



Universidad de Carabobo
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Potencia



**ESTUDIO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN PARA
UNA ESTACIÓN DE TRANSPORTE SUBTERRÁNEA DE PASAJEROS.**

Autores:

Desiree A. Melero. A.

Juan C. Gallegos L.

Tutor:

Ing. María G. Mago

Bárbula, Octubre de 2010



Universidad de Carabobo
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Potencia



**ESTUDIO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN PARA
UNA ESTACIÓN DE TRANSPORTE SUBTERRÁNEA DE PASAJEROS.**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE CARABOBO PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERO ELECTRICISTA**

Autores:

Desiree A. Melero. A.

Juan C. Gallegos L.

Tutor:

Ing. María G. Mago

Bárbula, Octubre de 2010



Universidad de Carabobo
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Potencia



CERTIFICADO DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes miembros del jurado asignado para evaluar el trabajo especial de grado titulado **“ESTUDIO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN PARA UNA ESTACIÓN DE TRANSPORTE SUBTERRÁNEA DE PASAJEROS”**, realizado por los bachilleres Desiree A. Melero A. Cédula de Identidad: 18.252.126 y Juan C. Gallegos L, Cédula de Identidad:13.095.511, hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho trabajo.

Prof. María G. Mago

TUTOR

Prof. Rosednell Perdomo

JURADO

Prof. Leopoldo Romero

JURADO

Bárbula, Octubre de 2010

DEDICATORIA

A Dios, por guiarme a lo largo de mi vida y mantenerme por el buen camino.

A mi Madre Yilda, por brindarme la fuerza necesaria para lograr mis metas, por apoyarme en los momentos malos y buenos, por estar siempre a mi lado. Te amo

A mi Padre Juan, por apoyarme en los momentos difíciles, y por creer en mí.

A mi abuela Julita, gracias a esa viejita linda que siempre me ha apoyado, ayudado y creído en mí.

A mi compañera de tesis, gracias por apoyarme y darme fuerzas.

A mis hermanos por estar siempre a mi lado, los quiero.

A toda mi familia, Argenis, Soraya, Richard, Roberto, Omaira.

A todos aquellos que nos apoyaron y nos dieron ayuda cuando la necesitamos, aquellos que no nombramos por ser muchos, pero que estuvieron presentes, Gracias.

Juan C. Gallegos L.

DEDICATORIA

A Dios quien con toda su energía ha guiado mis pasos para alcanzar mis metas.

A mi madre por darme la vida y apoyarme en todo lo que necesitaba. Este triunfo es gracias a ti y también es tuyo. Te adoro.

A Neyba Gonzales Rassmman, mi segunda madre por su apoyo incondicional en todo momento, por su amor y buenos consejos, este triunfo también es tuyo. Te quiero mucho.

A nuestra tutora, Profesora María Mago por su constancia, apoyo y fe en nosotros. Así como también al Ing. William Muñoz por permitirnos desarrollar esta tesis y brindarnos su apoyo en todo momento.

A mi familia y amigos que siempre han creído en mí, gracias por apoyarme en todo momento.

A Evelio Cortez por su infinito apoyo en todo momento desde inicios de mi carrera, mi gran amigo, siempre estaré en deuda contigo. Eres lo máximo.

A mi novio Sergio Silvestre que con su apoyo, esfuerzo y constancia hizo posible cumplir esta meta. Doy gracias a la vida todos los días por tenerte a mi lado.

A la familia Gallegos Lamas por brindarme su casa para culminar esta meta y a mi compañero de tesis Juan Carlos.

Al budismo de Nicheren Daishonin, a Luilay Alguindigue, Ruth Alvarado, María Teresa, Norimi, Yohana Tachón, Andreina Petruzella y a todos mis amigos de la Soka Gakkai por su apoyo en todo momento para cumplir esta meta.

Desiree A. Melero

AGRADECIMIENTOS

Primeramente damos infinitamente gracias a Dios, por habernos dado la vida y brindarnos la fuerza, el valor, la perseverancia y constancia que nos permitió terminar estos estudios de Ingeniería. La formación académica adquirida a lo largo de la carrera fue primordial para la realización de este trabajo y por eso estamos agradecidos con la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Carabobo. Las siguientes personas han sido fundamentales en el desarrollo de este proyecto y quisiéramos hacer público nuestro agradecimiento.

A nuestro Tutor Académico: **Ing. Milagros Peña**, por su voluntad para ayudarnos cuando nos hizo falta y aportar sus conocimientos para cumplir satisfactoriamente con la realización de esta investigación.

A nuestro Tutor Industrial: **Ing. Jesús Urbina** por su aliento e incondicional apoyo técnico y teórico, fundamental para llevar a cabo un proyecto de este tipo, y ser nuestro guía principal en la ejecución de esta investigación.

Al Centro de Operaciones de la empresa Elevel (CODE), especialmente al **Tec. Frank Monsalve**, por su valiosa colaboración para realizar el trabajo de campo necesario para el proyecto, así como el suministro de información técnica importante para el desarrollo de éste.

A nuestros Padres, por brindarnos su apoyo moral y confianza, además de ser nuestros guías a lo largo de la carrera y permitir que la realización de nuestros sueños sea posible.

¡A todos, nuestras más sinceras Gracias!

AGRADECIMIENTOS

A nuestro tutor académico Ingeniero María Mago por sus conocimientos, infaltables consejos y tutorías en la elaboración del proyecto.

Al Ingeniero William Muñoz, por su apoyo, tutorías y conocimientos impartidos en la elaboración del proyecto de pregrado.

A nuestros padres por su apoyo incondicional y amigos, que siempre creyeron y confiaron en que podíamos lograr este trabajo.



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
CAPÍTULO I	
1.1.- El Planteamiento del Problema	01
1.2.- Formulación del Problema	05
1.3.- Objetivo General de la Investigación	06
1.4.- Objetivos Específicos de la Investigación	06
1.5.- Justificación del Problema de Investigación	07
1.6.- Alcance y Delimitación de la Investigación	09
CAPÍTULO II	
2.1.- Antecedentes de la Investigación	10
2.2.- Bases Teóricas	14
2.2.1.- Aspectos básicos de las instalaciones eléctricas	14
2.2.2.- Aspectos básicos del sistema de iluminación	40
2.2.3.- Aspectos básicos de una estación subterránea de pasajeros	43
2.3.- Definición de Términos Técnicos	46
CAPÍTULO III	
3.1.- Clasificación de la investigación	50
3.2.- Descripción de las Fases Metodológicas	53



	Pág.
3.3.- Técnicas de Recolección de Información	57
3.3.1.- Instrumentos de Recolección de Datos	57
3.4.- Técnicas de Análisis de Datos	59
3.4.1.- Análisis e Interpretación de Datos	59
3.4.2.- Presentación de la Información	59
 CAPÍTULO IV	
4.1.- FASE I. MEMORIA DESCRIPTIVA	61
4.1.1.- Objeto	61
4.1.2.- Alcance	61
4.1.3.- Ubicación Geográfica	61
4.1.4.- Climatología	61
4.1.5.- Descripción del Proyecto Arquitectónico	62
4.1.6.- Criterios	66
4.1.7.- Normas y Recomendaciones	80
4.1.8.- Esquema del sistema eléctrico del Metro de Valencia	81
4.1.9.- Descripción del Proyecto de Electricidad	81



	Pág.
4.2.- FASE II. ESTUDIO DE CARGAS DE LA ESTACIÓN	86
4.2.1.- Requerimiento de cargas	86
4.2.2.- Clasificación de las Cargas	88
4.3.- FASE III. CÁLCULOS DE DISEÑO DE LA ESTACIÓN	94
4.3.1.- Ubicación de los Tableros	94
4.3.2.- Cálculo de demanda de los centros de carga (CCM), subtableros de iluminación, subtableros de tomacorrientes y equipos menores y sus circuitos ramales	98
4.3.3.- Cálculo de alimentadores de los CCM, cargas, subtableros de iluminación, subtableros de tomacorrientes y equipos menores de la estación	115
4.3.4.- Cálculo de demanda de los Tableros Principales de Baja Tensión (TP-1, TP-2 y TP-3) y el Tablero de la Planta de Emergencia (TP-E) y sus alimentadores	122
4.3.5.- Cálculo de la Acometida en media tensión para la estación	126
4.3.6.- Cálculos de corrientes de cortocircuito en Centros de Carga basados en el método Punto a Punto	131



	Pág.
4.3.7.- Diseño de Sistema de Puesta a Tierra	134
4.3.8.- Cálculos de Iluminación	138
4.4.- FASE IV: ESPECIFICACIONES GENERALES	143
4.5.- FASE V: PLANOS	172
4.6.- FASE VI: CÓMPUTOS MÉTRICOS	173
CAPITULO V	
5.1.- Conclusiones	189
5.2.- Recomendaciones	191
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	192
ANEXOS	
Anexo # 1: Diseño y Cálculo de Demanda de Centros de Control de Motores y sus Circuitos Ramales	194
Anexo # 2: Tablas de carga de iluminación	212
Anexo # 3: Tablas de carga de tomacorrientes y equipos menores de la estación	228
Anexo # 4: Tablas de cálculo de demanda de tableros de fuerza y alimentadores	241
Anexo # 5: Condiciones de arranque de la planta de emergencia y TP-E	247



	Pág.
Anexo # 6: Sistema UPS	250
Anexo # 7: Gráfica de corrientes de cortocircuito permisible en cables de media tensión aislados con XLPE o EPR	252
Anexo # 8: Cálculo de cortocircuito en Centros de Carga	253
Anexo # 9: Esquema del Sistema de Tierra Física de Túnel	255
Anexo # 10: Tablas de cálculo de iluminación	256



ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla # 1: Equipos mayores de la estación	86
Tabla # 2: Equipos menores de la estación	87
Tabla # 3: Equipos de elevación	87
Tabla # 4: Alumbrado y Tomacorrientes	87
Tabla # 5: Sistema generador de emergencia	88
Tabla # 6: Sistema Hidroneumático	88
Tabla # 7: Sistema de bombeo de aguas negras y drenaje	89
Tabla # 8: Sistema de extinción de incendios	89
Tabla # 9: Sistema de enfriamiento mecánico	90
Tabla # 10: Aire Acondicionado	90
Tabla # 11: Equipos de ventilación normal	91
Tabla # 12: Equipos de ventilación de emergencia	91
Tabla # 13: Iluminación	92
Tabla # 14: Sistema de elevación	92
Tabla # 15: Suministro principal de energía eléctrica	93
Tabla # 16: Tableros principales de baja tensión	94
Tabla # 17: Tablero de la planta de emergencia	94



	Pág.
Tabla # 18: Tableros de equipos mayores de la estación (CCM)	94
Tabla # 19: Subtableros de baja tensión (Iluminación)	95
Tabla # 20: Subtableros de baja tensión (Tomacorrientes y Equipos menores)	96
Tabla # 21: Capacidad de carga para cables de cobre, tipo RHH (Motores)	98
Tabla# 22: Capacidad de carga para cables de cobre, tipo RHH (Iluminación)	99
Tabla# 23: Capacidad de carga para cables de cobre, tipo RHH (Tomacorriente)	100
Tabla #24: Capacidad de distribución para cables de cobre, tipo RHH (Motores)	101
Tabla #25: Capacidad de distribución para cables de cobre, tipo RHH (Iluminación)	102
Tabla #26: Capacidad de distribución, Carga Máxima Conectada y distancia Máxima distribuida para una caída de tensión del 2.5%. Nivel 2	107
Tabla #27: Capacidad de distribución, Carga Máxima Conectada y distancia Máxima distribuida para una caída de tensión del 3%. Nivel 1 y 3	107
Tabla #28: Capacidades de carga de circuitos de tomacorrientes	109
Tabla #29: Capacidad de distribución, Carga Máxima Conectada y distancia Máxima distribuida	110
Tabla #30: Corrientes y potencias en cables monopoles para 15 KV	127



	Pág.
Tabla# 31: Capacidad de distribución para cables monopoles de 15 KV	128
Tabla # 32: Temperaturas máximas permitidas para varios tipos de aislamiento	129
Tabla # 33: Factor C (Pie/Ohm)	133
Tabla # 34: Tipo de luminaria y lámpara	139
Tabla # 35: Reflectancia	139
Tabla # 36: Factor de utilización-TMS 961/GMS 961	140
Tabla # 37: Factor de utilización Seleccionado	141
Tabla A.1.1.a: Tablero TCHI	194
Tabla A.1.2.a: Tablero TAAN	196
Tabla A.1.3.a: Tablero TAAS	198
Tabla A.1.4.a: Tablero TVEN	200
Tabla A.1.5.a: Tablero TVES	202
Tabla A.1.6.a: Tablero TBCI	204
Tabla A.1.7.a: Tablero THD	206
Tabla A.1.8a: Tablero TB-1	208
Tabla A.1.9.a: Tablero TB-2	210



	Pág.
Tabla A.1.1.b: Tablero TCHI	195
Tabla A.1.2.b: Tablero TAAN	197
Tabla A.1.3.b: Tablero TAAS	199
Tabla A.1.4.b: Tablero TVEN	201
Tabla A.1.5.a: Tablero TVES	203
Tabla A.1.6.b: Tablero TBCI	205
Tabla A.1.7.b: Tablero THD	207
Tabla A.1.8.b: Tablero TB-1	209
Tabla A.1.9.b: Tablero TB-2	211
Tabla A.2.1: Tablero ST1A	212
Tabla A.2.2: Tablero ST1B	214
Tabla A.2.3: Tablero ST1C	216
Tabla A.2.4: Tablero ST1D	218
Tabla A.2.5: Tablero ST2A	220
Tabla A.2.6.- Tablero ST2B	222
Tabla A.2.7: Tablero ST2C	224
TablaA.2.10: Tablero ST3C	226
Tabla A.3.1: Tablero ST1A-1	228



	Pág.
Tabla A.3.2: Tablero ST1B-1	229
Tabla A.3.3: Tablero ST1C-1	230
Tabla A.3.4: Tablero ST1D-1	231
Tabla A.3.5: Tablero ST2A-1	232
Tabla A.3.6: Tablero ST2B-1	233
Tabla A.3.7: Tablero ST2C-1	234
Tabla A.3.8: Tablero ST3A-1	235
Tabla A.3.9: Tablero ST3B-1	236
Tabla A.3.10: Tablero ST3C-1	237
Tabla A.3.11: Tablero TC-1	238
Tabla A.3.12: Tablero TC-2	239
Tabla A.3.13: Tablero TC-3	240
Tabla A.4.1.a: Tablero TP-1	241
Tabla A.4.2.a: Tablero TP-2	243



	Pág.
Tabla A.4.3.a: Tablero TP-3	245
Tabla A.4.1.b: Tablero TP-1	242
Tabla A.4.2.b: Tablero TP-2	244
Tabla A.4.3.b: Tablero TP-3	246
Tabla A.5.1: Condiciones de arranque de la planta de emergencia	247
Tabla A.5.2.a: Tablero TP-E	248
Tabla A.5.2.b: Tablero TP-E	249
Tabla # A.8.1.a: Cálculo de cortocircuito en Centros de Carga (Cables americanos)	253
Tabla # A.8.1.b: Cálculo de cortocircuito en Centros de Carga (Cables Europeos)	254
Tabla # A.10. (1.2.3): Cálculo de iluminación de interior cuartos técnicos y ambientes varios	256
Tabla A.10.4: Cálculo de iluminación túnel	259



ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Circuito equivalente de una línea corta	23
Figura 2: Diagrama fasorial de una línea corta	24
Figura 3: Circuito con sección uniforme del conductor	25
Figura 4: Detalle típico de un Interruptor de Transferencia	37
Figura 5: Estaciones pertenecientes a la Línea 1, Etapa 2 del Metro	44
Figura 6: Plano arquitectónico de la estación Los Sauces (Nivel Superficie)	63
Figura 7: Plano arquitectónico de la estación Los Sauces (Nivel Superficie acceso este y acceso oeste)	64
Figura 8: Plano arquitectónico de la estación Los Sauces. (Nivel Mezzanina)	65
Figura 9: Plano arquitectónico de la estación Los Sauces. (Nivel Andén)	66
Figura 10: Esquema del Sistema Eléctrico para Metro Valencia C.A	81
Figura 11: Esquema de alimentación de la estación	97
Figura 12: Esquema de media tensión	128



INTRODUCCIÓN

El aumento de la población en las grandes ciudades, así como el auge industrial, el crecimiento de la construcción de complejos habitacionales y comerciales y el desarrollo de nuevas ideas en el diseño arquitectónico, han obligado a un mejor aprovechamiento de los espacios físicos disponibles; elaborándose proyectos que contemplan estructuras subterráneas para sistemas de transporte masivo (METRO), donde dichas estructuras subterráneas, para que puedan cumplir su función, ameritan de un diseño de instalación eléctrica que cumpla con la seguridad y el bienestar de las personas.

El presente trabajo tiene como finalidad el Estudio de las Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión para una estación de transporte subterránea de pasajeros (Caso: Estación Los Sauces del Metro de Valencia), previendo tres niveles de confiabilidad de suministro de energía, donde se presenta como nivel 1, la distribución normal, que depende directamente de la red de distribución eléctrica en media tensión y la Subestación Principal de Transformación (115/13.8 kV) propias del Metro de Valencia, las que a su vez estarán servidas por un circuito en 115 kV de la Compañía de suministro eléctrico contratada, como nivel 2, se tiene el sistema de distribución de emergencia, alimentado en condiciones normales desde el Nivel 1 y en condiciones de falla del servicio desde un motor-generador de 500 kVA y su tablero de distribución asociado a un interruptor de transferencia y como nivel 3, se presenta el sistema ininterrumpido de energía, alimentado directamente desde un UPS, que a su vez recibe energía del Nivel 2. Cada nivel de confiabilidad de suministro de energía tiene asociado un tablero principal de baja tensión (TP-1, TP-2 y TP-3), que alimentaran a los equipos, sistemas auxiliares y tableros de baja tensión secundarios, así como a los subtableros que alimentaran circuitos de alumbrado, fuerza, tomacorrientes y equipos menores de la estación.

Para lograr el desarrollo de los objetivos planteados, es necesario establecer las condiciones a las cuales se desea tener la estación y realizar el estudio con el fin de realizar el buen diseño eléctrico de la misma. El presente trabajo consta de cuatro capítulos, desglosados de la siguiente manera:

- ✓ El primer capítulo, presenta el planteamiento del problema, el cual se establece la situación actual, los objetivos proyectados, así como la delimitación y la justificación del proyecto.
- ✓ En el segundo capítulo, se describen los diferentes trabajos y estudios previos relacionados con el tema. Así como también se exponen todos los fundamentos teóricos en los que se sustenta la investigación.
- ✓ En el tercer capítulo se describe el marco metodológico, donde se establece el tipo de investigación, y se presenta la metodología a desarrollar para lograr los objetivos.
- ✓ El cuarto capítulo del proyecto presenta todo lo relacionado con el desarrollo de los cálculos necesarios para obtener los resultados que satisfacen los objetivos planificados para luego establecer las conclusiones y recomendaciones que resultan del presente trabajo.



EL PROBLEMA.

1.1.- El Planteamiento del Problema

Durante la segunda mitad del Siglo XIX, cuando no se conocían otros medios de transporte más que los tranvías de tracción animal y los ómnibus, nacía la necesidad de idear un sistema capaz de trasladar aceleradamente a los pasajeros, entre el centro y la periferia de las grandes urbes.

Muchas ciudades del viejo continente “especialmente Londres” se preocuparon por establecer ferrocarriles urbanos a nivel y subterráneos, aunque en principio no dieron los resultados esperados, fundamentalmente debido al uso de locomotoras a vapor, luego la ingeniería encontró en la electrificación, la solución al anacronismo de los sistemas de transporte y así comenzó la revolución del tráfico urbano.

El sistema de transporte subterráneo viene desarrollándose desde el siglo XIX, específicamente desde el año 1863, fecha en que se puso en funcionamiento el primer tren metropolitano en la ciudad de Londres, desde esa fecha en adelante su implantación y desarrollo ha crecido de manera gradual y ascendente hasta nuestros días. Algunas de las primeras ciudades que disfrutaron de un transporte subterráneo fueron, Londres (1863), Atenas (1869), Estambul (1875), Viena (1893), Budapest (1896), Glasgow (1897), París (1900), Boston (1901), Berlín (1902), Nueva York (1904), Filadelfia (1907) y Hamburgo (1912) [1].



En Venezuela la construcción de sistemas de transporte subterráneos se inició en 1964, con el Metro¹ de Caracas, el cual inicio sus operaciones en 1983. A partir de la década de los noventa del siglo XX, se dio inicio a la construcción del Metro de Valencia, Maracaibo y Los Teques, los cuales tienen como objetivo aliviar el tráfico en esas importantes ciudades del país.

El Metro de Valencia, planificado dentro del plan general de desarrollo urbano de la ciudad de Valencia, denominado “Valencia 2020”, es un sistema de transporte masivo, cuya construcción se ha financiado por el Ejecutivo Nacional desde el año 2000, a través del Ministerio del Poder Popular para la Infraestructura, como parte del Plan Ferroviario Nacional. El mismo, es un proyecto que se ha venido consolidando desde hace más de 30 años, teniendo un gran avance a principio de los noventa, cuando se creó la **C.A. Metro de Valencia** (ente rector para la construcción y operación del metro), y desde entonces se ha estado fortaleciendo, a través del desarrollo de los estudios básicos, elaborados para la selección del sistema de transporte idóneo (metro ligero) [2].

El Metro de Valencia tiene como objetivo brindar un servicio de transporte masivo, rápido, seguro, confortable y económico, que servirá como catalizador fundamental en el ordenamiento de la ciudad. Proyectado para conformar cuatro líneas con un total de 25 Km y 31 estaciones, interconectándose con el Tramo Ferroviario Ezequiel Zamora, específicamente sobre el tramo Puerto Cabello-Encrucijada en las Estaciones Simón Bolívar al Norte de la ciudad y San Diego al Este de la misma.

¹ Metro, proviene de Ferrocarril Metropolitano (http://es.wikipedia.org/wiki/Ferrocarril_metropolitano).



La primera etapa de la línea 1, la cual está en funcionamiento, comienza al sur de la ciudad, en las cercanías de la Plaza de Toros Monumental de Valencia, hasta el centro de la ciudad en la Avenida Cedeño. Las obras de la etapa 2 de la línea 1, se encuentran en ejecución y estará compuesta por seis estaciones, que abarcan 4,6 km de extensión, en los que se trabaja a paso acelerado, ya que se construyen seis estaciones simultáneamente. Estas son Cámara de Comercio, Rectorado, Los Sauces, El Viñedo, Majay y Guaparo.

La estación los Sauces será una estación destinada a las actividades propias de una estación de pasajeros para un sistema de transporte masivo, presentando características típicas de una estación del tipo subterráneo, como lo son los tres niveles que la conforman, con un largo entre 132 y 148 m y un ancho entre 18 y 24 m [3].

Estos tres niveles son: una Planta Nivel Superficie, para el acceso peatonal a la estación desde las aceras este y oeste de la Avenida Bolívar Norte, además de acceder a locales comerciales, un nivel superior (perteneciente a la Planta Nivel Superficie), que contiene una sala de máquinas del Sistema de Enfriamiento Mecánico y otra la Planta de Emergencia. Una Planta Nivel Mezzanina de tránsito para los usuarios, que permitirá, la comunicación entre los niveles de superficie y andén. Una Planta Nivel Andén para espera y acceso a los trenes.

Cada Nivel brinda un buen diseño arquitectónico dotado de ambientes bien estructurados para desarrollar en ellas sus funciones específicas. En cuanto al sistema eléctrico, cada nivel requiere de cuartos técnicos, donde se hallaran los tableros y equipos de la estación, que son de vital importancia para llevar a cabo la distribución eléctrica en baja tensión (480GrdY/277V y 208GrdY/120V); que a partir de los tableros principales de la estación darán energía a los equipos, sistemas auxiliares y



tableros de baja tensión secundarios. Los sub-tableros dispuestos en los cuartos técnicos alimentarán los circuitos de alumbrado, fuerza, tomacorrientes y equipos menores de la estación.

Para el desarrollo de dicho proyecto, se cuenta con el apoyo de la empresa ICOCENCA, C.A., que desde el año 1986, está dedicada a la prestación de Servicios de Profesionales para la elaboración de proyectos de Ingeniería, Procura y Construcción de obras en el País. La principal área de injerencia de la empresa es la región que constituye el eje Occidental, Central y Oriental del país. El presente trabajo se realizará en dicha empresa y tiene como finalidad el estudio de las instalaciones eléctricas de baja tensión para una estación de transporte subterránea de pasajeros, dicha estación en estudio tiene por nombre Los Sauces perteneciente a la línea 1, segunda etapa, del Metro de Valencia. El diseño se regirá por normas nacionales e internacionales para este tipo de construcciones, donde se incluirá canalizaciones, circuitos de derivaciones, alimentadores, tableros, entre otros. Todos dispuestos para alimentar el alumbrado, tomacorrientes, equipos menores y equipos mayores de la estación previendo los niveles de confiabilidad del suministro de energía en baja tensión, estimación de la demanda, criterios de caída de voltaje en 480/277V y 208/120, cálculo de tierra y neutros, cálculo de cortocircuito e iluminación. Este proyecto contribuirá con el aumento del bienestar y desarrollo de las comunidades, ya que el buen diseño de la estación, brindará seguridad a todas las personas que allí estén, logrando que estas se sientan cómodas y seguras a la hora de movilizarse de un lugar a otro, y en caso de alguna falla, no poner en riesgo la vida de las personas. Es evidente que de no realizarse el estudio de las instalaciones eléctricas de baja tensión de la estación Los Sauces, no se cumplirían ninguno de los objetivos establecidos para culminar dicha estación, de tal forma que el Metro de Valencia siga avanzando y trasladando a personas de una manera eficaz y rápida, a lo largo de las cuatro líneas previstas en el proyecto global, de las cuales solo la primera etapa de la línea 1 ha sido construida por completo.



1.2.- Formulación del Problema:

La realización del estudio eléctrico de baja tensión para una estación de transporte subterráneo de pasajeros, permitirá comprender su distribución eléctrica (480GrdY/277V y 208GrdY/120V), a partir de los tableros principales de baja tensión de la estación que suministrarán energía a los equipos, sistemas auxiliares y tableros secundarios. Los subtableros dispuestos en los BTS (cuartos de tableros secundarios para baja tensión), alimentarán los circuitos de alumbrado, fuerza, tomacorrientes y equipos menores de la estación.

Es necesario considerar los aspectos siguientes:

- Identificar cuáles son los objetivos y normas establecidas, para realizar dicho estudio.
- De qué forma dicho estudio, contribuirá con el aumento del bienestar y desarrollo de las comunidades, ya que el buen diseño de la estación, brinda seguridad a todas las personas que allí estén, logrando que estas se sientan cómodas y seguras a la hora de movilizarse de un lado a otro, y en caso de alguna falla, no poner en riesgo la vida de las personas.



1.3.- Objetivo General.

Realizar el Estudio de las Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión para una Estación de Transporte Subterránea de Pasajeros. Caso; Estación Los Sauces de la Línea 1, Etapa 2 del Metro de Valencia C.A.

1.4.- Objetivos Específicos.

1. Elaborar una memoria descriptiva recopilando la información necesaria para el estudio de las instalaciones eléctricas de baja tensión de una estación de transporte subterráneo de pasajeros.
2. Desarrollar el estudio de cargas de la estación.
- 3.- Realizar los cálculos de diseño de la estación.
- 4.- Hacer las especificaciones generales.
- 5.- Realizar los cómputos métricos utilizando el software LuloWin.
- 6.- Elaborar los planos pertinentes.



1.5.- Justificación de la Investigación.

La edificación diseñada de la estación Los Sauces, presenta varios ambientes que requieren la instalación de diversas cargas eléctricas como equipos de aire acondicionado y enfriamiento mecánico, equipos de ventilación, equipos de bombeo entre otros, al igual que cargas de iluminación, equipos menores y tomacorrientes, que requieren un diseño adecuado, seguro, y confiable, a través del cual, pueda distribuirse la energía eléctrica necesaria en cada uno de los ambientes de la estación, para así garantizar, la comodidad y el buen servicio a la comunidad.

Al hablar de una edificación subterránea las necesidades energéticas de los equipos aumentan; en el área de enfriamiento mecánico, las unidades manejadoras de aire serán de mayor potencia ya que el flujo de aire requerido es mayor que para una edificación superficial, con lo que se proveerá a la estación de aire, a una temperatura y humedad, tales que permitan percibir al usuario un nivel confortable. En el área de ventilación de emergencia, como consecuencia de la presencia de un posible caso de incendio, se debe de contar con los medios necesarios para extraer el calor y el humo que se libere, de manera de garantizar una evacuación segura de los usuarios y personal que trabajan en la edificación, así como facilitar luego las labores de extinción, pero la condición de emergencia más seria, es cuando el incendio ocurre en un vagón detenido en medio del túnel o en el andén, esto interrumpe el tráfico de trenes y requiere la evacuación de los pasajeros, esto propone la instalación de dos grupos de ventiladores para garantizar que el camino de evacuación más corto esté libre de humo; todo esto amerita un estudio más detallado por ser una estación de tipo subterráneo bajo la norma NFPA 130, donde comenzó a trabajar el Comité para los sistemas de transporte sobre guías fijas debido al riesgo potencial de atrapamiento y daños de un gran número de personas que habitualmente utilizan estas instalaciones para el transporte de masas, todo lo mencionado anteriormente está estrechamente relacionado con el diseño de las instalaciones eléctricas y sus materiales, los cuales deben regirse por las normas NFPA 130, esto hace la diferencia



con respecto a otras instalaciones eléctricas. Otra ventaja que justifica la realización del proyecto es que, mediante el mismo, se obtendrá una metodología de diseño que pueda ser utilizada para el diseño de las estaciones restantes y para el desarrollo de proyectos similares, los cuales son comunes en el área de la ingeniería eléctrica.

Debido a la crisis actual del sistema eléctrico, el estudio a realizar se optimizará para un consumo de energía eficiente y ahorrativa, lo cual, es muy necesario en la actualidad, donde el país atraviesa por una crisis energética.

La estación Los Sauces para su estudio además de contar con un conjunto de normas establecidas, cumple con las normas NFPA 130 (National Fire Protection Association), como se mencionó anteriormente, cuyo objetivo es establecer los requisitos mínimos que garantizan un nivel razonable de seguridad desde el punto de vista de incendio, así como sus peligros asociados, para garantizar la protección de vidas y bienes materiales de los efectos del fuego. Contribuir con el desarrollo del estudio de las instalaciones eléctricas de baja tensión de la estación, que posteriormente será ejecutado en obra, es de suma importancia para la culminación del Metro de Valencia, ya que sin las estaciones del Metro terminadas sería imposible su propósito de formar parte de un sistema de transporte masivo, confiable, confortable y seguro que beneficiará a miles de familias en su vida diaria durante el desplazamiento por la ciudad, mejorando su calidad de vida, además de ayudar con el ordenamiento de la ciudad, con el objeto de disminuir la cantidad de flujo vehicular existente actualmente y que a demás, colapsa a toda la ciudad.

A nivel académico tiene una gran relevancia, ya que aporta material a la línea de investigación en el área de Ingeniería Eléctrica Aplicada del Departamento de Potencia bajo la Coordinación del Prof. Rubén Terán, que actualmente no posee, a pesar de la gran importancia del Metro a la ciudad y el aporte que debe hacer la Universidad de Carabobo para su desarrollo.



1.6.- Alcance y Delimitaciones.

De Espacio (geográfico): El trabajo de grado se realizará para la estación subterránea de pasajeros Los Sauces, línea 1, segunda etapa del Metro de Valencia.

De Tiempo: La recopilación de la información para la realización del estudio de las instalaciones eléctricas de baja tensión para la estación de la línea 1, etapa 2 del Metro de Valencia, estación los Sauces se llevará a cabo desde marzo del 2009 hasta julio del 2009, para luego comenzar a desarrollar el proyecto de dicho diseño desde julio de 2009 hasta mayo de 2010 con toda la información ya establecida.

De Contenido: El estudio de las instalaciones eléctricas de baja tensión se desarrollará en base a las normas existentes y a los criterios de diseño aprobados por la C.A Metro de Valencia. La arquitectura de la estación Los Sauces es fundamental para realizar dicho estudio, ya que es la base para ubicar los transformadores secos de la estación, planta de emergencia, Sistema UPS, tableros principales de baja tensión, Centros de Control de Motores (CCM), subtableros y las cargas asociadas para la realización de los planos de fuerza, al igual que el sistema de iluminación. Este proyecto comprende la distribución eléctrica en baja tensión (480GrdY/277V y 208GrdY/120V) a partir de los tableros principales de baja tensión de la estación que darán energía a los equipos, sistemas auxiliares y tableros de baja tensión secundarios. Los subtableros alimentarán los circuitos de alumbrado, fuerza, tomacorrientes y equipos menores de la estación.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema.

Los sistemas eléctricos de potencia constituyen un elemento fundamental para impulsar el desarrollo económico y social de una nación. La eficiencia en la gestión y optimización de los recursos debe ser prioridad en todos los sectores de una empresa eléctrica.

El propósito que caracteriza a un sistema eléctrico de potencia es el de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica de forma eficiente; en el país, el sistema eléctrico está definido en subsistemas que pueden ser manejados en forma independiente a través de filiales de La Corporación Eléctrica Nacional, denominados: producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Uno de los aspectos más inquietantes de una empresa eléctrica es la evaluación y cuantificación de las pérdidas dentro de su área de concesión a todos los niveles, bien sea en transmisión, sub-transmisión, generación, redes de distribución primarias y secundarias, alumbrado público y sistemas de medición; esto es debido a que el porcentaje de pérdidas de energía eléctrica de cada empresa es un indicador de cuan eficiente es, el cual representa pérdidas financieras para la empresa, en la que influyen diversos factores, donde los mismos deben ser controlados, tomando en cuenta el conocimiento del por qué, dónde y en qué se producen estas pérdidas.

Para lograr un efectivo suministro de energía eléctrica, debe lograrse a total cabalidad el propósito de un sistema eléctrico de potencia, llevando desde las centrales de generación a los grandes centros de consumo la energía necesaria para satisfacer a una demanda que cada año experimenta un crecimiento, pasando por las líneas de transmisión, las subestaciones y las redes



de distribución, siendo esta última la encargada de llevar la energía al consumidor final. Por esta razón y debido a diferentes causas, se producen pérdidas eléctricas que surgen como consecuencia de la eficiencia limitada con la que cuentan cada uno de los subsistemas de un sistema eléctrico de potencia; es por ello que se puede aseverar que las pérdidas eléctricas son inevitables [10] pero pueden controlarse.

Por otra parte, las pérdidas no técnicas se definen como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas por el mismo, las cuales no constituyen una pérdida real para la economía, dado que la energía que no se factura es utilizada por los usuarios para alguna actividad que económicamente se integra a nivel general, no obstante para la empresa prestataria representa una pérdida económica debido a que reciben parte o ninguna retribución por el valor de la energía consumida [11].

Un valor recomendado para las pérdidas técnicas debe ser menor o igual al 8% para un sistema eléctrico (incluyendo la generación, transmisión, distribución y comercialización) y un 5% correspondiente a las pérdidas no técnicas para dar un total de pérdida igual al 13% de la energía entregada a la red [11]. Lo anterior resulta contradictorio para el caso de la Electricidad de Valencia, debido a que en el mes de enero de 1997 las pérdidas totales se ubicaban en 39,76% (técnicas y no Técnicas) [7] en todo su sistema eléctrico.

Este hecho generó muchas inquietudes en la directiva de la Electricidad de Valencia, viéndose en la necesidad de tomar acciones correctivas en todo su sistema eléctrico, con el objetivo de disminuir este valor, observando sus efectos al final del año 1997 con un valor cercano al 37,09%, y paulatinamente fue decreciendo año tras año; y para la fecha de agosto de 2006, el porcentaje de pérdidas se ubicaba en 17,31%.

Este porcentaje incluye tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas; actualmente, la Electricidad de Valencia está tomando como criterio para estimar pérdidas técnicas en la red de baja tensión, como el 3,2% del total energía despachada por ELEVVAL (generación más compras),



siendo éste un valor fijo en el tiempo y para cualquier condición y circuito de distribución de baja tensión [3]. Este criterio no permite a la empresa manejar cifras exactas de cuánto son sus pérdidas técnicas reales en baja tensión.

Debido a la falta de precisión en el criterio que se ha estado aplicando y a los altos valores de pérdidas técnicas totales alcanzados (8,42% para septiembre de 2008, este valor incluye el 3.2% de pérdidas técnicas correspondientes a la baja tensión), se manifiesta la necesidad de conocer con mayor exactitud la cantidad de energía (específicamente técnica) que se pierde en las redes de la Electricidad de Valencia (particularmente en las redes de baja tensión), a fin de adecuar o normalizar zonas que engañosamente están controladas.

En consecuencia, actualmente la empresa cuenta con medidores totalizadores en 3600 puntos de transformación asociados a las redes de baja tensión, partiendo de este hecho la empresa realizó un trabajo de investigación en conjunto con la Universidad de Carabobo titulado “Metodología para la determinación de pérdidas técnicas de energía en redes de baja tensión y acometidas basadas en mediciones de energía con medidores totalizadores (Caso: C.A. Electricidad de Valencia)”, en el año 2007, donde los autores fueron: De Abreu Elven y Ledezma Vicente [3]. En este trabajo se tomó una muestra aleatoria de 200 puntos de baja tensión que contaran con medidores totalizadores, adicionalmente este estudio se realizó contemplando los ramales de baja tensión y las acometidas, obteniéndose resultados de pérdidas técnicas en estas redes en el orden de 1% en base a la energía total despachada por la empresa, pero el hecho de no contar con una muestra más significativa y de un sistema que se encargue de procesar toda la información proveniente de los medidores totalizadores, impide dar conocimiento de cifras que permitan saber cuánta energía se pierde realmente en este subsistema, por tal razón esta metodología no fue implementada en la empresa, para ese fecha.

Por lo expuesto anteriormente, en el presente trabajo se desarrolla un sistema de gestión para la estimación de pérdidas técnicas de energía en toda la red eléctrica de la Electricidad de Valencia, basado en manejadores de base de datos.



1.2 Objetivos.

1.2.1 Objetivo General.

Diseñar un sistema de gestión para la estimación de pérdidas técnicas de energía, existentes en la red eléctrica de Electricidad de Valencia (transmisión y distribución), basado en manejadores de base de datos.

1.2.2 Objetivos Específicos.

- Establecer los parámetros necesarios para determinar las pérdidas técnicas asociadas al sistema eléctrico de ELEVVAL.
- Actualizar, digitalizar y procesar los datos correspondientes al 17% del total de los puntos de transformación de ELEVVAL (aproximadamente 1050 puntos), utilizando una herramienta computacional empleada en la empresa para el cálculo de pérdidas técnicas en ramales de baja tensión.
- Desarrollar un sistema de gestión que permita estimar las pérdidas técnicas de energía en la red eléctrica de ELEVVAL; esto incluye líneas de transmisión y subestaciones, así como redes y transformadores de distribución, haciendo uso de manejadores de base de datos.
- Obtener resultados de pérdidas técnicas de energía, de gran exactitud que se asemejen a valores reales y comparar estos con los estimados en metodologías anteriores empleadas por ELEVVAL.



1.3 Justificación.

En términos generales un sistema eléctrico visto desde una perspectiva social, económica y productiva, pone en evidencia el nivel de importancia que éste representa para el desarrollo de un país, en tal sentido se hace necesario contar con una empresa eléctrica que sea responsable y que además sea lo más confiable, segura, rentable y eficiente, que garantice un servicio de óptima calidad para todos los usuarios.

Considerando lo antes planteado, en la investigación se desarrolla un sistema que se encarga de procesar la información proveniente de los medidores ubicados en cada nivel del sistema eléctrico de ELEVAl, y generar resultados que permiten a la empresa tener conocimiento de cuanto son sus pérdidas técnicas y no técnicas de energía mensual y anual, lo que facilita medir cuan rentable y eficiente es.

Este estudio brinda la oportunidad a la empresa de obtener planos actualizados de sus redes eléctricas, en lo que a media y baja tensión se refiere, de igual manera le permite conocer las condiciones y el estado en que se encuentran los puntos de transformación, precisar la cantidad de suscriptores, verificar que no existan acometidas ilegales y tomas clandestinas, logrando así cuantificar sus pérdidas técnicas [10].

De este modo repercute de manera económica para la empresa, debido a que si se tiene una mayor precisión en el cálculo de las pérdidas técnicas, esto va a permitir obtener un mejor control de las pérdidas no técnicas, beneficiándola en materia de recuperación de energía, mejorando la eficiencia e incrementando los ingresos para la empresa [10].

