Mediciones de un periodo de trabajo ST-T04



Figura A.10.1 Valores de tendencia ST-T04 corriente línea en todo el periodo de medición.

Anexo 10.1 Mediciones de un periodo de trabajo ST-T04

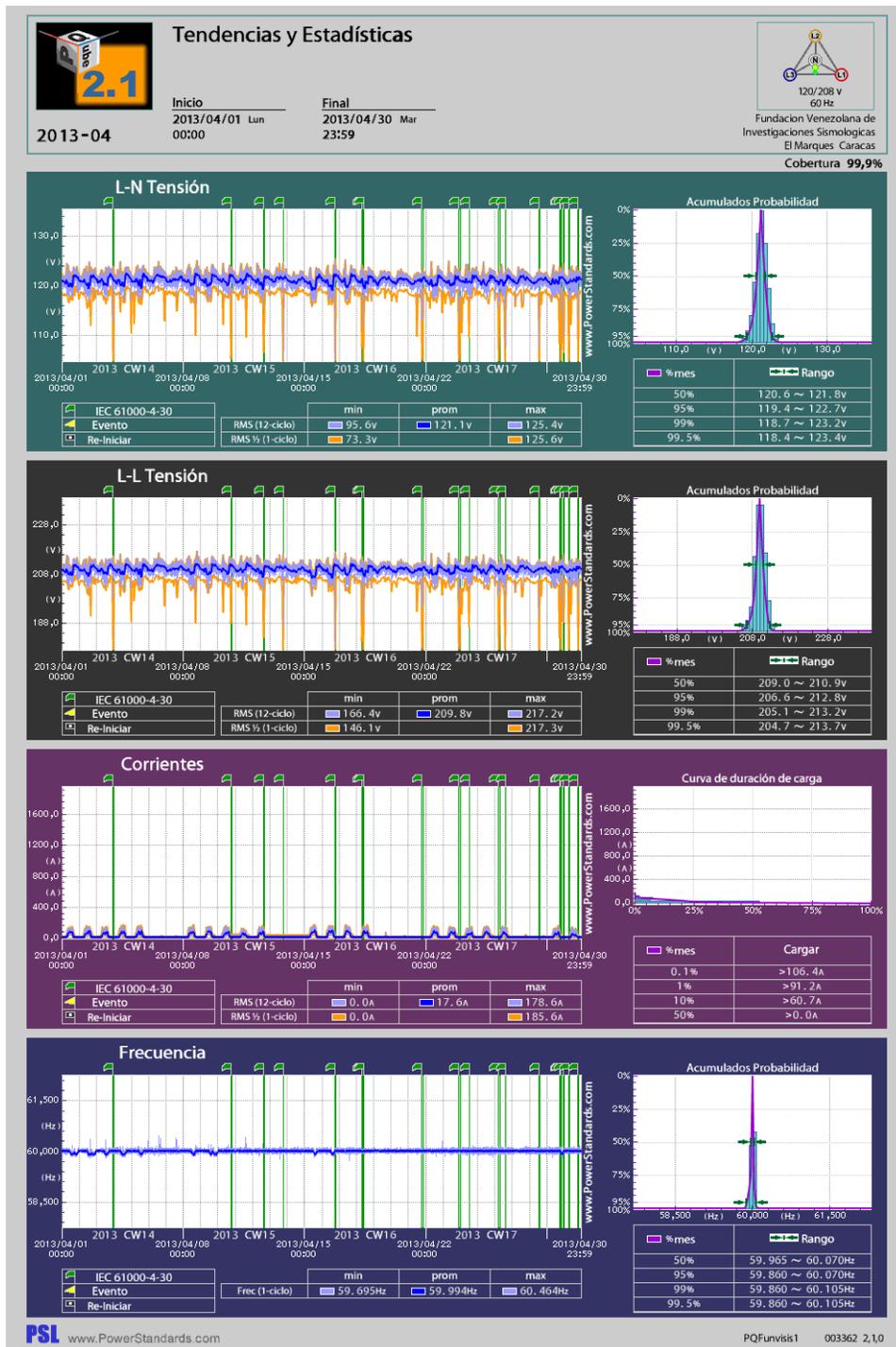


Figura A.10.2 Valores de L-N (V), L-L (V), I (A) y F(Hz) del TP-T01 en un periodo de medición.

Anexo 10.2 Mediciones de un periodo de trabajo ST-T04



Figura A.10.3 Valores de tendencia P, Q, S y Fp del ST-T04 en un periodo de medición.

Anexo 11

Mediciones de un periodo de trabajo ST-T11



Anexo 11.1 Mediciones de un periodo de trabajo ST-T11

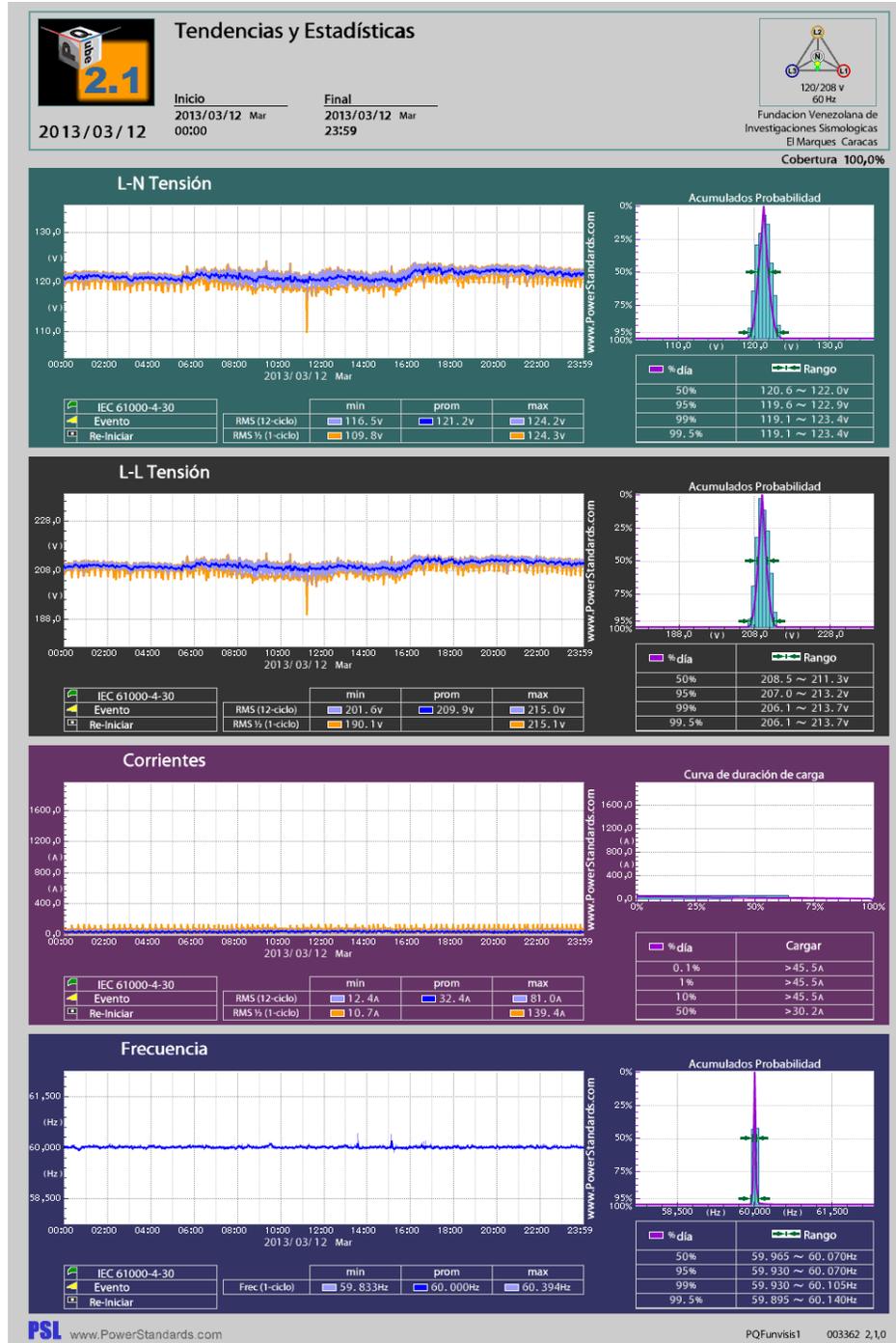


Figura A.11.2 Valores de L-N (V), L-L (V), I (A) y F(Hz) del ST-T11 en un periodo de medición.