En materia de calidad de energía, un sistema de gestión permite tener conocimiento de la situación en la que se encuentra el sistema eléctrico de ELEVAl, indicando las zonas en condiciones más desfavorables y que se encuentren en estado crítico; con esta información la



empresa puede tomar las decisiones correctivas y así prestar un servicio de óptima calidad a los usuarios.

Cabe destacar que esta investigación se realizó bajo la supervisión de la Universidad de Carabobo y la Electricidad de Valencia; creando canales de cooperación entre ambas partes, donde el aporte de la Universidad es de nivel profesional; en la que se genera una solución eficiente ante un problema que se está suscitando en la Empresa. Es importante señalar que se trata de una empresa prestadora de servicio de energía eléctrica, que atiende una población de aproximadamente 120000 usuarios, en la que las personas que hacen vida dentro de la Universidad de Carabobo (docentes, alumnos, personal administrativo y obreros) que habitan en el Estado Carabobo y que obtienen el suministro de energía eléctrica de esta empresa se ven afectados de manera directa por las deficiencias que ésta tenga, debido a que no tendrían un servicio de calidad. Puede decirse entonces que este problema afecta a todos, y esta solución beneficia a los usuarios, incrementando el grado de satisfacción.

En términos generales contar con un sistema automatizado que se encargue de procesar la información generada en los medidores de la empresa, resulta ser importante debido a que logra mostrar claramente la situación en la que se encuentran las redes del sistema eléctrico de ELEVVAL, separándolas por sectores, localidades, circuitos y subestaciones. Esto resulta ventajoso, ya que se pueden ubicar con facilidad los puntos más defectuosos y que se encuentren en mal estado, para así atacarlos rápidamente y lograr mejorar el servicio prestado, haciendo de ésta, una empresa eficiente, generando menores pérdidas y elevando su rentabilidad.

Este trabajo está enmarcado en la Línea de Investigación de Calidad de Energía del Departamento de Potencia de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo.



1.4 Alcance.

El desarrollo del procedimiento de gestión de pérdidas técnicas en las redes del sistema eléctrico de ELEVAL, busca plantear mejoras que permitan disminuir las pérdidas de energía, garantizando un servicio de manera continua y óptima calidad.

El estudio está enmarcado por la comprobación catastral de cada sector del estado Carabobo donde la Electricidad de Valencia presta su servicio, enmarcando la vialidad y el parcelamiento de cada sector, incluyendo un levantamiento detallado de los planos de media y baja tensión, señalando los puntos de transformación y las acometidas de los suscriptores; a su vez se determina la caída de tensión y la energía que se pierde en las redes de baja tensión del sistema eléctrico de ELEVAL.

La investigación se desarrolla en función a los datos suministrados por los medidores ubicados en cada uno de los niveles que conforman la red eléctrica de ELEVAL.



MARCO TEÓRICO

Para abordar el tema del estudio de las instalaciones eléctricas de baja tensión en una estación de transporte subterránea de pasajeros, el marco teórico orienta la investigación a partir de la base del conocimiento de los siguientes aspectos: antecedentes o estudios previos realizados en el tema, que sirvan de apoyo al proyecto, modelos o teorías sobre los cuales se sustenta la misma mas un glosario de términos cuya aplicación mejora la comprensión del presente trabajo de investigación.

2.1.- Antecedentes

Las investigaciones citadas a continuación, han sido guías para el inicio de las bases teóricas del trabajo que se desea realizar, son estas las siguientes:

Metro Valencia C.A. “Criterios de diseño del Metro de Valencia” (2003).

El Capítulo 24, dedicado a electricidad (equipos y servicios auxiliares), establece los criterios de diseño de los sistemas eléctricos necesarios en las estaciones, túnel, inmuebles, patios y talleres, y demás edificaciones del Metro. Tomando en cuenta los criterios generales con respecto a las canalizaciones y accesorios para electricidad al igual que su instalación, distribución de energía en baja tensión, límites de capacidad de corriente y caída de voltaje, capacidad de detención de interruptores, voltajes para motores, dimensionamiento de los transformadores de distribución, factores de demanda, tomacorrientes, el diseño del alumbrado entre otros como la parte de control de la estación. Estos criterios se emplearán como normas en el diseño de las instalaciones eléctricas de la estación.

Al igual que las Normas COVENIN vigentes aplicables al diseño, fabricación de dispositivos eléctricos y a la construcción de instalaciones para



distribución de electricidad. En aquellos casos no contemplados en las Normas COVENIN y normas europeas se podrán aplicar las Normas del país de origen de los dispositivos y, para equipos fabricados en los Estados Unidos de América o con patentes del mismo.

Quadri, Nestor. “Proyecto Eléctrico en edificios”, para optar al título de Ingeniero Electricista en la Universidad de Carabobo (2002).

Con este trabajo de grado se explica el procedimiento y criterios seleccionados para llevar a cabo el diseño de instalaciones eléctricas, además muestra planos y explicaciones para realizar los cálculos de caída de tensión entre otros. Con dicho trabajo, se amplían los conocimientos en todo lo que se refiere a procedimientos y técnicas para diseñar instalaciones eléctricas en edificios, tomando en cuenta que dicho diseño es de gran aporte para el diseño de iluminación de los cuartos técnicos de la estación.

“Luminotecnia arquitectónica y urbana”. Departamento de construcción arquitectónica de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (2006).

Trabajo en el cual se definen los factores fundamentales en el campo de iluminación, se realiza una clasificación de luminarias y se establecen las recomendaciones para iluminar espacios de distinta índole con diferentes tipos de luminarias. La mencionada investigación proporciona algunas recomendaciones para alumbrar instalaciones de edificios y proporciona tablas que explican los niveles de iluminación en los distintos espacios de la edificación.



Tassoni, D y Christol A. “Diseño de instalación eléctrica y sistema de control para una planta de tratamiento de aguas residuales”, para optar al título de Ingeniero Electricista de la Universidad de Carabobo (2008).

En este trabajo de grado los autores se enfocan en el diseño de la instalación eléctrica de una planta de emergencia de aguas residuales, al igual que el diseño del sistema de control, donde su aporte fue de valiosa ayuda para completar el Capítulo II, en cuanto a conceptos importantes.

Gálvez, J. “Diseño del Sistema Eléctrico para la Universidad Nacional Experimental de las Fuerzas Armadas, Ubicada en el estado Nueva Esparta”, para optar al título de Ingeniero Electricista en la Universidad de Carabobo (2008).

Esta investigación tuvo por objetivo diseñar el sistema eléctrico para la Universidad Nacional Experimental de las Fuerzas Armadas, y se desarrolla utilizando un sistema informático para procesar el diseño de todo el sistema eléctrico de un edificio. Esta investigación sirve de apoyo al presente trabajo en lo que respecta a definiciones e información relacionada con instalaciones eléctricas e iluminación.

Parra, L. “Reestructuración del sistema eléctrico del Centro Médico San Joaquín”, para optar al título de Ingeniero Electricista de la Universidad de Carabobo (2008).

En esta investigación se emplea la reestructuración del sistema eléctrico, implementando un nuevo diseño de iluminación de interior y dimensionamiento de una planta de emergencia para suministrar energía eléctrica en caso de falla eléctrica. La cual aporta información necesaria para la iluminación e implementación de la planta de emergencia de la estación Los Sauces.



“Sistemas Ferroviarios para el Transporte de Vehículos y Viajeros sobre guías fijas”. NFPA 130 (National Fire Protection Association) (2000).

El objetivo de esta normativa estándar es establecer los requisitos mínimos que garantizan un nivel razonable de seguridad desde el punto de vista de incendio y sus peligros asociados. La seguridad contra incendios en los sistemas para el transporte de vehículos y viajeros sobre guías fijas será alcanzada a través de una combinación de factores como son el diseño de instalaciones, equipos de operación, hardware, procedimientos y software, para garantizar la protección de vidas y bienes materiales de los efectos del fuego. La implementación de esta norma es fundamental y exigida por el Metro de Valencia C.A, para la elaboración del diseño de las instalaciones eléctricas de baja tensión de la estación Los Sauces.

Briceño, E y Páez, S “Diseño del sistema de acondicionamiento de ambiente para una estación de transporte subterráneo de pasajeros”, para optar al título de Ingeniero Electricista en la Universidad de Carabobo (2008).

El presente trabajo de grado consistió en el diseño del sistema de acondicionamiento de ambiente en la Estación Rectorado del Metro de Valencia. Se ha tomado como referencia en cuanto a las especificaciones de los motores que se utilizaron para el sistema de enfriamiento mecánico, para poderlos adaptar al diseño eléctrico de la estación Los Sauces.



2.2.- Bases Teóricas:

2.2.1.- Aspectos Básicos de las Instalaciones Eléctricas.

Para el desarrollo de este proyecto se toman algunos conceptos que son fundamentales como base de la presente investigación, siendo necesario explicar concepto de instalación eléctrica, objetivo, seguridad contra accidente e incendios, eficiencia, economía, accesibilidad, distribución, mantenimiento, clasificación, medidas de seguridad y diseño.

Instalaciones Eléctricas

Se entiende como el conjunto integrado por canalizaciones, estructuras, conductores, accesorios y dispositivos que permiten el suministro de energía eléctrica desde las centrales generadoras hasta el centro de consumo, para alimentar a las máquinas y aparatos que la demanden para su funcionamiento.

Para que una instalación eléctrica sea considerada como segura y eficiente se requiere que los productos empleados en ella estén aprobados por las autoridades competentes, que este diseñada para las tensiones nominales de operación, que los conductores y su aislamiento cumplan con lo especificado en el CEN, que se considere el uso que se dará a la instalación y el tipo de ambiente en que se encontrará. [4]

Objetivo de una Instalación Eléctrica

Puede decirse que el objetivo fundamental de una instalación eléctrica es el cumplir con los requerimientos planteados durante el proyecto de la misma, tendientes a proporcionar un servicio eficiente que satisfaga la demanda de los



aparatos que deberán ser alimentados con energía eléctrica. Para dar apoyo a lo anteriormente citado tendrán que conjuntarse los factores siguientes: [4]

- **Seguridad contra accidentes e incendios**

Ya que la presencia de la energía eléctrica significa un riesgo para el humano, se requiere suministrar la máxima seguridad posible para salvaguardar su integridad, así como la de los bienes materiales.

- **Eficiencia y Economía**

En este rubro deberá procurarse conciliar lo técnico con lo económico y es donde el proyectista deberá mostrar su ética profesional para no perjudicar al cliente.

- **Accesibilidad y Distribución**

Es necesario ubicar adecuadamente cada parte integrante de la instalación eléctrica, sin perder de vista la funcionabilidad y la estética.

- **Mantenimiento**

Con el fin de que una instalación eléctrica aproveche al máximo su vida útil, resulta indispensable considerar una labor de mantenimiento preventivo adecuada.

Clasificación de las Instalaciones Eléctricas

Las instalaciones eléctricas pueden clasificarse tomando como base varios criterios. Si se consideran las etapas de generación, transformación, transmisión y



distribución se tendría que hablar de las centrales eléctricas, de los transformadores elevadores, de las líneas de transmisión, de las subestaciones reductoras y de las redes de distribución.

Si se clasifican a las instalaciones eléctricas en función de su voltaje de operación, necesariamente habría que mencionarse: extra alta tensión, alta tensión, mediana tensión y baja tensión.

La instalación eléctrica de baja tensión (BT) Se define como el conjunto de aparatos y de circuitos asociados con el fin particular de la producción, la conversión, la transformación, la transmisión, distribución o la utilización de la energía eléctrica con unas tensiones nominales iguales o inferiores a 1000 V para corriente alterna y 1500 V para corriente continua.

Las instalaciones eléctricas pueden ser tipo residencial, comercial, industrial y especial (hospitales, colegios, instalaciones deportivas, etc.), las cuales se explican por sí mismas.

Tomando en cuenta la anterior clasificación y considerando las características de los locales o aéreas en donde se desarrollarán las instalaciones, estas pueden denominarse como: [4]

- **Totalmente visibles**

En este caso, todas las partes componentes de la instalación eléctrica se encuentran a la vista y sin ningún elemento que le sirva como protección contra esfuerzos mecánicos, ni como protección en contra del medio ambiente.



- **Visibles entubadas**

Las instalaciones eléctricas son así realizadas, ya que las estructuras de la construcción y el material de los muros impiden empotrar las canalizaciones, en este caso si existe protección mecánica o contra los factores ambientales.

- **Provisionales**

Este tipo de instalaciones se construyen para abastecer de energía eléctrica por periodos de tiempo cortos, como es en el caso de ferias, carnavales, exposiciones, juegos mecánicos, servicios en obras en proceso, etcétera.

- **De emergencia**

Cuando se requiere contar con suministro continuo de energía eléctrica, se coloca una planta de emergencia que generalmente se pone en operación automáticamente al faltar la energía que proporciona la compañía suministradora. Es muy usual encontrar este tipo de instalaciones en grandes centros comerciales, hospitales, teatros, cines y en industrias que cuentan con un proceso de fabricación continuo.

- **Parcialmente ocultas**

Se localiza este tipo de instalación en naves industriales donde parte de la canalización va por pisos y muros y la restante por armaduras; en edificios de bancos, oficinas y centros comerciales que cuentan con falso plafón.



- **Totalmente ocultas**

En este caso la instalación eléctrica presenta un muy buen acabado, ya que quedan visibles solamente las tapas de los tomacorrientes, de los interruptores y de los centros de carga o tableros. Poseen el grado más alto de estética cuando los accesorios son de buena calidad y presentación.

- **A prueba de explosión**

Las instalaciones eléctricas a prueba de explosión se construyen en los locales y ambientes donde existen polvos o gases explosivos, así como partículas en suspensión factibles de incendiarse. Las canalizaciones deberán cerrar herméticamente. Por ejemplo, se desarrollan este tipo de instalaciones en molinos de trigo, minas de tiro, gaseas, plantas petroquímicas, etc.

Medidas de seguridad en instalaciones eléctricas

- Al realizar una instalación eléctrica deben tenerse en cuenta los dos peligros principales enunciados: descarga eléctrica e incendio o explosión.
- Afortunadamente en los últimos años han aparecido nuevos materiales y dispositivos que han perfeccionado los sistemas de seguridad.
- Los equipos e instalaciones deben construirse e instalarse evitando los contactos con fuentes de tensión y previendo la producción de incendio. Al seleccionar los materiales que se emplearán hay que tener en cuenta las tensiones a que estarán sometido.



- El control de estas operaciones, así como la puesta en funcionamiento de estos equipos, deben de estar a cargo de personal con experiencia y conocimientos.
- Al instalar los equipos eléctricos debe dejarse lugar suficiente alrededor de los mismos como para permitir no solo el trabajo adecuado sino también el acceso a todas las partes del equipo para su reparación, regulación o limpieza.
- Los lugares donde existan equipos de alta tensión no deben usarse como pasaje habitual del personal.
- Los conductores se señalarán adecuadamente, de manera que sea fácil seguir su recorrido. Deben fijarse a las paredes firmemente y cuando vayan dentro de canales, caños, etc., tendrán a intervalos regulares, lugares de acceso a los mismos.
- Los conductores deben protegerse para impedir contactos accidentales. Es preferible que los conductores se ubiquen dentro de canales, caños, bandejas, etc. Para impedir su deterioro.
- Los tableros de distribución se utilizan para controlar individualmente los motores. Para evitar accidentes, conviene que estén blindados y encerrados, los elementos conectados a las fuentes de alta tensión, para evitar el acceso de personas no autorizadas. El piso alrededor de los mismos debe estar aislado y aquellos elementos conectados a fuentes de alta tensión deben de tener pantallas aislantes que permitan su reparación o regulación sin tocarlos.
- Los circuitos de cada uno de los elementos del tablero deben ser fácilmente individualizables y de fácil acceso.



- Para realizar reparaciones debe cortarse el flujo de electricidad.
- Los motores eléctricos deben aislarse y protegerse, evitando que los trabajadores puedan entrar en contacto con ellos por descuido. Cuando funcionen en lugares con exceso de humedad, vapores corrosivos, etc., deben protegerse con resguardos adecuados. [4]

Diseño de una instalación eléctrica

El diseño de una instalación eléctrica consiste en establecer los lineamientos de un proyecto para lograr una canalización eléctrica ajustada a los requerimientos del mismo. Bajo criterios, normativas y recomendaciones se establece la metodología a seguir para el diseño de las instalaciones.

Para lograr un diseño óptimo es necesario conocer toda la información relacionada con el servicio que pueden brindar las empresas de electricidad, así como las características de todas y cada una de las cargas a alimentar.

Una vez establecidos los parámetros por parte de la compañía de suministro de servicio eléctrico y los impuestos por el mismo proyecto, se procede al cálculo y escogencia de todos los componentes que conforman la red de alimentación a cada equipo que requiera energía eléctrica para su funcionamiento.

Uno de los principales elementos en una instalación eléctrica son los conductores, que dependiendo del consumo de corriente que exija la o las cargas y otros factores como, distancias, temperatura de trabajo, entre otros, determinaran el calibre del conductor. A continuación se describen los métodos utilizados para el dimensionamiento de los conductores: [5]



- **Capacidad de Corriente:**

La capacidad de corriente de un conductor no es más, que la cantidad de amperios que este puede soportar sin sobrepasar un cierto límite de temperatura, el cual, a la larga, de ser sobrepasado, afectará las cualidades físicas del conductor y su aislamiento, trayendo como consecuencia posibles fallas al sistema eléctrico del cual este conductor forma parte.

Todo conductor posee una capacidad de transportar corriente eléctrica a través de él. Esta capacidad está limitada por la conductividad del material conductor, así como, si este es desnudo o aislado. El hecho de que un conductor tenga una resistencia eléctrica al paso de una corriente por él, trae sus consecuencias, lo que se representará con efecto Joule por intervalo de tiempo.

$$W = I^2 R \text{ (Vatios)} \quad \text{(Ecuación 1)}$$

Se sabe que:

$$R = \frac{\rho L}{A} \quad \text{(Ecuación 2)}$$

Donde ρ es la resistividad del conductor, L la longitud y $W = Q/t$ (Joule/seg). La potencia consumida, según los valores que alcance provocarán un aumento de la temperatura respecto a la del ambiente. En el caso de conductor desnudo este calentamiento no afecta tanto el conductor si no se excede la temperatura de fusión del metal. Normalmente la temperatura de trabajo está muy por debajo de este valor. El calor producido en el conductor es disipado rápidamente en contacto con el aire.

En el caso de un conductor aislado, el efecto Joule deberá producir un calentamiento que este muy por debajo de la temperatura de fusión del aislante, a fin de no dañarlo ni acortar su vida útil. Si el conductor aislado esta al aire la disipación de calor se hace de forma espontánea y fácil, permitiendo refrescar el cable. En



condiciones que el cable se encuentre confinado en una canalización con otros conductores hará más difícil la disipación de calor provocándose un calentamiento mutuo. A medida que aumente el número de conductores el efecto será acumulativo, debiéndose en este caso reducir la corriente para no provocar el recalentamiento pernicioso. [6]

- **Caída de tensión**

Todo sistema eléctrico tiene como finalidad llevar energía a cargas o dispositivos que realizan un determinado trabajo. Estos dispositivos eléctricos tales como motores, luminarias, etc., necesitan para su normal operación un valor de tensión nominal, el cual, de no ser el adecuado podría dañar el equipo o simplemente no realizar bien el trabajo para el cual fue diseñado.

Estos equipos mientras realizan su labor, consumen potencia eléctrica lo cual se traduce en una determinada corriente, a un factor de potencia específico y un voltaje nominal de operación.

Esta potencia eléctrica es suministrada mediante conductores o cables, los cuales no son ideales, es decir, poseen una resistencia interna conocida gracias al área de su sección transversal y su longitud. La resistencia interna de los conductores viene dada en ohmios por metro, la cual se opone al paso de la corriente generando pérdidas por calentamiento y reduciendo el voltaje en terminales de los equipos.

Debido a que esta resistencia depende directamente de la longitud del conductor pero decae al incrementar el área transversal del conductor, lo que se hace es aumentar el calibre del cable para disminuir el efecto de caída de tensión y



mantenerlo en un porcentaje admisible para la operación de los equipos eléctricos del sistema.

En el caso de motores eléctricos se sabe que la corriente y el torque de arranque dependen de la tensión, por lo que una caída de tensión considerable ocasionaría un mayor tiempo de aceleración del motor, aumentando los requerimientos térmicos al cual está sometido el material aislante del equipo, afectándose considerablemente su vida útil, además de generar mayores probabilidades de que ocurra una falla. [7]

Para la selección del calibre del conductor se toma en cuenta la tolerancia del equipo a fluctuaciones de voltaje y los diseñadores tratan de mantener las caídas de tensión menores a 3%, con lo cual se garantiza la buena operación de los equipos sin incrementar excesivamente el calibre de los conductores para minimizar costos.

Se define caída de tensión en un sistema de distribución a partir del circuito equivalente de una línea corta como el que se muestra en la figura 2.2.

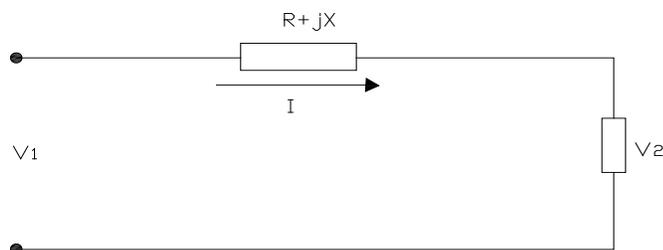


Figura 1.- Circuito equivalente de una línea corta.

Fuente: [7] Naranjo, A. (2006) Proyecto del sistema de distribución eléctrico. Pág. 72.

Considerando que en líneas cortas de sistemas de distribución, se desprecia la capacitancia de la línea, el diagrama fasorial queda como se indica en la figura 2, a través del cual se deduce que la caída de tensión de línea a neutro está dada por:

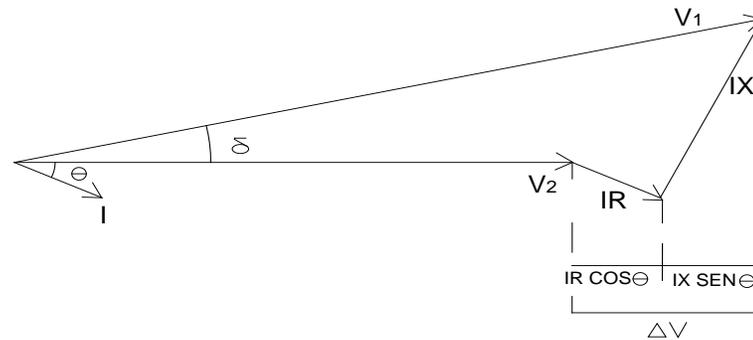


Figura 2.- Diagrama fasorial de una línea corta.

Fuente: [7] Naranjo, A. (2006) Proyecto del sistema de distribución eléctrico. Pág. 72.

$$\Delta V = (IR \times \cos \varphi + IX \times \sin \varphi) \quad (\text{Ecuación 3})$$

$$\Delta V = I(R \times \cos \varphi + X \times \sin \varphi) \quad (\text{Ecuación 3.1})$$

Tomando en cuenta que tanto “R” como “X” son función de la longitud del circuito quedan definidos de la siguiente manera:

$$R = rL \quad (\text{Ecuación 4})$$

$$X = xL \quad (\text{Ecuación 4.1})$$

Reemplazando la ecuación 2.4.1. y 2.4.2, en 2.3.1, esta quedará ahora:

$$\Delta V = IL \times (r \times \cos \varphi + x \times \sin \varphi) \quad (\text{Ecuación 5})$$

La cual podrá ser convertida como se muestra a continuación para calcular el porcentaje de caída de tensión.

$$\%V = \frac{kVAL}{10 \times (kV)^2} \times (r \cos \varphi + x \sin \varphi) \quad (\text{Ecuación 6})$$



Si la sección transversal del conductor es uniforme la constante de distribución será única, la cual viene definida con la ecuación 7.

$$K_D = \frac{1}{10 \times (kV)^2} \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (\text{Ecuación 7})$$

Donde:

K_D : Constante que llamaremos “constante de distribución”.

kVA : Son los kVA trifásicos correspondientes a cada tramo del troncal principal.

L : Longitud de cada tramo (Km.).

R : Resistencia del conductor ($\Omega/Km.$).

X : Reactancia del conductor ($\Omega/Km.$).

φ : Angulo del factor de potencia visto desde el nodo 1.

kV : Tensión nominal de línea a línea del circuito de distribución

Circuito con sección uniforme de conductor.

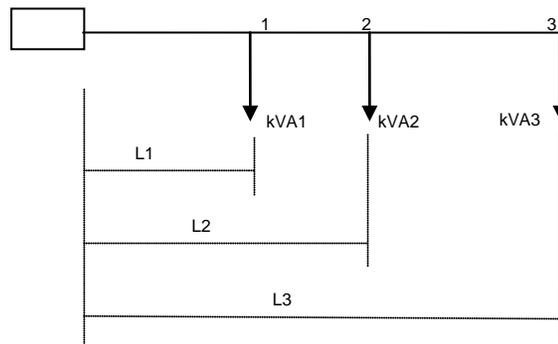


Figura 3.- Circuito con sección uniforme del conductor.

Fuente: Naranjo, A. (2006) Proyecto del sistema de distribución eléctrico. Pág. 80.



Tenemos que la caída total de tensión es:

$$V_{0-3} = V_{0-1} + V_{1-2} + V_{2-3} \quad (\text{Ecuación 8})$$

De donde:

$$V_{0-1} = K_D \times (kVA_1 + kVA_2 + kVA_3) \times L_1 \quad (\text{Ecuación 8.1})$$

$$V_{1-2} = K_D \times (kVA_2 + kVA_3) \times (L_1 - L_2) \quad (\text{Ecuación 8.2})$$

$$V_{2-3} = K_D \times (kVA_3) \times (L_3 - L_2) \quad (\text{Ecuación 8.3})$$

En caso general:

$$\%V = K_D \times \sum_{i=1}^n (kVA_i \times L_i) \quad (\text{Ecuación 9})$$

Estableciendo la analogía al cálculo de resistencia de materiales, vemos que se reduce a calcular el momento de las cargas en kVA.m o kVA.Km con respecto del punto de alimentación del tramo. Otra forma de representar la caída de tensión es la siguiente:

$$\%V = K_D \times (kVA_t) \times L_e \quad (\text{Ecuación 10})$$

En la ecuación anterior se representa L_e , que es la longitud equivalente, esta es la longitud que se supone en la que actúa la carga total kVA_t para producir la misma caída de tensión expresada en la ecuación anterior.

$$L_e = \frac{\sum kVA_i \times L_i}{\sum kVA_i} \quad (\text{Ecuación 11})$$



- **Estudio de Cortocircuito**

Una vez conocidos todos los calibres de los conductores alimentadores de las cargas, es necesario determinar la capacidad de cortocircuito que puede soportar la red que ellos conforman.

“Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto donde ocurre la falla”.

Entre las causas más frecuentes de cortocircuito a nivel de instalaciones comerciales e industriales se pueden mencionar las debidas a la ruptura o debilitamiento del aislamiento de conductores y/o equipos, además de los producidos por agentes ambientales.

La determinación de las corrientes de cortocircuito en los sistemas de distribución de energía, reviste el mismo carácter básico y de igual importancia que la determinación de las intensidades de carga en el diseño de los interruptores, fusibles y arrancadores para motores.

Aún cuando la magnitud de las corrientes de cortocircuito a menudo es más fácil de determinar que las intensidades de carga, existe cierto desconocimiento sobre estas. Por esta razón existe una gran cantidad de sistemas en servicio que tienen una protección contra cortocircuitos completamente inadecuada. [7]



Básicamente, se pueden destacar cuatro clases de cortocircuito:

- Monofásico: Al ponerse en contacto una fase cualquiera a la tierra del sistema.
- Bifásico: Se ponen en contacto dos fases cualesquiera del sistema.
- Bifásico a tierra: Se ponen en contacto dos fases cualesquiera y la tierra del sistema.
- Trifásico: Se ponen en contacto las tres fases del sistema. Este cortocircuito genera en la mayoría de los casos la corriente de falla más elevada.

Las principales fuentes que contribuyen a aumentar las corrientes de cortocircuito son las siguientes:

- Empresa de transmisión eléctrica (que suministra la energía).
- Generadores sincrónicos.
- Motores sincrónicos.
- Motores de inducción.

Método Punto a Punto para el cálculo de cortocircuito

El método de cálculo de corrientes de cortocircuito punto a punto es simple, rápido y fácil de usar. No es un método general de determinación de corrientes de cortocircuito y en él se han realizado una serie de aproximaciones para poder obtener esas características. Por lo tanto, está limitado a sistemas con arreglo de circuitos radiales sin generadores propios, barra infinita de carga en el primario, es decir, se



asume corriente de cortocircuito infinita en media tensión y la conexión del sistema empleado es sólidamente puesta a tierra. De esta manera, las fuentes de corriente de cortocircuito son la Compañía de Electricidad, casi siempre representada por los transformadores principales y los motores de inducción de la industria. Con este método puede determinarse el valor rms de la componente alterna o simétrica de la corriente de cortocircuito disponible en varios puntos de sistemas de distribución trifásica y monofásica. A pesar de sus limitaciones, se pueden cubrir la gran mayoría de las necesidades de determinación de corrientes de cortocircuito para selección de dispositivos de protección en sistemas de distribución secundarios sencillos donde no es necesario conocer el ángulo del fasor. Una ventaja de asumir barra primaria infinita es que, al ser un cálculo conservador, el diseño interno de la industria no se ve afectado por los posibles cambios que ocurran en los niveles de falla de la Compañía de Electricidad y que se producen sin la intervención o conocimiento del personal de la planta. Si se utilizan equipos de tamaños normalizados, y en particular de transformadores, la relación $\frac{X}{R}$ del sistema en el punto de falla será menor o igual a 6. Con ello la asimetría, es decir, la componente DC de la corriente de cortocircuito, estará dentro de los valores considerados en los protocolos de prueba para la capacidad de interrupción de los interruptores y estos podrán seleccionarse comparando valores rms entre sí. Si el sistema tiene transformadores de capacidad superior a 1.000 KVA en 208 V o de 1.500 KVA en 480 V, es bastante probable que los valores $\frac{X}{R}$ del sistema sean mayores que 6, ya que, los transformadores incorporan una reactancia apreciable al circuito. Por lo tanto, para determinar el valor $\frac{X}{R}$ y la corriente de cortocircuito deberán utilizarse otros métodos de cálculo, como el de reducción de mallas con los equivalentes $R + jX$. Con el valor $\frac{X}{R}$ del sistema se considera el factor de asimetría correspondiente y se realiza la selección de las protecciones con los valores rms asimétricos.



Procedimiento

Paso 1:

- Determinar las corrientes a plena carga del transformador:
 - Para transformadores trifásicos:

$$I_n = \frac{kVA \times 1000}{V_{LL} \times 1.73} \quad (\text{Ecuación \# 11})$$

- Para transformadores monofásicos:

$$I_n = \frac{kVA \times 1000}{V_{LL}}$$

Paso 2:

- Encontrar el factor multiplicador del transformador:

$$\text{multiplicador} = \frac{100}{\text{impedancia del transformador } Z\%}$$

Paso 3:

- Determinar la corriente de cortocircuito en el secundario del transformador de las tablas o utilizando la siguiente fórmula:

$$I_{cLL} = I_n \times \text{multiplicador}$$

Paso 4:

- Determinar el factor F de la falla:
 - Para fallas trifásicas:

$$F = \frac{5.68 \times L \times I_{cc}}{C \times V_{LL}}$$

- Para fallas monofásicas línea a línea (L-L) en transformadores monofásicos con dos devanados en serie y toma central para el neutro:



$$F = \frac{6.56 \times L \times I_{cc}}{C \times V_{LL}}$$

- Para fallas monofásicas línea a neutro (L-N) en transformadores monofásicos con dos devanados en serie y toma central para el neutro:

$$F = \frac{6.56 \times L \times I_{cc}}{C \times V_{LN}}$$

Donde:

L : Longitud del circuito en metros hasta el punto de interés.

I_{cc} : Corriente de cortocircuito en amperios al comienzo del circuito. En el caso de un primer cálculo se refiere a la corriente entre terminales del transformador determinada en el paso 3.

C : Constante del circuito obtenida de las tabla 1 de acuerdo al tipo de conductores y construcción del circuito. Para conductores en paralelo, se debe multiplicar los valores de C por el número de conductores por fase. C (pie/Ohm)

V_{LL} : Voltaje de línea a línea del circuito en voltios.

V_{LN} : Voltaje línea a neutro del circuito en voltios.

Paso 5:

- Determinar el factor atenuador A_T de la ecuación:

$$A_T = \frac{1}{1 + F}$$



Paso 6:

- Obtener la corriente de cortocircuito disponible al final del circuito multiplicando la corriente de cortocircuito disponible al comienzo del circuito por el factor atenuador:

$$I_{cc} = I_{cc_{al\ comienzo}} \times A_T$$

La contribución de los motores al cortocircuito, si es significativa, puede agregarse a la corriente de cortocircuito secundaria del transformador determinada en el paso 2 y utilizar entonces ese valor modificado en el resto de los pasos. Una estimación práctica de la contribución de los motores a la corriente de cortocircuito es tomar la corriente total de carga de los motores multiplicada por 4. [9]

Tabla # 1

CALIBRE AWG o MCM	Factor C (pie/Ohm) para cables de cobre 90°C		
	TUBERIA		
	PVC	Aluminio	Acero
14	308	308	308
12	477	477	477
10	794	794	793
8	1220	1220	1219
6	1934	1934	1929
4	3034	3034	3016
3	3759	3759	3726
2	4918	4634	4572
1	6130	5802	5683
1/0	7591	6950	7344
2/0	8790	8790	8412
3/0	11041	10389	10212
4/0	13298	12391	11795
250	14872	13792	12917
300	16733	15459	14167
350	18135	16733	15609
400	18879	18135	16634
500	20424	19645	17151



600	21206	20424	18161
750	24215	22409	18638
1000	25054	24215	20170

Fuente: Bussmann Manufacturing a McGraw-Edison Company Division. University at Jefferson, St Louis, Missouri 68107.

Protecciones en baja tensión.

Los dispositivos y equipos de protección resguardan el sistema de poder, de la estación de eventuales daños causados por sobrecorrientes y sobrecargas transitorias, las cuales podrían ocasionar averías permanentes en los transformadores, cableado, motores entre otros.

Además de los daños a los equipos, estas fallas, dependiendo de su magnitud, podrían ocasionar perdida material, daños a los usuarios y personal de trabajo, la detención parcial o completa de la estación, lo cual se traduce en pérdidas económicas sin incluir el tiempo de reparación ni los costos asociados a las mismas.

Para la selección de un interruptor se debe considerar:

1. Número de polos: Son las fases activas que protegerá el interruptor.
2. Tensión: Es el voltaje máximo que el aislante interno del interruptor puede soportar.
3. Corriente de operación: Es la corriente máxima en régimen continuo a la cual el interruptor funciona sin activarse.
4. Capacidad de interrupción: Es el máximo valor de corriente que puede interrumpir en caso de presentarse un cortocircuito.



Existen diversos tipos de interruptores, entre los cuales se tienen:

Termomagnético

Termomagnético o disyuntor magnetotérmico, es un dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos. Su funcionamiento se basa en dos de los efectos producidos por circulación de corriente eléctrica en un circuito: el magnético y el térmico (efecto joule). El dispositivo consta, por tanto, de dos partes, un electroimán y una lamina bimetálica, conectadas en serie y por las que circula la corriente que va hacia la carga.

Magnético

Magnético o disyuntor magnético, es un interruptor automático que utiliza un electroimán para interrumpir la corriente. En funcionamiento normal, la corriente pasa por la bobina del electroimán creando un campo magnético relativamente débil. Si la intensidad crece y se hace mayor de un determinado valor, el campo magnético aumenta, haciéndose lo suficientemente fuerte como para poner en funcionamiento el dispositivo mecánico que interrumpe la corriente eléctrica. El valor de esta corriente suele ser de entre 2 y 10 veces mayor que la corriente nominal, protegiendo al circuito contra posibles cortocircuitos.

Se suele usar para proteger motores con arrancadores cuando estos últimos disponen de protección térmica integrada. [5]



Tableros de Distribución:

Un tablero de distribución es un panel grande sencillo, estructura o conjunto de paneles donde se montan, ya sea por el frente, por la parte posterior o ambos lados, desconectores, dispositivos de protección contra sobrecorriente y otras protecciones, barras conductores de conexión común y usualmente instrumentos. Los tableros de distribución de fuerza son accesibles generalmente por la parte frontal y la posterior, y no están previstos para ser instalados dentro de gabinetes.

Los tableros de alumbrado y distribución son usados para dividir una instalación eléctrica de baja tensión, en varios circuitos de menor capacidad y protegerlos individualmente contra sobrecargas y cortocircuito a través de un interruptor termomagnético. [5]

Centro de control de motores (CCM)

Un centro de control de motores (CCM) es un tablero que alimenta, controla, y protege circuitos cuya carga esencialmente consiste en motores y que usa contactores o arrancadores como principales componentes de control.

Los CCM se idearon, a fin de centralizar el control y la protección de los motores en un solo punto facilitando las labores de operación y mantenimiento. Los CCM constan de dos partes básicas: secciones y unidades. Un bus horizontal proporciona una distribución de energía trifásica a partir del suministro principal de energía eléctrica. El bus vertical, ubicado en cada sección, está conectado al bus horizontal. Adicionalmente, el bus vertical lleva la energía eléctrica a las unidades individuales. Cuando existen varias secciones en un mismo gabinete, un bus horizontal pasa a través de la parte superior para alimentar cada bus vertical.



Varias unidades pueden ser montadas en una sección. Una unidad es un contenedor que aloja arrancadores, controladores y otros dispositivos de control. Las unidades de un CCM tienen conectores de potencia en la parte posterior para acoplarse a las barras del bus de potencia (bus vertical) de la sección. Otro conector proporciona conexión a tierra. Este conector, por seguridad, hace una conexión con el bus de puesta a tierra antes que los conectores de potencia enganchen el bus vertical. [5]

Interruptor de transferencia automática

Un interruptor de transferencia automática es un equipo que transfiere la alimentación de una determinada carga de una fuente de energía a otra, este es muy útil hoy en día, porque cuando la fuente principal de energía es desconectada, este automáticamente transferirá la energía a otra fuente de alimentación.

Un interruptor de transferencia automático puede ser usado además cuando hay cambios en el voltaje de alimentación. Si el voltaje de la fuente de alimentación cambia, este puede causar daños a los equipos de la instalación.

Los interruptores de transferencia iniciarán la transferencia de energía a un generador o a una fuente de poder de respaldo (UPS), hasta que el voltaje sea estable.

Tiene un componente adicional, normalmente una computadora, la cual está constantemente monitoreando la fuente de alimentación principal. También monitorea, las perturbaciones de la onda de tensión. En caso de que haya completa pérdida de energía el interruptor de transferencia automática empieza a inicializar el sistema de alimentación de emergencia.

Cuando la alimentación de emergencia alcanza el apropiado nivel de voltaje, el interruptor de transferencia transmitirá energía de la fuente principal a la fuente de



alimentación de emergencia. Mientras el sistema de alimentación de emergencia este activo el transfer continuará monitoreando la alimentación principal.

De acuerdo a los expertos en fuentes de energía, el interruptor de transferencia, es la forma más segura de conectar un generador como un sistema de respaldo. Si está instalado un generador eléctrico en el sistema de potencia sin un interruptor de transferencia, esto podría destruir el generador y toda su instalación. [11]

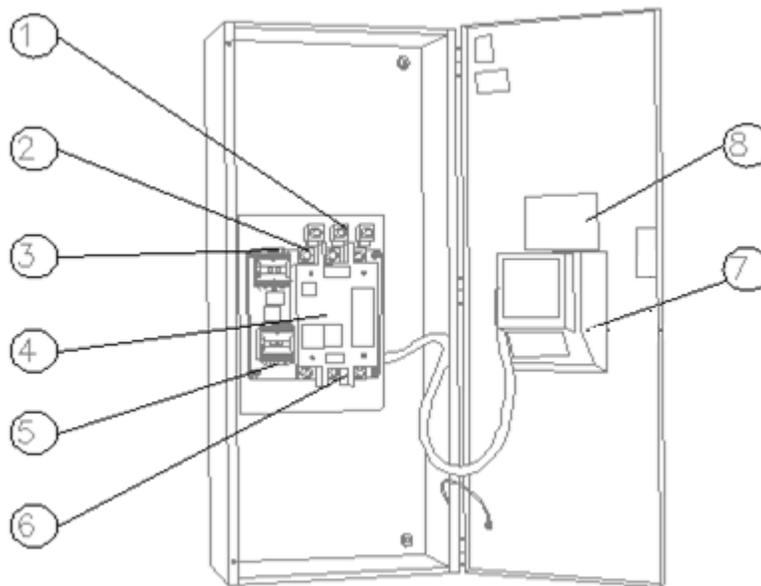


Figura 4.- Detalle típico de un Interruptor de Transferencia.

Fuente: [11] <http://www.sw.articlesphere.com>

1. Terminales de Carga.
2. Terminales de la Fuente de Emergencia.
3. Terminales de arranque del motor.
4. Interruptor de transferencia.



5. Terminales para la posición del interruptor.
6. Terminales de la fuente normal.
7. Controlador electrónico.
8. Teclado del controlador.

Puesta a Tierra

Se denomina puesta a tierra a la conexión física entre las partes metálicas no conductoras de un equipo eléctrico y tierra. Eso se realiza con el fin de limitar la tensión en las partes metálicas de los equipos para evitar que alcance valores peligrosos para la vida del ser humano. La tierra está compuesta por muchos materiales, los cuales pueden ser buenos o malos conductores de la electricidad pero la tierra como un todo, es considerada como un buen conductor. Por esta razón y como punto de referencia, al potencial de tierra se le asume cero. La resistencia de un electrodo de tierra, medido en ohmios, determina que tan rápido, y a que potencial, la energía se equipara. De esta manera, la puesta a tierra es necesaria para mantener el potencial de los objetos al mismo nivel de tierra.

El sistema de puesta a tierra tiene la finalidad de limitar las tensiones de paso y de contacto que se presentan en una instalación tanto en su área interna como en su contorno, conduciendo a tierra todas aquellas corrientes no deseadas en el sistema.

Cuando la red de tierra drena una corriente de falla se forma un campo eléctrico y en la superficie del terreno se presentan distintas tensiones entre distintos puntos. La diferencia de potencial que se presenta entre dos puntos del suelo separados por un paso es la que se llama tensión de paso. Tensión de contacto es la que se presenta entre una superficie metálica, conectada a la red de tierra, y un punto del terreno desde el cual se puede tocar dicha superficie.



Entonces, a fin de lograr un camino efectivo a tierra se extiende una barra metálica, chapa, o malla dimensionada de tal manera que límite las tensiones de paso y de contacto a valores mínimos soportables por el hombre.

En síntesis los Sistemas de Puesta a Tierra garantizan:

- Protección al personal y a los equipos.
- Fijar un potencial de referencia único a todos los elementos de la instalación.

Para cumplir con esto, las redes de tierra deben tener 2 características principales:

- Constituir una tierra única equipotencial.
- Tener un bajo valor de resistencia.

Se aclara que la resistencia del suelo varía con la temperatura, la humedad y la acumulación de sales. [5]

En cuanto a las estaciones subterráneas de pasajeros del Metro de Valencia, estas son estructuras especialmente diseñadas con un concreto armado, en las que no es necesario diseñar una malla de puesta a tierra, ya que en ellas existe una estructura de armadura metálica especialmente construida para que forme una Jaula de Faraday, cuya principal característica es la de aislar su interior de cualquier campo eléctrico aplicado. La jaula de Faraday, provoca que cualquier campo electromagnético en el interior o exterior al aplicarlo a la jaula, la cual está constituida por una armadura conductora equipotencial, anule el efecto de los campos externos. Esto debido a que cuando el conductor sujeto a un campo electromagnético externo, se polariza de manera tal que queda cargado positivamente en la dirección en que va el campo electromagnético, y cargado negativamente en el sentido contrario, puesto que el conductor se ha polarizado, generando un campo eléctrico igual en magnitud pero



opuesto en sentido al campo electromagnético aplicado, luego la suma de ambos campos da como resultado que dentro del conductor el campo será igual a cero.

2.2.2.- Aspectos Básicos del Sistema de Iluminación:

Se define iluminación como el flujo luminoso incidente por unidad de superficie, es decir, es la aplicación de luz a los objetos, o a sus alrededores para que se puedan ver. La clasificación de iluminación según Normas Covenin 2249, “Iluminación en Tareas y Áreas de Trabajo”, es la que se muestra a continuación: [8]

- **Iluminación normal:** Es la iluminación artificial que tiene por propósito dar la iluminación requerida para la realización de las actividades normales específicas del área, con suficiente nivel de desempeño visual.
- **Iluminación artificial:** Es la iluminación producida por medio de fuentes de luz artificial, usualmente de tipo eléctrico o de combustión, en contraposición con cualquier medio o sistema de aprovechamiento de la luz solar.
- **Iluminación de Resguardo:** Es aquella iluminación que tiene por propósito la salvaguarda de las personas y sus propiedades contra la delincuencia.
- **Iluminación de vigilancia:** es aquella iluminación de resguardo que tiene por propósito detectar y observar intrusos.
- **Iluminación de vigilancia convencional:** es la iluminación de vigilancia en el cual el sistema está diseñado para deslumbrar al intruso.
- **Iluminación de protección:** Es aquella iluminación de resguardo que tiene por propósito disuadir o desalentar, los intentos de intrusión, vandalismo, etc.



- **Iluminación de seguridad para resguardo:** tiene por propósito permitir el movimiento de los vigilantes y cualquier otro personal autorizado con seguridad.
- **Iluminación de emergencia de operación normalmente encendida:** Es la iluminación de emergencia que funciona simultáneamente con la iluminación normal, formando parte de la iluminación requerida en condiciones normales, pero que está diseñada para continuar funcionando cuando falte la iluminación normal.
- **Iluminación de emergencia de operación normalmente apagada:** Es la iluminación de emergencia que solo funciona cuando falta la iluminación normal.
- **Iluminación general:** Es la iluminación diseñada para obtener una iluminación suficientemente uniforme para toda un área, aparte de cualquier iluminación que se provea por requisitos locales especiales.
- **Iluminación local:** es la iluminación diseñada para obtener un cierto valor de iluminancia en un área o espacio confinado relativamente pequeño, sin proveer ningún aporte significativo de iluminación para el área circundante.
- **Iluminación nominal:** Es aquella que se obtiene en una instalación cuando todos los parámetros incidentes en el resultado corresponden a los valores nominales de diseño.



- **Iluminancia:** es la cantidad de flujo luminoso que incide sobre una superficie por unidad de área. Su unidad de medida en el Sistema Internacional es el lux:
 $1 \text{ lux} = 1 \text{ Lumen/m}^2$.

En términos generales, la iluminancia se define según la siguiente expresión:

$$E_V = \frac{dF}{dS} \quad (\text{Ecuación 12})$$

donde:

- E_V es la iluminancia, medida en lux (no usa el plural luxes).
- F es el flujo luminoso, en lúmenes.
- dS es el elemento diferencial de área considerado, en metros cuadrados.

La iluminancia se puede definir a partir de la magnitud radiométrica de la irradiancia sin más que ponderar cada longitud de onda por la curva de sensibilidad del ojo. Así, si E_V es la iluminancia, E_λ representa la irradiancia espectral y $V(\lambda)$ simboliza la curva de sensibilidad del ojo, entonces:

$$E_V = K \int_{\text{visible}} E(\lambda)V(\lambda)d\lambda \quad (\text{Ecuación 13})$$

Tanto la iluminancia como el nivel de iluminación se pueden medir con un aparato llamado fotómetro. A la iluminancia que emerge de una superficie por unidad de área también se le denomina **emitancia luminosa** (M_V).

- **Iluminancia media en servicio:** Es la iluminación de una superficie cuando las luminarias tiene su emisión más baja, en las condiciones más desfavorables del mantenimiento previsto para toda la instalación.



2.2.3.- Aspectos Básicos de una estación subterránea de pasajeros.

El Metro de Valencia, en la ciudad industrial de Venezuela capital del Estado Carabobo, es un sistema de transporte masivo subterráneo de pasajeros, que presta su servicio de forma segura, rápida, económica y confiable mediante la administración, explotación, construcción e instalación de obras y equipos, tanto de infraestructura como de superestructura y sistemas de transporte complementario o auxiliar para contribuir a la calidad de vida de la comunidad de la región. Se inauguró en 4,7 km de manera preoperativa para el público el 18 de noviembre de 2006. La primera etapa de su recorrido comienza en el sur de la ciudad, en las cercanías de la Plaza de Toros Monumental de Valencia, hasta el centro de la ciudad en la Avenida Cedeño. Sin embargo el proyecto aspira trazar una red que cruce a lo largo la ciudad de Valencia y el municipio Naguanagua, pasando la estación de Guaparo hasta la zona de Bárbula, en la cual habrá una interconexión con la estación de ferrocarriles que une a Valencia con Puerto Cabello y La Encrucijada en el Estado Aragua. También se prevé que la Línea 2 del Metro, que cubre la ruta Zona Industrial ↔ La Florida, se interconecte con la segunda estación de ferrocarriles del estado. Está ubicada en la zona de San Diego, teniendo uso de carga y pasajeros, inaugurándose en el año 2012 al este de la ciudad.

Sus objetivos son:

- Mantener los equipos e instalaciones de la superestructura y la operación.
- Operar, administrar y explotar el sistema de transporte rápido.
- Dotar, operar y explotar otras instalaciones y sistemas de transporte complementarios o auxiliares.
- Administrar y explotar los estacionamientos, sistemas superficiales o subterráneo de transporte urbano y suburbano.



El Metro de Valencia está conformado por 31 estaciones en total y la estación de interés a la cual se le realizará el estudio de las instalaciones eléctricas de baja tensión, será la estación Los Sauces que pertenece a la etapa 2 de la línea 1, del Metro de Valencia, destinada a las actividades propias de una estación de pasajeros del tipo subterráneo para un sistema de transporte masivo. La estación Los Sauces es el lugar de parada de los trenes para el transporte de usuarios, la cual comprende el complejo de estructuras, andenes, servicios, entradas/salidas, zonas de parada y bienhechurías. [3]

A continuación se muestra un esquema de la ubicación de las 6 estaciones de la línea 1, etapa 2 del Metro de Valencia, resaltando la estación de interés:

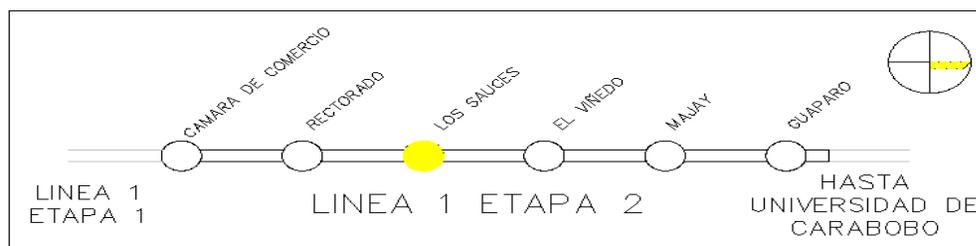


Figura 5.- Estaciones pertenecientes a la Línea 1, Etapa 2 del Metro de Valencia.

Fuente: [3] <http://www.metrovalencia.gob.ve/index.phi>.

Partes de una estación subterránea de pasajeros.

Entrada: Es el medio de uso regular para entrada o salida de la estación. Puede ocurrir entre calle y mezzanina y andenes, y entre andenes y calles. Incluye puertas, escaleras fijas y mecánicas, rampas y pasillos, según se requieran.

Salida de emergencia: Un medio continuo no obstruido de salida de la estructura de la estación, para ser usado solamente en situaciones de emergencia. Puede incluir puertas, escaleras fijas y mecánicas, rampas y pasillos, según se requieran.



Vestíbulo: El área contiene las instalaciones de cobro de pasajes, puestos de venta e información al público, concesiones, y los pasillos y corredores que sirven como canales de tráfico entre las entradas de la estación y los elementos de circulación horizontal y vertical hacia los andenes. Incluye porciones de “área libre” y del “área paga” y puede estar ubicado a nivel de superficie, de mezzanina, o de andén.

Área libre: Espacio público dentro de la estructura de la estación, que está fuera de la línea de torniquetes. Cualquier persona puede entrar a esta área sin pagar siempre que la estación esté abierta y en operación.

Área paga: Espacio público contenido dentro de la estructura de la estación, que está después de la línea de torniquetes. [10]

Tipo de Estaciones.

Estación terminal: Es la estación donde parten o llegan los trenes que sirven a una línea.

Estación intermedia: Es cualquier estación de una línea, comprendida dentro de dos estaciones terminales.

Estación de transferencia: Es la estación cuya disposición y/o acomodo permite el trasbordo de usuarios de una línea a otra, o entre ramales de una misma línea.

Estación terminal temporal: Es una estación intermedia que temporalmente funciona como estación terminal, mientras se concluye la línea, la cual tendrá las facilidades de operación requerida en una estación terminal. [10]



2.4.- Definición de Términos Técnicos:

Carga conectada: Es la suma de los valores nominales de todas las cargas, que tienen la probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima.

Cable: Es un conductor o conjunto de ellos generalmente recubierto de un material aislante o protector. Los cables cuyo propósito es conducir electricidad se fabrican generalmente de cobre, debido a la excelente conductividad de este material, o de aluminio que aunque posee menor conductividad es más económico. Y el aislante es decir, un material que resiste el paso de la corriente a través del elemento que recubre y lo mantiene en su trayectoria a lo largo del conductor. Dicho material se denomina aislante eléctrico.

Canalización: Un conducto cerrado diseñado especialmente para contener conductores, cables o barras. Las canalizaciones pueden ser metálicas o de material aislante.

Capacidad de Corriente: La corriente nominal que un conductor puede transportar en forma permanente, en las condiciones en que se le usa, sin exceder su temperatura nominal.

Capacidad de Interrupción Nominal: La máxima corriente a tensión nominal que un dispositivo de protección contra sobrecorriente puede interrumpir, bajo condiciones especificadas de ensayo. Los equipos para interrumpir otras magnitudes de corriente que no sean fallas, pueden tener su capacidad de interrupción expresadas en otras magnitudes nominales como HP, o corriente de rotor bloqueado.



Conductor: Es aquel cuerpo que puesto en contacto con un cuerpo cargado de electricidad transmite ésta a todos los puntos de su superficie. Generalmente elementos, aleaciones o compuestos con electrones libres que permiten el movimiento de cargas.

Conductor Desnudo: Conductor que no tiene cubierta ni aislante eléctrico de ninguna especie.

Conductor de Puesta a Tierra de los Equipos: Conductor que se usa para conectar las partes metálicas de equipos, las canalizaciones u otras cubiertas metálicas, al conductor del sistema de puesta a tierra.

Conductor Aislado: Conductor rodeado de un material de composición y espesor aceptados como aislante eléctrico por el C.E.N

Corriente: Es el flujo de carga por unidad de tiempo que recorre un material. Se debe a un movimiento de los electrones en el interior del material.

Demanda: Es el promedio de la carga absorbida en los terminales de los receptores durante un determinado intervalo de tiempo adecuado y específico.

Flujo Luminoso: Energía luminosa radiada al espacio por unidad de tiempo.
Unidad: Lumen

Intensidad Luminosa: Flujo luminoso emitido por unidad de ángulo sólido en una dirección concreta. Su símbolo es I y su unidad de candela (cd).



kVA Instalado: Es la capacidad de transformación nominal de los transformadores de media a baja tensión conectados a la red.

Lámpara: Fuente luminosa artificial.

Luminaria: Aparato que sirve para distribuir, filtrar o transportar la luz emitida por las lámparas.

Lux: Unidad de iluminancia. Iluminancia de una superficie de un m^2 que recibe uniformemente el flujo de 1 lumen.

Tablero: Se denomina así a un panel o grupo de paneles, diseñados para el ensamblaje de un sistema de barras, con interruptores o sin ellos. El tablero eléctrico es la parte principal de la instalación eléctrica, en él están ubicados los cortacircuitos y fusibles, los interruptores, el medidor de consumo, entre otros.

Tensión Nominal: Valor nominal asignado al circuito o sistema para la denominación de su clase de tensión. Ejemplo: 120/240V, 480Y/277V, 600V etc. La tensión real a la cual funciona el circuito, varía dentro de una banda que permita un funcionamiento sistemático del equipo.

Tiempo de restablecimiento en emergencia (T_r): Es el tiempo transcurrido desde que la iluminación normal falla hasta que la iluminación de emergencia entra en funcionamiento.

Tiempo de permanencia (T_p): Es el tiempo que dura el funcionamiento de la iluminación de emergencia cuando es requerida.

Tomacorriente: Dispositivo de contacto instalado para la interconexión del equipo con la red eléctrica en un voltaje especificado.



Topología: Es la disposición de elementos y equipos que conforman la infraestructura de una instalación determinada.

Transformadores de distribución: Es todo transformador reductor cuyo lado de alta tensión opera a la misma tensión del circuito primario al cual está unido, y cuyo lado de baja tensión, hace posible la alimentación eléctrica de los consumidores en una tensión adecuada.

Voltaje: también llamado **tensión**, o **diferencia de potencial** es una magnitud física que impulsa a los electrones a lo largo de un conductor en un circuito cerrado. La diferencia de potencial también se define como el trabajo por unidad de carga ejercido por el campo eléctrico, sobre una partícula cargada, para moverla de un lugar a otro.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la Investigación.

Al momento de ejecutar una investigación, es necesario tener en cuenta si se han desarrollado trabajos previos que guarden relación con el tema planteado, con el propósito de recolectar suficiente información que pueda servir de material de apoyo en el presente estudio. Existen diversos trabajos realizados referentes a pérdidas técnicas de energía eléctrica, entre los cuales se pueden nombrar los siguientes:

- **De Abreu Elven y Ledezma Vicente (2007)**, presentaron un trabajo de investigación titulado “*Metodología para la determinación de pérdidas técnicas de energía en redes de baja tensión y acometidas basadas en mediciones de energía con medidores totalizadores (Caso: C.A. Electricidad de Valencia)*”, Universidad de Carabobo. En este trabajo se desarrolló una metodología para la estimación de pérdidas técnicas de energía en baja tensión y acometidas, aplicada a la empresa eléctrica ELEVAL, donde se tomaron muestras aleatorias de la totalidad de los puntos de transformación de distribución ubicados en los municipios: Valencia, Guacara, Los Guayos, Naguanagua y San Diego, cumpliendo con la característica principal de que tuvieran asociado un medidor totalizador.

Durante el desarrollo de esta metodología se hizo uso de una herramienta computacional de la empresa llamada PADEE (Programa de Análisis de Redes de Distribución de Energía Eléctrica), con la que se logró procesar la muestra aleatoria tomada de los distintos municipios, a fin de obtener pérdidas nominales, caída de tensión y porcentaje de carga en los conductores. Además este trabajo se basó principalmente en mediciones



reales tomadas de los medidores totalizadores, las cuales suministraron la información necesaria para calcular pérdidas reales en baja tensión.

De este trabajo de investigación se tomó la metodología para determinar las pérdidas técnicas en baja tensión de la red de distribución de ELEVAL, además de extraer resultados obtenidos de manera de tener un patrón de comparación con el presente estudio.

- **Valecillos Baudilio** (2001), realizó un trabajo de pasantía titulado, “Metodología para el cálculo de pérdidas técnicas. Aplicación a la región sureste de la EDC/AES”. Universidad Simón Bolívar. En este trabajo se desarrollaron dos métodos diferentes para estimar las pérdidas técnicas de energía en la red primaria de distribución y en baja tensión en la región Sureste de la empresa Electricidad de Caracas.

En la red primaria de distribución se simularon todos los circuitos de media tensión correspondientes a la región (155 circuitos / 16 subestaciones de distribución), con la ayuda del programa PSS/ADEPT (Power System Simulator, Advanced Distribution Engineering Productivity Tool), el cual permite realizar flujos de carga, cálculos de pérdidas, entre otros. Las características de dicha red y las corrientes para simular los circuitos se obtuvieron de la base de datos geográficos y del sistema SCADA de distribución de la EDC, respectivamente. En la red de baja tensión se aplica una metodología probabilística que corresponde a un muestreo aleatorio estratificado con asignación proporcional, apoyado en la distribución de la variable auxiliar potencia nominal por punto de transformación en baja tensión. Luego de realizado este muestreo se simularon los circuitos de baja tensión con la misma herramienta computacional (PSS/ADEPT). Se concluye que el mayor valor de pérdidas técnicas a nivel de distribución se encuentra en la baja tensión con un valor de 3,36%. Sugieren mantener el valor de pérdidas actualizado utilizando los datos de otros estudios que requieran



mediciones en baja tensión, a fin de reducir el gasto económico generado debido al estudio de pérdidas.

De este trabajo de investigación se realizó una revisión de la metodología para la estimación de las pérdidas técnicas en las redes de baja tensión, a fin de contar con una base que sustente, al método empleado en el presente estudio y poder corroborar la validez del mismo.

- **Correa Juan** (2003), realizó un trabajo de pasantía titulado, “Metodología para el cálculo de pérdidas técnicas del sistema de distribución de SENECA”. Universidad Simón Bolívar. En este trabajo se elaboró un modelo que permitió determinar las pérdidas técnicas de la red de distribución de 13.8 kV y la red de baja tensión en la Isla de Margarita; a fin de poder separar las pérdidas técnicas de las no técnicas.

Esta metodología permite estimar las pérdidas técnicas de energía en cinco elementos que conforman la red de distribución como son: *Líneas (media tensión)* y *banco de condensadores*, donde se digitalizan los circuitos con sus bancos de condensadores asociados y luego se simulan en el programa de la empresa PSS/E-28 (Power System for Engineering), que permite realizar flujos de carga y obtener las pérdidas en esos elementos de la red; *Transformadores de distribución*, estas se calculan con la ayuda de pérdidas tabuladas por el fabricante y el factor de utilización de los bancos de transformadores; *Líneas (baja tensión)*, al igual que las de media tensión se simulan en el programa pero en forma estadística; *Acometidas* y *Medidores*, estas pérdidas se determinan mediante la aplicación de distintos modelos matemáticos. Se concluye que para reducir el valor de pérdidas técnicas, es necesario realizar inversiones capaces de aumentar la efectividad del sistema de distribución existente. Además se sugiere tener medición automatizada en la salida de todos los circuitos de media tensión y contar con un



sistema SCADA para llevar un control semanal del comportamiento de la demanda en todos los circuitos a fin de poder estimar las pérdidas técnicas mensualmente.

Para objeto de estudio, se revisó la metodología empleada para determinar las pérdidas técnicas de energía generadas por las acometidas y poder compararla con la metodología propuesta.

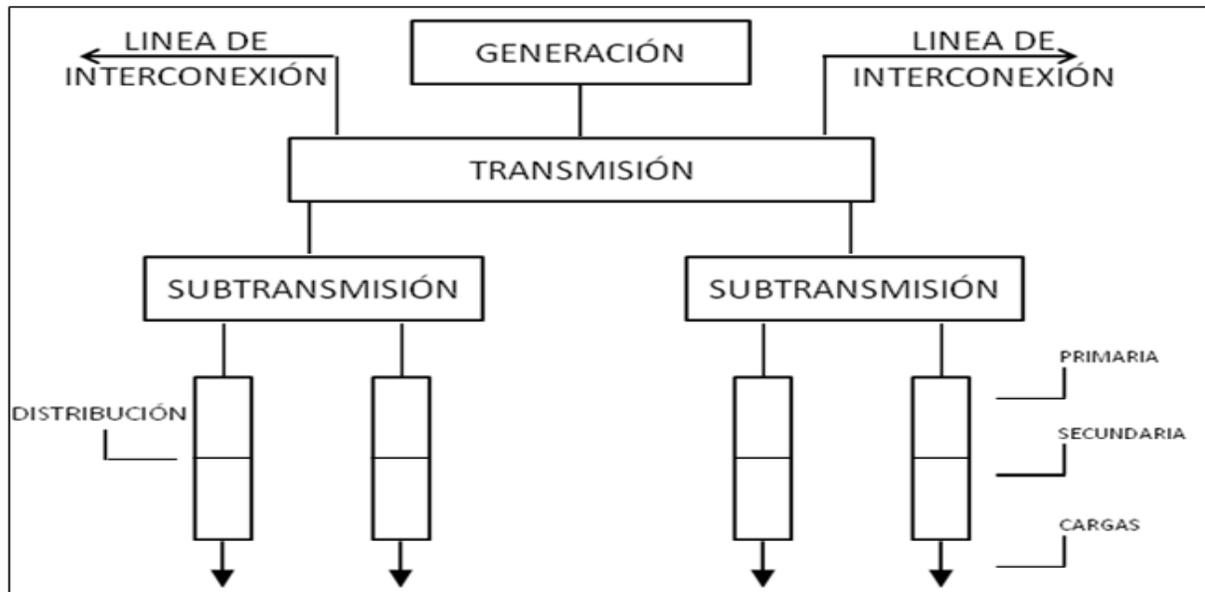
2.2 Bases Teóricas.

Es indispensable situar el problema que se está estudiando dentro de un conjunto de conocimientos, que permita orientar la búsqueda y ofrezca una conceptualización adecuada de los términos que se utilizan en el trabajo, a fin de dar a la investigación un sistema coordinado y coherente de conceptos y proposiciones que permitan abordar el mismo. De este modo, se consideran las siguientes bases teóricas, relacionadas con el presente estudio:

2.2.1 Sistema Eléctrico de Potencia.

Un Sistema Eléctrico de Potencia es una red formada por un conjunto de componentes, cuya función es: generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica a los usuarios, bajo ciertas exigencias de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia. Esta función es realizada por las compañías de electricidad, que en Venezuela son: EDELCA, CADAFE, ENELBAR, ENELVEN, CALIFE, ELEVAL, CALEY, ELEGUA, etc [9].

El sistema ha sido dividido en cinco subsistemas (o sistemas), de acuerdo al nivel de tensión utilizado, a saber: Generación, Transmisión, Subtransmisión, Distribución y Cargas (Consumidores). En la figura 2.1 se representan esquemáticamente los principales elementos del sistema de potencia [9].



Fuente: Lukostchuk, A (2000).

Figura 2.1 Estructura general de un Sistema de Potencia

2.2.1.1 Generación.

La generación, en términos generales, consiste en transformar alguna clase de energía no eléctrica, sea química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Éstas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico [6].

2.2.1.2 Transmisión.

Toda la electricidad producida en los centros de generación se debe transportar hacia los puntos de utilización de energía eléctrica. Para realizar esta labor de forma eficiente se eleva el



voltaje, por medio de transformadores, a fin de reducir la corriente eléctrica y en consecuencia disminuir las pérdidas por Efecto Joule [20]. La energía se transporta por medio de un conjunto de líneas de transmisión con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores [5].

2.2.1.3 Sub-transmisión.

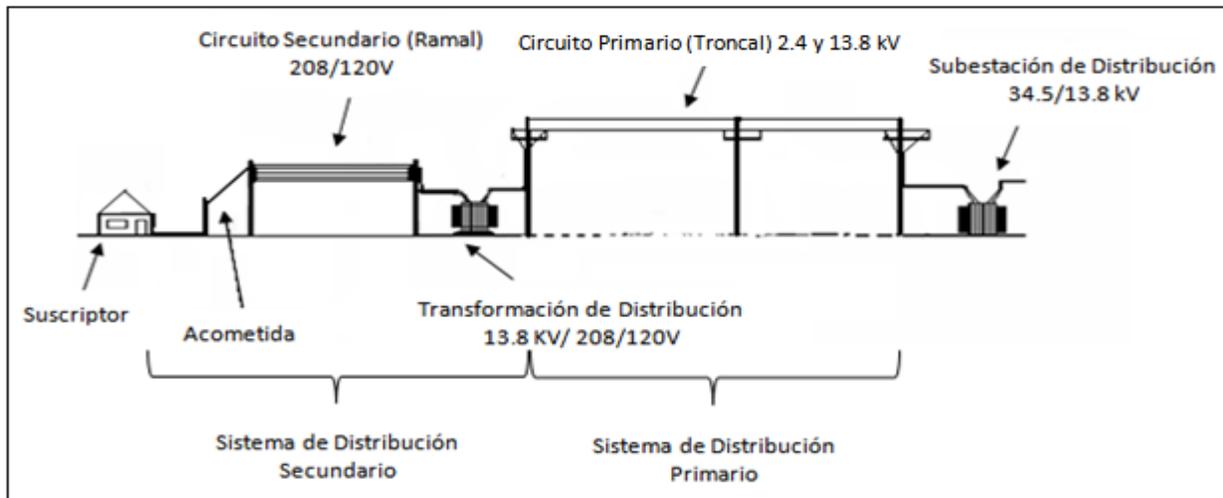
El sistema de sub-transmisión usualmente comprende aquella parte del sistema de potencia entre los subsistemas de transmisión y distribución, siendo su objetivo la de distribuir energía a ciertos números de subestaciones de distribución. Las líneas de subtransmisión manejan bloques de potencia moderados entre 50-100 MVA a tensiones que oscilan entre 34.5 y 115 kV [9].

2.2.1.4 Distribución.

El sistema de distribución usualmente se considera comprendido entre la barra secundaria de la subestación de distribución y las cargas. Este incluye: los circuitos primarios (media tensión), los transformadores de distribución, los circuitos secundarios (baja tensión), las acometidas y los dispositivos de protección y control [9].

El sistema de distribución primario o circuitos primarios, operan a un nivel de tensión comprendido entre 2.4 y 15 kV. Los circuitos primarios troncales o alimentadores normalmente consisten de una ruta principal que se origina en las barras de la subestación de distribución y de los cuales se derivan ramales y de estos a su vez subramales [9].

El sistema de distribución secundario está comprendido entre los circuitos primarios y las cargas; además está constituido por los transformadores de distribución, los circuitos secundarios, las acometidas y los equipos de medición. Los circuitos secundarios alimentan directamente a consumidores residenciales, comercios y pequeñas industrias [9].



Fuente: De Abreu y Ledezma, (2007).

Figura 2.2 Sistema Típico de Distribución

2.2.1.5 Cargas.

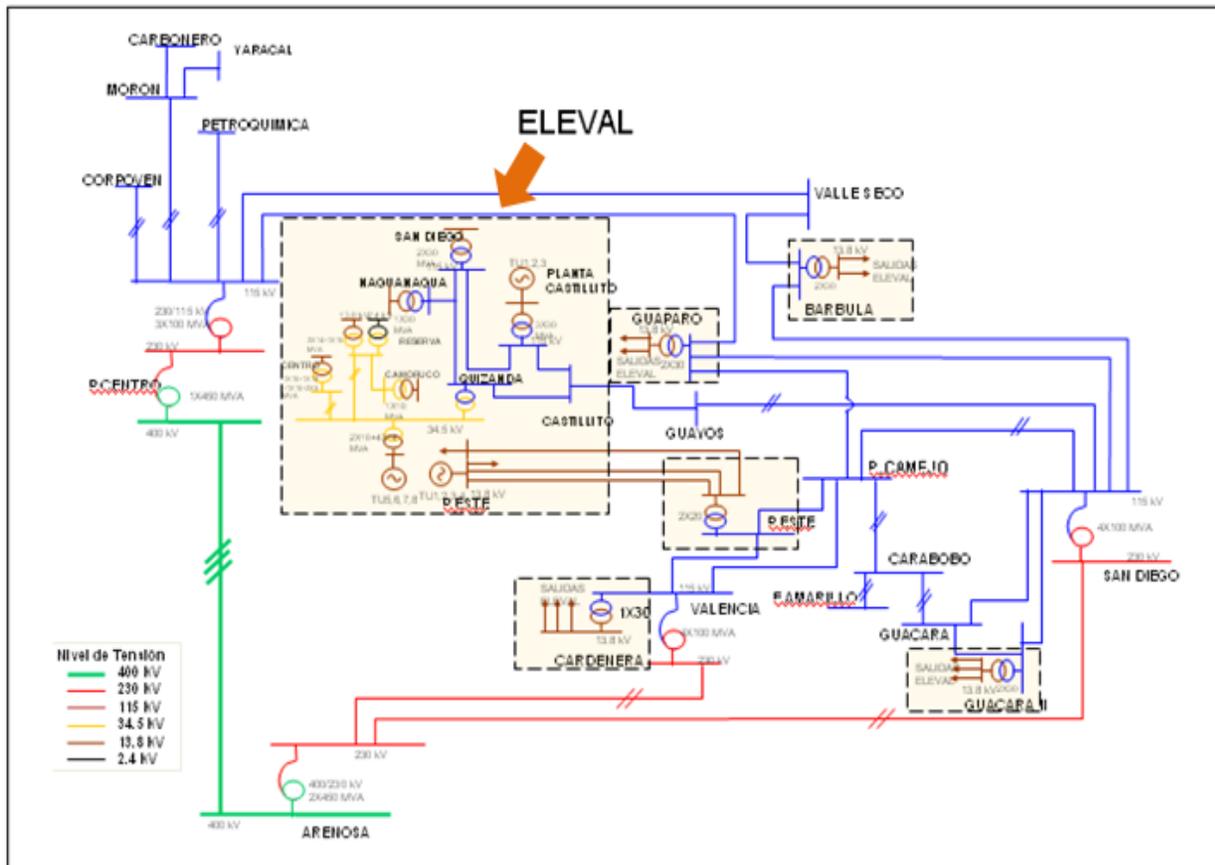
La parte terminal de un sistema de potencia corresponde a la carga o usuarios. Según el uso dado a la energía, la carga se clasifica en: Residencial, Comercial, Industrial, Institucional, Rural [9].

La carga de un sistema está constituida por un gran número de dispositivos de diferentes clases, tamaños, características y ciclos de utilización. Una cualidad común a todas las cargas es su dependencia de la tensión y la frecuencia. Las cargas presentan una composición y características que no son conocidas con exactitud. Así, durante fallas y otras situaciones anormales las tensiones pueden variar resultando en mayores fluctuaciones de carga [9].

2.2.2 Sistema Eléctrico de ELEVACION.

- ❖ 2 Plantas generadoras (Planta del Este y Planta Castillito, con capacidad instalada de 176.444 kW y 73.044 kW respectivamente);

- ❖ 15 Subestaciones de distribución, de las cuales 5 son de 115 kV (San Diego, Naguanagua, Quizanda, Castellito y Planta Castellito);
- ❖ 5 Puntos de compra (Subestaciones de Eleoccidente) en 13.8 kV: Planta del Este, Cardenera, Bárbula, Guacara II y Guaparo;
- ❖ 1 Punto de compra en 115 kV: Guayos;
- ❖ 65 Alimentadores a 13.8 kV;
- ❖ 26 Alimentadores a 2.4 kV;
- ❖ 6.516 Transformadores de Distribución [4].



Fuente: ELEVEL (2009).

Figura 2.3 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de Potencia de Elevel



2.2.3 Pérdidas de Energía Eléctrica.

Cuando se habla de pérdidas en un sistema eléctrico, es un término que en general se refiere tanto a la potencia como a la energía que se pierde en la operación del sistema y corresponde en su forma más general a la diferencia entre la energía o potencia entregada a una parte del sistema y la vendida. Se pueden expresar estas pérdidas tanto en valores de potencia o energía; o porcentualmente respecto a un valor de referencia base [19].

Las pérdidas eléctricas en las diferentes actividades que componen el negocio eléctrico tienen características propias que están asociadas a los niveles de tensión y tipo de usuario, la calidad del servicio y los niveles de eficiencia y productividad esperados por la empresa, en beneficio propio y de sus clientes [2].

2.2.4 Clasificación de las Pérdidas de Energía Eléctrica.

Las pérdidas de energía eléctrica se pueden clasificar en dos grandes grupos según su origen, y que son [11]:

- Pérdidas Técnicas.
- Pérdidas No Técnicas.

2.2.4.1 Pérdidas Técnicas.

Son las pérdidas en que la energía correspondiente no es utilizable para ningún fin y tan solo aumenta la temperatura de los equipos e instalaciones [19]. Se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones y del manejo y conducción de la energía. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través del sistema. Su magnitud depende de las características de las redes y de la carga abastecida por ésta [11].



Estas pérdidas se producen en todos los niveles desde las barras de salida de las plantas de generación hasta la llegada a los equipos de los usuarios, o sea en los transformadores primarios, las líneas de transmisión, subtransmisión, de distribución, bajadas o acometidas a clientes y mediciones [11].

Cada componente del sistema (líneas, subestación, conductores, transformadores, medidores) tienen una resistencia asociada a sus características técnicas y tipo de material componente.

2.2.4.1.1 Clasificación de las Pérdidas Técnicas.

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar según el tipo y causa que la produce [2]:

Por Tipo de Pérdida.

Según la parte y el proceso del sistema donde se producen, correspondiendo a las siguientes:

- ❖ **Pérdidas por Transporte:** son las que se producen en las redes y conductores que transportan la energía desde las barras de las centrales hasta el lugar de consumo, y se encuentran presentes en:
 - Líneas de transmisión
 - Líneas de subtransmisión
 - Circuitos de distribución primaria
 - Circuitos de distribución secundaria

- ❖ **Pérdidas por Transformación:** producidas en los transformadores. El constante cambio del sentido del flujo magnético que circula por el núcleo de los transformadores ocasiona calentamiento del mismo. La tendencia del material a oponerse a una variación de imanación



es conocida como el fenómeno de Histéresis. Además como el campo magnético varía respecto al tiempo, en el hierro se originan tensiones que dan origen a corrientes parásitas, también llamadas de Foucault. Todos estos fenómenos dan origen a pérdidas en los transformadores las cuales están presentes en [2]:

- Transformadores de potencia AT/AT (transmisión/subtransmisión) y AT/MT (subtransmisión/distribución).
 - Transformadores de distribución (MT/BT).
- ❖ **Pérdidas en las Mediciones:** son las que se producen en los equipos y aparatos de medición, incluidas las pérdidas en los elementos de transformación (transformadores de tensión y corriente) en el caso de mediciones indirectas [11].
- ❖ **Pérdidas por Compensación:** producidas en los bancos de condensadores y reactores [2].

Por Causa de Pérdida.

Según la causa que origina las pérdidas técnicas se pueden agrupar en las siguientes:

- ❖ **Pérdidas por Efecto Corona:** Ocurren en los conductores de las líneas cuando el gradiente del voltaje en la vecindad inmediata del conductor excede la capacidad dieléctrica del aire. Esta ruptura de la capacidad dieléctrica del aire ocasiona calor, luz, ruido audible, ozono e interferencia de radio. Toda esta energía tiene que ser suplida por los generadores [2].

El efecto corona depende de factores como la frecuencia del sistema, nivel de tensión, características de los conductores y condiciones atmosféricas. Un incremento en la densidad relativa del aire y en la humedad, corresponde a un nivel menor de corona. La magnitud de



las pérdidas en ambiente con clima despejado es despreciable en comparación con las que hay en un clima de lluvia. Si hay contaminación presente, el nivel de corona aumenta [2].

En presencia de neblina, las pérdidas por efecto corona son menores que en presencia de lluvia. Sin embargo, la relación entre las pérdidas en lluvia y las pérdidas en neblina tiende a decrecer a altos gradientes de voltaje [2].

- ❖ **Pérdidas por Efecto Joule:** consiste en la potencia que se disipa en forma de calor debido al paso de una corriente eléctrica por un material que posee una resistencia determinada. La potencia que se disipa es proporcional al cuadrado de la corriente que circula por dicho material. Las pérdidas debidas a este fenómeno son conocidas como pérdidas resistivas o activas y se expresan mediante la siguiente ecuación [18]:

$$P = I^2 \cdot R \quad (2.1)$$

Donde:

P : Pérdidas por efecto joule.

I : Corriente eléctrica que circula por la resistencia.

R : Resistencia del material.

La corriente depende de la carga o demanda del sistema y la resistencia de la conductividad del material, la configuración técnica del sistema, la distancia entre los puntos de entrega y recepción de la energía, la temperatura ambiente, etc [11].

La ecuación (2.1) muestra que las pérdidas crecen geoméricamente con la demanda y que son directamente proporcionales a la resistencia del medio material que conduce la energía desde la producción al consumo [11].



- ❖ **Pérdidas por Histéresis:** las pérdidas totales por histéresis, en un volumen determinado, en el que la inducción magnética sea uniforme en todos sus puntos y que varíe cíclicamente con una frecuencia se puede expresar empíricamente por la expresión [2]:

$$P_h = k_h \cdot Vol \cdot f \cdot B_{máx}^2 \quad (2.2)$$

Donde:

P_h : Pérdidas por histéresis.

K_h : Coeficiente de pérdidas por histéresis.

Vol : Volumen del material ferromagnético en el núcleo del transformador.

$B_{máx}$: Valor de inducción magnética máximo en el núcleo del transformador.

f : Frecuencia de alimentación.