Anexo 11.2 Mediciones de un periodo de trabajo ST-T11

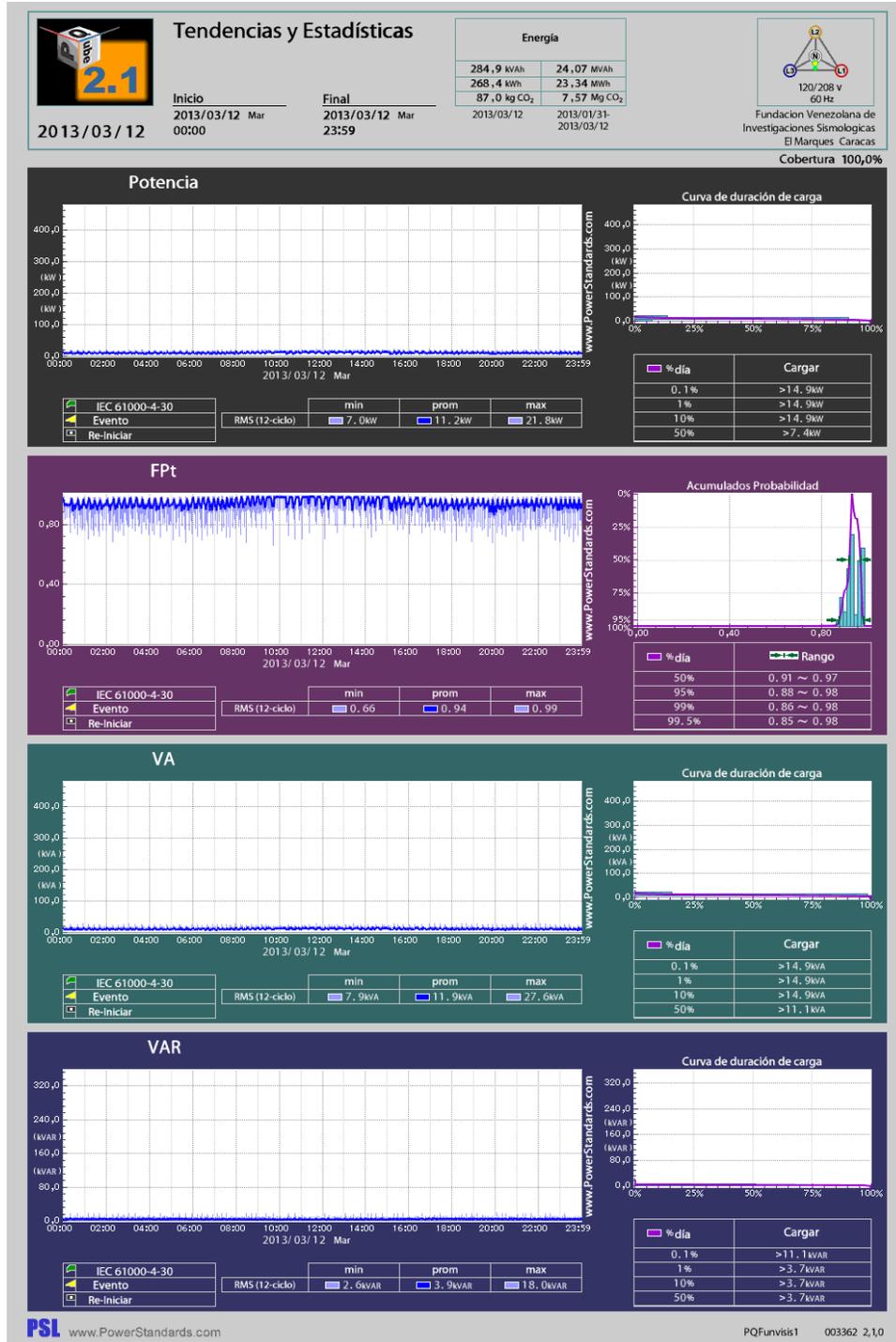


Figura A.11.3 Valores de tendencia P, Q, S y Fp del ST-T11 en un periodo de medición.

Anexo 12

Resultados de eventos medidos en TP-T01

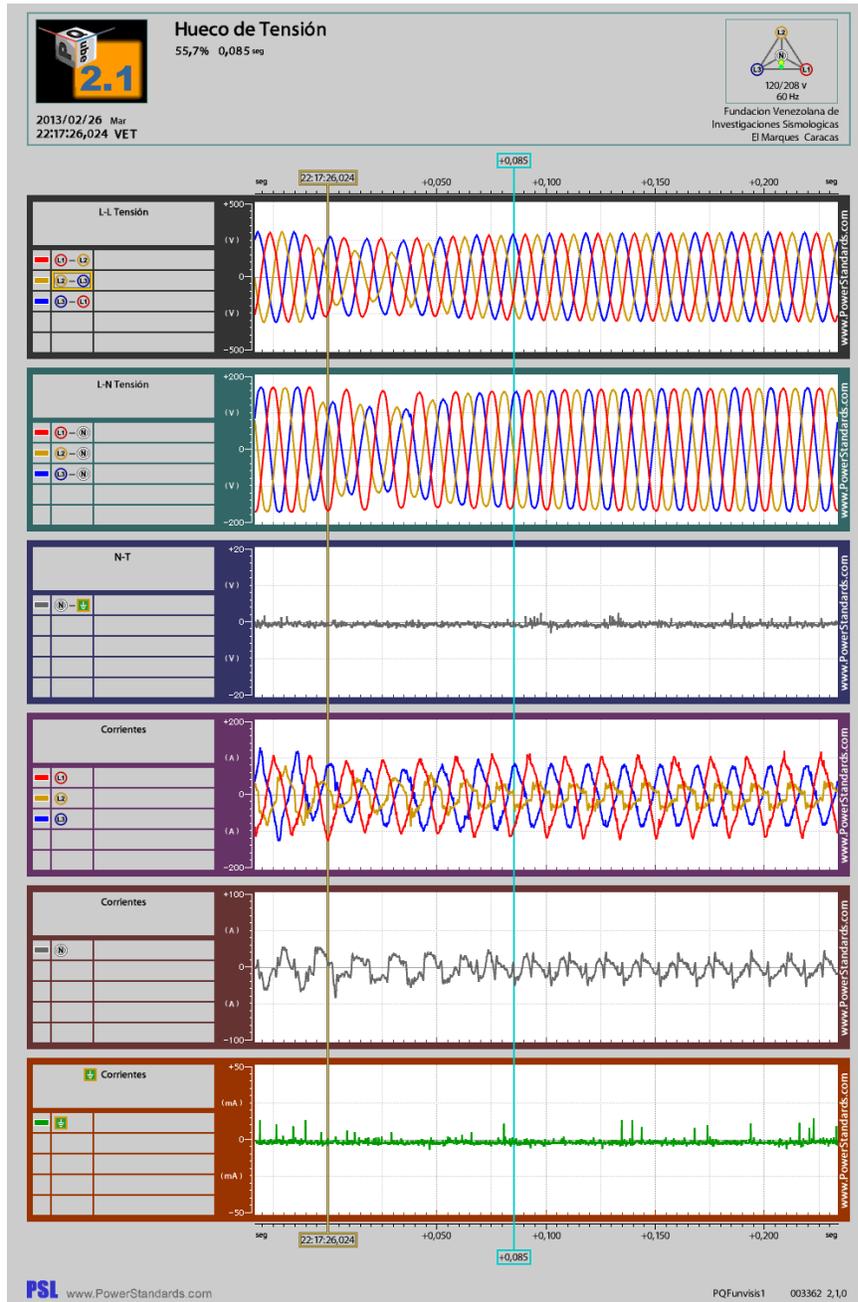


Figura A.12.1 Evento de hueco de Tensión en TP-T01 55,7% duración de 85 ms.