- ❖ **Pérdidas por Corrientes Parásitas o Foucault:** las pérdidas por corrientes parásitas en un material cualquiera puede estimarse mediante la expresión:

$$P_f = k_f \cdot f^2 \cdot e^2 \cdot B_{máx}^2 \cdot Vol \quad (2.3)$$

Donde:

P_f : Pérdidas por corrientes parásitas.

K_f : Coeficiente de pérdidas por corrientes parásitas.

e : Espesor del núcleo del transformador.

En un transformador donde el flujo y la fuerza electromotriz varían sinusoidalmente y la inducción magnética es uniforme en toda la sección recta de área de núcleo, se tendrá que:

$$B_{máx} = \frac{E}{4,44 \cdot f \cdot N \cdot S} \quad (2.4)$$



Donde:

E : Fuerza electromotriz.

N : Número de espiras del devanado.

S : Sección transversal del núcleo del transformador.

Sustituyendo la última expresión en las ecuaciones de pérdidas por Histéresis y pérdidas por Foucault, se obtiene:

$$P_h = k_1 \cdot \frac{E^2}{f} \quad (2.5)$$

$$P_f = k_2 \cdot E^2 \quad (2.6)$$

Donde:

$$k_1 = \frac{k_h \cdot Vol}{(4,44 \cdot N \cdot S)^2} \quad (2.7)$$

$$k_2 = \frac{k_f \cdot Vol \cdot e^2}{(4,44 \cdot N \cdot S)^2} \quad (2.8)$$

Se puede observar en las expresiones (2.5) y (2.6) que las pérdidas en el núcleo de los transformadores, en condiciones normales de operación, sólo dependen de la frecuencia y el voltaje aplicado. En un sistema de potencia, el voltaje y la frecuencia en barra no sufren variaciones considerables. Por este motivo las pérdidas en los núcleos de los transformadores se consideran fijas. Las pérdidas por histéresis suelen estar en el siguiente rango [2]:

$$\frac{2}{3} PTtrafo \leq Ph \leq \frac{3}{4} PTtrafo \quad (2.9)$$

2.2.4.2 Pérdidas No Técnicas.

Son las pérdidas calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Desde el punto de vista



macroeconómico no constituyen una pérdida real para la economía, dado que la energía que no se factura es utilizada por los usuarios para alguna actividad que económicamente se integra a nivel general. No obstante para la empresa prestataria representa una pérdida económica y financiera ya que sólo recibe parte o ninguna retribución por el valor de la energía que suministra [11].

Tener pérdidas de energía significa económicamente para las empresas distribuidoras: menos disponibilidad de su capacidad instalada, disminución de ingresos por los consumos no facturados, mayor pago en compra de energía, mayor costo por el transporte de la misma y disminución del período de vida útil de la infraestructura eléctrica [19].

Entre los principales factores que hacen que aumenten las pérdidas no técnicas de energía en una empresa distribuidora se pueden citar: el aumento de las tarifas, la pobreza y el desempleo, la situación económica de un país en un determinado momento, la vulnerabilidad de las redes para que los clientes se conecten directamente, la cultura hacia el robo de energía arraigada en los clientes por falta de medidas que minimicen lo anterior, la falta de inversión, de compromisos corporativos y el desorden administrativo por parte de las empresas distribuidoras [19].

2.2.4.2.1 Clasificación de las Pérdidas No Técnicas.

Las pérdidas no técnicas pueden discriminarse de la siguiente manera:

Por Robo o Hurto.

Corresponde a la energía que es apropiada ilegalmente de las redes de baja tensión por usuarios que no poseen medición como son [11]:

- Conexiones clandestinas (colgados) bajo o fuera de red.



- Conexiones en instalaciones provisionales no registradas (obras en construcción, circos, fiestas en calles y avenidas, ferias, etc).

Por Fraude.

Corresponde a aquellos casos en que a pesar de tener medición, los usuarios manipulan la misma a fin de lograr que los consumos registrados sean inferiores a los reales [11]. Debido a la falta de una Ley que penalice la acción del fraude eléctrico, los clientes se atreven cada día más a participar directamente en la ejecución de un acto ilegal en contra de los intereses de las empresas distribuidoras del servicio eléctrico [19].

Por Administración.

Corresponde a la energía no registrada por problemas de gestión administrativa de la empresa prestataria del servicio, como son [11]:

- Errores en la medición, de los consumos.
- Errores en los procesos administrativos del registro de los consumos.
- Inadecuada información que produce errores y/o demoras en la facturación.
- Falta de registro adecuado de los consumos propios.
- Errores en la estimación de consumos en los casos en que por cualquier motivo no es posible registrarlos con la medición.
- Errores y/o atrasos en los registros y censos de instalaciones de alumbrado público, semáforos, cabinas telefónicas.

Las deficiencias en la gestión administrativa de las empresas lleva generalmente a un incremento de las pérdidas no técnicas que son el reflejo de la organización y eficiencia



empresarial y de los recursos y esfuerzos que se dedican a la operación comercial y a los controles y seguimiento de los procesos administrativos y de gestión de la clientela [11].

	POR TIPO		POR CAUSA	POR SU DETERMINACIÓN
P E R D I D A S T É C N I C A S	TRANSPORTE	TRANSMISIÓN	CORONA	F I J A S
		SUBTRANSMISIÓN	PARÁSITAS O HISTÉRESIS	
		DISTRIBUCIÓN PRIMARIA		
		DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA	J O U L E	
	TRANSFORMACIÓN	TRANSMISIÓN AT/BT		
		SUBTRANSMISIÓN AT/BT		
		DISTRIBUCIÓN AT/BT		
	MEDICIONES	MEDIDORES		V A R I A B L E S
		EQUIPOS DE MEDICIÓN		
P E R D I D A S N O T É C N I C A S	ROBO O HURTO		EXTERNAS	
	FRAUDE			
	POR ADMINISTRACIÓN		INTERNAS	

Fuente: Martin M. y Ramati O. (1991).

Figura 2.4 Clasificación de las Pérdidas de Energía Eléctrica

2.2.5 Niveles de Pérdidas.

Es difícil establecer en forma general un nivel óptimo de pérdidas totales para cualquier sistema, dado que el mismo depende de las características propias del mismo y de los costos y beneficios que se deriven de la reducción de las pérdidas de energía [11].

En general, de la literatura técnica existente sobre el tema, se deduce que el porcentaje de pérdidas totales (técnicas y no técnicas) no debería superar del 10 al 12 % de la energía total que



una empresa de servicio eléctrico despacha a su red y más aún se considera como deseable que sea inferior al 10% (8 a 9% como valor óptimo) [11].

No obstante la realidad en las empresas de la región es bien diferente, rondando en general alrededor del 18%, llegando en algunos casos al 27 % [11].

Las pérdidas de energía se desglosan por elementos del sistema de potencia; para el sistema típico de distribución, los valores deseables se muestran en la tabla de 2.1 discriminados por zonas (urbanas o rurales) y por subsistema. Las pérdidas típicas en una zona urbana son del 3,6% de la energía vendida y pueden variar entre el 2 y 5%. Las pérdidas técnicas para una zona rural son de 7,3% de la energía vendida y pueden oscilar en un rango comprendido entre 4% y 10% [15].

Tabla 2.1 Valores de Pérdidas Deseables por Subsistema

SUBSISTEMA	% Pérdidas Técnicas Deseables respecto a la Energía Vendida por el Sistema de Potencia	
	Zonas Urbanas	Zonas Rurales
Líneas de Subtransmisión	0.1	0.7
Transformadores de Potencia	0.1	0.7
Líneas de Distribución	0.9	2.5
Transformadores de Distribución subutilizados	1.2	1.7
Transformadores de Distribución sobrecargados	0.8	0.8
Líneas secundarias	0.5	0.9
TOTALES (%)	3.6	7.3

Fuente: Piercy R. y Cress S. (2005).



2.2.6 Aspectos Básicos a Aplicar en el Proceso y Metodología del Cálculo de Pérdidas Técnicas.

Demanda Máxima [$D_{m\acute{a}x}$]: es el valor más alto que la demanda alcanza en un intervalo de tiempo determinado. Se puede determinar a partir de la siguiente expresión [18].

$$D_{m\acute{a}x} = \frac{kWh / mes}{(Fc \cdot 24h \cdot D\acute{í}as_{mes})} [kW] \quad (2.10)$$

Factor de Carga [Fc]: es la razón entre la demanda promedio en un período determinado de tiempo y la demanda pico ocurrida en dicho período. Los límites que puede observar éste son: $0 < Fc \leq 1$. Este factor es adimensional y se determina mediante la siguiente expresión [18].

$$Fc = \frac{Demanda_{promedio} [kW]}{D_{m\acute{a}x} [kW]} \quad (2.11)$$

Factor de Utilización [Fu]: es la relación que existe entre la demanda máxima de un sistema o equipo eléctrico y la capacidad instalada del mismo. Este factor es adimensional y establece la capacidad del sistema o equipo que está siendo utilizado durante el pico de carga [18].

$$Fu = \frac{D_{m\acute{a}x} [kW]}{Capacidad_{instalada} [kW]} \quad (2.12)$$

Factor de Pérdida [Fp]: es la relación entre las pérdidas de potencia promedio y las pérdidas de potencia en el pico de carga, durante un período de tiempo. Es un factor adimensional y se expresa según la siguiente ecuación [18]:

$$Fp = \frac{P\acute{e}rdidas_{promedio} [kW]}{P\acute{e}rdidas_{pico} [kW]} \quad (2.13)$$



Históricamente se ha utilizado la ecuación (2.14) de Buller y Woodrow para la determinación del factor de pérdidas, ya que comúnmente no se posee la curva de carga, que sería necesaria para determinar éste de forma exacta, a través de la ecuación (2.13) [18].

$$Fp = X \cdot Fc + (1 - X) \cdot Fc^2 \quad (2.14)$$

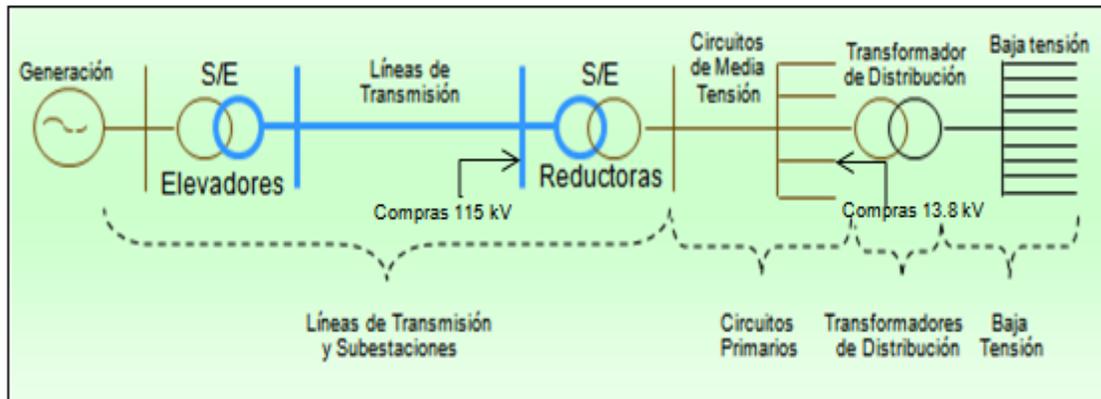
El factor X de la ecuación ha sido determinado como $X=0,15$ para transformadores de distribución y baja tensión [11] y $X=0,2$ para circuitos de media tensión [16].

Tiempo Equivalente de Pérdida [TEQ]: Es el tiempo en el cual el elemento funcionando a plena carga produce la misma pérdida de energía que en condiciones normales en un período de tiempo. Para el período de estudio se calcula en base a las horas presentes en un mes y se expresa mediante la siguiente ecuación [18]:

$$TEQ = Fp * 24h \cdot Días_{mes} \quad [h/mes] \quad (2.15)$$

2.2.7 Proceso y Metodología de Cálculo de Pérdidas Técnicas de Energía en la Electricidad de Valencia.

La estimación de las pérdidas es aplicada a cuatro (4) segmentos de la red eléctrica. En el primero se contabilizan las pérdidas en plantas de generación, líneas de transmisión y subestaciones de distribución. En el segundo se calculan las pérdidas por efecto Joule en el conductor de los circuitos de distribución de media tensión 13.8 y 2.4 kV. Luego se totalizan las pérdidas en los transformadores de distribución, y finalmente las pérdidas en baja tensión, el cual considera las pérdidas en los ramales del secundario de los transformadores hasta las acometidas de los medidores.



Fuente: Electricidad de Valencia (2008).

Figura 2.5 Segmentos de la Red de ELEVAl

2.2.7.1 Fórmulas y Cálculos por Segmento de la Red.

El indicador del total de las pérdidas técnicas de energía mensual ($PT_{totales}$) se calcula como la suma de las pérdidas de energía mensual por segmento de la red en kWh , mientras que el porcentaje se determina tomando como base la energía mensual despachada por ELEVAl (kWh), mediante la siguiente expresión:

$$PT_{totales} = Pérd_{transm} + Pérd_{red_prim} + Pérd_{t_dist} + Pérd_{BT} \quad [kWh/mes] \quad (2.16)$$

$$\% PT_{totales} = \frac{\left(Pérd_{transm} \left[\frac{kWh}{mes} \right] + Pérd_{red_prim} \left[\frac{kWh}{mes} \right] + Pérd_{t_dist} \left[\frac{kWh}{mes} \right] + Pérd_{BT} \left[\frac{kWh}{mes} \right] \right)}{Energía_{total_desp} \left[\frac{kWh}{mes} \right]} \cdot 100 \quad (2.17)$$



Donde:

- $PT_{totales}$: Pérdidas técnicas de energía total mensual del sistema eléctrico de ELEVVAL.
 $Pérd_{transm}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en líneas de transmisión y subestaciones.
 $Pérd_{red_prim}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en redes primarias de distribución.
 $Pérd_{t_dist}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en transformadores de distribución.
 $Pérd_{BT}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en redes de baja tensión.
 $Energía_{total_desp}$: Energía mensual despachada por ELEVVAL.

2.2.7.1.1 Pérdidas Técnicas de Energía en Líneas de Transmisión y Subestaciones (kWh/mes).

El valor se obtiene de la diferencia entre la energía de generación neta más compras aisladas y la energía despachada por los circuitos primarios.

$$Pérd_{transm} = Gen_{neta} + Comp_{aisladas} - Edesp_{circuitos} \quad [\text{kWh/mes}] \quad (2.18)$$

$$\%Pérd_{transm} = \frac{Pérd_{transm} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right]}{Energía_{total_desp} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right]} \cdot 100 \quad (2.19)$$

$$Energía_{total_desp} = Gen_{neta} + Comp_{aisladas} \quad [\text{kWh/mes}] \quad (2.20)$$



Donde:

- $Pérd_{transm}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en líneas de transmisión y subestaciones.
- Gen_{neta} : Es la energía total mensual despachada por las plantas generadoras de ELEVVAL (Planta del Este y Planta Castillito) [kWh/mes].
- $Comp_{aisladas}$: Es la energía total mensual que se compra a las subestaciones de Eleoccidente (13.8 y 115 kV) [kWh/mes].
- $Edesp_{circuitos}$: Es la energía total mensual despachada por todos los circuitos de media tensión, incluyendo puntos de compra a Eleoccidente [kWh/mes].
- $Energía_{total_desp}$: Energía mensual despachada por ELEVVAL.

2.2.7.1.2 Pérdidas Técnicas de Energía en Redes Primarias de Distribución (kWh/mes).

Las pérdidas técnicas de energía en redes primarias de distribución se determinan mediante la siguiente ecuación [11]:

$$Pérd_{red_prim} = \sum_{i=1}^{Nc} TEQ \cdot Pkw_{circuitoi} \quad [\text{kWh/mes}] \quad (2.21)$$

$$\% P\acute{e}rd_{red_prim} = \frac{P\acute{e}rd_{red_prim} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right]}{Energía_{total_desp} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right]} \cdot 100 \quad (2.22)$$



Donde:

- $Pérd_{red_prim}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en redes primarias de distribución.
 TEQ : Tiempo equivalente de pérdida [h/mes].
 $Pkw_{circuito}$: Pérdidas de potencia en circuito primario de distribución [kW].
 Nc : Número de circuitos o alimentadores primarios de ELEVAl.
 $Energía_{total_desp}$: Energía mensual despachada por ELEVAl.

Las pérdidas de potencia de un circuito primario ($Pkw_{circuito}$) se obtienen a través de un software de cálculo de sistemas eléctricos llamado PADEE (Programa de Análisis de Distribución de Energía Eléctrica), el cual es utilizado por ELEVAl.

2.2.7.1.3 Pérdidas Técnicas de Energía en Transformadores de Distribución (kWh/mes).

Para determinar pérdidas técnicas de energía en transformadores de distribución se hace uso de la siguiente expresión:

$$Pérd_{t_dist} = \sum_{i=1}^{Nt} Ptd_i \quad [\text{kWh/mes}] \quad (2.23)$$

Donde Ptd son las pérdidas técnicas de energía mensual de un transformador de distribución y se obtienen mediante la siguiente ecuación [8], la cual se muestra detalladamente en la demostración del **Apéndice C**.

$$Ptd = \left(P_{fe} \cdot 24h \cdot \text{Días}_{mes} + TEQ \cdot P_{cu} \cdot Fu^2 \right) \quad [\text{kWh/mes}] \quad (2.24)$$



$$\%Pérd_{t_dist} = \frac{Pérd_{t_dist} \left[\frac{kWh}{mes} \right]}{Energía_{total_desp} \left[\frac{kWh}{mes} \right]} \cdot 100 \quad (2.25)$$

Para determinar el porcentaje de pérdidas en el subsistema individual de transformadores de distribución es necesario determinar la energía total a la llegada de éstos. Los medidores totalizadores se encuentran ubicados a la salida de los puntos de transformación, por lo que registran la energía que es despachada a las redes de baja tensión. Por esta razón se determina la energía despachada al total de los transformadores de distribución mediante la siguiente ecuación.

$$Edesp_{t_dist} = Edesp_{circuitos} - Pérd_{circuitos} \quad [kWh/mes]. \quad (2.26)$$

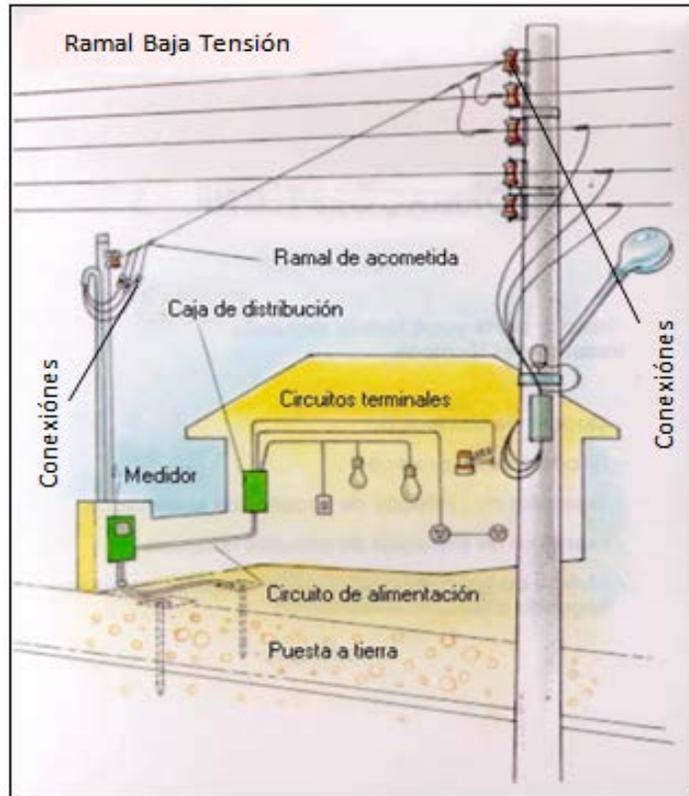
Las variables de las ecuaciones (2.23), (2.24), (2.25) y (2.26) se muestran a continuación:

$Pérd_{t_dist}$:	Pérdidas técnicas de energía mensual en transformadores de distribución.
P_{td}	:	Pérdidas técnicas de energía mensual de un transformador de distribución.
N_t	:	Número de transformadores de distribución de ELEVAT.
TEQ	:	Tiempo equivalente de pérdidas [h/mes]
P_{fe}	:	Pérdidas de potencia nominales en el hierro (en vacío) [kW].
P_{cu}	:	Pérdidas de potencia nominales en el cobre (cortocircuito) [kW].
F_u	:	Factor de utilización asociado al transformador de distribución.
$Energía_{total_desp}$:	Energía mensual despachada por ELEVAT.
$Edesp_{t_dist}$:	Energía mensual despachada a los transformadores de distribución.
$Edesp_{circuitos}$:	Energía total mensual despachada por todos los circuitos de media tensión.
$Pérd_{circuitos}$:	Pérdidas técnicas de energía mensual en circuitos de media tensión.

2.2.7.1.4 Pérdidas Técnicas de Energía en Baja Tensión (*kWh/mes*).

La estimación de las pérdidas técnicas de energía en baja tensión es aplicada a cuatro (4) segmentos de la red de baja tensión. En el primero se contabilizan las pérdidas en los ramales o

circuitos secundarios de distribución. En el segundo se calculan las pérdidas en las acometidas. Luego se determinan las pérdidas en los medidores, y finalmente las pérdidas en conexiones.



Fuente: Electricidad de Valencia (2008).

Figura 2.6 Segmentos de la Red de Baja Tensión

El indicador del total de las pérdidas técnicas de energía mensual en baja tensión se calcula como la suma de las pérdidas de energía mensual por segmento de la red de baja tensión, mediante la siguiente expresión:

$$Pérd_{BT} = Pérd_{ramal} + Pérd_{acom} + Pérd_{med} + Pérd_{conex} \quad [\text{kWh/mes}] \quad (2.27)$$



$$\% P\acute{e}rd_{BT} = \frac{P\acute{e}rd_{BT} \left[\frac{kWh}{mes} \right]}{Energ\acute{a}a_{total_desp} \left[\frac{kWh}{mes} \right]} \cdot 100 \quad (2.28)$$

Donde:

- $P\acute{e}rd_{BT}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en redes de baja tensión.
 $P\acute{e}rd_{ramal}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en ramales de baja tensión [kWh/mes].
 $P\acute{e}rd_{acom}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en acometidas [kWh/mes].
 $P\acute{e}rd_{med}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en medidores [kWh/mes].
 $P\acute{e}rd_{conex}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en conexiones [kWh/mes].
:
 $Energ\acute{a}a_{total_desp}$: Energía mensual despachada por ELEVVAL.

Para determinar la energía que es entregada a las redes de baja tensión donde no existan medidores totalizadores se aplica la siguiente ecuación explicada detalladamente en la demostración del **Apéndice D**.

$$Edesp_{BT} = Fu \cdot Fc \cdot Fpot \cdot KVA_{inst} \cdot 24h \cdot Dias_{mes} \quad [kWh/mes] \quad (2.29)$$

Donde:

- $Edesp_{BT}$: Energía despachada estimada a las redes de baja tensión.
 Fu : Factor de utilización del transformador de distribución.
 Fc : Factor de carga del transformador de distribución.
 $Fpot$: Factor de potencia del transformador de distribución.
 KVA_{inst} : Capacidad instalada del transformador de distribución [kVA]
 $D\acute{a}as_{mes}$: Días de un mes determinado.



2.2.7.1.4.1 Pérdidas Técnicas de Energía en Ramales de Baja Tensión (*kWh/mes*).

Las pérdidas técnicas de energía en ramales de baja tensión se determinan mediante la siguiente ecuación, que se encuentra descrita en la demostración del *Apéndice B*.

$$Pérd_{ramal} = (Fu)^2 \cdot Perd_{ramal_nom} \cdot TEQ \text{ [kWh/mes]} \quad (2.30)$$

Donde:

$Pérd_{ramal}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en ramal de baja tensión [kWh/mes].

$Pérd_{ramal_nom}$: Pérdidas de potencia nominal en ramal de baja tensión [kW].

Fu : Factor de utilización del ramal de baja tensión.

TEQ : Tiempo equivalente de pérdidas [h/mes].

Las pérdidas de potencia nominal en ramales ($Pérd_{ramal_nom}$) se obtienen mediante el procesamiento de sectores de baja tensión usando la herramienta computacional PADEE [12].

2.2.7.1.4.2 Pérdidas Técnicas de Energía en Acometidas (*kWh/mes*).

Las pérdidas técnicas de energía en acometidas se determinan mediante la siguiente ecuación [3]:

$$Pérd_{acom} = Pérd_{acom \text{ kW}} \cdot TEQ \text{ [kWh/mes]} \quad (2.31)$$



Donde las pérdidas de potencia en acometidas ($Pérd_{acom\ KW}$) se obtienen de la ecuación (2.32), la cual se encuentra descrita en la demostración del **Apéndice A**.

$$Pérd_{acom\ kW} = R_{8cu} \cdot \left(i_{real} + \frac{i_{real}^2}{n_s} - \frac{i_{real}}{n_s} \right) [\text{kW}] \quad (2.32)$$

Donde:

- $Pérd_{acom}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en acometidas [kWh/mes].
 $Pérd_{acom\ KW}$: Pérdidas de potencia en acometidas [kW].
 TEQ : Tiempo equivalente de pérdidas [h/mes].
 R_{8cu} : Resistencia del conductor de cobre 8 AWG utilizado por ELEVAL [Ω].
 $i_{máx}$: Corriente de carga máxima que circula por el transformador [Amp].
:
 n_s : Número de suscriptores asociados a un punto de transformación.

2.2.7.1.4.3 Pérdidas Técnicas de Energía en Medidores (kWh/mes).

Estas pérdidas se determinan mediante la siguiente expresión [16]:

$$Perd_{med} = 0,00145 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{día} \cdot \text{suscriptor}} \right] \cdot n_s \cdot \text{Días}_{mes} \quad [\text{kWh/mes}] \quad (2.33)$$

Donde:

- $Pérd_{med}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en medidores.
 n_s : Número de suscriptores asociados a un punto de transformación.
 Días_{mes} : Número de días que contiene un determinado mes.

2.2.7.1.4.4 Pérdidas Técnicas de Energía en Conexiones (kWh/mes).



Estas pérdidas se determinan mediante la siguiente expresión [16]:

$$Perd_{conex} = 0,062 \left[\frac{kWh}{\text{día} \cdot \text{suscriptor}} \right] \cdot n_s \cdot \text{Días}_{mes} \quad [\text{kWh/mes}] \quad (2.34)$$

Donde:

$Perd_{conex}$: Pérdidas técnicas de energía mensual en conexiones.

n_s : Número de suscriptores asociados a un punto de transformación.

:

Días_{mes} : Número de días que contiene un determinado mes.

2.3 Glosario de Términos.

Acometida Eléctrica: La acometida es una derivación desde la red de distribución de la empresa de servicio eléctrico hacia la edificación. Termina en el interruptor principal de servicio instalado después del medidor de energía eléctrica que es el punto de entrega de la energía. Este es el punto donde comienza las instalaciones internas.

Asociación Cliente Transformador: Es la parte del alimentador de distribución que opera en baja tensión (B.T), desde los transformadores de distribución hasta la acometida de los suscriptores.

Balance Energético: Estudio que se realiza a los circuitos de distribución para poder determinar, las diferencias entre la energía despachada y la energía facturada por punto de transformación.

Carga: Se entiende por carga a la capacidad o cantidad de potencia dada o recibida en un punto del sistema eléctrico, esta puede estar expresada en kilowatts, kilovars, kilovolamperes, kiloamperes, o amperes.



Carga Conectada: Es la suma de la potencia eléctrica consumida por todas las cargas que tienen la probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima.

Carga Instalada: Es la suma de la potencia eléctrica nominal de los aparatos, consumidores de carga, como aparece especificada en sus datos de placa, se puede expresar en kW o kVA.

Conductor Eléctrico: Es aquel cuerpo que puesto en contacto con un cuerpo cargado de electricidad transmite ésta a todos los puntos de su superficie. Generalmente elementos, aleaciones o compuestos con electrones libres que permiten el movimiento de cargas.

Consumo: Es la cantidad de energía activa expresada en KWh consumida por los clientes en un período dado.

Contador de Energía: Equipo destinado a medir y registrar el consumo de energía eléctrica, tanto de energía aparente como de activa y reactiva.

Demanda: Es el promedio de la carga absorbida en los terminales de los receptores durante un determinado intervalo de tiempo adecuado y especificado.

Demanda Máxima: La demanda máxima de una instalación o sistema es la mayor de todas las demandas ocurridas durante un período específico de tiempo, suele ser diaria, semanal, mensual o anual.

Energía Despachada a Redes de Baja Tensión: Cantidad de energía eléctrica en KWh., entregada por ELEVAl a las redes de baja tensión. Ésta se mide en los medidores totalizadores ubicados en los transformadores de distribución.



Energía Despachada a Redes Primarias: Cantidad de energía eléctrica en KWh., entregada por ELEVAl a los circuitos de media tensión. Ésta se mide en los medidores ubicados a la salida de las subestaciones de distribución.

Energía Despachada a Transformadores de Distribución: Cantidad de energía eléctrica en KWh., entregada por ELEVAl a los transformadores de distribución. Ésta se mide en los medidores totalizadores ubicados en los transformadores de distribución.

Energía Despachada Total: Cantidad de energía eléctrica en KWh., entregada por ELEVAl en un determinado lapso. Ésta se mide en los medidores ubicados a la salida de las plantas generadoras, sumando además, la energía comprada a Eleoccidente.

Energía Eléctrica: Es la integración de la potencia en un período de tiempo. Su unidad es el KWh.

Energía Comprada: Es la energía comprada en bloque por una empresa a otros productores de energía eléctrica, a un sistema interconectado u otras empresas eléctricas, durante un período determinado.

Energía Facturada: Cantidad de energía en KWh., calculada como la sumatoria de la lectura de los medidores y puestas al cobro; es decir, energía vendida.

Factor de Carga: Razón de carga eléctrica media a la carga máxima, es decir, relación del valor promedio de la carga durante un determinado período de tiempo y el máximo valor de carga ocurrido en el mismo período de tiempo.

Factor de Demanda: Es la relación entre la demanda máxima y la carga conectada, es por lo general menor que la unidad. Es un indicador de la cantidad de carga conectada que opera simultáneamente.



Factor de Pérdidas: Razón del valor de pérdidas promedio de un sistema en un período dado y el valor máximo de las pérdidas en el mismo período.

Factor de Utilización: Es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del equipo individual o sistema. Es un indicador de cuanta capacidad del equipo se está aprovechando.

Flujo de Carga: Es el estudio que permite analizar el sistema en régimen permanente y comprobar, a partir de su resultado, si ese estado de funcionamiento del sistema corresponde a un estado de funcionamiento normal. Partiendo de la potencia generada y demandada en cada nodo, el flujo de carga calcula la tensión, en módulo y argumento que existe en cada nodo y las potencias que circulan por la red de transporte.

Pérdidas de Energía: Equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden clasificarse como pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Pérdidas No Técnicas de Energía: Son las calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo y son ocasionadas por el hurto de electricidad, errores técnicos y administrativos.

Pérdidas Técnicas de Energía: Representan la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un recalentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras a los consumidores. Este tipo de pérdidas es normal en cualquier distribuidora de energía y no pueden ser eliminadas totalmente; sólo pueden reducirse a través del mejoramiento de la red.



Punto de Entrega: Punto de conexión, normalmente ubicado a la salida del equipo de medición, donde la compañía eléctrica suministra la energía a las instalaciones y responsabilidades de la compañía y el cliente.

Ramal: Es la porción del circuito de baja tensión que se deriva del troncal.

Redes Adecuadas: Son aquellas que poseen un calibre único y no posibles empalmes de calibres diferentes.

Resistencia: Oposición que presentan los cuerpos a ser atravesados por una corriente eléctrica. Según la naturaleza de los materiales, la resistencia puede ser muy baja (materiales empleados en los cables) o muy alta (materiales empleados como aislantes, fundas de los cables). La resistencia se mide en ohmios.

Sistema de Medición: Son los componentes necesarios para la medición o registro de energía activa y reactiva y demandas máximas o de otros parámetros involucrados en el servicio. Incluyen las cajas y accesorios de sujeción, protección física de la acometida y del (de los) medidor(es), cables de conexión y equipos de protección, transformadores de instrumentos y equipo de control horario.

Totalizador: Equipo de medición conformado por un contador de energía y transformadores de corriente conectados en los conductores de baja tensión de un punto de transformación de distribución, ubicados en postes, casetas y/o pedestales y dispuestos a medir la carga “total” asociada al equipo de transformación y lograr registrar las variables eléctricas asociadas a ésta.

Transformadores de Distribución: Es todo transformador reductor cuyo lado de alta tensión opera a la misma tensión del circuito primario al cual está unido y cuyo lado de baja tensión posibilita la alimentación eléctrica de los consumidores en una tensión adecuada.



Troncal: Es la red de distribución primaria, tanto aérea como subterránea de donde se deriva el suministro del servicio eléctrico al cliente.

Usuario, Cliente o Suscriptor: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio eléctrico bien como titular de un contrato de servicio o como receptor directo del mismo, sujeta a los derechos y obligaciones que establece la ley del servicio eléctrico y su reglamento.



MARCO METODOLÓGICO.

En esta sección del trabajo de investigación, se indica a que tipo pertenece la investigación, se describe el conjunto de pasos ordenados para llevarla a cabo y que permitieron la obtención, clasificación de la información y la forma de organizarla para obtener la solución del problema planteado.

3.1 Clasificación de la Investigación.

González (1996; pág.7) en el manual de trabajos de grado de maestría y tesis doctorales “UPEL” define este tipo de trabajo como un estudio **factible**, que consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales. La propuesta que lo define puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos, que sólo tienen sentido en el ámbito de sus necesidades.

Con base en las diversas concepciones, el proyecto factible se desarrolla a través de las siguientes etapas: el diagnóstico de las necesidades, el cual puede basarse en una investigación de campo o en una investigación documental, planteamiento y fundamentación teórica de la propuesta; el procedimiento metodológico, las actividades y recursos necesarios para su ejecución y el análisis de viabilidad o factibilidad del proyecto (económica, política, social, entre otros) y la posibilidad de ejecución.

Hurtado de Barrera, Jacqueline (1998; pág. 213) en su libro titulado “Metodología de la Investigación Holística” plantean este tipo de trabajo como un estudio **descriptivo**, que tiene como objetivo central la descripción o caracterización



del evento de estudio dentro de un contexto particular. Según **Dankhe (1986, c.p. Hernandez Sampieri y otros, 1999)** los estudios descriptivos son aquéllos que buscan especificar las propiedades de importantes personas, grupos, comunidades, objetos o cualquier otro evento sometido a investigación; en otras palabras, miden diversos aspectos o dimensiones del evento investigado. Ander Egg (1987) los define como aquellos cuyo objetivo es caracterizar un evento o situación concreta, indicando sus rasgos peculiares o diferenciadores. Por tal motivo el trabajo de investigación se ubica como una investigación **descriptiva**.

Cerda Gutiérrez (1991), define la descripción como la representación de hechos o eventos por medio del lenguaje, de modo tal que al leer o escuchar las expresiones verbales, se puede evocar el evento representado o figurado. En la descripción se pueden utilizar todas las variables del lenguaje (escritos, gráficos, ilustraciones, símbolos, etc.).

Los criterios para la identificación de los diseños en investigación descriptiva son tres fundamentales: la perspectiva temporal, la fuente de donde provienen los datos y la amplitud del foco.

Según el criterio de contexto o las fuentes de donde provienen los datos, los diseños para este tipo de investigación descriptiva son:

- 1. Descriptivos de campo:** Se denomina así las investigaciones cuyo propósito es describir un evento obteniendo los datos de fuentes vivas o directas, en su ambiente natural, es decir, en el contexto habitual al cual ellas pertenecen, sin introducir modificaciones de ningún tipo a dicho contexto. En este diseño lo que se pretende es captar el evento en su medio, por lo que puede equipararse a una “fotografía” de la situación en estudio. Este tipo de diseño



presenta un panorama del estado de uno o más eventos de una población. En una investigación descriptiva de campo hay varias etapas:

- Exploración, la cual consiste en el descubrimiento de eventos relevantes.
 - Desarrollo de los criterios iniciales, los cuales tienen como propósito evitar la expansión exagerada y controlar el oportunismo.
 - Formulación de los criterios metodológicos concretando el procedimiento para el logro de los objetivos.
 - Estudio piloto de los instrumentos y procedimientos.
 - Operación de campo: implica la recolección de los datos en el sitio donde los eventos se manifiestan.
 - Integración de los datos.
- 2. Descriptivos documentales:** Son investigaciones cuyo objetivo es describir un evento, situación, hecho o contexto, y cuya base o fuente de datos está constituida por documentos (escritos, cartas, videos, grabaciones de audio, restos). En los diseños descriptivos documentales es importante interpretar los datos en función del contexto y de quienes hicieron los registros.

Según el texto “*Normas Para la Elaboración y Presentación de los Trabajos de Grado de Especialización y de Maestría y las Tesis Doctorales*”, de la Universidad



Pedagógica Experimental Libertador; se puede calificar este trabajo de investigación como, del **tipo documental** debido a que tiene apoyo a través de análisis de documentos, donde se utiliza material bibliográfico para poder llevar una relación correcta entre la teoría y la práctica, para de esta forma tratar de obtener una estrategia de implementación correcta que conlleve a un diseño efectivo y además, una vez finalizada la investigación, se contará con un trabajo que explique el procedimiento para la realización de un diseño de las instalaciones eléctricas de baja tensión para la estación los Sauces del Metro de Valencia.

Para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos planteados, se llevan a cabo las siguientes fases:

3.2.- FASE I. ELABORAR UNA MEMORIA DESCRIPTIVA RECOPILANDO LA INFORMACIÓN NECESARIA PARA EL ESTUDIO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN DE UNA ESTACIÓN DE TRANSPORTE SUBTERRÁNEO DE PASAJEROS.

Estrategia a utilizar: Obtener normas nacionales e internacionales, establecer criterios y realizar un estudio informativo de todo lo referente a una estación de transporte subterráneo de pasajeros, fijando como objeto de estudio las instalaciones eléctricas de la estación Los Sauces del Metro de Valencia.

Actividades:

Describir:

1.1 Objeto

1.2 Alcance.



- 1.3 Ubicación Geográfica.
- 1.4 Climatología.
- 1.5 Descripción del proyecto arquitectónico.
- 1.6 Criterios a ser utilizados.
- 1.7 Normas y reglamentos.
- 1.8 Descripción del sistema eléctrico de la zona.
- 1.9 Descripción del sistema eléctrico propuesto.

FASE II. DESARROLLAR EL ESTUDIO DE CARGAS DE LA ESTACIÓN.

Estrategia de utilizar: clasificar las cargas de estudio como lo indica el Manual de Normas y Proyectos de Instalaciones Eléctricas (MOP).

Actividades:

- 2.1.- Realizar el requerimiento de cargas.
- 2.2.- Clasificar las cargas.

FASE III. REALIZAR LOS CÁLCULOS DE DISEÑO DE LA ESTACIÓN.

Estrategia a utilizar: Realizar los cálculos respectivos utilizando como base normas nacionales e internacionales, criterios propios y del Metro de Valencia.



Actividades:

- 3.1.- Ubicar los Tableros de Fuerza, Centros de Control de Motores (CCM), Subtableros de iluminación, subtableros de tomacorrientes y equipos menores de la estación.
- 3.2.- Calcular la demanda de los Centros de Control de Motores (CCM), subtableros de iluminación, subtableros de tomacorrientes y equipos menores y sus circuitos ramales.
- 3.3.- Calcular los alimentadores de los Centros de Control de Motores (CCM), cargas, subtableros de iluminación, subtableros de tomacorrientes y equipos menores de la estación.
- 3.4.- Calcular la demanda de los Tableros Principales de Baja Tensión (TP-1, TP-2 y TP-3) y el Tablero de la Planta de Emergencia (TP-E) y sus alimentadores.
- 3.5.- Calcular la acometida en media tensión de la estación.
- 3.6.- Calcular las corrientes de cortocircuito en los Centros de Carga basados en el método Punto a Punto.
- 3.7.- Diseñar el sistema de puesta a tierra de la estación
- 3.8.- Realizar cálculos de iluminación.

FASE IV. HACER LAS ESPECIFICACIONES GENERALES.

Estrategia a utilizar: buscar información de materiales y equipos a utilizar en la estación para su construcción.



Actividades:

- 4.1.- Realizar las especificaciones de construcción.
- 4.2.- Realizar las especificaciones de materiales y equipos.
- 4.3.- Anexos de copias de accesorios y equipos.

FASE V. REALIZAR LOS PLANOS PERTINENTES.

Estrategia a utilizar: Utilizar el software Autocad, para realizar los planos pertinentes.

Actividades:

Realizar:

- 5.1.- Diagrama unifilar.
- 5.2.- Planos de iluminación.
- 5.3.- Planos de fuerza.
- 5.4.- Planos de tableros.
- 5.5.- Planos de detalles.

FASE VI. REALIZAR LOS CÁLCULOS MÉTRICOS UTILIZANDO EL SOFTWARE LULOWIN.

Estrategia a utilizar: contabilizar materiales y equipos a instalar utilizando las herramientas apropiadas con una mano de obra calificada.



Actividades:

6.1.- Utilizar el software Lulowin para realizar los cálculos métricos.

3.3.- Técnicas de Recolección, Interpretación y presentación de la información.

3.3.1.- Instrumentos de recolección de datos:

Los instrumentos según Jacqueline Hurtado de Barrera (1998), constituyen un conjunto de pautas e instrucciones que orientan la atención del investigador hacia un tipo de información específica para impedir que se aleje del punto de interés; los instrumentos le indican qué tipo de preguntas hacer y con cuál contenido, o cuáles situaciones observar y en qué momento. Si bien la técnica indica *cómo* se va a recoger la información, el instrumento señala *cuál* información seleccionar.

Dichos instrumentos de recolección de datos son:

- Guía de observación.
- Guía de entrevista.
- Guía de observación.
- Matriz de análisis.
- Guía de entrevista.

Además se emplearán una serie de técnicas de recolección de la información orientadas de manera esencial a alcanzar los fines propuestos. Las técnicas utilizadas para recopilar la información serán:

a.-Técnicas Documentales: a partir de la observación documental, como punto de partida para la presente investigación, se realizará un análisis de fuentes documentales mediante lectura general de textos relacionados con el tema y otros



aspectos técnicos que son fundamentales en el desarrollo de planteamientos esenciales y aspectos lógicos de su contenido, a propósito de extraer algunos datos bibliográficos útiles para el estudio que se está realizando. Estas técnicas también aplican a la búsqueda de la información por Internet para artículos referentes al tema de investigación, definiciones y bibliografías acerca de trabajos similares.

b.-Entrevistas de Campo: con todos los departamentos de ingeniería y con Ing. William Muñoz (jefe de proyecto eléctrico), representante de ICOCENCA C.A. empresa consultora del Metro de Valencia, para obtener la información necesaria acerca de las normas a utilizar y criterios exigidos por el Metro de Valencia C.A para el diseño eléctrico, así como visitas a otras estaciones del Metro de Valencia ya concretadas tomadas como referencia para la evaluación y posterior diseño de la estación Los Sauces.

c.-Observación de Campo: Esta técnica se caracteriza por la visualización directa del entorno físico objeto de la investigación lo cual permite obtener información general y específica. Esta técnica se lleva a cabo en otras estaciones ya terminadas de la línea 1, etapa 1 con lo cual se observa las estación en sí, la ubicación de los equipos menores que se puedan observar, el plafón a utilizar, el sistema de iluminación y el tipo de luminaria que se colocó. Al igual que una reunión para asistir a una de las estaciones con Metro de Valencia para hacerle un recorrido más profundo y observar los equipos que están en los cuartos técnicos al igual que sus especificaciones entre otras cosas más.

d.-Instrumentos: lápices, resaltadores, hojas, carpetas, cámaras fotográficas, computadores para almacenar los datos y cálculos, impresoras, fotocopadoras, etc.



e.-Técnicas de entrevista no estructurada: son investigaciones no sistemáticas que permiten obtener la idea general del proyecto y de los aspectos más importantes, utilizando la entrevista informal con expertos y especialistas en el área.

3.4.-TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS.

Tal como lo refiere Selltiz, Jahode y Otros (1976), *“El propósito del análisis es resumir las observaciones llevadas a cabo de tal forma que proporcionará respuestas a las interrogantes de investigación”*.

3.4.1 Análisis e Interpretación de Datos

La información recabada es analizada de acuerdo a las exigencias de cada fase metodológica, la misma se organizará para dar respuesta a los objetivos planteados en el estudio, conectándolos con las bases teóricas que sustentan la misma, así como con los conocimientos que se disponen con relación al problema estudiado, mediante las técnicas descritas en el punto 3.3.1.

3.4.2 Presentación de la información

Los planos de la estación se realizan con el programa **AutoCad 2004®**, por ser un programa de fácil manejo y estar orientado a la producción de planos, cuenta con recursos tradicionales del grafismo en el dibujo, como color, grosos de líneas y texturas tramadas. Se utiliza Microsoft Office Excel 2007, para la realización de tablas. Se utilizará el software Dialux 4.7, para simular el diseño de iluminación de la estación.



5.1. Conclusiones

- Mediante la aplicación de las normas referentes a instalaciones eléctricas se logró establecer una estructura adecuada para el sistema eléctrico de la Estación Los Sauces de la Línea 1, Etapa 2 del Metro de Valencia.
- Adicionalmente en las tablas de cálculo de demanda de Centros de Control de Motores y sus circuitos ramales, así como también en las tablas de Tableros de Fuerza y sus alimentadores se colocaron cables europeos, por exigencia de Metro Valencia C.A, ya que la empresa constructora importara los materiales y equipos a utilizar en la estación en Europa.
- La tubería se escogió en base a las características tomadas del catálogo de cables europeos para baja tensión de Pirelli tipo F670R, lo que significa que esta tubería va a ser de mayor diámetro a la que se pudiera escoger con la tabla de ICONEL para cables americanos de cobre-PVC.
- Mediante el uso del Dialux para la simulación de los sistemas de iluminación de las áreas públicas de la estación se pueden realizar planificaciones más acertadas del consumo de dichos sistemas además el tiempo de trabajo se reduce.
- Con el uso del Dialux la planificación de los sistemas de iluminación es más rápida y acertada que mediante otros métodos aplicados en la antigüedad.
- En el montaje del sistema de iluminación de áreas públicas en el Dialux, se utilizó en algunos casos luminarias parecidas a las escogidas para realizar los planos de iluminación por no encontrarse en las librerías de dicho software.
- Se realizó el cálculo del número de luminarias solamente en cuartos técnicos, ambientes varios y túnel, en las áreas públicas se tomó como referencia los



planos hechos por arquitectura. El número de luminarias en las áreas públicas fueron tomadas de los planos de arquitectura de la estación.

- Se determinó que mediante el software AUTOCAD se obtiene múltiples ventajas en la realización de los planos, cálculos de áreas y otros factores importantes en el ámbito de la planimetría de un proyecto de esta índole.
- El Internet es una herramienta que permite al ingeniero electricista conocer la disponibilidad de equipos para cualquier proyecto que se realice así como alternativas para cualquier implementación.
- En todo proyecto debe considerarse factores de reserva a fin de cubrir cualquier crecimiento en la carga y dar flexibilidad al diseño.
- Para la selección del calibre por el método de cortocircuito de la acometida en media tensión de la estación, se asumió un valor de cortocircuito de 21 KVA y la duración de la falla de 4 ciclos (0,064), tomando en cuenta que en la subestación de transformación principal hay dos transformadores de 20MVA con una impedancia de 6%.
- Para el estudio del Sistema de Puesta a Tierra de la Estación, se tomo como referencia el diseño del Sistema de Puesta a Tierra de Metro de Valencia (SIEMENS).
- Para ejecutar este proyecto es de gran ayuda contar con experiencia en el área de ejecución en los mismos ya que eso permite que el diseñador pueda considerar los detalles de implementación y prever los mismos desde el momento inicial de diseño.



5.2. Recomendaciones

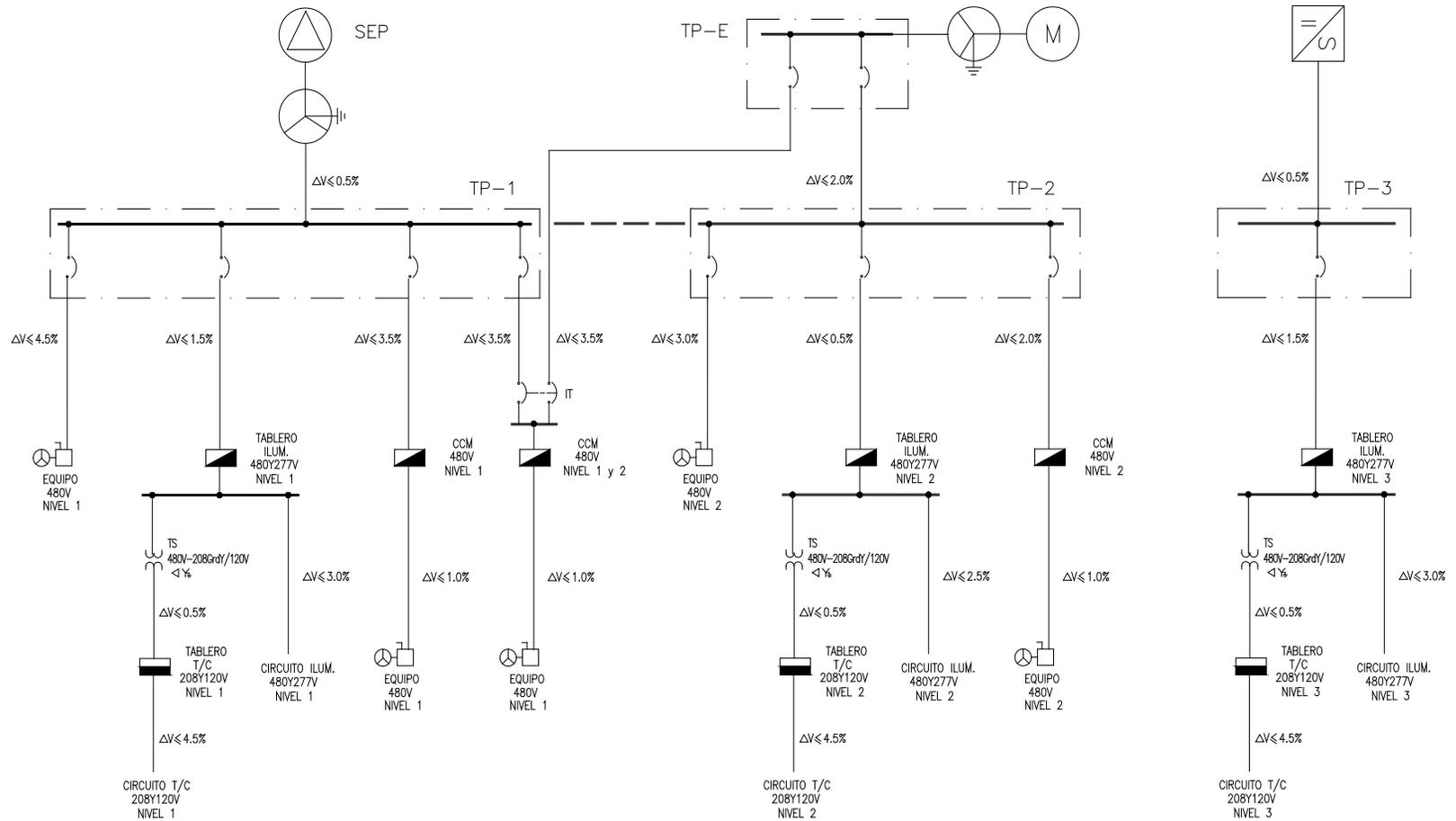
Estableciendo las consideraciones pertinentes a los hallazgos relevantes del estudio se estima conveniente recomendar:

1. Realizar la coordinación de protecciones de baja tensión empleando softwares disponibles en el mercado para un proceso más rápido y acertado.
2. Se deberá utilizar otro software de iluminación como el Relux, para el montaje de la estación y su simulación, ya que el utilizado (Dialux), a la hora de realizar montajes con estructuras grandes se hace lento.
3. Se puede utilizar cables de cobre tipo THHN con aislamiento de policloruro de vinilo (PVC) y sobrecapa protectora de poliamida (Nylon), resistente al calor y a la humedad, para una temperatura máxima de operación continua de 90°C, en sustitución a los cables de cobre tipo RHH ya que cumple con las características eléctricas para ser instalado en la estación y es de menor costo.

Fuera del alcance y delimitaciones de dicho proyecto de grado se recomienda:

1. Diseño del control de iluminación de la estación.
2. Diseño de las instalaciones eléctricas de baja tensión para una estación de tracción.
3. Diseño del sistema de protección contra descargas atmosféricas de patios y talleres de la estación.
4. Diseño de la subestación de transformación principal que alimentara las estaciones próximas a funcionamiento.

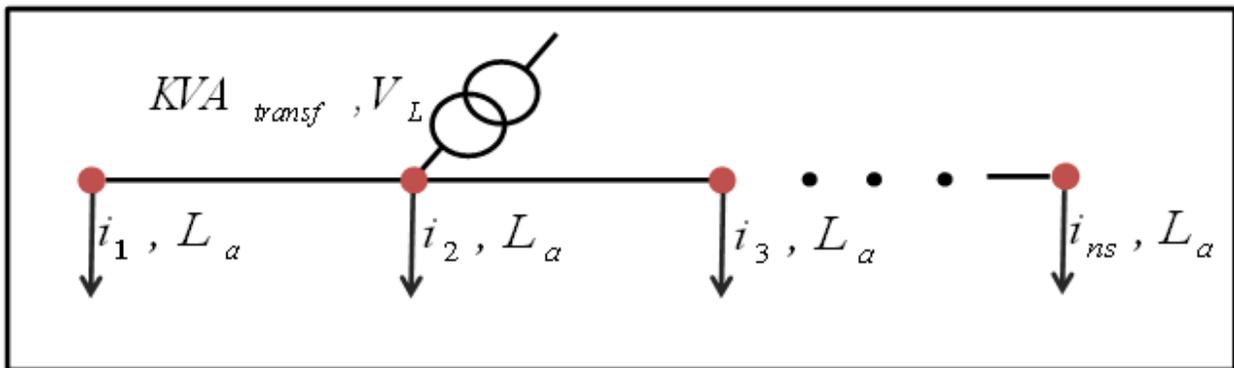
FIGURA 5. ESQUEMA PARA DISTRIBUCIÓN DE CAÍDAS DE VOLTAJE EN ESTACIÓN LOS SAUCES



APÉNDICE A

Demostración de la Ecuación para el Cálculo de las Pérdidas Técnicas en las Acometidas en unidades de Potencia.

Para iniciar la demostración de cómo se calculan las pérdidas técnicas en las acometidas se plantea un caso típico de una red de alimentación en baja tensión, similar al que se encuentra en la realidad, se asume una cantidad de n_s suscriptores, una longitud de acometida L_a , capacidad del banco de transformadores KVA_{transf} , tensión de línea de la red V_L y el calibre del conductor de cada una de las acometidas es # 8 AWG de Cobre con aislamiento TTU, según lo establecido en el Código Eléctrico Nacional [1] (Ver Figura Ap.1).



Fuente: Celi M y Jelambi E. (2009).

Figura Ap.1 Caso Típico de una Red de Alimentación en Baja Tensión

Donde la pérdida total por acometidas, es la suma de cada una de las pérdidas individuales de cada acometida, es decir; la suma de las pérdidas en las acometidas de cada cliente, quedando:

$$Pérd_{acomKW} = PT_{Acometida_1} + PT_{Acometida_2} + PT_{Acometida_3} + \dots + PT_{Acometida_{n_s}} \quad [W] \quad (A.1)$$

Ahora, sabiendo el hecho de que las únicas pérdidas técnicas que se producen en las acometidas son las que se generan por Efecto Joule, se puede plantear lo siguiente:

$$PT_{acometida} = i^2 \cdot R_{ACOM_{prom}} \quad [\text{W}] \quad (\text{A.2})$$

Y la resistencia del conductor de la acometida se determina como:

$$R_{ACOM_{prom}} = R_{8CU} \cdot L_A \quad [\Omega] \quad (\text{A.3})$$

Donde:

$Pérd_{acomKW}$: Pérdida de potencia en acometidas [W]

$PT_{acometida}$: Pérdida técnica en potencia en una acometida [W]

i : Corriente de la Acometida [A]

$R_{ACOM_{prom}}$: Resistencia de la Acometida Promedio [Ω]

L_A : Longitud de la Acometida [m]

R_{8CU} : Resistencia del Conductor # 8 AWG de Cobre, TTU [Ω/m]

Para obtener el valor de la resistencia de la acometida se asume una longitud mínima de 25 metros [1] y un valor de 2,653 m Ω/m [1], el cual se sustituye en la ecuación A.3, se obtiene un valor de resistencia de la acometida igual a:

$$R_{ACOM_{prom}} = 0,066325 \quad \Omega$$

Para los efectos de la deducción se deja expresada la resistencia de la acometida como $R_{ACOM_{prom}}$. Sustituyendo la ecuación A.2 en la ecuación A.1, y asumiendo que la corriente que circula por cada acometida es distinta entre ellas, resulta:

$$Pérd_{acomKW} = i_1^2 \cdot R_{ACOM_{prom}} + i_2^2 \cdot R_{ACOM_{prom}} + i_3^2 \cdot R_{ACOM_{prom}} + \dots + i_n^2 \cdot R_{ACOM_{prom}} \quad [\text{W}] \quad (\text{A.4})$$



Simplificando la ecuación anterior y representándola como una sumatoria, queda la ecuación A.5.

$$Pérd_{acomKW} = \sum_{j=1}^{ns} i_j^2 \cdot R_{ACOM_{Prom}} \quad [W] \quad (A.5)$$

Sacando fuera de la sumatoria el valor de la resistencia del conductor.

$$Pérd_{acomKW} = R_{ACOM_{Prom}} \cdot \sum_{j=1}^{ns} i_j^2 \quad [W] \quad (A.6)$$

Para obtener el valor de la sumatoria de las corrientes al cuadrado se parte del hecho en que la corriente nominal de un banco de transformadores o de un transformador trifásico se obtiene de la siguiente manera:

$$i_{TRANSF_{NOM}} = \frac{kVA_{Nominal}}{F_{Fases} \cdot V_l} \quad [A] \quad (A.7)$$

Donde:

$i_{TRANSF_{NOM}}$: Corriente Nominal del Banco de transformadores en el lado de baja tensión [A]

$kVA_{Nominal}$: Capacidad de Transformación del Banco [KVA]

F_{Fases} : Factor de Fases [Adimensional]

1 Si el sistema es monofásico

$\sqrt{3}$ Si el sistema es trifásico

V_l : Tensión de Línea [V]

240V Si el sistema es monofásico

208V Si el sistema es trifásico



Es importante señalar que en la mayoría de los casos la corriente que circula en el lado de baja tensión no es la nominal, por tal razón se usa el valor del Factor de Utilización del transformador para calcular el valor de corriente real que circula en el lado de baja tensión, y nos queda:

$$i_{REAL} = i_{TRANSF_{NOM}} \cdot Fu \text{ [A]} \quad (A.8)$$

Donde:

i_{REAL} = Corriente Real que circula en el lado de baja tensión [A]

Fu = Factor de Utilización del Banco de Transformadores [Adimensional]

Ahora bien, una vez dicho esto se realiza un proceso de aproximaciones partiendo de que la corriente real es conocida al igual que el número de suscriptores y se construye una tabla de datos.

- Aproximación 1
Corriente real igual a 6 A

$$\sum_{j=1}^{n_s} i_j^2 = i_{suscriptor1}^2 + i_{suscriptor2}^2 + i_{suscriptor3}^2 + i_{suscriptor4}^2 + i_{suscriptor5}^2 + i_{suscriptor6}^2$$

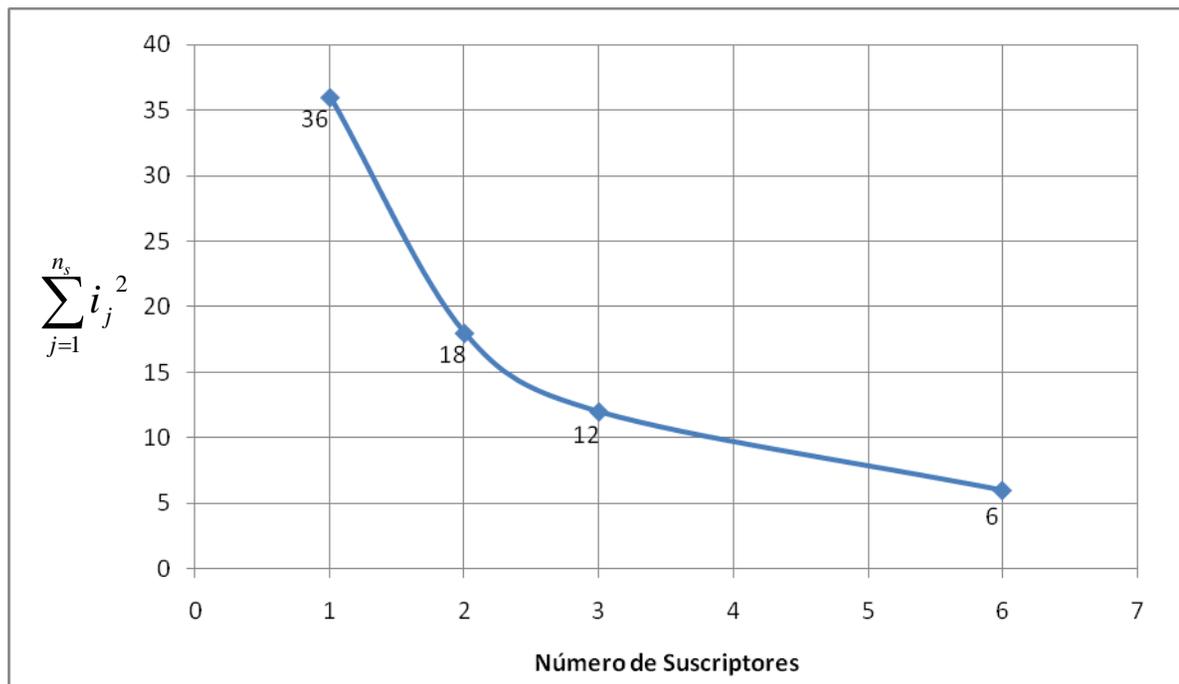


Tabla Ap.1 Suma de los cuadrados de las corrientes de Acometidas para una Corriente real de 6 A

$i_{Real} (A)$	Suscriptores	Corriente de Acometida de cada Suscriptor (A)						$\sum_{j=1}^{n_s} i_j^2 (A^2)$
		Suscriptor 1	Suscriptor 2	Suscriptor 3	Suscriptor 4	Suscriptor 5	Suscriptor 6	
6	6	1	1	1	1	1	1	6
6	3	2	2	2				12
6	2	3	3					18
6	1	6						36

Fuente: Celi M y Jelambi E. (2009).

Graficando en A.1 la tabla Ap.1 se puede apreciar como varía la sumatoria de los cuadrados de las corrientes de las acometidas mientras disminuye el número de suscriptores.



Fuente: Celi M y Jelambi E. (2009).

Grafica A.1 Cantidad de Suscriptores Vs la Sumatoria de los Cuadrados de las Corrientes de las acometidas



Al observar con detenimiento la gráfica A.1, esta tiene un comportamiento similar a la curva utilizada en el modelo de estimación de demanda de la Westinghouse [13], adaptando la ecuación de esta curva (Ver Ecuación A.9) a este caso resulta la ecuación A.10.

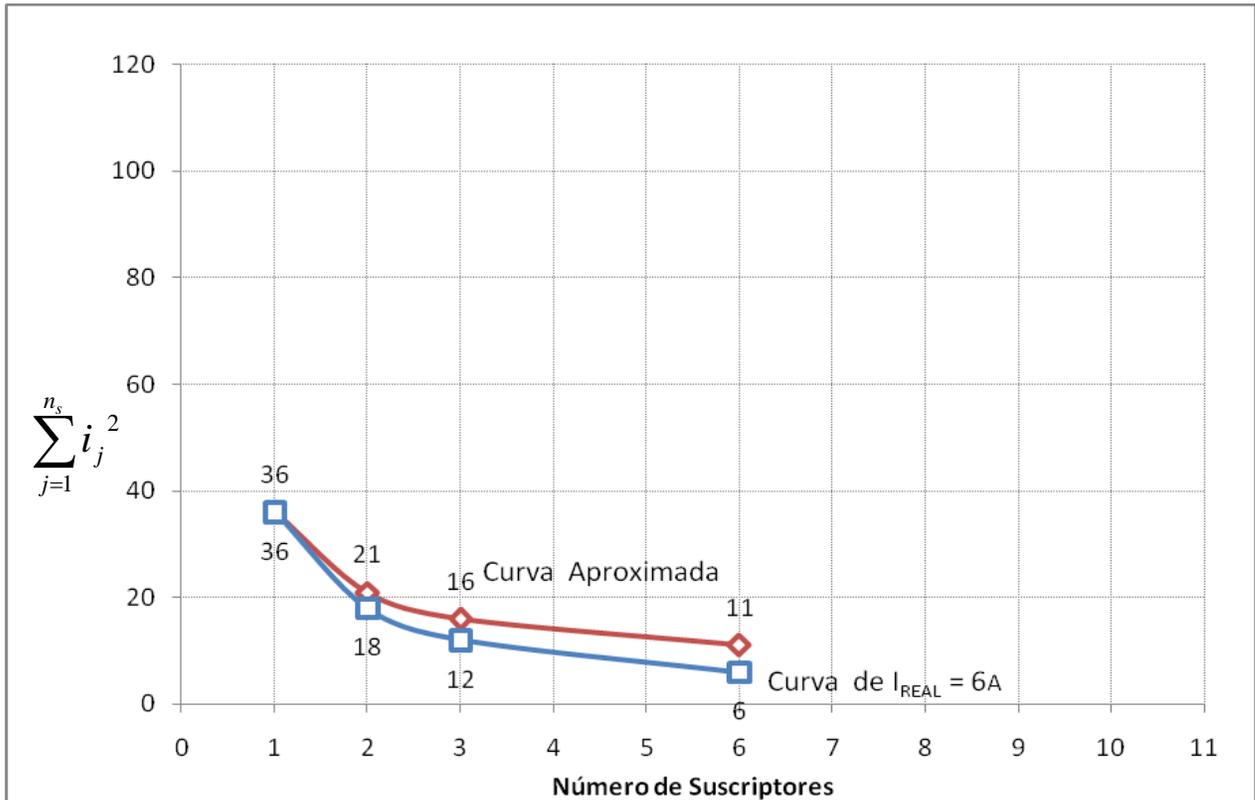
$$Y = A + \frac{B}{x} - \frac{A}{x} \quad (\text{A.9})$$

$$\sum_{j=1}^{n_s} i_j^2 = i_{REAL} + \frac{i_{REAL}^2}{n_s} - \frac{i_{REAL}}{n_s} \quad (\text{A.10})$$

Donde:

- Y : *Demanda Máxima Diversificada por Artefacto [KW]*
- A : *Demanda Máxima de un Artefacto [KW]*
- B : *Demanda Máxima Diversificada para infinitos Artefactos [KW]*
- X : *Número de artefactos*
- i_{REAL} : *Corriente Real que circula en el lado de baja tensión [A]*
- i_{REAL}^2 : *Corriente Real que circula en el lado de baja tensión elevada al cuadrado [A²]*
- :
- n_s : *Número de suscriptores*
- $\sum_{j=1}^{n_s} i_j^2$: *Sumatoria de los cuadrados de las Corrientes de las Acometidas [A²]*

Realizando una gráfica de la ecuación A.10, y comparándola con la Grafica A.1 se puede apreciar notablemente como la diferencia entre una y otra es mínima (Ver Grafica A.2), arrojando un margen de error que compensa los desbalances entre las corrientes de cada acometida a medida que se incrementa el número de suscriptores, esto es debido a que el sistema es desequilibrado y la corriente que demanda cada suscriptor no es igual ya que existe un factor de diversidad.



Fuente: Celi M y Jelambi E. (2009).

Gráfica A.2 Comparación entre la Curva Real de la Grafica A.1 y la curva Aproximada aplicando la Ecuación A.10, para una corriente real (i_{REAL}) igual a 6 A Y distribución igual de carga.



- Aproximación 2
Corriente real igual a 10 A

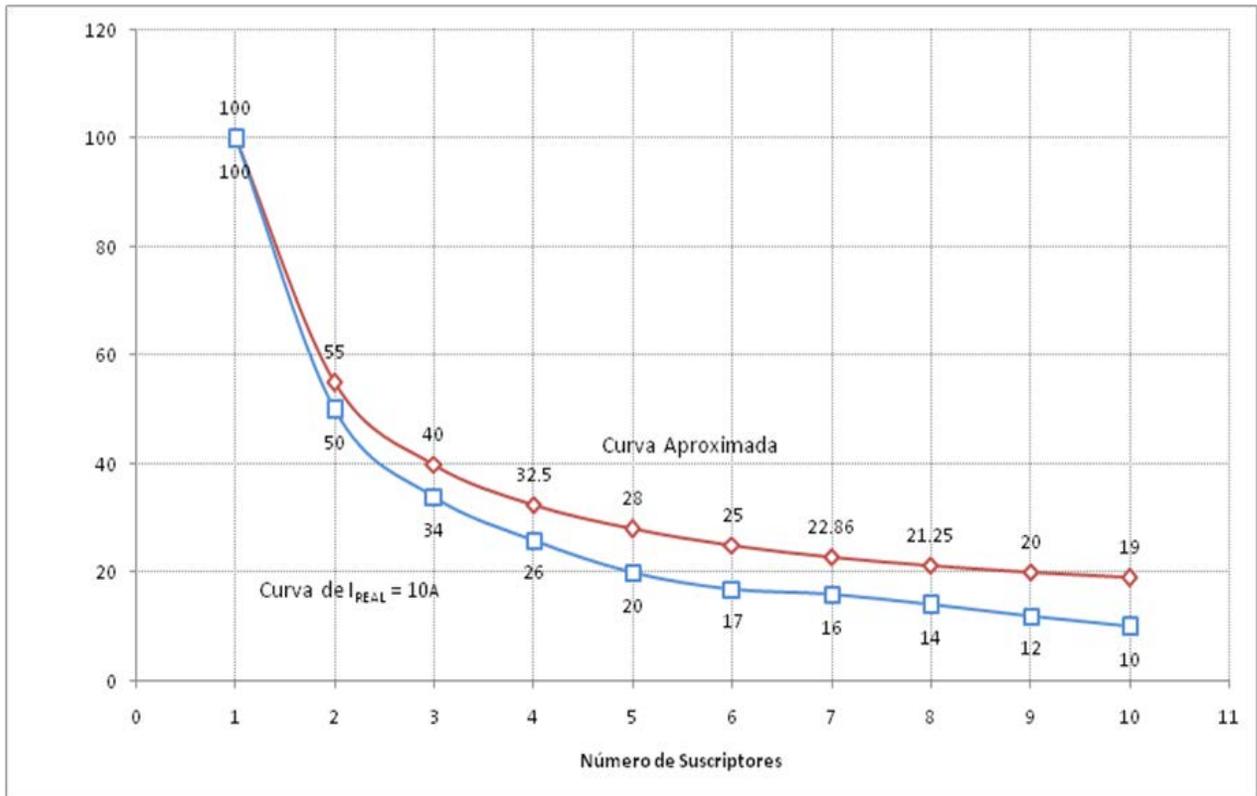
Tabla Ap.2 Suma de los cuadrados de las corrientes de Acometidas para una Corriente real de 10 A

i Real (A)	Suscriptores	Corriente de la Acometida de cada Suscriptor (A)										$\sum i^2$ (A ²)
		Suscriptor 1	Suscriptor 2	Suscriptor 3	Suscriptor 4	Suscriptor 5	Suscriptor 6	Suscriptor 7	Suscriptor 8	Suscriptor 9	Suscriptor 10	
10	10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10
10	9	2	1	1	1	1	1	1	1	1		12
10	8	2	2	1	1	1	1	1	1			14
10	7	2	2	2	1	1	1	1				16
10	6	2	2	1,5	1,5	1,5	1,5					17
10	5	2	2	2	2	2						20
10	4	2	2	3	3							26
10	3	3	3	4								34
10	2	5	5									50
10	1	10										100

Fuente: Celi M y Jelambi E. (2009).

Graficando la tabla Ap.2, igual que para el caso de la gráfica A.1, se puede apreciar como varía la sumatoria de los cuadrados de las corrientes de las acometidas mientras cambia el número de clientes, y de manera similar a la primera aproximación se usa la ecuación A.10 para crear una curva y poder compararla con las curvas de la gráfica A.2, para este caso en el que se tiene una mayor cantidad de datos se puede apreciar aún mas cómo se adapta la ecuación A.10 al modelo que se quiere lograr.

En la gráfica A.4 se observan dos curvas, una curva real con los valores de la sumatoria de los cuadrados de las corrientes de la tabla Ap.2 y otra curva aproximada, creada a partir de la ecuación A.10.



Fuente: Celi M y Jelambi E. (2009).

Grafica A.3 Comparación entre la Curva Real y la curva Aproximada aplicando la Ecuación A.10, para una corriente real (i_{REAL}) igual a 10 A Y distribución desigual de carga por suscriptor.

Para culminar se sustituye la ecuación A.10 en la ecuación A.6, y resulta:

$$Pérd_{acomKW} = R_{ACOM_{Prom}} \cdot \left(i_{REAL} + \frac{i_{REAL}^2}{n_s} - \frac{i_{REAL}}{n_s} \right) [W] \quad (A.11)$$



APÉNDICE B

Demostración de la Ecuación para el Cálculo de las Pérdidas Técnicas en Ramales de Baja Tensión en unidades de Potencia.

Para lograr obtener una aproximación de cómo son las pérdidas técnicas en ramales de baja tensión se parte de dos ecuaciones [3], una de ellas se basa en el cálculo de las pérdidas técnicas nominales en ramales de baja tensión (B.1) y otra en las pérdidas técnicas reales en ramales de baja tensión (B.2), asumiendo para esta última el peor caso, es decir; utilizando la corriente máxima para un periodo de tiempo.

$$(Perd_T)_N = (I_N)^2 \cdot R_{RAMAL} \cdot l \text{ [W]} \quad (B.1)$$

$$(Perd_T)_{REALES} = (I_{MÁX})^2 \cdot R_{RAMAL} \cdot l \text{ [W]} \quad (B.2)$$

Donde:

$(Perd_T)_N$: Pérdidas Técnicas Nominal de un ramal de baja tensión [W]

:

I_N : Corriente Nominal del ramal de baja tensión [A]

R_{RAMAL} : Resistencia del conductor del ramal de baja tensión [Ω/m]

l : Longitud del ramal de baja tensión [m]

$(Perd_T)_{REALES}$: Pérdidas Técnicas Reales de un ramal de baja tensión [W]

:

$I_{MÁX}$: Corriente Real que circula en el lado de baja tensión elevada al cuadrado [A^2]

:



Despejando el factor $(R_{RAMAL}) \cdot l$ de la ecuación (B.1) se obtiene lo siguiente:

$$\frac{(Perd_T)_N}{(I_N)^2} = [R_{RAMAL} \cdot l] \quad (B.3)$$

Siguiendo el mismo procedimiento para la ecuación (B.2) queda lo siguiente:

$$\frac{(Perd_T)_{REALES}}{(I_{MÁX})^2} = [R_{RAMAL} \cdot l] \quad (B.4)$$

Sustituyendo la expresión (B.3) en la expresión (B.4); queda lo siguiente:

$$\frac{(Perd_T)_{REALES}}{(I_{MÁX})^2} = \frac{(Perd_T)_N}{(I_N)^2} \quad (B.5)$$

Donde:

$$\frac{(Perd_T)_{REALES}}{(Perd_T)_N} = \frac{(I_{MÁX})^2}{(I_N)^2} \quad (B.6)$$

$$Fu = \frac{D_{max} [kW]}{Capacidad_{INSTALADA} [kW]} = \frac{I_{MÁX} \cdot V_l}{I_N \cdot V_l} = \frac{I_{MÁX}}{I_N} \quad (B.7)$$

Donde:

Fu : Factor de Utilización de la baja tensión

V_l : Tensión de Línea [V]



Sustituyendo la ecuación B.7 en la ecuación B.6, queda:

$$\frac{(Perd_T)_{REALES}}{(Perd_T)_N} = (Fu)^2 \quad (B.8)$$

Despejando el término $(Perd_T)_{REALES}$ de la ecuación (B.8) se demuestra que:

$$(Perd_T)_{REALES} = (Fu)^2 \cdot (Perd_T)_N \quad [W] \quad (B.9)$$



APÉNDICE C

Demostración de la Ecuación para el Cálculo de las Pérdidas Técnicas en Transformadores de Distribución

Las pérdidas en los transformadores se dividen en dos: *pérdidas en vacío* y *pérdidas en el cobre*.

Las *pérdidas en vacío* se generan en el núcleo del transformador durante su funcionamiento e independientemente de la carga a que está sometido. Estas pérdidas son constantes y ocurren aún cuando el secundario del transformador este a circuito abierto, es decir sin carga.

Estas pérdidas pueden determinarse conociendo las pérdidas nominales del transformador [kW] obtenidas durante el ensayo en vacío, luego aplicando la ecuación C.1 se puede determinar cuánto son las pérdidas técnicas producidas en el hierro en un transformador.

$$Perd_{fe} = P_{fe} \cdot Dias \cdot 24h \quad [\text{kWh/mes}] \quad (\text{C.1})$$

Donde:

$Perd_{fe}$: *Pérdidas Técnicas de Energía en el hierro de un Transformador*

P_{fe} : *Pérdidas Nominal del Transformador en el hierro [kW]*

:



$Dias_{mes}$ *Cantidad de días del Mes de estudio*

:

$24h$ *Horas que tiene un día*

:

Las *pérdidas en el cobre* varían en función del cuadrado de la corriente (o sea que dependen del estado de carga y son variables). Estas ocurren tanto en el bobinado primario como en el secundario del transformador, siendo las pérdidas en el cobre las de mayor incidencia en las pérdidas de bajo carga, las cuales son causadas por la resistencia del conductor de cobre, que conforma los bobinados, al flujo de la corriente eléctrica.

Por lo mencionado anteriormente se podrán expresar estas pérdidas en función del factor de utilización del transformador, tal como se muestra en la ecuación C.2.

$$Perd_{cu} = P_{cu} \cdot Fu^2 \cdot TEQ \quad [\text{kWh/mes}] \quad (\text{C.2})$$

Donde:

$Perd_{cu}$: *Pérdidas Técnicas de Energía en el cobre de un Transformador*

P_{cu} : *Pérdidas Nominal en el cobre del Transformador* [kW]

Fu : *Factor de Utilización del transformador*

:

TEQ : *Tiempo Equivalente* [h/mes]

:

Sabiendo esto, el tiempo equivalente (TEQ) puede calcularse según la ecuación C.3.

$$TEQ = Fp \cdot 24h \cdot Días_{mes} \quad [\text{h/mes}] \quad (\text{C.3})$$

Donde:



- F_p : *Factor de Pérdida*
 $Dias_{mes}$: *Cantidad de días del Mes de estudio*
:
 $24h$: *Horas que tiene un día*
:

Se sustituye la ecuación C.3 en la Ecuación C.2 y resulta la ecuación C.4

$$Perd_{cu} = P_{cu} \cdot Fu^2 \cdot Fp \cdot 24h \cdot Días_{mes} \text{ [kWh/mes]} \quad (C.4)$$

Una vez conocido el valor de las pérdidas en el hierro y en el cobre, se suman, resultado así la ecuación C.5, donde Ptd son la pérdidas técnicas en un transformador de distribución.

$$Ptd = P_{cu} \cdot Fu^2 \cdot Fp \cdot 24h \cdot Días_{mes} + P_{fe} \cdot Dias \cdot 24h \text{ [kWh/mes]} \quad (C.5)$$

Luego simplificando y agrupando queda:

$$Ptd = P_{fe} \cdot 24h \cdot Dias_{mes} + TEQ \cdot Fu^2 \cdot P_{cu} \text{ [kWh/mes]} \quad (C.6)$$



APÉNDICE D

Demostración de la Ecuación para Determinar el Despacho Estimado en los Ramales de Baja Tensión.