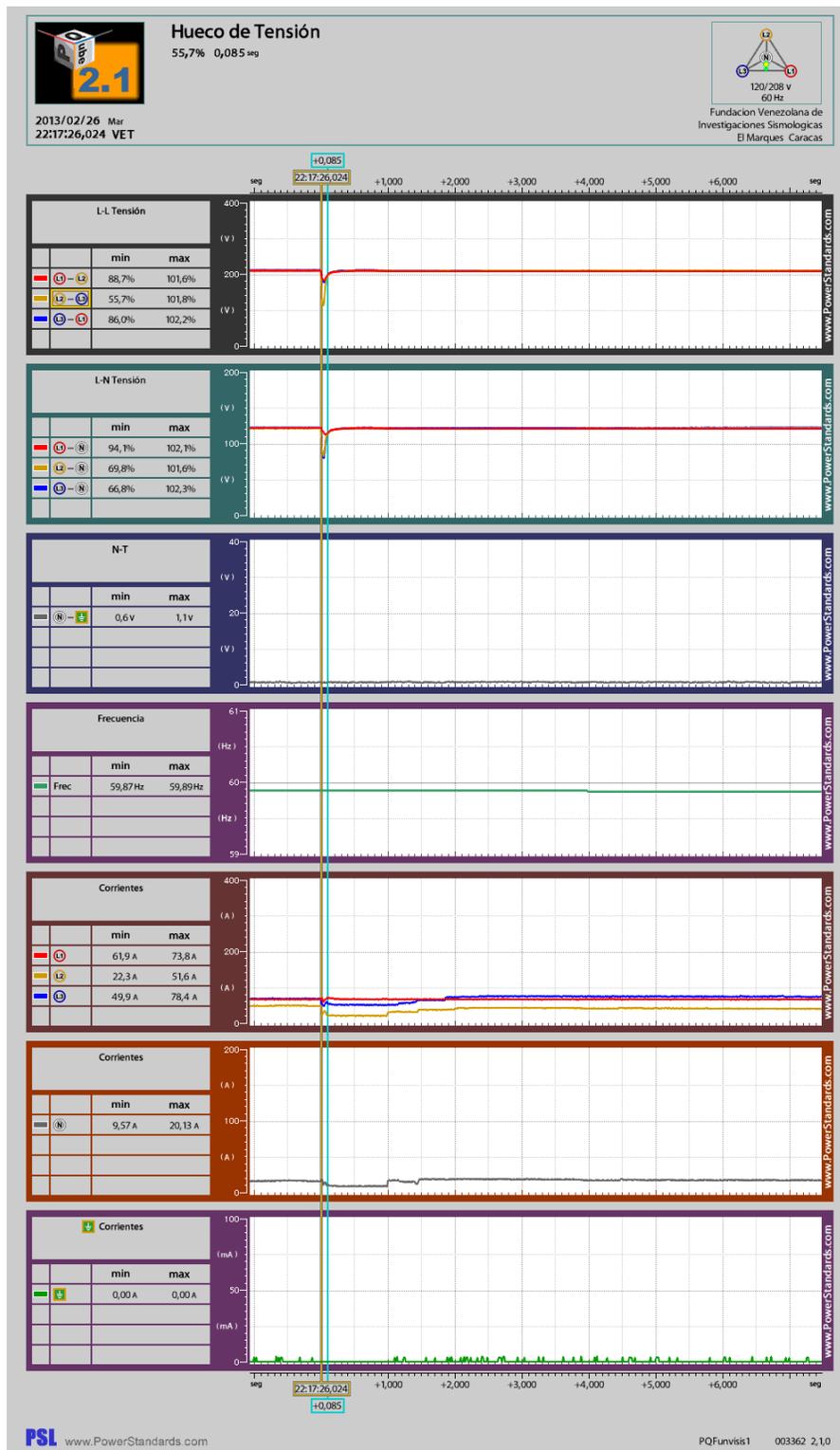


Figura A.12.2 Evento de hueco de Tensión en TP-T01 55,7% con una duración de 85 ms

Anexo 13

Resultados de eventos medidos en ST-T11

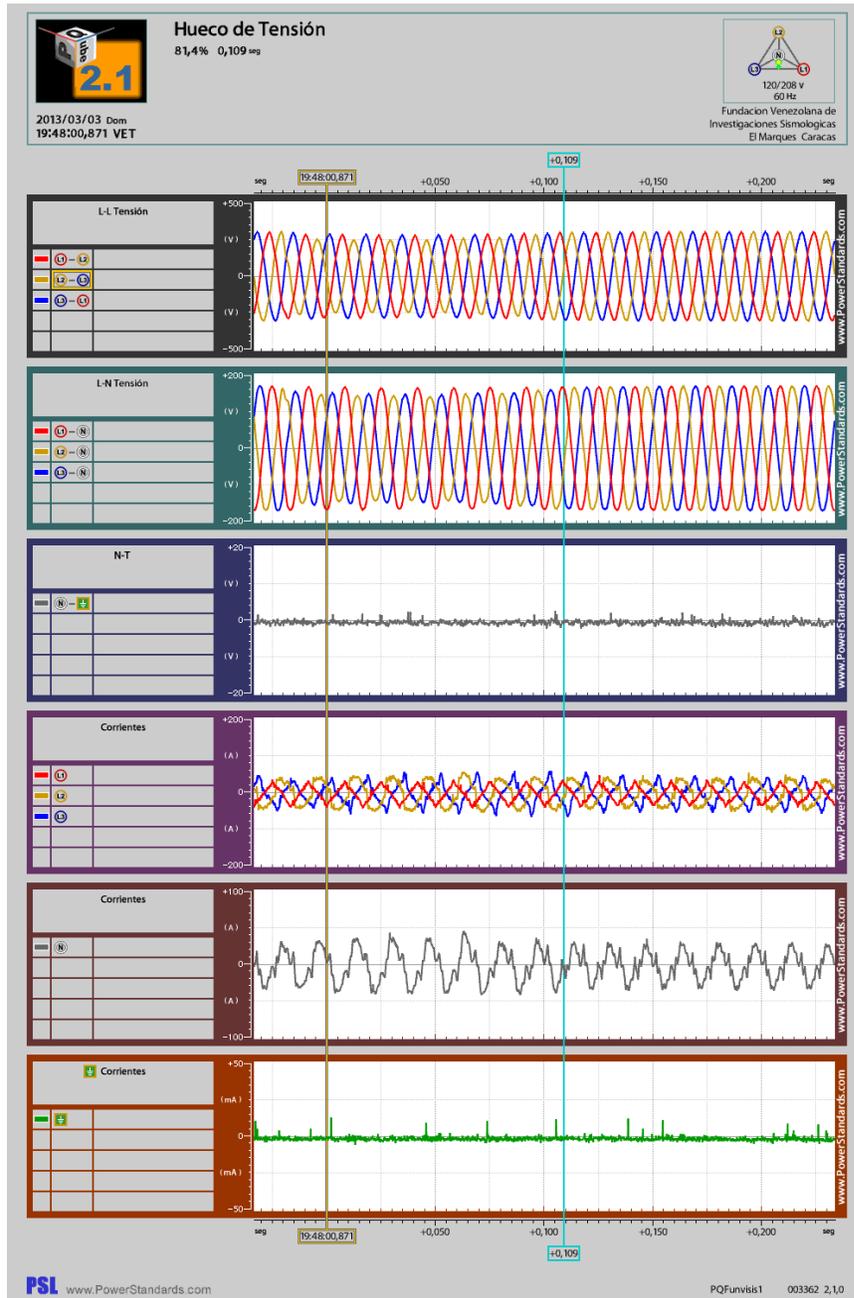


Figura A.13.1 Evento de hueco de Tensión en ST-T11 81,4% duración de 109 ms.