Para lograr obtener un despacho estimado a los ramales de baja tensión que no posean medidor totalizador, se aplica la ecuación D.1.

$$Desp_{BT} = Fu \cdot Fc \cdot Fpot \cdot KVA_{inst} \cdot 24h \cdot Dias_{mes} \quad [\text{kWh/mes}] \quad (\text{D.1})$$

Donde:

$Desp_{BT}$: Energía mensual despachada a los ramales de baja tensión

Fu : Factor de Utilización del Transformador

Fc : Factor de Carga del Transformador

$Fpot$: Factor de Potencia

:

$Dias_{mes}$: Cantidad de días del Mes de estudio

$24h$: Horas que tiene un día



Para demostrar la ecuación D.1, se parte de la ecuación 2.11 y la ecuación 2.12 que son las que definen el factor de carga y el factor de utilización respectivamente.

$$F_c = \frac{Demanda_{promedio} [kW]}{D_{m\acute{a}x} [kW]} \quad (2.11)$$

$$F_u = \frac{D_{m\acute{a}x} [kW]}{Capacidad_{instalada} [kW]} \quad (2.12)$$

Al sustituir la ecuación 2.11 y 2.12 en la ecuación D.1, y simplificando las D_{MAX} , resulta la ecuación D.2.

$$Desp_{BT} = \frac{Demanda_{promedio} [kW]}{Capacidad_{instalada} [kW]} \cdot F_{pot} \cdot KVA_{inst} \cdot 24h \cdot Dias_{mes} \quad (D.2)$$

Sabiendo que la potencia activa es igual al producto del factor de potencia por la potencia aparente, entonces se puede asegurar:

$$Capacidad_{instalada} [kW] = F_{pot} \cdot KVA_{inst} \quad (D.3)$$

Si se sustituye la ecuación D.3 en la ecuación D.2, y simplificando la $Capacidad_{instalada}$ resulta la ecuación D.4:

$$Desp_{BT} = Demanda_{promedio} [kW] \cdot 24h \cdot Dias_{mes} [kWh/mes] \quad (D.4)$$

Al observar la ecuación D.4, se puede notar que el valor obtenido es el resultado de un despacho promedio aproximado mensual de energía a cada red de baja tensión asociada a un



transformador de distribución, por tal razón queda demostrado que la ecuación D.1 se puede utilizar con total seguridad para obtener un despacho estimado por cada red de baja tensión.



ESTUDIO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN PARA UNA ESTACIÓN DE TRANSPORTE SUBTERRANEA DE PASAJEROS.

En esta sección se desarrollarán las ideas expuestas en el Capítulo III, para dar solución al problema planteado en la cual se está enfocando el presente trabajo de grado. Para dar inicio con esta síntesis se muestra a continuación las fases cumplidas en este capítulo y de esta manera llevar de manera sistemática el desarrollo de la propuesta.

Fase I: Elaborar una memoria descriptiva recopilando la información necesaria para el estudio de las instalaciones eléctricas de baja tensión de una estación de transporte subterránea de pasajeros.

Fase II: Desarrollar el estudio de cargas de la estación.

Fase III: Realizar los cálculos de diseño de la estación.

Fase IV: Hacer las Especificaciones Generales.

Fase V: Realizar los planos pertinentes.

Fase VI: Realizar los cómputos métricos utilizando el Software Lulowin.



4.1.- FASE I: MEMORIA DESCRIPTIVA

4.1.1.- Objeto

El presente capítulo se refiere a las Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión para una Estación de Transporte Subterránea de Pasajeros.

4.1.2.- Alcance

Comprende acometida de electricidad, centro principal de transformación, planta de emergencia, sistema UPS, tableros principales de baja tensión que darán energía a los equipos, sistemas auxiliares y Tableros de Baja Tensión Secundarios. Los subtableros alimentarán los circuitos de alumbrado, fuerza, tomacorrientes y equipos menores de la Estación y su sistema de tierra física.

4.1.3.-Ubicación Geográfica

El estudio de las instalaciones eléctricas de baja tensión estará provisto para una estación de transporte subterráneo de pasajeros, correspondiente a la estación Los Sauces de la Línea 1, Etapa 2 del Metro de Valencia, a construirse en Valencia, Edo. Carabobo.

4.1.4.-Climatología:

- Altura sobre el nivel del mar de 520 metros.
- Temperatura Media Anual: 26°C
- Temperatura Máxima: 33°C
- Temperatura Mínima: 18°C

4.1.4.1.-Pluviosidad:

Periodo de lluvia entre el mes de mayo y noviembre, en resto del año se presenta con pocas precipitaciones.

Precipitación Anual Promedio: 906,8 mm.



4.1.4.2.-Tipo de Suelo:

La ciudad de Valencia se desarrolla en la llanura del Lago de Valencia, y los terrenos interceptados por la excavación del túnel de Metro, están constituidos por sedimentos cuaternarios de granulometría media–fina, compuesta por intercalaciones de acillas limosas, arenas arcillosas de limosas con esporádicos niveles de arenas limpias. Los niveles arcillosos son los más representativos a lo largo del trazado, mientras que las otras unidades están presentes con morfologías de lentes.

4.1.4.3.-Nivel Freático:

El nivel freático de los acuíferos superficiales presentan en los depósitos cuaternarios a lo largo del alineamiento su recarga constantemente por las lluvias y por los cursos de agua presentes en el área, de este modo los piezómetros instalados a lo largo del trazado muestran que el nivel freático se encuentra entre 3 y 8 mts de profundidad a lo largo de los tramos de la línea en construcción.

4.1.4.4.-Nivel Isoceraunico:

El nivel isoceraunico es de aproximadamente 60, eso nos dice el número de días al año en que se escuchan tormentas, pero no indica el número de descargas ni la intensidad de las descargas para cada día tormentoso, el nivel isoceraunico es en general más bajo a medida que se acerca a los polos y más alto en los trópicos. La velocidad promedio de los vientos es de 10km/hora, la presión atmosférica de 1013 mb, y humedad del 75%.

4.1.5.-Descripción del Proyecto Arquitectónico:

Comprende la descripción de la estación subterránea, destinada a las actividades propias de una estación de pasajeros para un sistema de transporte masivo. Constará de los siguientes niveles:

Una (1) Planta **Nivel Superficie** para el acceso peatonal a la Estación desde las aceras este y oeste de la Avenida Bolívar Norte y locales comerciales y un (1) nivel



superior con sala de máquinas del Sistema de Enfriamiento Mecánico y Planta de Emergencia.

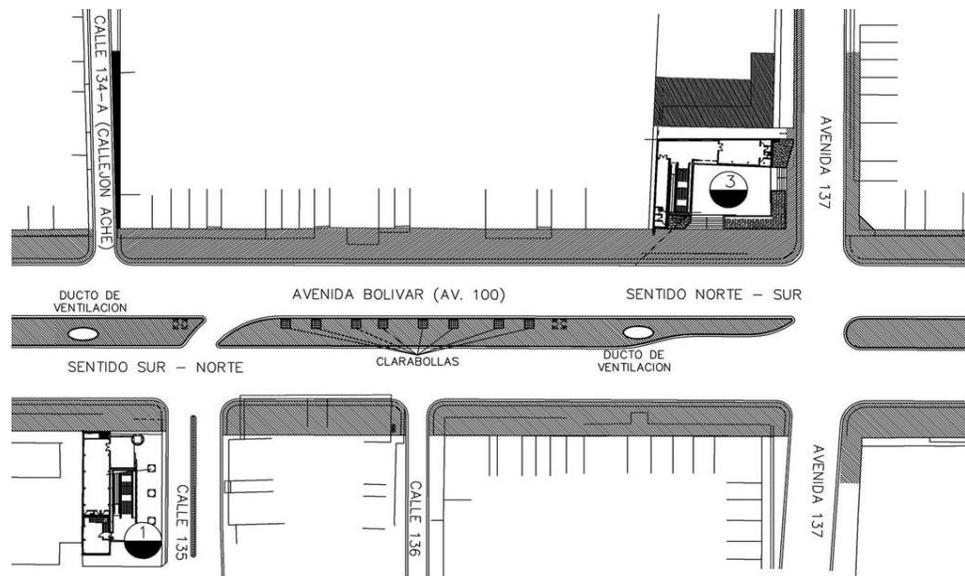


Figura 6.- Plano arquitectónico de la estación Los Sauces.

(Nivel superficie).

(Fuente: ICOCENCA C.A.)

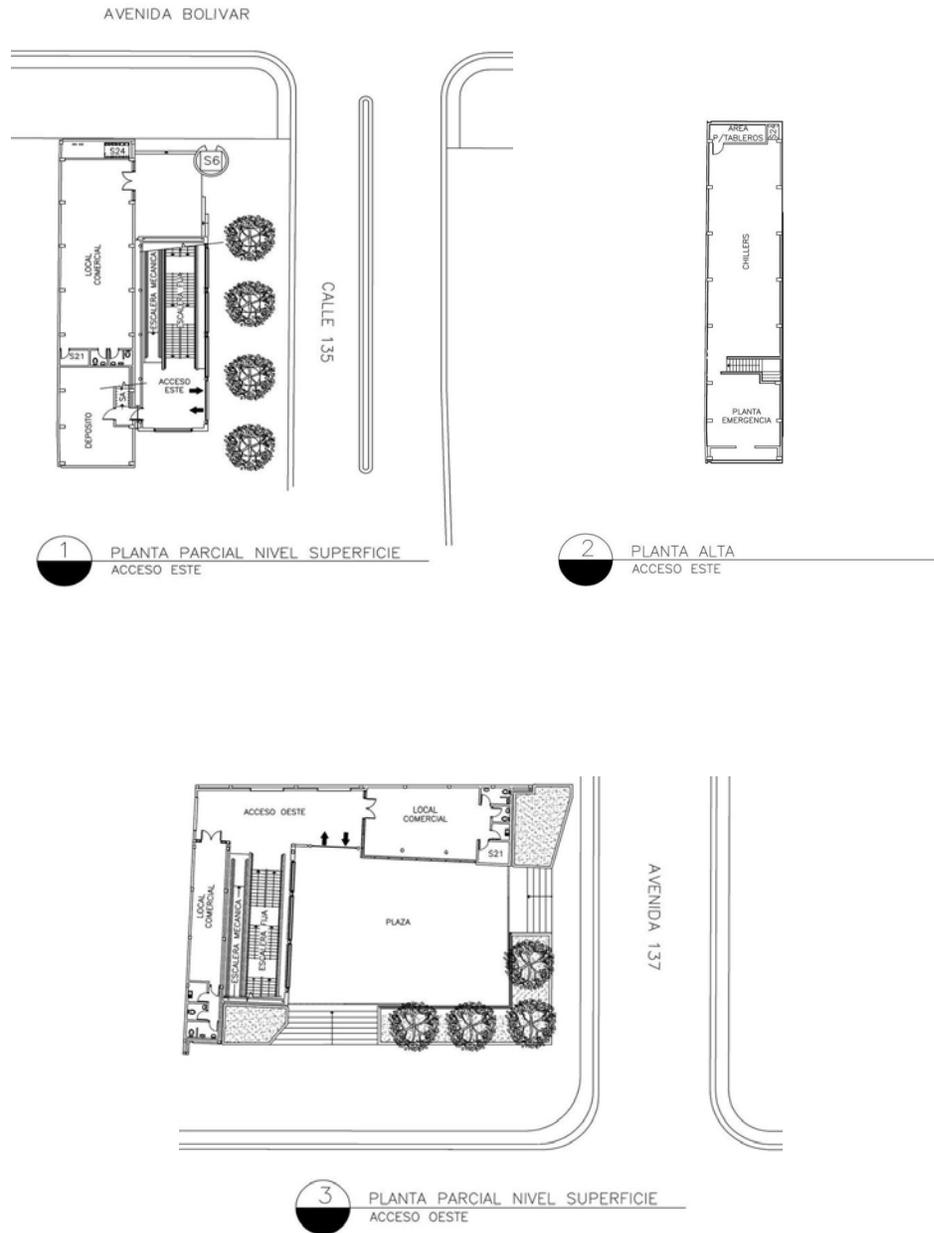


Figura 7.- Plano arquitectónico de la estación Los Sauces. (Nivel superficie).

(Fuente: ICOCENCA C.A.)



Una (1) Planta **Nivel Mezzanina** de tránsito para los usuarios pues permitirá la comunicación entre los niveles de superficie y andén. Se prevén áreas públicas con ingreso no pagado con áreas para comercio, venta de boletos, zonas con ingreso pagado, distribución de pasajeros a cada uno de los sentidos de circulación de los trenes, cuartos de equipos, oficinas administrativas y de apoyo al personal y usuarios y algunos cuartos técnicos de servicios auxiliares de la Estación.

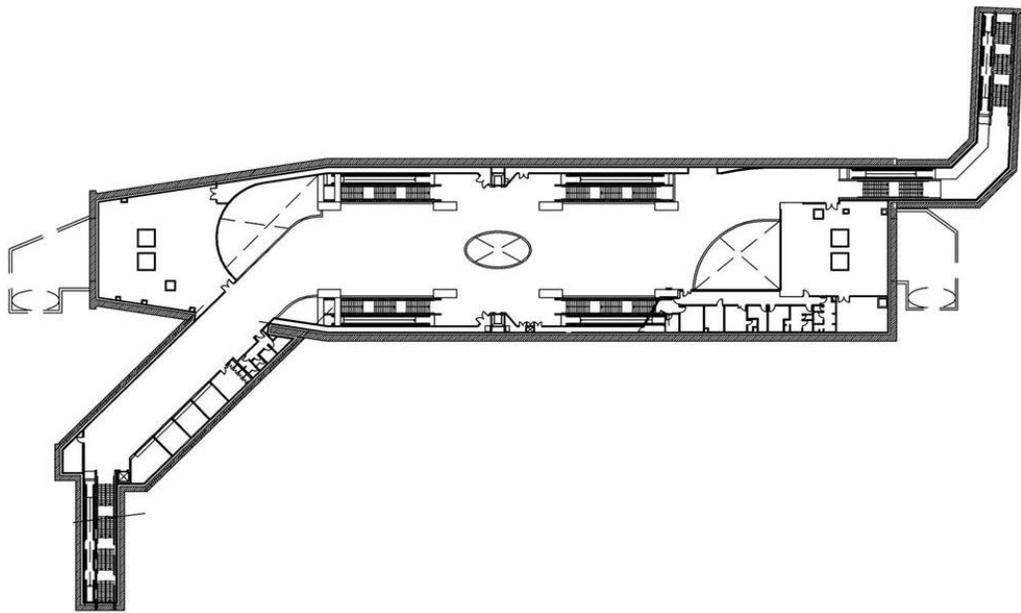


Figura 8.- Plano arquitectónico de la estación Los Sauces.

(Nivel Mezzanina).

(Fuente: ICOCENCA C.A.)

Una (1) Planta **Nivel Andén** para espera y acceso a los trenes. Este nivel estará constituido por dos andenes laterales en donde existirán cuartos técnicos para suministro de energía, para mantenimiento, drenaje y bombeo de aguas blancas y disposición de aguas negras para salas técnicas y de equipos.

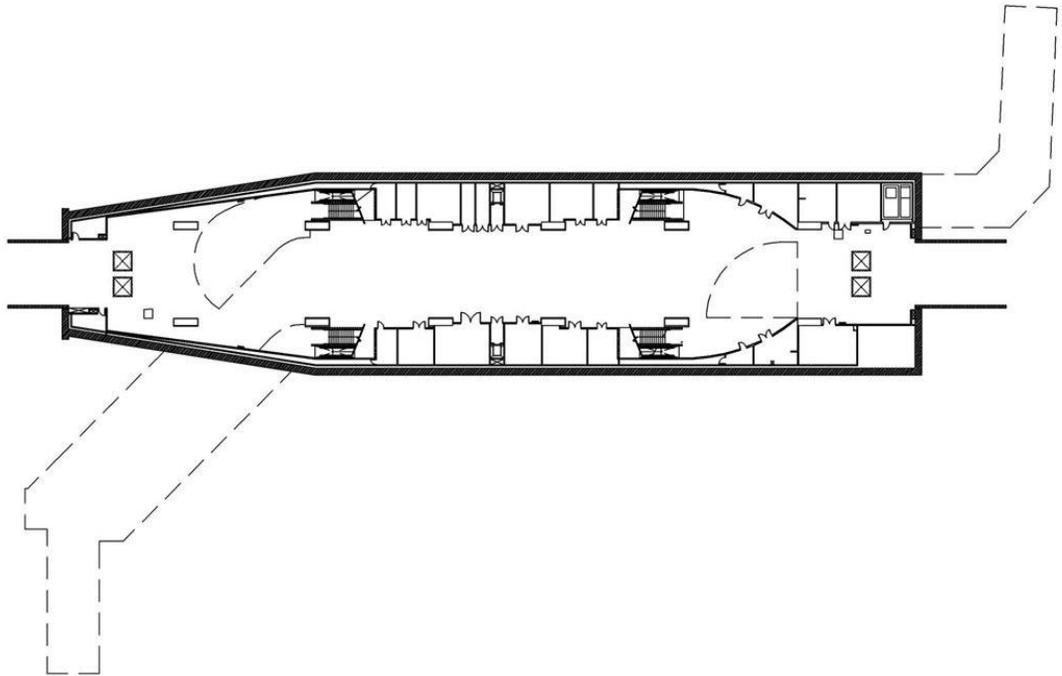


Figura 9.- Plano arquitectónico de la estación Los Sauces.
(Nivel Andén).
(Fuente: ICOCENCA C.A.)

4.1.6.-Criterios a ser utilizados:

En este apartado se mencionará los criterios exigidos por el Metro de Valencia C.A que se utilizarán como base para el desarrollo de las instalaciones eléctricas de baja tensión para una estación subterránea de pasajeros.

4.1.6.1.-Canalizaciones:

Se utilizarán tubería IMC para los circuitos ramales de alumbrado y t/c en su parte final y para los circuitos de motores desde el CCM. Esto se hace con el fin de no ocupar las bandejas portacables y dejárselas a los alimentadores. En este caso se aplicarán las tablas para cables en tubería.

- El calibre mínimo será el AWG # 12 y tubería ¾”.



- No se utilizarán los calibres de cable: #1, 300 MCM, 400 MCM y tuberías de ½", 1 ¼" y 5".
- Se utilizarán bandejas portacables de 30 cm de ancho por 10 cm de alto con un área total de 300 cm² para los cables de:
 - ✓ Circuitos de alimentadores (niveles 1 y 2). El nivel 3 será resuelto con tuberías.
 - ✓ Los circuitos ramales de iluminación y tomacorrientes (niveles 1, 2 y 3).

El uso de bandeja hace que aplique la sección 318 del CEN. Por tanto:

1. Para calibres menores del AWG #1/0 deben utilizarse cables multiconductores, esto aplicará para alimentadores.
 2. Para calibres AWG #1/0 y mayores se utilizarán cables monopolares, esto aplicará para los alimentadores.
 3. Para circuitos ramales se utilizarán cables monopolares.
 4. Se asumirá que en la bandeja se deberá usar el 95% de la capacidad indicada en las tablas para cables en tubería (318-11) (a) excepción 1.
 5. Debe revisarse que se cumple que la ocupación de la canal portacables de fondo solido alcanzada en el proyecto está por debajo de la máxima permitida por el CEN 318-9 (c).
- El calibre mínimo de conductor a utilizar para los cables de baja tensión será el AWG # 12 y el máximo 500 MCM. Los cables usados en circuitos ramales de alumbrado y tomacorrientes de uso general, están comprendidos exclusivamente el cable AWG # 12 y # 10 en casos donde lo amerite.
 - Los cables que se utilizarán en las instalaciones eléctricas de baja tensión en ambientes interiores serán de cobre, resistentes al calor y a la humedad, para una temperatura máxima de operación continua de 90 °C, tipo RHH. Los conductores para puesta a tierra podrán ser desnudos o aislados tipo RHH.



- Se hará un equivalente de cables americanos a cables europeos, estos serán de cobre tipo FG70R, 90 °C, 600 V. De tal manera que los calibres seleccionados para los circuitos ramales y alimentadores se presenten de las dos maneras.
- El diseño del sistema de distribución en baja tensión deberá realizarse de tal manera que la caída de tensión desde los terminales secundarios del transformador hasta el punto de utilización más lejano no supere el 5%.
- Los motores desde ½ HP hasta 250 HP nominales, serán trifásicos, con un voltaje nominal de 460 V, adecuados para operar en un sistema de 480GrdY/277 V, trifásico, 60 Hz, deberán operar adecuadamente en un rango de $\pm 10\%$ de su tensión nominal.

La capacidad del transformador de la estación y generador de emergencia para alimentación en baja tensión a los servicios auxiliares de la edificación, se establecerá de acuerdo a los siguientes criterios:

En condiciones normales, el transformador será capaz de suministrar toda la carga de la actividad normal del inmueble, pero también deberá suministrar la demanda del mismo en situación de emergencia. Ambas situaciones, normal y emergencia, serán excluyentes. Por ello, el dimensionamiento del transformador se hará con la situación que presente la mayor de las demandas.

Se entenderá como carga normal a toda aquellas cargas necesarias para el funcionamiento del inmueble en condiciones normales, tales como iluminación, tomacorrientes, enfriamiento mecánico, ventilación y extracción normal, aire acondicionado, escaleras mecánicas, bombas, equipos de seguridad, señalización, comunicaciones, datos etc., conectadas en los niveles 1, 2 y 3 de confiabilidad de suministro de energía.



En caso de una situación de emergencia en la estación anunciada por una alarma de incendio confirmada o no atendida en el inmueble, o en alguno de los tramos de túnel adyacente a una estación, el transformador deberá suministrar energía a todas aquellas cargas necesarias para el funcionamiento de la edificación en condiciones de emergencia, tales como iluminación, ventilación de emergencia, bombas contra incendio, equipos de seguridad, señalización, comunicaciones, datos, etc. conectadas en los niveles 1, 2 y 3 de confiabilidad de suministro de energía.

En condiciones de falla del suministro de energía, desde el sistema de 13,8 KV o con el transformador fuera de operación, la planta de emergencia será capaz de suministrar energía a toda la carga de esencial y crítica conectada en los niveles 2 y 3 de confiabilidad de suministro de energía.

Este sistema de Generación tendrá todos los bloques eléctricos y mecánicos necesarios para evitar la operación en paralelo del generador de Emergencia con la red de distribución normal.

El generador estará equipado con toda la lógica de arranque y parada, control de voltaje y velocidad, medición, alarma, supervisión, protección y transferencia, la cual debe ser ejecutada una vez se detecte las condiciones de falla de las fuentes primarias. Todo de acuerdo a la especificado según la IEEE std 446-1995.

En caso de falla simultánea del suministro de energía y de la planta de emergencia, el UPS alimentará la carga crítica conectada al nivel 3 de confiabilidad de suministro de energía.

La carga crítica de la estación estará constituida por el sistema de detección de incendios, iluminación de vías de escape, equipos de seguridad, señalización, comunicaciones, datos; así como los sistemas de control y supervisión centralizado, telemando y datos del sistema de peaje.



4.1.6.2.-Factores Utilizados

Para determinar la demanda normal, la demanda de emergencia y la demanda esencial de la estación de pasajeros, se deberá considerar un factor de diversidad de 1,3 y los factores de demanda indicados a continuación:

Factores de Demanda:

Escalera mecánica 0.7

Tablero de iluminación 1.0

Tablero de tomacorriente 0.4

Para los motores de los circuitos ramales de los CCM, ascensores y Tableros de Fuerza serán aquellos indicados en sus respectivas tablas de cálculo mostradas en los anexos.

4.1.6.3.-Tomacorrientes

- Los tableros para alimentar las cargas de tomacorrientes estarán diseñados para operar en un sistema 208/120 V, tres, dos o una fase y tierra según se requiera, 60 Hz y estos podrán estar alimentados desde los Tableros Principales de Baja Tensión del nivel de confiabilidad de suministro de energía a que correspondan los tableros y utilizando transformadores auxiliares de 480/208-120 V.
- Por exigencia del Metro de Valencia C.A, el calibre para los circuitos de túnel será el #6 AWG.
- Los tomacorrientes tendrán código de colores para diferenciarlos de acuerdo con el nivel de confiabilidad de suministro de energía al que están conectados.
- Se proyectarán salidas de tomacorrientes generales en 120 V y salidas especiales en 208 V, donde se requiera. Además, los tomacorrientes instalados en exteriores deberán ser del tipo resistente a la intemperie, mientras que en el túnel y trinchera cubierta se instalarán tomacorrientes para equipos y



herramientas de mantenimiento en 120, 208 V de acuerdo al requerimiento y separados aproximadamente cada 42 m, de un solo lado del túnel. Para su alimentación se tenderá un circuito desde cada una de las estaciones a ambos lados del tramo de túnel y que terminarán aproximadamente en el punto medio del tramo. Los circuitos estarán conectados los subtableros del Nivel 1.

- Todos los tomacorrientes poseerán contacto de tierra, serán de la capacidad que exija la carga o artefacto a ser conectado a él y adecuados al tipo de ambiente o atmósfera donde estará instalado.

4.1.6.4.-Iluminación

El diseño del alumbrado para las áreas técnicas se realizó en base a las siguientes premisas de diseño:

1. Obtención de los niveles de iluminancia adecuados para la realización de las tareas y actividades del personal que labora en la Estación y que garanticen la seguridad de los usuarios.
2. Obtención de soluciones con un balance entre los niveles de iluminación requeridos y la cantidad, combinación de tipos de fuentes de luz y luminarias que den como resultado un sistema de alumbrado eficiente, en base a:
 - Uso de lámparas de alta relación lumen/W, larga vida útil y bajos índices de depreciación de salida de luz, brillo y color.
 - Utilización de luminarias de alta eficiencia.
3. Lograr soluciones que utilicen el menor número de lámparas y luminarias diferentes con el fin de facilitar el mantenimiento en combinación con un



control del alumbrado que optimice el uso de la energía eléctrica y la vida útil de los equipos de iluminación y por ende los costos de operación.

Las soluciones propuestas están basadas en el uso de las siguientes fuentes de luz:

- ✓ Tubos fluorescentes tipo T5 con balastos electrónicos.
- ✓ Bombillos fluorescente tipo PL con balastos electrónicos.
- ✓ Bombillos de haluros metálicos.

El alumbrado de los cuartos técnicos y de servicio será de tipo funcional y se hará con luminarias tipo industrial con tubos fluorescentes cuya distribución ha sido definida por la localización de los equipos dentro de los ambientes.

Niveles de Iluminación

Estación de pajeros

USO	ILUMINANCIA (LUX)	ALTURA (m)
Mezzanina (general)	300	+0,30
Pasillos en mezzanina	300	+0,30
Andenes	300	+0,30
Pasillos en andén	300	+0,30
Escaleras fijas (inicio y fin)	200	+0,15
Escaleras mecánicas (en toda su trayectoria excepto el inicio y el final)	200	+0,15 (un plano que va a lo largo de la escalera)
Rutas de acceso y evacuación	200	0



USO	ILUMINANCIA (LUX)	ALTURA (m)
Oficinas y similares	400	+0,76
Depósito de Valores	300	+0,50
Depósitos	100	0
Zonas frente a máquinas expendedoras de boletos	300	+0,76
Zonas sobre la línea de torniquetes	400	0
Puesto de venta y puesto de recodificación de boletos. Oficina del supervisor de estación y área de manejo de Dinero	300	+0,76
Cuartos para conductores, personal de mantenimiento y de desahogo	250	0,76
Cuartos de control de trenes, cuartos de telecomunicaciones.	300	0
Cuartos de baterías	200	0
Cuartos de electricidad (Tableros de media tensión, transformadores, tableros y subtableros eléctricos 480 V C.A. tableros de 750 V C.D.)	300	+0,50
Planta de emergencia	300	+0,80



USO	ILUMINANCIA (LUX)	ALTURA (m)
Cuartos de ventiladores	300	+0,76
Sala de máquinas de escaleras mecánicas	100	0
Ductos bajo andén	40	0
Zonas de acceso a las Estaciones (hasta un radio de 10m)	70	0

Túnel

USO	ILUMINANCIA (LUX)	ALTURA (m)
Túneles y trincheras Cubiertas	20	0
Zonas de los motores de aguja de los cambiavías	100	+0,60
Zona dentro del foso de inspección en las colas de maniobras	200	+1,50
Zona general del túnel asociada al foso de inspección	150	+0,30

Fuente: Normas COVENIN 2249 (2010)

Todas las luminarias fluorescentes y haluros metálicos serán adecuadas para operar al voltaje normalizado y estandarizado de acuerdo al diseño de la red, es decir, debe diseñarse para operar en 277 y 120 V, 2 hilos y tierra, 60 Hz, con factor de potencia mayor o igual a 0.90.

En general, el alumbrado se alimentará de los tres niveles de confiabilidad de suministro de energía, las luminarias se distribuirán de manera que aproximadamente



un 60% de ellas esté conectada al nivel 1 (iluminación normal relacionada con áreas públicas y lugares que no afecten el funcionamiento de los trenes), un 30% conectada al nivel 2 (iluminación esencial con luminarias ubicadas en áreas técnicas y de operación y alumbrado de emergencia para áreas públicas) y un 10% en el nivel 3 (iluminación crítica relacionada con el alumbrado de vías de escape de las áreas públicas y cuartos técnicos y de operación).

En el túnel y trinchera cubierta se instalarán luminarias separadas, aproximadamente cada 20 m, de ambos lados del túnel y, en lo posible, en disposición alternada para mejorar la uniformidad del alumbrado. Para su alimentación se tenderán dos circuitos desde cada una de las estaciones a ambos lados del tramo de túnel y que terminarán aproximadamente en el punto medio del tramo. Los circuitos estarán conectados a los subtableros del Nivel 2 ubicados en los cuartos de tableros de los andenes que ofrezcan la menor caída de voltaje posible.

Con el fin de optimizar el uso de la energía, el control de iluminación de las áreas públicas, pasillos y escaleras exteriores se hará, en los tableros eléctricos, a través de contactores con opción de comando manual, automático local por medio de relojes y automático remoto con interfase para el Sistema de Control Centralizado de Estaciones (CCE).

De acuerdo a la ubicación de las luminarias se establecieron los siguientes controles horarios para el alumbrado:

Control horario tipo 1 (6 a.m. a 12 a.m.): para aquellas luminarias que deben estar encendidas durante todo el período de operación al público de la Estación como las de andén y mezzanina que cubren áreas no iluminadas por luz solar.



Control horario tipo 2 (6 p.m. a 6 a.m.): para aquellas luminarias ubicadas en nivel superficie que cubren áreas iluminadas por luz solar y que por razones de seguridad deben quedar encendidas durante la noche.

Control horario tipo 3 (6 p.m. a 12 a.m.): para aquellas luminarias ubicadas en nivel superficie o mezzanina que cubren áreas iluminadas por luz solar que deben operar desde la puesta del sol hasta la hora de cierre de la Estación.

Control horario tipo 4: para aquellas luminarias de alumbrado del túnel que por razones de seguridad deben encenderse en condiciones de emergencia.

El control de iluminación de cuartos técnicos, de equipos mecánicos y eléctricos, cuartos de mantenimiento, aseo y oficinas se hará a través de interruptores manuales de alumbrado ubicados estratégicamente en cada área.

Con la finalidad de facilitar el cableado y montaje de las luminarias en el área pública se utilizarán rieles precableados para los circuitos de iluminación. Estos rieles estarán provistos de 7 cables de 2,50 mm², con aislamiento de 90 °C retardante de la llama, conectores para alimentación de los mismos y accesorios para fijación y conexión de luminarias.

4.1.6.5.-Criterios de Caída de Voltaje:

Para mantener los límites de caída de voltaje indicados por el Código Eléctrico Nacional en el diseño de los circuitos alimentadores y ramales y como guía general para la distribución de las caídas de voltaje con el fin de obtener el diseño más conveniente, a continuación se establecen los siguientes criterios:



Sistema 480/277V:

Nivel 1:

- Entre el transformador de la Estación y los Tableros Principales de Baja Tensión (TP-1, TP-2 y TP-3) se dejó una previsión del 0,5% de caída de voltaje en condiciones de funcionamiento normal. De esta manera, queda un 4,5% para el sistema de baja tensión cuando se alimente desde el Nivel 1.
- Los alimentadores de los subtableros de iluminación y t/c desde el TP-1 se diseñaron con el 1,5% y sus circuitos ramales con el 3%. Así, la caída de voltaje total en condiciones normales será del 5%.
- Los alimentadores de los tableros de equipos (CCM) desde el TP-1 se calcularon con el 3,5% y sus circuitos ramales con el 1%. Con ello, la caída de voltaje total en condiciones normales será del 5%.
- Los alimentadores de equipos conectados directamente a TP-1 se diseñaron con el 4,5%. Así la caída de voltaje total en condiciones normales será del 5%.

Nivel 2:

- Entre la Planta de Emergencia, su tablero asociado (TP-E) y TP-2 se dejó una previsión del 2% de caída de voltaje en condiciones de falla en el Nivel 1.
- Los alimentadores de los subtableros de iluminación y t/c desde TP-2 se diseñaron con el 0,5% y sus circuitos ramales con el 2,5%. De esta manera, la caída de voltaje total en condiciones normales será del 3,5% y del 5% en condiciones de emergencia.
- Los alimentadores de los tableros de equipos (CCM) desde el TP-2 se diseñaron con el 2% y sus circuitos ramales con el 1%. Así, la caída de voltaje total en condiciones normales sería del 3,5% y del 5% en condiciones de emergencia.
- Los alimentadores desde el TP-E de los tableros de equipos (CCM) con doble alimentación se calcularon con el 3,5% y sus circuitos ramales con el 1%. Con ello, la



caída de voltaje total en condiciones normales será del 5% y del 4,5% en condiciones de emergencia.

- Los alimentadores de equipos conectados directamente a TP-2 se diseñaron con el 3%. Así la caída de voltaje total en condiciones normales será del 3,5% y del 5% en condiciones de emergencia.

Nivel 3:

- Entre en UPS y TP-3 se dejó una previsión del 0,5% de caída de voltaje en condiciones de falla del Nivel 2.
- Los alimentadores de los subtableros de iluminación y t/c desde TP-3 se diseñaron con el 1,5% y sus circuitos ramales con el 3%. De esta manera la caída de voltaje total en cualquier condición será del 5%.

Sistema 208/120V:

- Los transformadores secos que suministran energía desde los subtableros de 480V se especificaron con derivaciones de manera de obtener voltaje nominal independientemente de la ubicación dentro de la Estación. De esta manera, se puede manejar, de nuevo, el límite de 5% en los circuitos en 208Y120V. que permite el Código Eléctrico Nacional. Por ello, los alimentadores de los subtableros en este nivel desde el transformador seco se diseñaron con el 0,5% y sus circuitos ramales con el 4,5%. Así, la caída de voltaje total en cualquier condición sería del 5%.

A continuación se muestra un esquema de Distribución de Caídas de Voltaje en la Estación para visualizar los criterios anteriormente descritos:





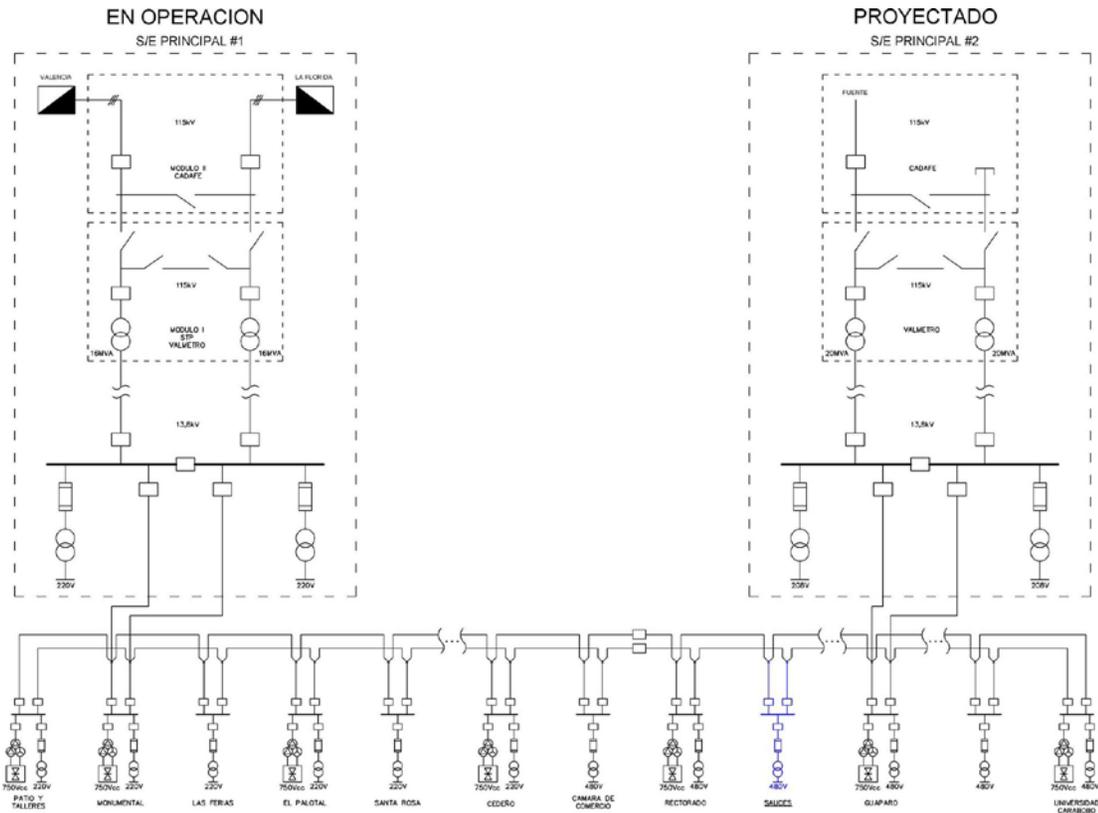
4.1.7.-Normas y Recomendaciones:

El diseño de las Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión, se realizó en base a las siguientes normas y recomendaciones:

- Código Eléctrico Nacional vigente COVENIN 200.
- Criterios de Diseño C.A. METRO DE VALENCIA.
- Para equipos fabricados en U.S.A. o con patentes del mismo:
 - National Electrical Manufacture's Association Standards (NEMA).
 - American National Standards Institute (ANSI).
 - American Society for Testing and Materials Standards (ASTM).
 - Aprobación de UNDERWRITER'S LABORATORIES (UL).
 - Standard for Fixed Guide way Transit and Passenger Rail Systems (NFPA 130).
- En defecto de las anteriores, se aplicarán las normas de las Instituciones correspondientes al país de origen de los equipos.
- Para equipos fabricados en Venezuela o con patentes nacionales:
 - Sello de aprobación NORVEN.
 - Normas COVENIN.
- Iluminación en Tareas y Áreas de Trabajo (COVENIN 2249).



4.1.8.-Esquema del Sistema Eléctrico para Metro Valencia C.A



4.1.9.-Descripción del Proyecto de Electricidad

Está previsto que la alimentación de la Estación se hará desde el sistema de distribución eléctrica en media tensión (13.8 kV, 3 fases, 3 hilos) propio del Metro de Valencia.

Este proyecto comprende la distribución eléctrica en baja tensión (480GrdY/277V y 208GrdY/120V) a partir de los tableros principales de baja tensión de la Estación que darán energía a los equipos, sistemas auxiliares y Tableros de Baja Tensión Secundarios ubicados en los cuartos de baja tensión secundarios. Los subtableros



alimentarán los circuitos de alumbrado, fuerza, tomacorrientes y equipos menores. No se incluye la alimentación de equipos como sistema de cobro de pasaje, control de trenes y otros equipos de comunicación que no sean exclusivos de la Estación.

El diseño del sistema de baja tensión propuesto, prevé tres niveles de confiabilidad de suministro de energía, a saber:

Nivel 1: Sistema de distribución normal, depende directamente de la red de distribución eléctrica en media tensión y la Subestación Principal de Transformación (115/13.8 kV) propias del Metro de Valencia, las que a su vez estarán servidas por un circuito en 115 kV de la Compañía de suministro eléctrico contratada (CADAFE). A este nivel, estará conectada la carga normal del inmueble: los equipos auxiliares que no afectan el funcionamiento de los trenes, como el alumbrado normal, el sistema de enfriamiento mecánico, aire acondicionado, escaleras mecánicas y además también en condiciones normales alimentará los tableros del segundo nivel: la bomba para extinción de incendio, sistema de ventilación y la carga del sistema esencial de la edificación.

Nivel 2: Sistema de distribución de emergencia, alimentado en condiciones normales desde el Nivel 1 y en condiciones de falla del servicio desde un motor-generador de 500 kVA y su tablero de distribución asociado TP-E ubicados, ambos, en el nivel superior del acceso Oeste de la Estación.

La bomba contra incendio, el sistema de ventilación y el sistema de distribución esencial estarán alimentados en condiciones normales desde el Nivel 1 y en condiciones de falla del servicio eléctrico, desde el motor-generador o planta de emergencia mencionada anteriormente. Al sistema de distribución esencial estará conectada la carga de emergencia de la edificación: los equipos auxiliares que requieren operar aún en caso de falla de suministro de energía como el alumbrado de emergencia, bombas de aguas blancas, bombas de aguas negras y de drenaje, aire



acondicionado de los equipos de telecomunicaciones, el alumbrado de túnel, los ascensores y la carga del sistema crítico.