Anexo A.13.1 Resultados de eventos medidos en ST-T11

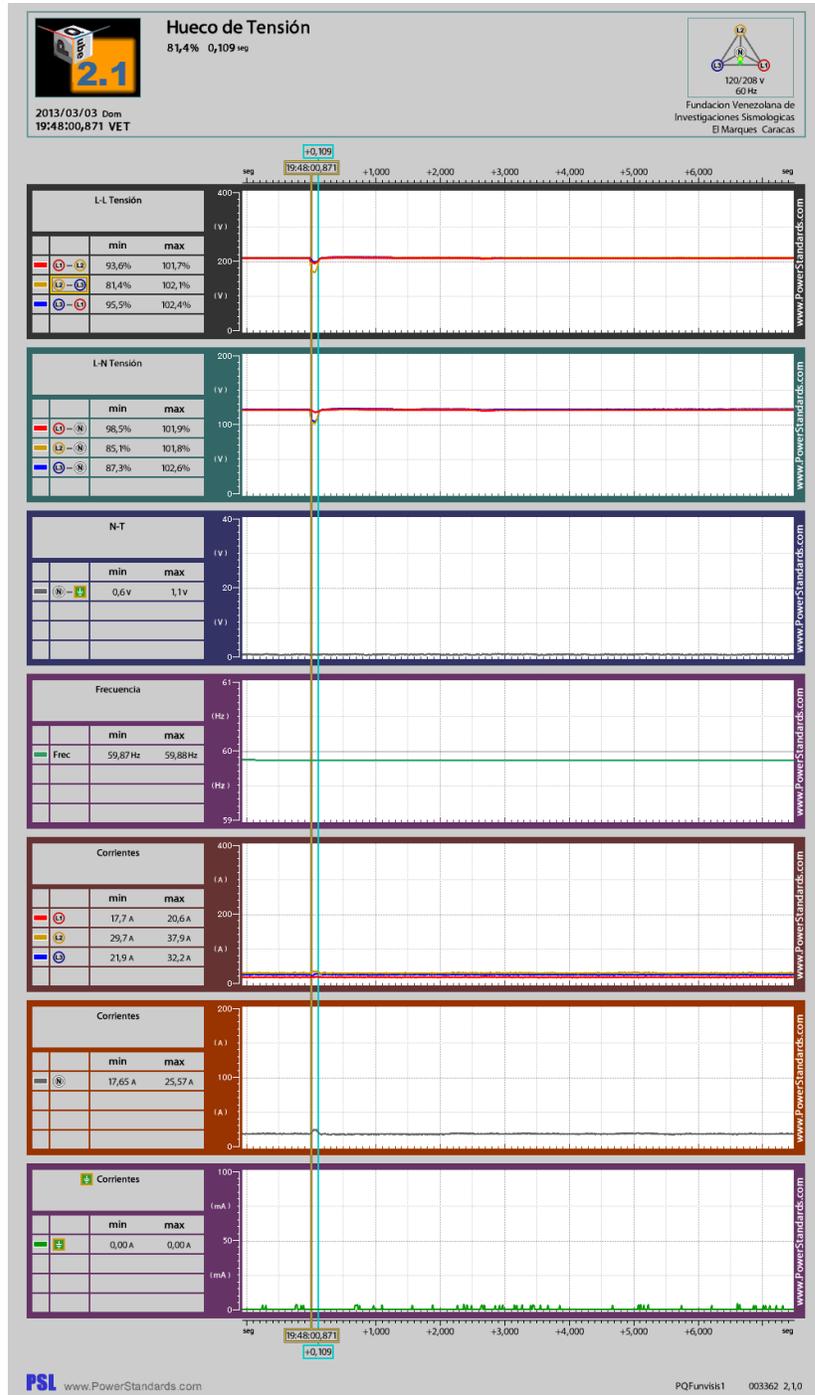


Figura A.13.2 Evento de hueco de Tensión en ST-T11 81,4% duración de 109 ms.

Anexo 14

Tabla de aplicaciones del ATS-01

Tabla A. 14.1 Aplicaciones de ATS-01

Voltaje de entrada de control	160 ~ 260 VAC 50/60 Hz
Rango de medición de tensión	80 ~ 550 VAC 50/60 Hz
Rango de medición de frecuencia	45 ~ 70 Hz
Relé de arranque de generador	7A @ 250 VCA máx.
Traslado al relé normal	7A @ 250 VCA máx.
Traslado al relé de espera	7A @ 250 VCA máx.
Alarma Salida de relé auxiliar	0.5A @ 120 VAC / 1,0 A a 24 V CC
Medio ambiente	Temperatura de funcionamiento: -20 ~ 70 ° C Temperatura de almacenamiento: -35 ~ 85 ° C Humedad relativa: Máximo 90%
Todos Voltaje de Fase y Frecuencia de Monitoreo	Sobre Rango ajustable Voltaje: 110 ~ 550 VAC En Intervalo ajustable Voltaje: 80 ~ 470 VAC Sobre Rango de frecuencia ajustable: 51 ~ 70 Hz En Frecuencia ajustable Rango: 45 ~ 59 Hz
Los temporizadores ajustables	TDNE: 0 ~ 300 seg. TDES: 0 ~ 30 seg. TDEN: 0 ~ 300 seg. TDEC: 0 ~ 300 seg. Previa a la transferencia de la señal: 1 ~ 99 seg. Pre-entrenador de la señal: 1 ~ 99 seg. Motor Ejercitador Período de prueba: 1 ~ 60 min.
4 dígitos 7 segmentos LED	<ul style="list-style-type: none"> • Display programable con tensión de fase 3 y frecuencia • Los ajustes internos del programa y pantalla de estado • TDEN, TDNE TDEC tiempo real y visualización de cuenta atrás
Fácil de usar Pantalla LED de estado	<ul style="list-style-type: none"> • Mostrar AUTO / TEST Estado • Más / Menos voltios y Freq. (Tanto normales y de emergencia) • Mostrar Loop potencia en tiempo real

Anexo 15

Mediciones de resistividad de Suelo galpón 2 y Electroodos de SPAT Galpón 1.

Las siguientes imágenes muestran las características del terreno en el cual se realizaron las mediciones y se estructura la propuesta del SPAT para el galpón 2. Esta porción de terreno con una extensión de 64 m largo x 20 m de ancho ver figuras A.15.1, A.15.2, A.15.3 y A.15.4.



Figura A.15.1 Terreno adyacente al galpón 2.



Figura A.15.2 Terreno adyacente al Instrumentación Electrónica.



Figura A.15.3 Vista posterior Terreno adyacente al galpón 2 donde se realizo mediciones.



Figura A.15.4 Vista frontal Terreno adyacente al galpón 2 donde se realizo mediciones.

Las siguientes imágenes muestran las características del terreno en el cual se realizaron las mediciones para determinar los valores de SPAT ya existente en los alrededores del galpón 1 ver figuras A.15.5, A.15.6, A.15.7 y A.15.8.



Figura A.15.5 Tuberías enterradas en el terreno adyacente al galpón 1.



Figura A.15.6 Terreno adyacente al galpón 1 se encuentran viviendas unifamiliares.



Figura A.15.7 Vista posterior Terreno adyacente al galpón 1 antena de comunicación y viviendas unifamiliares.



Figura A.15.8 Vista frontal Terreno adyacente al galpón 1 donde se realizo mediciones.

Las siguientes imágenes muestran las mediciones realizadas al conductor de tierra del galpón 1 y del área de la telemétrica.



Figura A.15.9 Tablero ST-11 telemétrica y barra equipotencial.



Figura A.15.2 Medición de conductor de tierra área telemétrica.



Figura A.15.3 Medición conductor de barra equipotencial telemétrica.



Figura A.15.4 Medición de conductor de tierra en la barra equipotencial galpón 1 .

Anexos 16

Fórmulas para el cálculo de las resistencias a tierra

	Hemisphere radius a	$R = \frac{\rho}{2\pi a}$
•	One ground rod length L , radius a	$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$
• •	Two ground rods $s > L$; spacing s	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{L^2}{3s^2} + \frac{2L^4}{5s^4} \dots \right)$
• •	Two ground rods $s < L$; spacing s	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
—	Buried horizontal wire length $2L$, depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
L	Right-angle turn of wire length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} - 0.2373 + 0.2146 \frac{s}{L} + 0.1035 \frac{s^2}{L^2} - 0.0424 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Three-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{6\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 1.071 - 0.209 \frac{s}{L} + 0.238 \frac{s^2}{L^2} - 0.054 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
+	Four-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 2.912 - 1.071 \frac{s}{L} + 0.645 \frac{s^2}{L^2} - 0.145 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
* (6 points)	Six-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{12\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 6.851 - 3.128 \frac{s}{L} + 1.758 \frac{s^2}{L^2} - 0.490 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
* (8 points)	Eight-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{16\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 10.98 - 5.51 \frac{s}{L} + 3.26 \frac{s^2}{L^2} - 1.17 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
○	Ring of wire diameter of ring D , diameter of wire d , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left(\ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{4D}{s} \right)$
—	Buried horizontal strip length $2L$, section a by b , depth $s/2$, $b < a/8$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \frac{a^2 - \pi ab}{2(a+b)^2} + \ln \frac{4L}{s} - 1 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
	Buried horizontal round plate radius a , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{7}{12} \frac{a^2}{s^2} + \frac{33}{40} \frac{a^4}{s^4} \dots \right)$
	Buried vertical round plate radius a , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 + \frac{7}{24} \frac{a^2}{s^2} + \frac{99}{320} \frac{a^4}{s^4} \dots \right)$

NOTE—In Table 4-5, for 3 m (10 ft) rods of 12.7 mm, 15.88 mm, and 19.05 mm (1/2 in, 5/8 in, and 3/4 in) diameters, the grounding resistance may be quickly determined by dividing the soil resistivity ohm-cm, by 288, 298, and 307, respectively.²

Figura A.15.1 Fórmulas para el cálculo de las resistencias a tierra.

Anexo 17

Criterios de Selección del Conductor de Unión de los Elementos del SPAT y los Elementos de Puesta a Tierra

Para edificaciones ya existentes vamos a realizar las siguientes consideraciones del diseño de la propuesta presentada en este trabajo de grado y se encuentra basadas [7] sección 250, [56]:

- Realizar el diagrama unifilar del sistema a evaluar.
- Consideraremos en el peor caso utilizando la información de la capacidad nominal de los dispositivos de sobrecorrientes del sistema en su totalidad.
- Determinar la información del conductor en cuanto ampacidad, en el peor de las consideraciones en [7] tabla 310.16.
- El calibre del conductor al electrodo de puesta a tierra se determinara utilizando la información del punto anterior en [7] tabla 250.66 para conductores en cobre.
- El calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para canalizaciones y equipos se determinara con el dispositivo automático de sobrecorriente en [7] tabla 250.122.

Para el sistema a evaluar tenemos 2 (dos) tableros principales (TP-T01 y TP-T15) y un subtablero (ST-T11) ver figura A.17.1. En el peor de los casos tenemos:
 $I_p = 600 \text{ A} + 125 \text{ A} + 225 \text{ A} = 950 \text{ A}$.

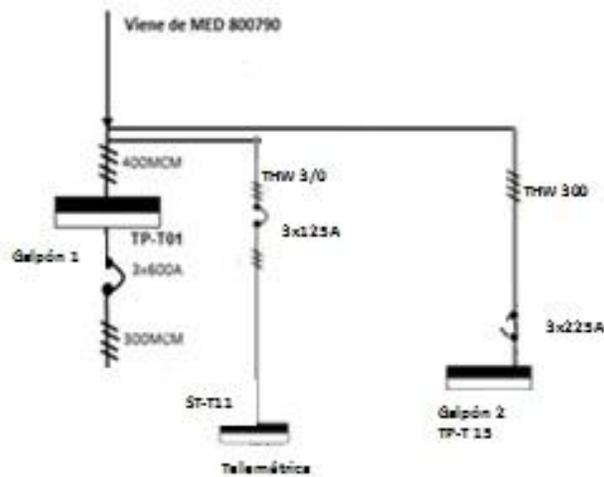


Figura A.17.1 Diagrama unifilar de sistema TP-T01, ST-T11 y TP-T15 [52]

Ubicando un conductor para esta capacidad en [7] tabla 310.16 verificamos que supera la existencia en calibre de conductores ya que el máximo es un 2000 kcmil para un consumo máximo de 665 A, lo que determina para la ubicación del conductor del electrodo de puesta a tierra en [7] tabla 250.66 donde señala que para conductores > de 1100 kcmil el calibre de conductor de unión de electrodo de puesta a tierra será 3/0 en Cu desnudo. La consideración de este conductor se realizó en función que FUNVISIS no posee una disposición adecuada de un SPAT para ello esta propuesta que pueda servir para un proyector posterior que permita la unificación equipotencial de todos estos elementos.

El calibre del conductor para la conexión de puesta a tierra de los equipos será de [7] tabla 250.122 de número 4 en Cu (dispositivo automático de sobrecorriente de 225 A).

Tabla 250.66 Conductor del Electrodo de Puesta a Tierra para Sistemas de Corriente Alterna

Calibre del Mayor Conductor Activo de la Acometida o Área Equivalente de Conductores ^a en Paralelo (AWG/kcmil)		Calibre del Conductor del Electrodo de Tierra (AWG/kcmil)	
Cobre	Aluminio o Aluminio Revestido en Cobre	Cobre	Aluminio o Aluminio Revestido en Cobre
2 ó menor	1/0 ó menor	8	6
1 ó 1/0	2/0 ó 3/0	6	4
2/0 ó 3/0	4/0 ó 250	4	2
Sobre 3/0	Sobre 250	2	1/0
hasta 350	hasta 500		
Sobre 350	Sobre 500		
hasta 600	hasta 900	1/0	3/0
Sobre 600	Sobre 900		
hasta 1100	hasta 1750	2/0	4/0
Sobre 1100	Sobre 1750	3/0	250

Figura A.17.2 Tabla de conductores para conexión de SPAT.

Tabla 250.122 Calibre Mínimo de los Conductores de Puesta a Tierra de Equipos y Canalizaciones

Régimen o Ajuste máximo de Dispositivos de Sobrecorriente Automáticos Ubicado del Lado de la Alimentación (Amperios)	Calibre (AWG o kcmil)	
	Cobre	Aluminio o Aluminio Recubierto de Cobre
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250
1600	4/0	350
2000	250	400
2500	350	600
3000	400	600
4000	500	800
5000	700	1200
6000	800	1200

Figura A.17.3 Tabla de conductores para conexión depuesta a tierra de equipos.

Para calibres de alimentadores como calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para canalizaciones y equipos de la propuesta del galpón 2 ver tabla A.17.1

Tabla 17.1 Calibres de Alimentadores galpón 2

#	DESDE	HASTA	FASES	PROT. (A)	ALIMENTADORES
1	CM	ST-T15	3	600	3 THW #300 +1 THW 300 + THW 4 (t)*
2	TP-T15	ST-T16	3	225	3 THW # 250+ 1 THW 250 + THW 6 (t)*
3	ST-T16	ST-T17	3	225	3 THW # 250+ 1 THW 250 + THW 6 (t)*
4	ST-T16	ST-T18	2	Max 30A	2 THW # 8 + 1 THW 8 + THW 10 (t)*
5	ST-T16	ST-T19	3	100	3 THW # 4 + 1 THW 4 + THW 8 (t)*
6	ST-T16	ST-T20	3	100	No se determino por acceso al espacio

*Nota: estos valores corresponde al calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para canalización y equipos de [7] tabla 250.122.

Anexo 18

Esquemas de Conexión a Tierra

A.18.1 Esquema TT (conductor neutro conectado a tierra)

Un punto de la fuente de alimentación se conecta directamente a tierra. Todas las partes conductoras accesibles y extrañas se conectan a una toma de tierra independiente de la instalación. Este electrodo puede o no ser eléctricamente independiente del electrodo de la fuente. Ambas zonas de influencia pueden solaparse sin que se vea afectado el funcionamiento de los dispositivos de protección. Esquema TT ver Figura A.18.1.

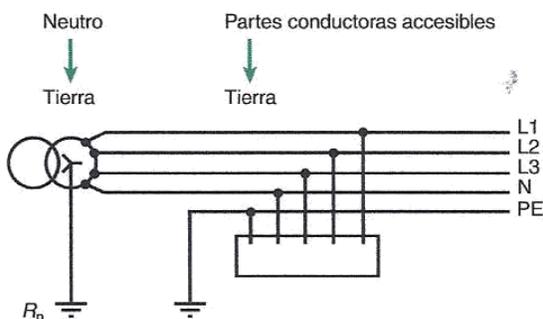


Figura A.18.1 Esquema TT [64]

A.18.2 Esquemas TN (Partes conductoras accesibles conectadas al conductor neutro)

La fuente se conecta a tierra de la misma manera que con el esquema TI descrito anteriormente. En la instalación, todas las partes conductoras accesibles y extrañas se conectan al conductor neutro. A continuación se muestran las diversas versiones de esquemas TN.

A.18.2.1 Esquema TN-C

El conductor neutro también se utiliza como un conductor de protección y se denomina conductor PEN (neutro y puesta a tierra de protección). Este sistema no

está permitido para conductores de menos de 10 mm^2 (aproximadamente calibre 12) ni para equipos portátiles.

El esquema TN-C ver figura A.18.2 requiere un entorno equipotencial eficaz en la instalación, con electrodos de tierra dispersos y separados a intervalos que sean lo más regulares posible, puesto que el conductor PEN es el conductor neutro y también conduce corrientes con desequilibrios de fases, así como corrientes armónicas de tercer orden (y sus múltiplos).

Por tanto, el conductor PEN debe conectarse a una serie de electrodos de tierra en la instalación.

Puesto que el conductor neutro también es el conductor de protección, cualquier corte en el conductor representa un riesgo para las personas y los bienes.

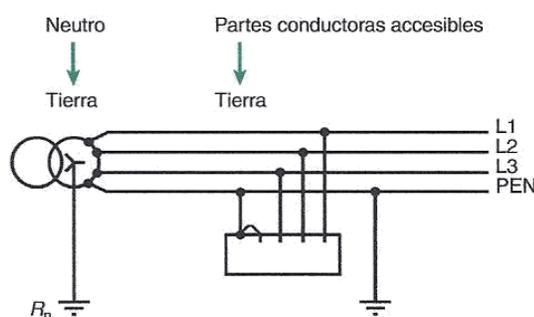


Figura A.18.2 Esquema TN-C [64]

A.18.1.2 Esquema TN-S

El esquema TN-S (5 hilos) ver figura A.18.3 es obligatorio para los equipos portátiles con circuitos con secciones transversales inferiores a 10 mm^2 (aproximadamente calibre 12)

El conductor de protección y el conductor neutro son independientes. En los sistemas de cables subterráneos en los que existen cables forrados de plomo, el conductor de protección es por lo general el revestimiento de plomo. El uso de conductores PE y N

independientes (5 hilos) es obligatorio para los equipos portátiles con circuitos con secciones transversales inferiores a 10 mm^2 (aproximadamente calibre 12).