Nivel 3: Sistema de distribución crítico, alimentado directamente desde un equipo de suministro ininterrumpido de energía (UPS) ubicado en el cuarto de BTP (Cuarto de Tableros Principales de baja tensión), que a su vez recibe energía del Nivel 2. A este nivel estarán conectados los equipos auxiliares del inmueble que, por su función, requieren operar continuamente: equipos de seguridad, comunicaciones y datos, señalización y el alumbrado crítico.

A cada nivel de confiabilidad de distribución de energía estará asociado un tablero principal de baja tensión, ubicado en el cuarto de tableros principales de baja tensión:

- Nivel 1: Tablero principal TP-1
- Nivel 2: Tablero principal TP-2
- Nivel 3: Tablero principal TP-3

Los cuales a su vez alimentan los subtableros de distribución para alumbrado y fuerza en 480GrdY277V. El nivel de voltaje de 208GrdY120V para tomacorrientes y equipos menores se obtendrá a través de transformadores secos 480-208GrdY120V con derivaciones a +/- 2,5% y +/-5%.

Los cuartos de BTS (Cuarto de Tableros secundarios de Baja tensión) y subtableros estarán ubicados en:

Mezzanina:

- Mezzanina o Sector A: alojará a los subtableros ST1A, ST2A y ST3A alimentados por los tableros TP-1, TP-2 y TP-3 respectivamente. El sector de comercios del acceso oeste será servido por el subtablero ST1D instalado en un closet de electricidad y alimentado desde el tablero TP-1.



Andén:

- Andén Este o Sector B: alojará a los subtableros ST1B, ST2B y ST3B alimentados por los tableros TP-1, TP-2 y TP-3 respectivamente.
- Andén Oeste o Sector C: alojará a los subtableros ST1C, ST2C y ST3C alimentados por los tableros TP1, TP2 y TP3 respectivamente.

Desde los tableros principales de baja tensión (TP-1, TP-2 y TP-3) se diseñaron los alimentadores para los subtableros de baja tensión (ST1A, ST1B, ST1C, ST1D, ST2A, ST2B, ST2C, ST3A, ST3B, ST3C) y tableros de equipos mayores tales como equipos de aire acondicionado y enfriamiento mecánico (TAAN, TAAS, TCHI), equipos de ventilación (TVEN Y TVES), equipos de bombeo (TBCI, THD, TB-1 Y TB-2), escaleras y ascensores. Desde estos subtableros se diseñaron los circuitos ramales para alumbrado, tomacorrientes, equipos menores y equipos mayores, tal como se indicaran en planos.

En el caso específico de los equipos mecánicos, la alimentación se hizo como se especifica a continuación:

En cada extremo (Norte y Sur) en el nivel Mezzanina de la Estación, se definieron dos centros de carga: uno para los equipos de enfriamiento mecánico (TAA) y el otro para los de ventilación de emergencia (TVE), del tipo centro de control de motores (CCM). Este tipo de centro de carga permite no solamente alimentar los equipos sino además realizar el control, señalización y supervisión local y remota de los mismos. De igual manera, se procedió con los equipos de bombeo de la Estación.

Cada centro de control de motores posee un PLC (Programmable Logic Control) que permite supervisar y controlar cada uno de los equipos, en forma automática o manual, localmente desde el mismo centro de carga o remoto; por medio de un Sistema de Control Centralizado basado en una red de fibra óptica; desde un Puesto



de Control, en un sitio predeterminado de la Estación y/o el Centro de Control de Operaciones (CCO) del Metro de Valencia. En cada centro de control de motores habrá señalización mediante luces pilotos y en el o los puestos de operación remotos, mediante unos diagramas de visualización (display) en las Estaciones de Operación. (Se describe a manera de información)

Los tableros relacionados con los equipos que deben funcionar en condiciones de emergencia (TVEN, TVES y TBCI) tendrán alimentación de los Niveles 1 y 2 a través de interruptores de transferencia automática (ITN, ITS, IT respectivamente). La fuente de energía preferida será la de Nivel 1 y fuente en emergencia la de Nivel 2.



4.2.-FASE II: ESTUDIO DE CARGAS DE LA ESTACIÓN

4.2.1 Requerimiento de Cargas

Se presenta a continuación las cargas requeridas para la instalación eléctrica de baja tensión para una estación de transporte subterráneo de pasajeros:

Equipos Mayores de la Estación:

Tabla # 1

Listado de Equipos Mecánicos

Listado de Equipos de Bombeo de Civil

CARGAS REQUERIDAS	CARGAS REQUERIDAS
Ventiladores de Suministro	Bombas de Agua Potable
Ventiladores de Extracción	Compresor
Ventiladores de Emergencia	Bombas de Aguas Negras
Unidades Generadores de Agua Helada	Bombas de Drenaje
Bombas de Agua Helada	Bomba Contra Incendio
Unidades de Manejo de Aire	Bomba Piloto
Unidad Evaporadora	Bombas de Aguas Negras
Unidad Condensadora	Bombas de Drenaje
Compuertas Cortafuego	-
Deflectores de Aire	-

Fuente: Propia (2010)



Equipos Menores de la Estación:

Tabla # 2

CARGAS REQUERIDAS	Reloj Maestro Secundario
Rack de Megafonía (Altavoces)	Relojes Esclavos
PLC's (Controladores lógicos programables)	Vías de Escape
Tablero de Control del Sistema de Gas Inergen	Faros Giratorios
Rack de CCTV (Circuito Cerrado de Televisión)	Tablero de Control de Incendios
Rack de CCE (Centro de Control de Estación)	Cámaras de Vigilancia

Fuente: Propia (2010)

Equipos de Elevación:

Tabla # 3

CARGAS REQUERIDAS
Escaleras Mecánicas
Ascensores

Fuente: Propia (2010)

Alumbrado y Tomacorrientes:

Tabla # 4

CARGAS REQUERIDAS
Alumbrado Nivel 1, 2 y 3
Tomacorrientes Nivel 1, 2 y 3

Fuente: Propia (2010)



4.2.2 Clasificación de las cargas:

Cargas por Sistema:

Sistema Generador de Emergencia: Conformado por motor diesel, generador de emergencia, tanque de combustible, tablero de arranque-parada, protección, control y supervisión, tablero de distribución y transferencia.

Tabla # 5

ITEM	TIPO	POTENCIA (KVA)	VOLT NOMINAL (V)	FASES/ HILOS/ FRECUENCIA	UBICACIÓN (AMBIENTE)
GENERADOR	Sincrónico de Campo Rotatorio	500	480Y/277	3/4/60Hz	S-7

Fuente: Propia (2010)

Sistema Hidroneumático: Conformado por bombas de agua potable, compresor de aire, un tanque hidroneumático y un tanque de almacenamiento de agua potable.

Tabla # 6

ITEM	DESCRIPCION	POTENCIA DEL MOTOR (HP)	POTENCIA DEL MOTOR (KVA)	CORRIENTE A PLANA CARGA DEL MOTOR (A)	VOLT/ FASES/ FREC	UBICACIÓN (AMBIENTE)
BAP-1 BAP-2	Bombas de Agua Potable 1 y 2	5	6,01	7,6	460/3/60	M-53
CH-1	Compresor de Aire	1	1,66	2,1	460/3/60	M-53

Fuente: Proyecto de Instalaciones Sanitarias (2010)



Sistema de Bombeo de Aguas Negras y Drenaje: Constituido por bombas para drenaje de aguas de infiltración y de aguas negras.

Tabla # 7

ITEM	DESCRIPCION	POTENCIA DEL MOTOR (HP) C/U	POTENCIA DEL MOTOR (KVA) C/U	CORRIENTE A PLANA CARGA DEL MOTOR (A) C/U	VOLT/ FASES/ FREC	UBICACIÓN (AMBIENTE)
BAN-1 BAN-2	Bombas de Aguas Negras 1 y 2	7.5	8,71	11	460/3/60	M-67
BAN-3 BAN-4	Bombas de Aguas Negras 3 y 4	5	6,01	7,6	460/3/60	A-19
BD-1 BD-2	Bombas de Drenaje de Aguas de Infiltración	20	21,37	27	460/3/60	A-19

Fuente: Proyecto de Instalaciones Sanitarias (2010)

Sistema de Extinción de Incendios: Con bomba piloto y bomba principal.

Tabla # 8

ITEM	DESCRIPCION	POTENCIA DEL MOTOR (HP) C/U	POTENCIA DEL MOTOR (KVA) C/U	CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR (A) C/U	VOLT/ FASES/ FREC	UBICACIÓN (AMBIENTE)
BCI-1	Bomba Contra Incendio	60	60,81	11	460/3/60	M-53
BP-1	Bomba Piloto	7.5	8,71	77	460/3/60	M-53

Fuente: Proyecto de Instalaciones Sanitarias (2010)



Sistema de Enfriamiento Mecánico: Con unidades generadoras de agua helada o “chillers”, bombas de agua helada y unidades de manejo de aire (UMA).

Tabla # 9

ITEM	DESCRIPCION	POTENCIA DEL MOTOR (HP) C/U	POTENCIA DEL MOTOR (KVA) C/U	CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR (A) C/U	VOLT/FASES/FREC	UBICACIÓN (AMBIENTE)
GAH-1 GAH-2	Chillers	200	190	240	460/3/60	S-2
BAH-1 BAH-2	Bombas de Agua Helada	25	26,92	34	460/3/60	S-2
UMA-1 UMA-2 UMA-3 UMA-4	Unidades de Manejo de Aire	25	26,92	34	460/3/60	M-2 M-25
UMA-5	Unidad Manejadora de Aire	7.5	8,71	11	460/3/60	M-30
UMA-6	Unidad Manejadora de Aire	1	1,66	2,1	460/3/60	M-18

Fuente: Proyecto de Instalaciones Mecánicas (2010)

Aire Acondicionado: Equipos tipo Split o compactos.

Tabla # 10

ITEM	DESCRIPCION	POTENCIA DEL MOTOR (HP) C/U	POTENCIA DEL MOTOR (KVA) C/U	CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR (A) C/U	VOLT/FASES/FREC	UBICACIÓN (AMBIENTE)
UE-1	Unidad Evaporadora	1/2	0,86	1,1	460/3/60	A-46
UC-1	Unidad Condensadora	5	6,01	7,6	460/3/60	A-46

Fuente: Proyecto de Instalaciones Mecánicas (2010)



Equipos de Ventilación Normal: Diferentes ventiladores de suministro y extracción en áreas de la edificación.

Tabla # 11

ITEM	DESCRIPCION	POTENCIA DEL MOTOR (HP) C/U	POTENCIA DEL MOTOR (KVA) C/U	CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR (A) C/U	VOLT/ FASES/ FREC	UBICACIÓN (AMBIENTE)
VS-1 VS-2	Ventiladores de Suministro	10	11,08	14	460/3/60	M-1 M-24
VEX-1	Ventilador de extracción 1	10	11,08	14	460/3/60	M-1
VEX-2	Ventilador de extracción 2	20	21,37	27	460/3/60	M-24

Fuente: Proyecto de Instalaciones Mecánicas (2010)

Equipos de Ventilación de Emergencia: Constituidos por ventiladores.

Tabla # 12

ITEM	DESCRIPCION	POTENCIA DEL MOTOR (HP) C/U	POTENCIA DEL MOTOR (KVA) C/U	CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR (A) C/U	VOLT/ FASES/ FREC	UBICACIÓN (AMBIENTE)
VE-1 VE-2 VE-3 VE-4	Ventiladores de Emergencia	60	60,81	77	460/3/60	M-1 M-2 M-24 M-24
DAVE-1 DAVE-2 DAVE-3 DAVE-4	Deflectores de Aire	-	0,01	0,01	460/3/60	M-1 M-1 M-24 M-24

Fuente: Proyecto de Instalaciones Mecánicas (2010)



Iluminación: Conformado por tableros de Baja Tensión Secundarios ubicados en cuartos de electricidad.

Tabla # 13

TABLERO	DESCRIPCION	UBICACIÓN (AMBIENTE)
ST1A ST1B ST1C ST1D	Subtableros de baja tensión de Nivel 1	MEZZANINA ANDEN ESTE ANDEN OESTE M-30
ST2A ST2B ST2C	Subtableros de baja tensión Nivel 2	MEZZANINA ANDEN ESTE ANDEN OESTE
ST3A ST3B ST3C	Subtableros de baja tensión Nivel 3	MEZZANINA ANDEN ESTE ANDEN OESTE

Fuente: Propia (2010)

Sistemas de Elevación: Constituido por escaleras eléctricas, ascensores y puertas eléctricas de protección a los accesos del inmueble.

Tabla # 14

ITEM	DESCRIPCION	POTENCIA DEL MOTOR (HP) C/U	POTENCIA DEL MOTOR (KVA) C/U	CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR (A) C/U	VOLT/ FASES/ FREC	UBICACIÓN (AMBIENTE)
ESC 1 a 7	Escaleras Eléctricas.	40	41,02	52	460/3/60	SUPERFICIE MEZZANINA ANDEN
ASC-S ASC-O ASC-E	Ascensor Superficie Ascensor Mezz-Anden Oeste Ascensor Mezza-Anden Este	10	11,08	14	460/3/60	S-6 M-8 M-10

Fuente: Grupo A.M (2010)



Suministro Principal de Energía Eléctrica: Constituido por una subestación de transformación, tres tableros principales para la distribución de energía eléctrica (TP1, TP-2 y TP-3) y el Sistema Ininterrumpido de Potencia (UPS).

Tabla # 15

ITEM	DESCRIPCION	UBICACIÓN (AMBIENTE)
STP	Subestación de Transformación Principal	Fuerte Paramacuay
TP-1 TP-2 TP-3	Transformadores Principales de Baja Tensión	A-22
UPS	Sistema Ininterrumpido de Potencia	A-22

Fuente: Criterios Metro de Valencia



4.3.-FASE III: CÁLCULOS DE DISEÑO DE LA ESTACIÓN

4.3.1 Ubicación de los Tableros:

Tableros Principales de Baja Tensión:

Tabla # 16

TABLERO	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN
TP-1	Tablero Principal Nivel 1	Cuarto de BTP en Anden (A-22)
TP-2	Tablero Principal Nivel 2	Cuarto de BTP en Anden (A-22)
TP-3	Tablero Principal Nivel 3	Cuarto de BTP en Anden (A-22)

Fuente: Propia (2010)

Tablero de la Planta de Emergencia:

Tabla # 17

TABLERO	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN
TP-E	Tablero de la Planta de Emergencia	Cuarto de Tableros en Superficie (S-25)

Fuente: Propia (2010)

Tableros de Equipos Mayores de la Estación (CCM):

Tabla # 18

TABLERO	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN
TCHI (CCM 1)	Tablero de Chillers	Cuarto de Tableros en Superficie (S-25)
TAAN (CCM 2)	Tablero de Aire Acondicionado Norte	Cuarto de Enfriamiento Mecánico Norte (M-24)
TAAS (CCM 3)	Tablero de Aire Acondicionado Sur	Cuarto de Enfriamiento Mecánico Sur (M-1)



TVEN (CCM 4)	Tablero de Ventilación de Emergencia Norte	Cuarto de Enfriamiento Mecánico Norte (M-24)
TVES (CCM 5)	Tablero de Ventilación de Emergencia Sur	Cuarto de Enfriamiento Mecánico Sur (M-1)
TBCI (CCM 6)	Tablero de Bomba Contra Incendio	Cuarto de Bombas (M-53)
THD (CCM 7)	Tablero de Hidroneumático	Cuarto de Bombas (M-53)
TB-1 (CCM 8)	Tablero de Bombas 1	Cuarto de Tranquillas Aguas Negras Sur (M-67)
TB-2 (CCM 9)	Tablero de Bombas 2	Cuarto de Tranquillas de Drenaje y Aguas Negras Norte (A-19)

Fuente: Propia (2010)

Subtableros de Baja Tensión:

Tabla # 19

TABLERO	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN
ST1A	Subtablero de iluminación A, Nivel 1	Cuarto de BTS (M-16)
ST2A	Subtablero de iluminación A, Nivel 2	Cuarto de BTS (M-16)
ST3A	Subtablero de iluminación A, Nivel 3	Cuarto de BTS (M-16)
ST1D	Subtablero de iluminación D, Nivel 1	Cuarto de Aire Acondicionado y Tableros (M-30)
ST1B	Subtablero de iluminación B, Nivel 1	Cuarto de BTS (A-22)
ST2B	Subtablero de iluminación B, Nivel 2	Cuarto de BTS (A-22)
ST3B	Subtablero de iluminación B, Nivel 3	Cuarto de BTS (A-22)



ST1C	Subtablero de iluminación C, Nivel 1	Cuarto de BTS (A-11)
ST2C	Subtablero de iluminación C, Nivel 2	Cuarto de BTS (A-11)
ST3C	Subtablero de iluminación C, Nivel 3	Cuarto de BTS (A-11)

Fuente: Propia (2010)

Subtableros de Baja Tensión (Tomacorrientes y Equipos Menores):

Tabla # 20

TABLERO	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN
ST1A-1	Subtablero de Tomacorriente y Equipos menores, A Nivel 1	Cuarto de BTS (M-16)
ST2A-1	Subtablero de Tomacorriente y Equipos menores, A Nivel 2	Cuarto de BTS (M-16)
ST3A-1	Subtablero de Tomacorriente y Equipos menores, A Nivel 3	Cuarto de BTS (M-16)
ST1D-1	Subtablero de Tomacorriente y Equipos menores, D Nivel 1	Cuarto de Aire Acondicionado y Tableros (M-30)
ST1B-1	Subtablero de Tomacorriente y Equipos menores, B Nivel 1	Cuarto de BTS (A-22)
ST2B-1	Subtablero de Tomacorriente y Equipos menores, B Nivel 2	Cuarto de BTS (A-22)
ST3B-1	Subtablero de Tomacorriente y Equipos menores, B Nivel 3	Cuarto de BTS (A-22)
ST1C-1	Subtablero de Tomacorriente y Equipos menores, C Nivel 1	Cuarto de BTS (A-11)
ST2C-1	Subtablero de Tomacorriente y Equipos menores, C Nivel 2	Cuarto de BTS (A-11)
ST3C-1	Subtablero de Tomacorriente y Equipos menores, C Nivel 3	Cuarto de BTS (A-11)

Fuente: Propia (2010)



Se presentara a continuación un esquema para visualizar detalladamente la alimentación de la Estación Los Sauces y así ubicarnos gráficamente para realizar los cálculos de los Centros de Control de Motores (CCM), subtableros de Iluminación, subtableros de tomacorrientes y sus circuitos ramales, alimentadores y demanda de Tableros Principales en Baja Tensión (TP-1, TP-2 Y TP-3), Transformador de la Estación, Planta de Emergencia, Sistema UPS y Acometida.

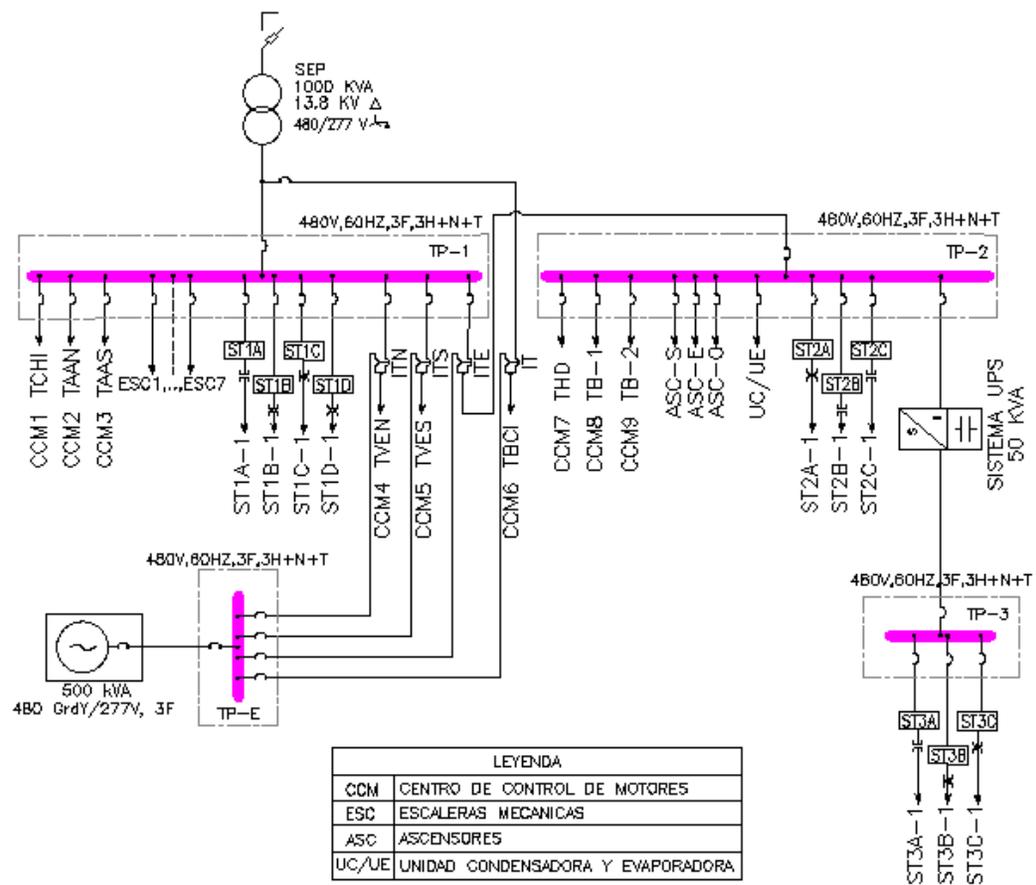


Fig.11 Esquema de alimentación de la Estación.



4.3.2.- Cálculo de demanda de los Centros de Cargas (CCM), subtableros de iluminación, subtableros de tomacorrientes y equipos menores y sus circuitos ramales

El diseño de los circuitos ramales, para el cálculo de demanda se escogerá entre la condición de mayor exigencia determinada por:

1.- Capacidad de Carga.

2.- Caída de Voltaje.

Cálculo de Capacidad de Carga de los Conductores para:

- Circuitos Ramales de los Motores de los CCM y Alimentadores.

En la tabla # 21.- Se muestra la capacidad de carga o transporte (KVA) para circuitos trifásicos con cables de cobre (americanos), tipo RHH, para una temperatura de régimen del conductor de 90°C, en ductos para instalaciones interiores.

Tabla # 21.- Capacidad de Carga para cables de cobre, tipo RHH

CALIBRE AWG	CAPACIDAD (A) 90°C	CAPACIDAD (KVA)
		480Y277V 90°C
12	20	16,6
10	30	24,9
8	55	45,7
6	75	62,3
4	95	78,9
2	130	108,0
1	150	124,7
1/0	170	141,3
2/0	195	162,1



3/0	225	187,0
4/0	260	216,1
250	290	241,1
300	320	266,0
350	350	290,9
400	380	315,9
500	430	357,4

- **Circuitos Ramales de los subtableros de iluminación:**

En la tabla # 22.- Se muestra la capacidad de carga o transporte (KVA) para circuitos monopolares con cables de cobre (americanos), tipo RHH, para una temperatura de régimen del conductor de 90°C, en ductos para instalaciones interiores.

Tabla # 22.- Capacidad de Carga para cables de cobre, tipo RHH

CALIBRE AWG	CAPACIDAD A PLENA CARGA (A)	KVA
		1F - 227V
	90°C	90°C
12	20	5,5

- **Circuitos Ramales de los subtableros de tomacorrientes y equipos menores:**

En la tabla # 23.- Se muestra la capacidad de carga o transporte (KVA) para circuitos monofásicos y trifásicos con cables de cobre (americanos), tipo RHH, para una temperatura de régimen del conductor de 90°C, en ductos para instalaciones interiores.



Tabla # 23.- Capacidad de Carga para cables de cobre, tipo RHH

CALIBRE AWG	CAPACIDAD A PLENA CARGA (A)	KVA	KVA	KVA
		1F - 120V	FF- 208V	208Y120V
	90°C	90°C	90°C	90°C
12	20	2,4	4,2	7,2

Notas:

Para las tablas # 21, # 22 y # 23:

- 1.- Capacidad calculada al 100% de carga para un (1) circuito trifásico de hasta tres (3) conductores por ducto y temperatura ambiente de 30°C.
- 2.- La capacidad de carga de los conductores en kVA se calculo utilizando la formula; $kVA=1.73*kVLL*IL$, con los valores de IL tomados de la tabla 310-16 del CEN, 1999.
- 3.- Para los factores de corrección por temperatura ambiente ver tabla 310-16 del CEN y por cantidad de conductores por ducto ver nota 8 de la misma tabla.

Cálculo por Capacidad de Distribución de los Conductores para:

- **Circuitos Ramales de los Motores de los CCM y Alimentadores**

En la tabla # 24, se muestra la capacidad de distribución en KVA-m, para circuitos trifásicos con cables de cobre (americanos) con aislante RHH, 90°C, en ductos para instalaciones interiores. (Fp=0.9 para iluminación y Fp=0,8 para motores)



Tabla # 24.- Capacidad de distribución para cables de cobre, tipo RHH

CALIBRE AWG	kVA.m (1%)	
	90 °C	
	Cosθ=0.9	Cosθ=0.8
	480Y277V	
12	367	409
10	605	672
8	919	1.014
6	1.430	1.561
4	2.195	2.362
2	3.265	3.451
1	4.017	4.188
1/0	5.161	5.295
2/0	5.910	5.988
3/0	7.213	7.198
4/0	8.463	8.284
250	9.445	9.108
300	10.684	10.114
350	11.974	11.237
400	13.277	12.238
500	14.040	12.809

- **Circuitos ramales de subtableros de iluminación**

En la tabla # 25, se muestra la capacidad de distribución en KVA-m, para circuitos monofásicos con cables de cobre (americanos) con aislante RHH, 90°C, en ductos para instalaciones interiores.



Tabla # 25.- Capacidad de distribución para cables de cobre, tipo RHH

CALIBRE AWG	KVA-m (1%)
	Cosθ=0,9
	1F - 227V
	90°C
12	61

Notas:

Para tablas # 24 y # 25:

- 1.- Valores de capacidad de distribución calculados en base a la formula;
 $kVA-m=10^4 \times (V\%) \times (kV)^2 / (R \cos\theta + X \text{ Sen}\theta)$, con los valores de R y X tomados de la tabla 9 del capítulo 9 del C.E.N, 1.999 y ajustados para la temperatura y factor de potencia de operación.
- 2.- Se tomaron las condiciones de instalación más desfavorables para la capacidad de distribución que corresponden a cables en tuberías metálicas.

Ejemplo de cálculo de los circuitos ramales que conforman a TAAN (CCM)

Se realizara un ejemplo de cálculo con el Centro de Control de Motores TAAN (Tablero de Aire Acondicionado Norte) que posee los siguientes equipos con la potencia en HP del motor:

TABLERO: TAAN	
EQUIPOS CONECTADOS	POTENCIA HP
UMA-3	25,00
UMA-4	25,00
VEX-2	20,00
VS-2	10,00
UMA-6	1,00
CONTROL	-



Nota:

Los valores de la potencia en HP de los equipos conectados a los CCM, son data del Proyecto de Instalaciones Mecánicas y Sanitarias de la Estación.

- **Cálculo por capacidad de carga de los circuitos ramales de motores**

Calculamos el valor en KVA de cada motor de los equipos conectados al tablero conociendo sus características eléctricas, para la UMA-3 (Unidad Manejadora de Aire) la potencia en Hp del motor es 25, donde su valor en KVA es 26,92 cuyo cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$S = \sqrt{3} \times V_{L-L} \times I = \sqrt{3} \times 460V \times 34A = 26,92 KVA$$

El valor de la corriente a plena carga utilizado para determinar la ampacidad del conductor se obtiene de la tabla 430.150 Código Eléctrico Nacional, para el motor jaula de ardilla. Para obtener la ampacidad del conductor requerido, la corriente de plena carga se multiplica por 1,25 o los KVA con la corriente a plena carga por 1,25. Con este valor y los factores de corrección obtenemos los KVA de diseño:

$$KVAd = \frac{1,25 \times KVA}{f_{temperatura} \times f_c(\text{cantidad en tubo})} = \frac{1,25 \times 26,92 KVA}{1 \times 1} = 33,65 KVA$$

De la tabla # 21 se obtiene la siguiente solución:

3#8 AWG, Cu, RHH

Con un % de Carga:

$$\% \text{ Carga} = \frac{KVA \text{ calculados}}{KVA \text{ de diseño del conductor}} \times 100 = \frac{26,92 KVA}{45,7 KVA} \times 100 = 58,91\%$$



- **Calculo por caída de tensión de los circuitos ramales de motores**

Para el cálculo por caída de tensión, es necesario calcular los KVA-m, que se obtiene con los KVA del motor calculado y los metros que hay del Centro de Control de Motores a cada equipo.

La distancia que hay de la Unidad Manejadora de Aire (UMA-3) al tablero TAAN es de 22 m. Este valor se midió en el plano de arquitectura nivel Mezzanina en el Cuarto de Enfriamiento Mecánico Norte, donde está ubicada la UMA-3 además de otros equipos y el tablero TAAN.

Los KVA-m se calculan de la siguiente forma:

$KVA\text{-}m = KVA \times m_{(del\ equipo\ al\ CCM)} = 26,92 \times 22m = 592,24\ KVA\text{-}m$; para la UMA-3. Buscamos en la tabla 24 y seleccionamos el calibre obteniendo:

3#8 AWG, Cu, RHH

Se cumplirá en estricto orden los criterios de caída de tensión donde se establece que será \leq al 1% para los circuitos ramales de motores.

Comprobando la caída de voltaje \leq al 1%:

$$\Delta\% = \frac{KVA\ de\ diseño}{KVA\ del\ conductor} = \frac{592,24\ KVA}{1.014\ KVA} = 0,58\%$$

La determinación de la protección de cada circuito ramal del motor está dada por:

$$I_p = 1,25 \times I_n$$

$$I_n = \frac{KVA_{motor}}{\sqrt{3} \times V_{L-L\ del\ motor}} = \frac{26,92\ KVA}{\sqrt{3} \times 0,46\ KV} = 33,83\ A$$



$I_n = 1,25 \times 33,83 = 42,29A \rightarrow I_p = 3 \times 50A$; dando un calibre para tierra # 10 AWG. Ver tabla 250-95 del CEN.

Solución definitiva:

3#8 AWG, Cu - RHH + 1T#10

La selección de los conductores solo se tomara por la condición más exigente de los dos casos antes mencionados.

Calculo de Demanda de TAAN

Para el cálculo de la demanda una vez calculados los KVA de cada motor de los equipos conectados al CCM, se establecieron factores de demanda cuyos valores fueron tomados de los “Criterios del Metro de Valencia” (Ver Memoria Descriptiva). Para así calcular la demanda de cada equipo, para obtener con una reserva del 30% la demanda de diseño de cada CCM:

TABLERO: TAAN				
EQUIPOS CONECTADOS	POTENCIA HP	POTENCIA KVA	FD	DEMANDA KVA
UMA-3	25,00	26,92	0,80	21,54
UMA-4	25,00	26,92	0,80	21,54
VEX-2	20,00	21,37	0,80	17,10
VS-2	10,00	11,08	0,80	8,86
UMA-6	1,00	1,66	0,80	1,33
CONTROL	-	0,20	1	0,20
TOTAL				70,56
RESERVA				21,17
DEMANDA DE DISEÑO				91,73
In (A)				110,46

Demanda (KVA) = Potencia (KVA) \times FD

Para la UMA-3, Demanda (KVA) = $26,92KVA \times 0,80 = 21,54 KVA$; para los demás equipos se calcula de la misma forma y se obtiene la demanda de diseño:



Demanda en $KVA_{Total} = \sum(Demandas\ en\ KVA_{de\ los\ equipos\ conectados}) + Control$

Demanda en $KVA_{Total} = (21,24 + 21,24 + 17,10 + 8,86 + 1,33 + 0,20)KVA$

Demanda en $KVA_{Total} = 70,56 KVA$

Demanda de Diseño (KVA) =

$Demanda\ en\ KVA_{Total} + 0,3 \times Demanda\ en\ KVA_{Total}$

Demanda de Diseño (KVA) = $70,56KVA + 0,3 \times 70,56KVA = 91,73KVA$

$$In(A) = \frac{Demanda\ de\ Diseño\ (KVA)}{\sqrt{3} \times V_{L-L}} = \frac{91,73KVA}{\sqrt{3} \times 0,48KV} = 110,46(A)$$

La protección principal para cada CCM está dada por:

$I_p = \frac{In}{0,8}$ Los interruptores pierden un 20% de su capacidad de trabajo por lo tanto se aplica un derrateo del 80%.

$$I_p(A) = \frac{110,46(A)}{0,8} = 138,075(A) \rightarrow I_p = 3P-150A$$

Con la demanda de diseño de TAAN se determina el alimentador conectado al Tablero Principal de Baja Tensión TP-1. Esto aplica para los demás CCM.

En el Anexo # 1 se muestran las tablas de cálculo de demanda de los Centros de Control de Motores y sus circuitos ramales.

4.3.2.1.- Cálculo de los circuitos ramales de los subtableros de iluminación

El calibre a utilizar para los circuitos ramales de iluminación será # 12. En la tabla # 22 se muestra la capacidad de carga para este calibre dejando como reserva el 50% de su capacidad, dando un valor de 2750 VA por circuito.

Conociendo la capacidad de carga de los circuitos ramales de iluminación y las máximas caídas de tensión permitidas 2,5% y 3% (Ver criterios de caída de tensión en Memoria Descriptiva), se puede estimar la distancia máxima distribuida de estos circuitos:



Tabla # 26. Capacidad de distribución, Carga Máxima Conectada y Distancia máxima distribuida para una caída de tensión del 2,5%. Nivel 2

Cap. Distribución $\Delta V\% = 1$ (KVA-m)	Cap. Distribución $\Delta V\% = 2,5$ (KVA-m)	Carga Máx. conectada (KVA)	Distan. Máx con Carga Concentrada (m)	Distan. Máx Distribuida (m)
61	152,5	2,75	55,46	110,92

Tabla # 27. Capacidad de distribución, Carga Máxima Conectada y Distancia Máxima distribuida para una caída de tensión del 3%. Nivel 1 y 3

Cap. Distribución $\Delta V\% = 1$ (KVA-m)	Cap. Distribución $\Delta V\% = 3$ (KVA-m)	Carga Máx. conectada (KVA)	Distan. Máx con Carga Concentrada (m)	Distan. Máx Distribuida (m)
61	183	2,75	66,55	133,1

Se procederá a diseñar los circuitos ramales tomando como referencia el valor de la carga máxima conectada y las distancias máximas distribuidas obtenidas en las Tablas # 26 y # 27

Ejemplo de cálculo para ST1C

En el circuito 1 se conectan 14 lámparas de 150VA c/u dando un valor de carga conectada de:

$S = 14 \times 150 VA = 2100 VA$. Luego se mide en plano la distancia del tablero ST1C hasta la carga más alejada del circuito 1 dando como distancia máxima distribuida 97,3515 m. (Cumple dentro del rango de la carga máxima conectada y la distancia máxima distribuida para una caída del tensión del 3%).

$$I = \frac{VA}{V} = \frac{2100 VA}{277V} = 7,58 A.$$

Solución:

(3#12 + 1#12) AWG, Cu – RHH + 1T # 12



La protección se determina haciendo uso de la siguiente expresión:

$$I_p = \frac{I_d + I_c}{2}$$

Donde I_d = Corriente de diseño obtenida por cálculos y estimaciones.

I_p = Corriente máxima permisible del conductor seleccionado.

Para el circuito 1 del tablero ST1C se tiene:

$$I_p = \frac{7,58 A + 20 A}{2} = 13,79 A$$

Protección: 3 x 20 A

Este procedimiento se sigue para los demás circuitos del tablero ST1C, teniendo una carga en VA por fase de:

Carga Conectada por Fase (VA) :	FASE A	FASE B	FASE C
	11.550	11.000	11.000

Con un desbalance de:

$$\text{Desbalance} = \left| \frac{\text{Promedio de las fases} - \text{fase mas alejada del promedio}}{\text{Promedio de las fases}} \right| \times 100$$

$$\text{Desbalance} = \left| \frac{11.183 VA - 11.550}{11.183} \right| \times 100 = 3,28\%$$

Demanda de ST1C

Se tiene la carga por iluminación representada por la suma de las fases menos la carga debido al transformador seco de 15 KVA, con un factor de demanda de 1.

$$\text{Carga por iluminación} = 11,550(kVA) + 11(kVA) + 11(kVA) - 15 KVA = 18,55 KVA$$

Y otras cargas representada por el transformador seco:

Transformador seco: 15 KVA, con un factor de demanda de 0,32.

$$\text{Demanda por iluminación} = 18,55 (KVA) \times 1 = 18,55 (KVA)$$

$$\text{Demanda (otras cargas)} = 15 (KVA) \times 0,32 = 4,76 (KVA)$$



$$\text{Demanda Total} = 18,55 (KVA) + 4,8 (KVA) = 23,31(KVA)$$

$$\text{Dejando una Reserva de 30\%} = 23,31 (KVA) \times 0,3 = 10,70 (KVA)$$

$$\text{Demanda de Diseño: } 23,31 (KVA) + 10,70 (KVA) = 34 (KVA)$$

$$\text{Demanda en Amp: } \frac{34 (KVA)}{\sqrt{3} \times 0,48 (KV)} = 40,9 (A).$$

Protección: 3 x 50 A.

En el Anexo # 2, se muestran las tablas de carga de los subtableros de iluminación.

Previamente antes de realizar las tablas de carga por iluminación, se realizaron cálculos adicionales en cuanto a número de luminarias a utilizar en cada ambiente y características de las mismas. (Ver punto 4.3.8)

4.3.2.2.- Cálculo de los circuitos ramales de los subtableros de tomacorrientes y equipos menores.

Como criterio general de diseño se decidió utilizar calibre #12 (Ver tabla # 23), a excepción de los tomacorrientes del túnel que tendrán un calibre mayor ya que estos se encuentran fuera de la estación. En cuanto a la carga de estos circuitos se decidió dejar una reserva de 50%.

Por lo tanto dependiendo del tipo de circuito se tienen diferentes capacidades de carga como lo muestra la siguiente tabla:

Tabla # 28. Capacidades de carga de circuitos de tomacorrientes

Tipo de circuito	Capacidad nominal (VA)	Capacidad Utilizada (VA)
1 Fase + N	2400	1200
2 Fase + N	4200	2100
3 Fase + N	7200	3600



Conociendo las capacidades de carga de cada tipo de circuito y la máxima caída de tensión permitida 4.5% (Ver Memoria Descriptiva) se puede estimar la distancia máxima distribuida de estos circuitos para cada caso.

Tabla # 29. Capacidad de distribución, Carga Máxima Conectada y distancia Máxima distribuida.

Tipo de circuito	CD para $\Delta V\% 1\%$ (KVA – m)	CD para $\Delta V\% 4.5\%$ (KVA – m)	Carga Max. conectada (KVA)	Distancia máxima con carga concentrada (m)	Distancia máxima con carga Distribuida (m)
1 Fase + N	11	49.5	1.2	41.25	82.5
2 Fase + N	34	153	2.1	72.8	145.7
3 Fase + N	72	324	3.6	90	180

Una vez obtenidos los datos se procede a alimentar los tomacorrientes en todos los ambientes, usando como guía los valores de carga máxima conectada y las distancias mencionadas en las tablas anteriores.

Ejemplo de cálculo para ST1C-1

Para el circuito 1 se tienen dos tomacorrientes de 600 VA como carga para un total de: $S = 2 \times 600 VA = 1200 VA$, el circuito es monofásico por lo tanto esta dentro del rango de la carga máxima conectada y el circuito cuenta con una distancia con carga distribuida de 8 m lo que indica que también cumple con la distancia máxima con carga distribuida.

$$I = \frac{VA}{V} = \frac{1200 VA}{277V} = 4,33 A.$$

Solución:

(3#12 + 1#12) AWG, Cu – RHH + 1T # 12



La protección se determina haciendo uso de la siguiente expresión:

$$I_p = \frac{I_d + I_c}{2}$$

Donde I_d = Corriente de diseño obtenida por cálculos y estimaciones.

I_p = Corriente máxima permisible del conductor seleccionado.