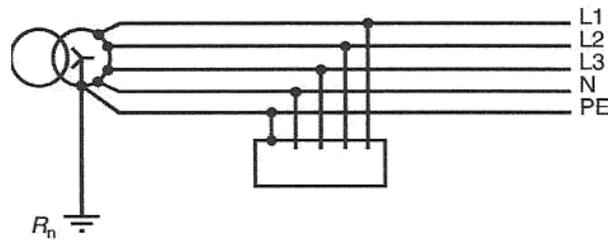


Figura A.18.2 Esquema TN-S [64]

A.18.1.3 Esquema TN-C-S

Los esquemas TN-C y TN-S se pueden utilizar en la misma instalación. En el esquema TN-C-S ver figura A.18.3, el esquema TN-C (4 hilos) nunca se debe utilizar aguas abajo del esquema TN-S (5 hilos), puesto que cualquier interrupción accidental en el conductor neutro en la parte aguas arriba provocaría una interrupción en el conductor de protección en la parte aguas abajo y, por tanto, presentaría un peligro.

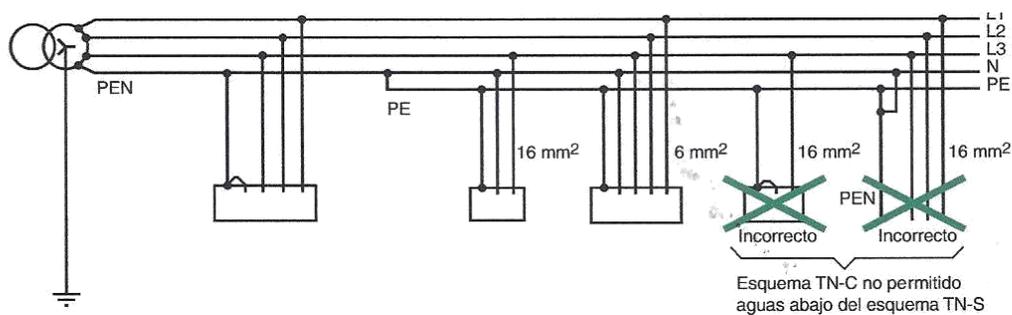


Figura A.18.2 Esquema TN-C-S [64]

A.18.2 Características Principales de los Esquemas TN

En términos generales, el esquema TN:

- Requiere la instalación de electrodos de tierra a intervalos regulares en toda la instalación.
- Requiere que la comprobación inicial del disparo eficaz al producirse el primer

defecto de aislamiento se lleve a cabo mediante cálculos durante la fase de diseño, seguidos de mediciones obligatorias para confirmar el disparo durante la puesta en marcha. Requiere que un instalador cualificado diseñe y lleve a cabo cualquier modificación o ampliación.

- Puede causar, en caso de defectos de aislamiento, daños más graves a los devanados de las máquinas giratorias.
- Puede representar, en instalaciones que presentan un riesgo de incendio, un peligro mayor debido a las corrientes de defecto más altas.

El esquema TN-C:

- A primera vista puede parecer más económico (eliminación de un polo de dispositivo y un conductor).
- Requiere el uso de conductores fijos y rígidos.
- Está prohibido en determinados casos:
- Instalaciones que presentan un riesgo de incendio.
- Para equipos informáticos (presencia de corrientes armónicas en el conductor neutro).

El esquema TN-S:

- Puede utilizarse incluso con conductores flexibles y conductos pequeños.
- Debido a la separación entre el neutro y el conductor de protección, proporciona un PE limpio (para sistemas informáticos e instalaciones que presentan riesgos especiales).

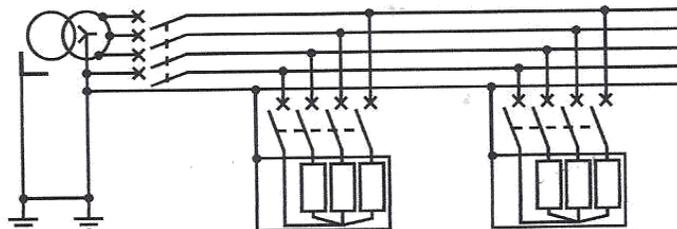


Figura A.18.3 Esquema TN-S [64]

Tipo de red		Recomendado	Posible	No recomen
Red muy extensa con electrodos de tierra de alta calidad para las partes conductoras accesibles (10 Ω máx.)			TT, TN, IT ⁽¹⁾ o mixta	
Red muy extensa con electrodos de tierra de baja calidad para las partes conductoras accesibles (> 30 Ω)		TN	TN-S	IT ⁽¹⁾ TN-C
Zona con perturbaciones (tormentas) (p. ej., transmisor de televisión o radio)		TN	TT	IT ⁽²⁾
Red con corrientes de fuga altas (> 500 mA)		TN ⁽⁴⁾	IT ⁽⁴⁾ TT ^{(3) (4)}	
Red con líneas aéreas al aire libre		TT ⁽⁵⁾	TN ^{(5) (6)}	IT ⁽⁶⁾
Generador auxiliar de emergencia		IT	TT	TN ⁽⁷⁾
Tipo de cargas				
Cargas sensibles a corrientes de defecto elevadas (motores, etc.)		IT	TT	TN ⁽⁸⁾
Cargas con un nivel de aislamiento bajo (hornos eléctricos, soldadoras, elementos de caldeo, calentadores por inmersión, equipos en cocinas grandes)		TN ⁽⁹⁾	TT ⁽⁹⁾	IT
Numerosas cargas monofásicas fase-neutro (móviles, semifijas, portátiles)		TT ⁽¹⁰⁾ TN-S		IT ⁽¹⁰⁾ TN-C ⁽¹⁰⁾
Cargas que presentan riesgos considerables (montacargas, cintas transportadoras, etc.)		TN ⁽¹¹⁾	TT ⁽¹¹⁾	IT ⁽¹¹⁾
Numerosos elementos auxiliares (máquinas-herramienta)		TN-S	TN-C IT ^(12 bis)	TT ⁽¹²⁾
Varios				
Suministro a través de un transformador de energía conectado en estrella-estrella ⁽¹³⁾		TT	IT sin neutro	IT ⁽¹³⁾ con neutro
Instalaciones que presentan un riesgo de incendio		IT ⁽¹⁵⁾	TN-S ⁽¹⁵⁾ TT ⁽¹⁵⁾	TN-C ⁽¹⁴⁾
Aumento del nivel de alimentación de conexión al servicio público de suministro de BT, que requiere un CT privado		TT ⁽¹⁶⁾		
Instalación sometida a modificaciones frecuentes		TT ⁽¹⁷⁾		TN ⁽¹⁸⁾ IT ⁽¹⁸⁾
Instalación en la que la continuidad de los circuitos de tierra es inestable (lugares de trabajo, instalaciones antiguas)		TT ⁽¹⁹⁾	TN-S	TN-C IT ⁽¹⁹⁾
Equipos electrónicos (ordenadores, autómatas)		TN-S	TT	TN-C
Red de control y supervisión de maquinaria, sensores de autómatas y accionadores		IT ⁽²⁰⁾	TN-S, TT	

(1) Si la normativa no exige la elección de un ECT, se selecciona de acuerdo con el nivel de las características de funcionamiento (continuidad de servicio obligatoria por razones de seguridad o deseable para aumentar la productividad, etc.). Independientemente del ECT seleccionado, probabilidad de que se produzca un defecto de aislamiento aumenta con la longitud de la red. Puede resultar conveniente dividir la red, lo que facilita la localización de defectos y hace posible implementar el esquema recomendado anteriormente para cada tipo de aplicación.

(2) El riesgo de arco en el limitador de sobretensiones convierte el conductor neutro aislado en un conductor neutro conectado a tierra. E: riesgos son elevados en zonas donde son frecuentes las tormentas o en instalaciones suministradas por líneas aéreas. Si se selecciona el esquema IT para asegurar un nivel de continuidad de servicio más alto, el proyectista del sistema deberá calcular con precisión las condiciones de disparo en caso de producirse un segundo defecto.

(3) Riesgo de disparo intempestivo del DDR.

(4) Independientemente del ECT elegido, la solución idónea consiste en aislar la sección sometida a perturbaciones si se puede identificar fácilmente.

(5) Riesgos de defectos de fase a tierra que afectan a la equipotencialidad.

(6) El aislamiento es inestable debido a la humedad y al polvo conductor.

(7) No se recomienda utilizar el esquema TN debido al riesgo de que se produzcan daños en el generador en caso de defecto interno.

Además, si los equipos de seguridad reciben su suministro de generadores, el sistema no se debe disparar en caso de un primer defecto

(8) La corriente de fase a tierra puede ser varias veces mayor que I_n , con el riesgo de dañar o acelerar el envejecimiento de los devanados motor, o de destruir los circuitos magnéticos.

(9) Para combinar la continuidad de servicio y la seguridad es necesario, y muy recomendable, independientemente del ECT seleccionado separar estas cargas del resto de la instalación (transformadores con conexión neutra local).

(10) Si la calidad de los equipos de carga no es una prioridad del diseño, existe el riesgo de que la resistencia de aislamiento descienda rápidamente. El esquema TT con DDR ofrece la mejor manera de evitar problemas.

(11) La movilidad de este tipo de carga provoca defectos frecuentes (contacto deslizante para la conexión de las partes conductoras accesibles) que deben contrarrestarse. Independientemente del ECT seleccionado, se recomienda suministrar estos circuitos mediante transformadores con una conexión neutra local.

(12) Requiere el uso de transformadores con un esquema TN local para evitar riesgos de funcionamiento y disparos intempestivos en caso de producirse un primer defecto (TT) o un doble defecto (IT).

(12 bis) Con un corte doble en el circuito de control.

(13) Limitación excesiva de la corriente de fase a neutro debido al valor elevado de la impedancia de fase cero (al menos 4 a 5 veces la impedancia directa). Este sistema se debe sustituir por una disposición de estrella-triángulo.

(14) El esquema TN es peligroso debido a las corrientes de defecto elevadas. El esquema TN-C está prohibido.

(15) Independientemente del esquema, el DDR debe ajustarse a $\Delta I_n \leq 500$ mA.

(16) Una instalación suministrada con energía de baja tensión debe utilizar el esquema TT. El mantenimiento de este ECT requiere un nivel de modificaciones en la red existente (no es necesario tender cables ni es preciso modificar dispositivos de protección).

(17) Posible sin personal de mantenimiento altamente cualificado.

(18) Este tipo de instalación requiere una atención especial para mantener la seguridad. Debido a la ausencia de medidas preventivas en el esquema TN, se necesita personal altamente cualificado para garantizar la seguridad con el paso del tiempo.

(19) Los riesgos de roturas en los conductores (suministro, protección) pueden provocar la pérdida de equipotencialidad de las partes conductoras accesibles. Se recomienda, y a menudo es obligatorio, el uso de un esquema TT o un esquema TN-S con varios DDR de 30 mA. El esquema IT se puede utilizar en casos muy específicos.

(20) Esta solución evita los disparos intempestivos en caso de fugas a tierra inesperadas.

Influencia de las redes y las cargas en la selección de los esquemas de conexión a tierra.

Figura A.18.3 Influencia de las redes y las cargas en la selección de los esquemas de conexión a tierra [64]

Anexo 19

Esquema Original del Sistema de Media Tensión en 4,8 KV.



Figura A.19.1 Esquema original del sistema de media tensión en 4,8 KV de S/E hacia FUNVISIS [54].

Anexo 20

Criterios utilizados para la propuesta de sustitución de modulo de transferencia para la planta IVECO 105 KVA

Para la realización de un diseño eléctrico de un grupo electrógeno para un funcionamiento adecuado en función de la capacidad de trabajo deben realizarse una serie de consideraciones entre ellas tenemos:

- a) Ubicación del equipo.
- b) Perfil de carga y tipo de carga a alimentar.
- c) La distribución del sistema.
- d) Condiciones ambientales.
- e) Utilización del sistema.
- f) Evaluación de Protecciones.
- g) Estudio de cortocircuito.
- h) Compatibilidad de la UPS y el generador.
- i) Evaluar las condiciones de transitorios, específicamente las corrientes de arranque de motores y las UPS.
- j) Nivel de redundancia requerido.

Para el caso del cambio del modulo de transferencia que estamos proponiendo vamos a realizar la evaluación utilizando los criterios de los puntos b, c, f, y j de estas consideraciones. Es necesario señalar que este sistema es una edificación ya existente por lo que evitaremos realizar cambios en las canalizaciones del sistema eléctrico solo verificaremos que las condiciones existentes sean las adecuadas.

A.20.1 Perfil de Carga del Sistema

La cuantificación de la carga conectada en el galpón 1 tenemos:

Tabla 20.1 Carga conectada galpón 1.

Dependencia	Consumo (kVA)	Iluminación(kVA)	Consumo en AA (KVA)
Presidencia	7,84	2,66	No se determino
Administración	2,88	1,54	
Consultoría Jurídica	3,56	0,58	
Recursos Humanos	2,85	0,58	1,44
Presupuesto-Contabilidad	2,09	0,58	No se determino
Ciencia de la Tierra	2,87	0,68	1,49
Informática	3,41	1,15	1,06
CEDI	3,12	2,98	1,59
Ingeniería Sísmica	4,17	0,68	0,75
Sismología	4,16	0,77	0,74
Geofísica	5,26	1,40	0,53
Dirección Técnica	12,96	1,95	4,54
Telemétrica	4,77	0,76	0,54
Servicios Generales	5,81	2,53	1,20
Luz Baños, Pasillos y externas	6,84	6,84	0
Total en kVA	65,75	12,09	12,45

Nota: No se determino debido a que en el momento de la inspección se encontraban laborando y no pudo levantarse la información.

Total KVA Galpón 1 = 90,29 kVA

Total KVA Centro de control de motores = 10 kVA

Total KVA Galpón 2 e Instrumentación Electrónica = 30 kVA (2010 este galpón estaba casi sin equipos).

Total KVA de carga conectada = 120,29 kVA conectada para 2010.

A.20.2 Configuración del Sistema

Este grupo electrógeno estará distribuido con un arreglo básico tipo radial, reconocida como una extensión del sistema radial de una sola fuente. El interruptor del modulo MCCB transferirá la carga exclusivamente solo cuando exista un fallo de la fuente normal de energía. Considerando las debilidades del sistema radial para el sistema de emergencia, ya que una falla en la línea principal aguas abajo del grupo electrógeno pudiera ocasionar la pérdida del servicio a la carga.

A.20.3 Utilización del Sistema y Autonomía

Este grupo electrógeno de 105 kVA esta siendo utilizado como un sistema de emergencia con una autonomía para un ciclo de potencia variable de 24 h que no supere el 80% de su capacidad máxima a una sobrecarga admisible del 10% (Prime Power) ó cargas variables durante un número limitado de operaciones dentro de los limites de máximo funcionamiento de 100 % de la carga durante 25 h/año y 90 % de la carga durante 200 h/año no admitiendo sobrecarga (Max Stand-By Power). Este es un equipo de suplencia (stand by) toma carga cuando el suministro normal de energía falla.

A.20.4 Dimensionamiento de los alimentadores

A.20.4.1 Por capacidad de corriente

Para ello tenemos:

$$S = V \cdot I_n \cdot \sqrt{3} \quad (20.1)$$

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (20.2)$$

De 20.2 tenemos:

$$I_n = \frac{105 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot (208)} = 291,79 \text{ A}$$

Imáx utilizando criterio [7] 215.2:

$$I_{máx} = I_n \cdot 1,25 \quad (20.3)$$

De 20.3 tenemos:

$$I_{máx} = 291,8 \text{ A} \cdot 1,25 = 364,75 \text{ A}$$

Por capacidad de corriente tenemos según [7] tabla 310.16: 350 MCM.

Tenemos entonces en terna: 1 # 350 MCM

Conductor neutro según [7] 220.22: como mínimo 300 MCM

Tendremos para cualquier distribución a realizar por capacidad de corriente en los alimentadores una terna 1 # 350 MCM +300 MCM

A.20.4.2 Por caída de tensión

Para calcular el valor porcentual de caída de tensión de [61] cuya formula viene dada por:

$$\% \Delta V = \frac{S[kVA] \cdot L[m] \cdot \left[R \left[\frac{\Omega}{m} \right] \cdot \cos(\varnothing) + X \left[\frac{\Omega}{m} \right] \sin(\arccos(\varnothing)) \right]}{K \cdot 10 \cdot (0.208[kV])^2}$$

Donde k. es factor corrección que viene dado l nivel de tensión en la alimentación.

Tabla 20.2 Valores calculados de caída de tensión.

CONDUCTOR SELECCIONADO	Tensión (kV)	K	S (kVA)	L (m)	R(Ω/m)	X(Ω/m)	Cos Ø	Ø	% ΔV Calculada
350 MCM	0,208	1	105	30	1,28E-04	1,32E-04	0,8	0,644	0,30

%ΔV < 1 % Aceptable.

A.20.5 Protección del Grupo Electrógeno

Para obtener la protección adecuada para el grupo electrógeno tenemos:

$$I_p = \frac{I_d + I_c}{2} \quad (20.4) [60]$$

Donde:

I_d = Corriente de diseño obtenido por cálculos.

I_c = Corriente máxima permisiva del conductor seleccionado.

De 20.4 tenemos:

$$I_p = \frac{291,79 \text{ A} + 350 \text{ A}}{2} = 320,90 \text{ A}$$

El modulo de transferencia tipo MCCB el interruptor deberá ser como valor mínimo 321 A.

El valor comercial a considerar debe coincidir con este nivel de protección. En caso contrario, si el nivel de protección es superior debido a lo que existe en el mercado, deberá considerarse, interruptores automáticos que posean lo que se conoce como el trip. Este que permita calibrar el interruptor a distintos valores

menores a su capacidad total. Este nivel de protección con el criterio utilizando estos dispositivos con el trip pudiera realizarse a través de la siguiente formula:

$$\text{Ajuste Trip} = \frac{I_p}{I_{\text{dispositivo}}}$$

Este valor Ajuste Trip < 1

$$\text{Ajuste Trip} = \frac{I_p}{I_{\text{dispositivo}}}$$

Este valor Ajuste Trip < 1

Estudio de Cortocircuito

Esta es una instalación ya existente vamos a utilizar los criterios que se encuentran en [7] tabla 310-16 para un conductor de alimentación principal el cual fue calculado en un 400 MCM.

Anexo 21

Criterios de diseño de una planta para el CPD de FUNVISIS.

Para la instalación de una nueva planta eléctrica que cumpla con las especificaciones deseadas, debemos considerar en primer lugar que estamos en una edificación ya existente y con una instalación previamente realizada. En este diseño vamos a determinar si lo que existe es funcional o se deben realizar modificaciones en cuanto a canalización de alimentadores para poder realizar esta propuesta; además de las consideraciones en cuanto aplicación del equipo (unidades de emergencia autonomía Stand By), el pico de carga, factor de potencia de la carga, voltaje de trabajo, condiciones ambientales, límite de caída de voltaje y tiempo de respuesta, lista de tamaños de motores y características de arranque.

A.21.1 Registro de la Carga

A.21.1.1. Carga Conectada

Tabla 21.1 Carga conectada en CPD

Dependencia	Consumo (kVA)	Iluminación (kVA)	Consumo en AA (kVA)	Monitores	CPU	UPS
Dirección Técnica	12,96	1,95	4,54	0,2	0,64	2,73
Telemétrica	4,77	0,76	0,54	0,16	0,15	7,2
Total	17,73	2,71	5,08	0,36	0,99	9,93

Total carga conectada = 36,8 kVA

A.21.1.2 Registros de Mediciones

Vamos a considerar la medición realizada en ST-T11 en una jornada de trabajo con el equipo Pqube para determinar el consumo de carga en kW ver figura 21.1 y la característica del factor de potencia ver figura 21.2.



Figura 21.1 Tendencia de consumo en KW del CPD.

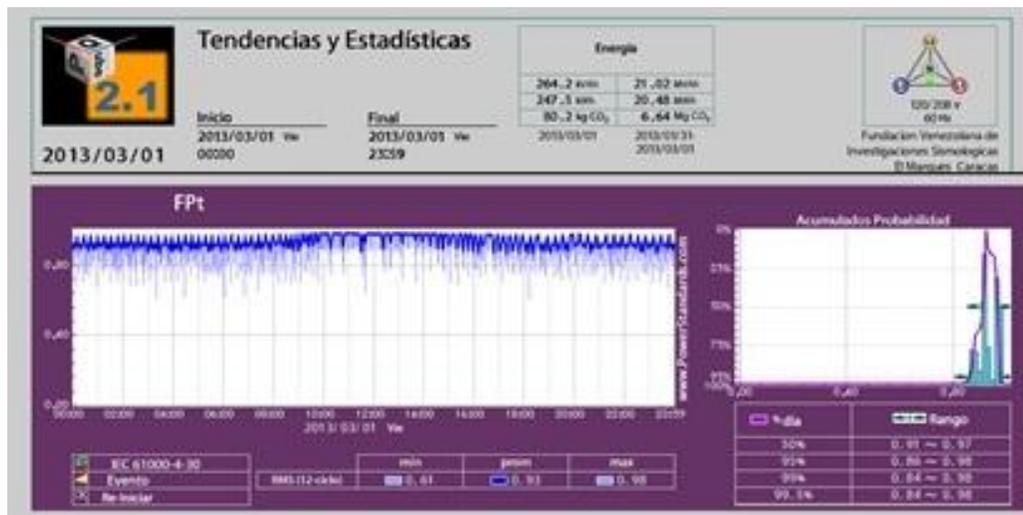


Figura 21.2 Tendencia de fp del CPD.

A.21.1.3 Capacidad del Grupo Electrónico

Para obtener la capacidad óptima que determine el tamaño del motor generador utilizaremos los siguientes criterios:

El pico de carga de arranque de los motores de las unidades de refrigeración será de 0,5 kW por cada kVA de arranque.

- Tenemos entonces 5,08 kVA en A/A x 0,5 kW = 2,54 Kw adicionales.

Para un consumo de carga conectada 36,8 kVA tenemos 29,44 kW a un factor de potencia de 0,8 (típico plantas IVECO).

De 29,44 kW + 7,62 kW (en arranque de motores A/A) = 37 kW

Total de capacidad de la planta calculada 37 kW.

Factor de reserva 1,2 tenemos: 37 kW x 1,2 = 44,47 kW ≈ 45 kW mínimo

A un factor de 0,8 tenemos 56 kVA mínimo este es un valor comercial en plantas.

A.21.2 Dimensionamiento de los alimentadores

A.21.2.1 Por capacidad de corriente

Para ello tenemos:

$$S = V \cdot I_n \cdot \sqrt{3} \quad (20.1)$$

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (20.2)$$

De 20.2 tenemos:

$$I_n = \frac{56 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot (208)} = 156,32 \text{ A}$$

Imáx utilizando criterio [7] 215.2:

$$I_{\text{máx}} = I_n \cdot 1,25 \quad (20.3)$$

De 20.3 tenemos:

$$I_{\text{máx}} = 156,32 \text{ A} \times 1,25 = 195,4 \text{ A}$$

Por capacidad de corriente tenemos según [7] tabla 310.16: THHN 3/0

Tenemos entonces en terna: 1 # THHN 3/0

Conductor neutro según [7] 220.22: como mínimo THHN 1/0

Tendremos para cualquier distribución a realizar por capacidad de corriente en los alimentadores una terna 1 # THHN 3/0 + THHN 1/0

A.21.4.1 Por caída de tensión.

Para calcular el valor porcentual de caída de tensión de [61] cuya formula viene dada por:

$$\% \Delta V = \frac{S[kVA] \cdot L[m] \cdot \left[R \left[\frac{\Omega}{m} \right] \cdot \cos(\emptyset) + X \left[\frac{\Omega}{m} \right] \sin(\arccos(\emptyset)) \right]}{K \cdot 10 \cdot (0.208[kV])^2}$$

Donde k. es factor corrección que viene dado l nivel de tensión en la alimentación.

Tabla 20.2 Valores calculados de caída de tensión.

CONDUCTOR SELECCIONADO	Tensión (kV)	K	S (kVA)	L (m)	R(Ω/m)	X(Ω/m)	Cos Ø	Ø	% ΔV Calculada
THHN 3/0	0,208	1	56	94	2,74E-4	1,71E-04	0,8	0,644	0,84

%ΔV < 1 % Aceptable.

A.21.5 Protección del Grupo Electrógeno

Para obtener la protección adecuada para el grupo electrógeno tenemos:

$$I_p = \frac{I_d + I_c}{2} \quad (20.4) [60]$$

Donde:

I_d = Corriente de diseño obtenido por cálculos.

I_c = Corriente máxima permisiva del conductor seleccionado.

De 20.4 tenemos:

$$I_p = \frac{195,4 \text{ A} + 225 \text{ A}}{2} = 210,2 \text{ A}$$

El modulo de transferencia tipo MCCB el interruptor deberá tener como valor mínimo 210 A.

El valor comercial a considerar debe coincidir con este nivel de protección. En caso contrario, si el nivel de protección es superior debido a lo que existe en el mercado, deberá considerarse, interruptores automáticos que posean lo que se conoce como el trip. Este que permita calibrar el interruptor a distintos valores menores a su capacidad total. Este nivel de protección con el criterio utilizando estos dispositivos con el trip pudiera realizarse a través de la siguiente formula:

$$\text{Ajuste Trip} = \frac{I_p}{I_{\text{dispositivo}}}$$

Este valor Ajuste Trip < 1