Para el circuito 1 del tablero ST1C-1 se tiene:

$$I_p = \frac{4,33 A + 20 A}{2} = 12,16 A$$

Protección: 3 x 20 A

Este procedimiento se sigue para los demás circuitos del tablero ST1C-1, teniendo una carga en VA por fase de:

Carga Conectada por Fase (VA) :	FASE A	FASE B	FASE C
	3.600	4.075	4.275

Con un desbalance de:

$$\text{Desbalance} = \left| \frac{\text{Promedio de las fases} - \text{fase mas alejada del promedio}}{\text{Promedio de las fases}} \right| \times 100$$

$$\text{Desbalance} = \left| \frac{3983,33 VA - 4275}{3983,33} \right| \times 100 = 7,32\%$$

El desbalance es de 7,32% siendo las cargas distribuidas de la mejor manera en cada una de las fases.

Cálculo de demanda en los subtableros de tomacorrientes

Para el cálculo de la demanda tomaremos como ejemplo el subtablero ST1C – 1.



La demanda total se calculó utilizando la siguiente expresión:

Demanda_{total} =

$$Carga_{Tomacorriente} \times 0,4 + Carga_{Iluminacion} \times 1 + Otras\ cargas \times 0,8$$

Como en este tablero no hay carga de iluminación la ecuación queda de la siguiente manera:

$$Demanda_{Total} = 11,5 (KVA) \times 0,4 + 0,2(KVA) \times 0,8 = 4,76 KVA$$

Pero como se están usando transformadores de 15 KVA se asumirá a este como demanda de diseño y la reserva vendrá dada por la siguiente expresión.

$$Reserva = 15 KVA - 4.76 KVA = 10,24 KVA$$

Al ser la demanda de diseño igual a 15 KVA, la corriente de diseño se calcula a través de la siguiente expresión:

$$I_{Diseño} = \frac{15 KVA}{\sqrt{3} \times 0.208} = 41.64 A$$

$$I_p = \frac{41,64 A}{0,8} \cong 50A.$$

Protección de 3 x 50 A.



En los subtableros de tomacorrientes hay equipos especiales denominadas cargas menores (Ver tabla # 2) donde sus circuitos de alimentación van de la siguiente manera:

Con respecto a las cámaras, vías de escape y faros giratorios (cámaras en un circuito y vías de escape con faros giratorios en otro) en el nivel Mezzanina, los circuitos se resolvieron utilizando 2F+N ya que estas cargas se encuentran distribuidas a lo largo de toda la estación, y alimentándose de tablero de 208 V de nivel 3 ubicado en Mezzanina. En cuanto al nivel andén, cámaras y vías de escape se proyectaron con circuitos trifásicos de los tableros de nivel 3 más cercano, esto se hizo para mantener un equilibrio de cargas en estos tableros.

Para los circuitos que alimentan a los PLC's los cuales solo requieren 1F+N, se decidió colocar un circuito por sistema, por ejemplo, los PLC's asociados al sistema de aire acondicionado (TCHI, TVEN, TVES) están conectados a un mismo circuito. Todos los PLC's deben ser conectados a tableros de nivel 3 debido a que se requieren que estos sigan funcionando en condición de falla del sistema principal de energía.

En lo que se refiere a los rack de CCE, CCTV Y altavoces se optó por circuitos trifásicos debido que son cargas de demanda considerable, y también deben ser conectadas a un tablero de nivel 3 dada su relevancia.

Con respecto a los circuitos para sistemas de relojes, se proyectaron circuitos de 2F+N, que a pesar de ser pocos relojes, están distribuidos en toda la estación. Estos circuitos también deben ir en nivel 3.

Para alimentar los tableros de gas inergen se utilizo 2F+N para alimentar cargas monofásicas, alimentadas de el tablero nivel 3 más cercano.

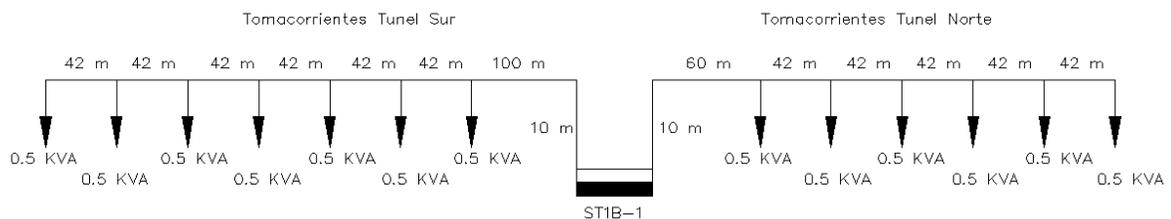


En el caso de las compuertas cortafuego y los ventiladores de suministro se opto por alimentarlos de nivel 2 ya que son cargas importantes pero no críticas. El circuito de las compuertas cortafuego se diseño 1F+N, mientras que el de los ventiladores de suministro se hizo 2F+N.

En cada tablero de 208 V se debe dejar un circuito 1F+N reservado para alimentar el control de iluminación del tablero de iluminación al cual este pertenece. Para todas estas cargas especiales se utilizo un FD=0.8.

En el Anexo # 3, se muestran las tablas de carga de los subtableros de tomacorrientes y equipos menores de la estación.

Para los tomacorrientes del túnel se hace un cálculo a parte, ya que estos se encuentran fuera de la estación y la caída de tensión en un circuito calibre #12 sería superior a 4.5%. Los tomacorrientes deben estar espaciados 42 mts entre sí, y en cada punto hay tomacorrientes de 120V y 208V. Para facilidad de cálculo se asumirá cada punto como una carga trifásica de 500VA. Con esta información se puede realizar el esquema siguiente:



- Tomacorrientes Túnel Norte

Carga Conectada = 3 KVA

$$CD_{Diseño} = 70(m) * 3(KVA) + 42(m)[2,5(KVA) + 2(KVA) + 1,5(KVA) + 1(KVA) + 0,5(KVA)]$$

$$CD_{Diseño} = 525 KVA - m$$



- Tomacorrientes Túnel Sur

Carga Conectada = 3,5 KVA

$$CD_{Diseño} = 110(m) * 3,5(KVA) + 42(m)[3(KVA) + 2,5(KVA) + 2(KVA) + 1,5(KVA) + 1(KVA) + 0,5(KVA)]$$

$$CD_{Diseño} = 826 KVA - m$$

El calibre para los circuitos de tomacorrientes de túnel # 6 AWG (Ver Memoria Descriptiva), por lo que las caídas de tensión en los circuitos de tomacorrientes de túnel vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$\Delta V\%(norte) = \frac{CD_{Diseño}}{CD\#6_{1\%}} = \frac{525(KVA - m)}{306(KVA - m)} = 1,71\%$$

$$\Delta V\%(sur) = \frac{CD_{Diseño}}{CD\#6_{1\%}} = \frac{826(KVA - m)}{306(KVA - m)} = 2,73\%$$

Donde:

$CD_{Diseño}$ = Capacidad de distribución de diseño.

$CD\#6_{1\%}$ = Capacidad de distribución del cable calibre #6 para un 1 % de caída de tensión.

4.3.3.- Cálculo de Alimentadores de los Centros de Control de Motores (CCM), Cargas, subtableros de iluminación, subtableros de tomacorrientes y equipos menores de la estación.

El diseño de los circuitos de alimentación se escogerán entre la condición de mayor exigencia determinada por:

1. Capacidad de Carga (KVA)
2. Capacidad de Distribución.



Cálculo por Capacidad de Carga

Para los alimentadores se estableció como criterio que el calibre mínimo a utilizar es el # 8 AWG. (Ver Memoria Descriptiva)

4.3.3.1.- Alimentadores de los CCM (Centro de Control de Motores).

Una vez calculada la demanda de diseño de cada tablero se procede a seleccionar el calibre de los conductores de dichos alimentadores, tomando como ejemplo de cálculo a TAAN de la siguiente manera:

Demanda de Diseño (KVA) = KVA Preliminar = 91,73 KVA.

De la tabla # 21, se obtiene una capacidad de carga de 108 KVA que corresponde a un calibre # 2 AWG, debemos tomar en cuenta que los alimentadores de los CCM van por bandejas portacables y se deberá usar como factor de cálculo el 95% de la capacidad indicada en la tablas para cables en tubería (318-11(a) excepción 1), además del factor de temperatura obteniendo los KVA de diseño:

$$KVAd = \frac{91,73 \text{ KVA}}{1 \times 0,95} = 96,56 \text{ KVA} , \text{ con este valor de la tabla \# 21 se obtiene la}$$

siguiente solución:

3#2 AWG, Cu, RHH

Con un % de Carga:

$$\% \text{ Carga} = \frac{KVA \text{ calculados} \times 100}{KVA_{\text{Tabla}} \times f_{\text{temperatura}} \times f_{\text{bandeja}}} = \frac{91,73 \text{ KVA} \times 100}{108 \text{ KVA} \times 1 \times 0,95} = 89,41\%$$

Calculo por Caída de Voltaje

Para el cálculo por caída de voltaje, es necesario calcular los KVA-m, que se obtiene con los KVA de la demanda de diseño y la distancia que hay de los Centros de Control de Motores a los tableros principales TP-1, TP-2 y TP-3.



La distancia de TAAN (CCM) al tablero principal TP-1 es de 84 m. Los KVA-m se calculan de la siguiente forma:

$$KVA\text{-m} = KVA \times m_{(del\ CCM\ a\ TP-1)} = 91,73KVA \times 84 = 7.705,32\ KVA\text{-m}$$

Buscamos en la tabla # 24 y seleccionamos el calibre obteniendo:

3#2 AWG, Cu, RHH

Se cumplirá en estricto orden los criterios de caída de tensión donde se establece que será \leq al 3,5% de los CCM de nivel 1 al tablero principal de TP-1, para este caso. (Ver Memoria Descriptiva para las caídas de tensión para el resto de los casos).

Comprobando la caída de voltaje:

$$\Delta\% = \frac{KVA\ de\ diseño}{KVA\ del\ conductor} = \frac{7.705,32\ KVA}{3451\ KVA} = 2,23\%$$

La determinación de la protección de cada alimentador es un valor inmediato superior a la protección principal de cada CCM:

Protección Principal de TAAN: 3P-150 A

Protección del alimentador de TAAN a TP-1: 3P-175A

Dando un calibre para tierra # 6 AWG. Ver tabla 250-95 del CEN.

Solución definitiva:

3#2 AWG, Cu - RHH + 1T#6



4.3.3.2.- Alimentadores de Escaleras y Ascensores:

Escaleras Mecánicas:

La estación los Sauces dispone de 7 escaleras mecánicas de 40HP c/u y su alimentación va al Tablero Principal nivel 1 (TP-1).

Calculo por Capacidad de Carga

Calculamos el valor en KVA de cada motor de las escaleras mecánicas conectadas al tablero TP-1 conociendo sus características eléctricas, para las escaleras mecánicas la potencia en Hp del motor es 40, donde su valor en KVA es 41,02 cuyo cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$S = \sqrt{3} \times V_{L-L} \times I = \sqrt{3} \times 460V \times 52A = 41,02 KVA$$

El valor de la corriente a plena carga utilizado para determinar la ampacidad del conductor se obtiene de la tabla 430.150 Código Eléctrico Nacional, para el motor jaula de ardilla. Para obtener la ampacidad del conductor requerido, la corriente de plena carga se multiplica por 1,25

Con este valor y los factores de corrección obtenemos los KVA de diseño:

$$KVAd = \frac{1,25 \times KVA}{f_{temperatura} \times f_c(\text{cantidad en bandeja})} = \frac{1,25 \times 41,02 KVA}{1 \times 0,95} = 53,97 KVA$$

De la tabla # 21 se obtiene la siguiente solución:

3#6 AWG, Cu, RHH



Con un % de Carga:

$$\% \text{ Carga} = \frac{KVA \text{ calculados} \times 100}{KVA_{\text{Tabla}} \times f_{\text{temperatura}} \times f_{\text{bandeja}}} = \frac{41,02 \text{ KVA} \times 100}{62,3 \text{ KVA} \times 1 \times 0,95} = 69,31\%$$

Calculo por Caída de Voltaje

Para el cálculo por caída de voltaje, es necesario calcular los KVA-m
La distancia de la escalera # 1 al tablero principal TP-1 es de 68 m. Los KVA-m se calculan de la siguiente forma:

$$KVA\text{-m} = KVA \times m_{(\text{de la escalera mecanica a TP-1})} = 41,02 \text{ KVA} \times 68 \text{ m} = 2.789,36 \text{ KVA-m}$$

Buscamos en la tabla # 24 y seleccionamos el calibre obteniendo:

3#6 AWG, Cu, RHH

Se cumplirá en estricto orden los criterios de caída de tensión donde se establece que será \leq al 4,5% de las escaleras mecánicas al tablero principal de TP-1. (Ver Memoria Descriptiva para las caídas de tensión para el resto de los casos).

Comprobando la caída de voltaje:

$$\Delta\% = \frac{KVA \text{ de diseño}}{KVA \text{ del conductor}} = \frac{2.789,36 \text{ KVA}}{1.561 \text{ KVA}} = 1,79\%$$

La determinación de la protección de los alimentadores de las escaleras mecánicas está dada por:

$$I_p = 2,5 \times I_n$$

$$I_n = \frac{KVA_{\text{motor}}}{\sqrt{3} \times V_{L-L \text{ del motor}}} = \frac{41,02 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0,46 \text{ KV}} = 51,55 \text{ A}$$



Según C.E.N. 430-52 y tabla 430-152, la protección es:

$I_p = 3 \times 100 \text{ A}$; dando un calibre para tierra # 8 AWG. Ver tabla 250-95 del CEN.

Solución definitiva:

3#6 AWG, Cu - RHH + 1T#8

Para el caso de los ascensores se sigue el mismo procedimiento.

4.3.3.3.- Alimentadores de subtableros de iluminación

Una vez calculada la Demanda de diseño de los subtableros de iluminación se procede a seleccionar el calibre de los alimentadores de cada subtablero a cada Tablero Principal de Baja Tensión (TP-1, TP-2 y TP-3).

Calculo por Capacidad de Carga

La Demanda de Diseño para el subtablero ST1C es de 34 KVA; aplicando los factores de corrección tenemos:

$$KVAd = \frac{KVA}{f_{temperatura} \times f_c(\text{cantidad en bandeja})} = \frac{34 \text{ KVA}}{1 \times 0,95} = 35,79 \text{ KVA}$$

De la tabla # 21 se obtiene la siguiente solución:

3#8 AWG, Cu, RHH

Con un % de Carga:

$$\% \text{ Carga} = \frac{KVA \text{ calculados} \times 100}{KVA_{\text{Tabla}} \times f_{temperatura} \times f_{bandeja}} = \frac{34 \text{ KVA} \times 100}{45,7 \text{ KVA} \times 1 \times 0,95} = 78,31\%$$



Calculo por Caída de Voltaje

Para el cálculo por caída de voltaje, es necesario calcular los KVA-m
La distancia del subtablero de iluminación ST1C al tablero principal TP-1 es de 42 m. Los KVA-m se calculan de la siguiente forma:

$$KVA\text{-}m = KVA \times m_{(\text{del subtablero a TP-1})} = 34 KVA \times 42 m = 1.428 KVA\text{-}m$$

Buscamos en la tabla # 24 y seleccionamos el calibre obteniendo:

3#6 AWG, Cu, RHH

Se cumplirá en estricto orden los criterios de caída de tensión donde se establece que será \leq al 3% ST1C a TP-1. (Ver Memoria Descriptiva para las caídas de tensión para el resto de los casos).

Comprobando la caída de voltaje:

$$\Delta\% = \frac{KVA \text{ de diseño}}{KVA \text{ del conductor}} = \frac{1.428 KVA}{1.430 KVA} = 1\%$$

La determinación de la protección de los alimentadores de los subtableros de iluminación es un valor inmediato superior a la protección del subtablero:

Protección Principal de ST1C: 3P-50 A

Protección del alimentador de ST1C a TP-1: 3P-60 A

; dando un calibre para tierra # 10 AWG. Ver tabla 250-95 del CEN.

Solución definitiva:

3#6 AWG, Cu - RHH + 1T#10



Una vez calculado todas las cargas, Centro de Control de Motores y subtableros pertenecientes a cada tablero principal (TP-1, TP-2 y TP-3). Se procede a calcular la demanda de cada tablero y sus alimentadores correspondientes:

4.3.4.- Cálculo de demanda de los Tableros Principales de Baja Tensión (TP-1, TP-2 y TP-3) y el Tablero de la Planta de Emergencia (TP-E) y sus alimentadores.

4.3.4.1.- Ejemplo de cálculo para el Tablero Principal TP-1

$$Demanda\ Total = \sum (KVA\ de\ las\ cargas\ conectadas\ al\ tablero) \times FD = 942,56\ KVA$$

$$Demanda\ de\ Diseño = Demanda\ Total + Reserva$$

$$Demanda\ de\ Diseño = 942,56\ KVA + 57,49KVA = 1.000\ KVA$$

TABLERO PRINCIPAL TP-1			
CARGAS	KVA	FD	DEMANDA (kVA)
ST1A	63,80	0,77	49,13
ST1B	34,00	0,73	24,82
ST1C	34,00	0,69	23,46
ST1D	28,50	0,77	21,95
TAAN	91,73	0,78	71,55
TAAS	91,64	0,77	70,56
TCHI	446,34	0,73	325,83
IT (TBCI)	87,00	0,00	0,00
ITN (TVEN)	142,75	0,00	0,00
ITS (TVES)	142,75	0,00	0,00
ITE (TP-2)	209,26	0,60	125,56
ESC #1	41,02	0,80	32,82
ESC #2	41,02	0,80	32,82
ESC #3	41,02	0,80	32,82
ESC #4	41,02	0,80	32,82



ESC #5	41,02	0,80	32,82
ESC #6	41,02	0,80	32,82
ESC #7	41,02	0,80	32,82
TOTAL			942,56
RESERVA			57,49
DEMANDA DE DISEÑO			1.000

Cálculo por Capacidad de Carga

La Demanda de Diseño del Tablero Principal TP-1 es de 1000 KVA. De la tabla # 21 para un calibre 350 Kcmil hay una capacidad de 290,90 KVA, por lo tanto:

$$4\#350 \text{ Kcmil} = 4 \times 290,90 \text{ KVA} = 1163,6 \text{ KVA.}$$

Dando como solución:

4(3#350Kcmil), Cu, RHH

$$\text{Dando un \% de Carga} = \frac{\text{Demanda de Diseño (KVA)}}{\# \text{Conductores por Fase} \times \text{KVA del conductor} \times f \times \text{Bandeja}}$$

$$\% \text{ Carga} = \frac{1000 \text{ KVA} \times 100}{4 \times 290,9 \text{ KVA} \times 1 \times 0,95} = 90,463\%$$

Cálculo por Caída de Voltaje

La distancia del Tablero Principal TP-1 ubicado en el cuarto de BTP y el Transformador de la estación que alimenta TP-1 ubicado en el Cuarto de Transformación es de 10 m.

$$\text{KVA-m} = 1000 \text{ KVA} \times 10 \text{ m} = 10.000 \text{ KVA} - \text{m}$$

En la tabla # 24 para un calibre 350Kcmil se tiene una capacidad de distribución de 11.237 KVA-m, donde la caída de tensión del alimentador de TP-1 al Transformador es de 0,5%, por lo tanto:



$\Delta\% = \frac{10.000 \text{ KVA-m}}{(4 \times 11.237) \text{ KVA-m}} = 0,22\%$; Se cumple la caída de voltaje donde se obtiene la siguiente solución:

4(3#350Kcmil), Cu, RHH

$$In = \frac{1000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0,48 \text{ KV}} = 1204,24 \text{ A}$$

La protección de TP-1:

$Ip = \frac{In}{0,8} = \frac{1204,24 \text{ A}}{0,8} = 1505,3 \text{ A}$; Dando una protección de 3P-1600A y un calibre para tierra 4/0 AWG. Ver tabla 250-95 CEN.

Solución Definitiva:

4(3#350Kcmil)+4N#350Kcmil Cu - RHH + 4T # 4/0

Este mismo procedimiento se cumple para TP-2 y TP-3. En el Anexo # 4, se muestran las tablas de cálculo de los tableros de fuerza (TP-1, TP-2 y TP-3) de la estación.

Con la información suministrada en la tabla del Tablero TP-1, donde se presenta una tabla resumen del estudio de carga de los tableros alimentados por dicho Tablero y obteniendo su demanda de diseño, se estima que se instalará un transformador trifásico seco, con bobinado en resina, de 1.000 kVA, Z=5,75% en niveles de tensión 480GrdY/277V con conexión (Δ -Y aterrado) del tipo radial.

3.4.2.- Capacidad de la Planta de Emergencia:

Para determinar la capacidad de la Planta de Emergencia hay que determinar las condiciones para el arranque de dicha planta y se partirá de las siguientes hipótesis:



- Motores con letra de arranque F
- Tiempo máximo de arranque de motores: 6 s
- Sin arrancadores suaves (arranque manual)

El arranque del Grupo Motor-Generador tarda 10 s y el tiempo total de arranque de la Planta de Emergencia tarda 50 s incluidos el tiempo de arranque del Grupo Motor-Generador, los primeros 30 s de arranque actúan los equipos de emergencia donde tenemos:

- Iluminación y t/c nivel 2
- Iluminación y t/c nivel 3
- Bomba de incendios
- Ventiladores de Emergencia
-

A los 20 s después de arranque actúan los equipos de:

- THD, TB-1 y TB-2
- Los ascensores
- UC/UE

Cada tablero y equipo aporta una demanda ya calculada sin reserva, que es necesario para dimensionar la planta de emergencia dejando un 12% de reserva.

En el Anexo # 5 se muestra una tabla que presenta las condiciones de arranque, capacidad y grafica de demanda de arranque vs tiempo de la Planta de Emergencia.

La planta de emergencia cuenta con un tablero TP-E cuyos cálculos se pueden ver en el mismo anexo.



Capacidad del UPS

Para determinar la capacidad del UPS tomamos como referencia la demanda del tablero TP-3 (Ver anexo # 5, tabla # 5.2) la cual se ajusta a un valor de capacidad de UPS tabulado siendo este de 50 KVA. Ver catalogo de referencia en Anexo # 6

4.3.5.- Cálculo de la Acometida en media tensión para la Estación.

Está previsto que la alimentación de la Estación se hará desde el sistema de distribución eléctrica en media tensión (13.8 kV, 3 fases, 3 hilos) propio del Metro de Valencia (Usuario), donde CADAFE será el suministrador de energía. (Ver Memoria Descriptiva).

La acometida que se diseño va en bandeja portacable desde el transformador de servicios auxiliares de la estación ubicado en el cuarto de transformadores en andén hasta boca de túnel, donde está el punto de derivación de la línea de distribución en 13.8 KV a lo largo del túnel. Los conductores se escogieron de acuerdo a los siguientes métodos de selección de calibre de conductores:

- Capacidad de Carga.
- Caída de Tensión.
- Nivel de Cortocircuito.

Capacidad de Carga

El calibre del conductor en media tensión vino dado directamente por la capacidad máxima del transformador. A nivel comercial el calibre mínimo producido en Venezuela para conductores de 15 KV es el calibre # 2.



La escogencia o selección del cable por capacidad de carga se ha basado en la tabla # 39, la cual se muestra a continuación:

Tabla # 39

FC	75		100	
	AMPERES	KVA	AMPERES	KVA
2	169	4.039	159	3.800
1/0	220	5.258	206	4.923
2/0	250	5.975	234	5.593
3/0	284	6.788	266	5.565
4/0	323	7.720	302	7.218

Corrientes y potencias permisibles en cables monopolares para 15 KV. Con conductor de Cobre.

Temp. Máxima del conductor = 90 °C, temperatura de la tierra 25°C. En ductos subterráneos no magnéticos.

Tabla # 07. Aislamiento: XLPE o EPR Iconel.

La capacidad del transformador como se explico anteriormente es de 1000 KVA y tomando como factor de carga del alimentador del 100%, obtenemos:

Según la tabla # 39, el cable seleccionado será # 2 AWG, el cual para un factor de carga del 100%, nos da una reserva de (3.800-1000) 2.800 KVA.

Lo cual permite, seleccionar por Ampacidad: tres cables monopolares:

3 # 2 AWG EPR-PVC, para 15KV de Cobre

Caída de Tensión

De acuerdo con las Normas Generales de Distribución, la caída de voltaje no debe exceder en el punto más crítico y con carga máxima del 1%, en líneas de distribución primaria. Es por ello, que es necesario conocer el verdadero valor de voltaje en el punto de entrega, el cual deberá ser solicitado a la compañía suplidora.



Para el caso del diseño existe una distancia de aproximadamente 84 m, en la acometida entre el transformador de servicios auxiliares de la Estación y la línea de distribución.

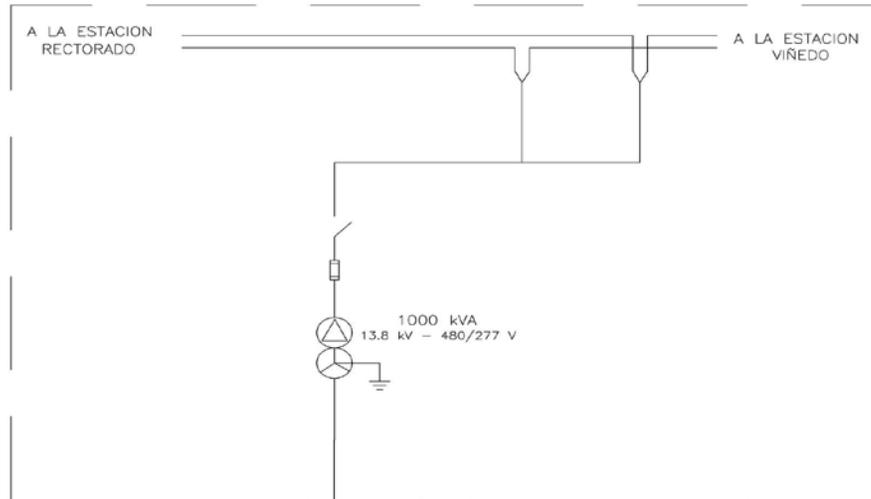


Fig. 12. Esquema de media tensión

Se procederá a calcular la caída de tensión por concepto de la carga y de la distancia, de acuerdo a la expresión:

$$\% \Delta V = \frac{KVA \times L (R \cos \phi + X \text{Sen} \phi)}{10 \times (KV)^2}$$

En la tabla # 31 se indica la capacidad de distribución en KVA.Km para cables monoplares, de 15 KV, cobre.

Tabla # 31

Calibre del Conductor	Resistencia (Ω/Km)	R.Cos(Φ)	Reactancia (Ω/Km)	x.Sen(Φ)	r.Cos(Φ)+x.Sen(Φ)	KVA x Km %ΔV=1
2	0,6671	0,53368	0,1681	0,10086	0,63454	3.001,00
1/0	0,4196	0,33568	0,1549	0,09294	0,42862	4.443,00
2/0	0,333	0,2664	0,1489	0,08534	0,35574	5.353,00
3/0	0,2643	0,21144	0,1452	0,08712	0,29856	6.378,61
4/0	0,177	0,1416	0,1388	0,08328	0,22488	8.468,00

Para cables monoplares de 15KV, conductor de cobre, nivel de aislamiento 100%, aislamiento EPR. Temperatura máxima del conductor 90°C. Sistema Trifásico a 13.8KV, 60Hz, FP=0,8 Tabla 4.4. Iconel.



La caída de tensión para la línea de media tensión fue:

$$\% \Delta V = \frac{1.000 \text{KVA} \times 0,084 \text{ Km}(0,63454)}{10 \times (13.8 \text{KV})^2}$$

$$\% \Delta V = 0,02798 \%$$

Lo cual cumple con la norma de CADAFE que establece una caída de tensión máxima del uno por ciento.

Nivel de Cortocircuito:

La magnitud de corriente que puede circular por un cable en condiciones normales está limitada por el régimen de temperatura continua del aislamiento. Sin embargo, en condiciones de falla habrá un aumento súbito de temperatura del conductor, lo cual someterá al aislante, por corto período de tiempo, a mayores esfuerzos térmicos.

Tabla # 32. Temperaturas máximas permitidas para varios tipos de aislamiento.

Tipo Aislamiento	Temperatura de Régimen °C	Temperatura Max. De CC. °C
XLPE-PVC	90	250
EPR-PVC	90	250

Catálogo Iconel, 1998.

La IPCCEA (Insulated Power Engineers Association) en sus publicaciones P-32-382 titulada “Short Circuit Characteristics of Insulated Cable” de fecha Marzo 1969, y S-66-524 “Cross-linked Thermosetting Polyethylene Insulation”, Julio 1966, ha establecido las temperaturas máximas permitidas para varios tipos de aislamiento.

En algunos cables, la temperatura de trabajo en el aislamiento, puede variar con las tensiones, sin embargo, las temperaturas de cortocircuito son independientes de la misma.



Por lo tanto, bajo condiciones de cortocircuito la temperatura final del conductor depende de:

- La magnitud de la corriente producida por la falla.
- El área del conductor.
- La duración de la corriente de cortocircuito.
- La temperatura del conductor antes de ocurrir la falla.

La temperatura del conductor aumenta con la corriente de cortocircuito, tal como se relacionan en la siguiente expresión:

$$\frac{I}{A} = \sqrt{\frac{0,0297 \times \log\left(\frac{T_2 + 234,50}{T_1 + 234,50}\right)}{t}}$$

Donde:

I	=	Corriente de cortocircuito en ampere.
A	=	Área en circular mil (CM)
t	=	Duración del cortocircuito en segundos.
T ₁	=	Temperatura inicial del conductor en grados centígrados.
T ₂	=	Temperatura final del conductor en grados centígrados.

La ecuación antes descrita se puede representar gráficamente mediante una familia de curvas para diferentes calibres de conductores de cobre con aislamiento en **XLPE o EPR** (Ver gráfica en Anexo # 7).

En este caso, se asumirá un valor de cortocircuito de 21 kA en el punto de entrega (13,8 kV), y la duración de la falla de 4 ciclos (0,067 seg), si se tiene una temperatura inicial de operación del conductor de 90 °C y una temperatura máxima de cortocircuito de 250 °C, se puede obtener el calibre del conductor requerido para fallas por cortocircuito.



De la grafica A-7 se obtiene un conductor #2 AWG.

Por lo tanto el conductor seleccionado por calculo de cortocircuito será un cable monopolar de 15kV con un conductor de cobre, con aislamiento de *XLPE*, calibre #2 AWG.

Selección definitiva de los circuitos de Media Tensión.

El cálculo de la acometida en alta tensión, se realizo de acuerdo a las condiciones mencionadas inicialmente (Capacidad de Carga, Caída de Tensión y Cortocircuito), tomándose como criterio de diseño la condición más exigente de las tres, así tenemos:

3#2 Cu AWG – 15KV

4.3.6.- Cálculos de Corrientes de Cortocircuito en Centros de Carga basados en el método Punto a Punto.

Se tiene un transformador trifásico de 1.000 kVA, $Z=5,75\%$ con conexión secundaria 480GrdY/277V, como fuente de capacidad infinita (tensión y frecuencia constante). Con ello, se tienen los datos suficientes para el cálculo de la corriente de cortocircuito en cualquier punto del sistema: la capacidad del transformador, impedancia del transformador, impedancia de los conductores hasta el punto del cortocircuito y la tensión del sistema.

Es de hacer notar, que la aproximación que se hace en este cálculo es por exceso y se realiza un cálculo conservador. De igual manera, se revisó que la otra fuente de energía que representa el motor-generator de 500KVA, $Z=9,5\%$ y voltaje 480GrdY/277V, no origina corrientes de cortocircuito mayores en los diferentes puntos del sistema de baja tensión que las que se producen desde el transformador.



Se mostrará una tabla con las corrientes de cortocircuito ya calculadas en los centros de carga, a continuación se presentara un ejemplo de cálculo para un solo centro de carga:

Se calcula la corriente de cortocircuito en el secundario del transformador (I_{CC1}) y la corriente de cortocircuito (I_{CC2}) aportada por motores, para obtener la corriente total de cortocircuito en el secundario del transformador:

$$I_{CC1} = \frac{1000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 480V \times 0,0575} = 20,91 \text{ KA}$$

$$I_{CC2} = \frac{531,8 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 480V \times 0,25} = 2,56 \text{ KA}; Z = 25\%$$

$$I_{CCT} = 20,91 \text{ KA} + 2,56 \text{ KA} = 23,50 \text{ KA}$$

Para obtener la corriente de cortocircuito disponible al final del circuito se multiplica la corriente de cortocircuito disponible al comienzo del circuito por el factor atenuador de la siguiente manera:

Se determina el factor F de la falla asociado a los Centros de Carga que contribuyen al cortocircuito, en este caso tomaremos como ejemplo los valores obtenidos del tablero TAAN (Tablero de aire acondicionado Norte), donde se necesita los siguientes datos:

CENTRO DE CARGA	DEMANDA DE DISEÑO (kVA)	ALIMENTADOR		
		# de Circuitos (n)	l(m)	CABLES CIRCUITO
TAAN	91,73	1	84	3#2+1T#6



Se determina el factor F de la Falla:

Para fallas trifásicas:

$$F = \frac{5.68 \times 84m \times 23,50 \text{ KVA}}{4572 \times 480V} = 5,1091$$

En la tabla # 33 seleccionamos el factor C = 4572 para un calibre # 2 AWG. Dicho factor es una constante del circuito de acuerdo al tipo de conductores y construcción del circuito. Para conductores en paralelo, se debe multiplicar los valores de C por el número de conductores por fase. C (pie/Ohm).

Tabla # 33

C (pie/Ohm)	
CALIBRE DEL CONDUCTOR AWG	FACTOR C PARA CABLES DE COBRE 90°C
12	477
10	793
8	1219
6	1929
4	3016
3	3726
2	4572
1	5683
1/0	7344
2/0	8412
3/0	10212
4/0	11795



250	12917
300	14167
350	15609
400	16634
500	17151

Fuente: Bussmann Manufacturing a McGraw-Edison Company Division. University at Jefferson, St Louis, Missouri 68107.

Con el factor F de la falla se determina el factor atenuador:

$$A_T = \frac{1}{1+5,109} = 0,16, \text{ y finalmente se obtiene la corriente de cortocircuito disponible}$$

al final del circuito multiplicando la corriente de cortocircuito disponible al comienzo del circuito por el factor atenuador:

$$I_{CC_{Final}} = 23,50 \times 0,16 = 3,85(KA)$$

En el Anexo # 8 se muestran las tablas de cálculo de las corrientes de cortocircuito en los Centros de Carga.

4.3.7.- Diseño del Sistema de Puesta a Tierra:

Un sistema ferroviario eléctrico debe tomar en cuenta todas las medidas necesarias para garantizar la seguridad de las personas durante la subsecuente operación del sistema. Un diseño de sistemas ferroviarios en corriente continua (CC), particularmente aquellos con estructuras de túnel, requieren medidas adicionales para proteger la armadura de refuerzo contra la corrosión por corrientes parasitas.

Para satisfacer estos requisitos, generalmente se elabora un concepto básico, el cual ha de ser integrado en el proyecto de ingeniería civil, relativa a la construcción de los edificios e instalaciones, manteniendo estándares, normas y las regulaciones pertinentes.



Para el caso del proyecto “Metro Valencia/Venezuela” ya existe un concepto de puesta a tierra:

- Dos hilos de tierra, también conocidos como masa conductora de tierra la cual hará el recorrido longitudinalmente del Metro, y cuyo potencial eléctrico en cualquier punto por convención se considera igual a cero.
- Una estructura de túnel, también conocida como Tierra Estructural, está construida con concreto y un armazón metálico de cabilla o armadura longitudinal (constituida de al menos 16 cabillas), junto con otra armadura de conexión (cabillas perpendiculares con respecto a las longitudinales).

Las estaciones de Metro también forman parte del sistema ferroviario eléctrico, de manera tal, que a través de ellas atraviesan hilos de 250 MCM aislados de tierra y que su construcción está hecha de una tierra estructural o estructuras de concreto armado, específicamente diseñadas.

Luego, por lo anteriormente nombrado para el sistema de Puesta a Tierra en la Estación, debemos partir del hecho, que no es un sistema convencional como el que se utiliza en edificaciones de oficinas, centros comerciales, y edificios de viviendas entre otros. Ya que la estación, es un recinto construido a base de concreto y aceros estructurales interconectados del túnel que forman un electrodo de tierra eficaz que no necesita ninguna otra conexión a tierra, Esta tierra también se llama Tierra Física de Túnel (TFT) o tierra estructural porque se conecta con la estructura del túnel, por esta razón no es necesario colocar una malla a tierra o barras Copperweld, ya que la estructura de dicha estación sustituye al suelo o terreno convencional donde si es necesario colocarlo, debiendo conocer las características eléctricas del suelo y su resistencia o resistividad. Además la estación por ser un recinto cerrado recubierto de un material conductor metálico, bien conectado conforma una Jaula de Faraday la cual, se basa en las propiedades de un conductor



cerrado en equilibrio electroestático. La principal característica de este tipo de construcción es el de anular el campo electromagnético en el interior del conductor en equilibrio, por lo tanto no es necesario calcular las tensiones de toque y paso.

El sistema de puesta a tierra de la estación está diseñado:

Por un sistema de Tierra Física de Túnel conformado por la tierra física de túnel de dos hilos 250 Kcmil aislados que recorre longitudinalmente el Metro y llega al centro estrella del transformador y de allí a la barra de referencia principal en el cuarto de transformadores. El conductor neutro de la acometida en baja tensión también estará conectado a tierra en dicha barra principal de referencia de tierra (barra colectora). La tierra física de túnel se conecta a la barra de referencia del cuarto de tableros principales (BTP) al igual que la tierra que recorre la bandeja y se conecta a la barra de referencia de tierra para cuarto de tableros.

Las cubiertas metálicas o cajas de protección de los Tableros de Baja Tensión Principales (BTP), estarán conectados a tierra en la sala de transformadores. La canalización metálica de distribución eléctrica que parte de los tableros TP-1, TP-2 y TP-3 se considera puesta a tierra al conectarla a estas cubiertas metálicas. De esta forma, el conductor de puesta a tierra será común a la tierra del sistema y de la canalización metálica de los tableros. Los subtableros a su vez estarán puestos a tierra a través de un conductor destinado especialmente para ello y por medio de la canalización metálica de su alimentador.

Adicionalmente la canalización metálica de distribución eléctrica, los canales porta-cables y los gabinetes metálicos de tableros en los cuartos de Tableros de Baja Tensión Secundarios (BTS) se conectarán a tierra a una barra de referencia de tierra instalada bajo el piso falso de cada cuarto por medio de conductores de calibre no



menor que el indicado en CEN 250-122. Se asume que estas barras, a su vez, estarán interconectadas con la barra de tierra en el cuarto de tableros principales y a la barra de tierra de transformadores por medio de conductores. En el caso de la tubería metálica se utilizará en su origen tuercas con conectores para puesta a tierra y en los canales porta-cables se tenderá lateralmente un conductor desnudo de calibre 4/0 a todo lo largo del canal y en íntimo contacto con él.

En las cajas de paso y cajas de tableros las tuberías metálicas que rematan en ellas deberán estar en íntimo y firme contacto con la caja. De no ser esto posible, en aquellas aplicaciones donde el Código Eléctrico Nacional lo exija expresamente o en aquellos lugares donde se interrumpe la continuidad eléctrica del sistema de canalización metálica, se instalarán puentes de cobre entre las partes metálicas separadas eléctricamente.

Las cubiertas metálicas de los equipos fijos deberán ser puestos a tierra, mediante la conexión directa o a través del contacto de tierra del tomacorriente, a la canalización metálica o conductor de puesta a tierra según el caso. De igual manera, todos los tomacorrientes sin excepción, deberán proveer un contacto para puesta a tierra.

Los conductores para puesta a tierra de bandejas portacables se conectaran a la barra de referencia de tierra en los cuartos de tableros de origen y destino. Los conductores para puesta a tierra de bandejas portacables podrán sustituir a los conductores del sistema de tierra física de túnel entre el cuarto de BTP y el cuarto de tableros de que se trate siempre y cuando su calibre sea menor o igual al AWG 4/0.



Las tierras y neutros ya fueron calculados para cada circuito ramal y alimentadores (Ver anexos #1 al #5). Donde se sustituirá el calibre de tierra de cada circuito ramal y alimentador en la bandeja portacable por un calibre de tierra # 4/0. Este calibre se cálculo con la demanda de diseño del transformador en baja tensión que es de 1.000 KVA y con ello obtenemos el valor de la corriente:

$$I = \frac{1000KVA}{\sqrt{3} \times 0,48KV} = 1204,24 A$$

$I_p = \frac{I_n}{0,8} = \frac{1204,24 A}{0,8} = 1505,3 A$; Dando una protección de 3P-1600A y un calibre para tierra 4/0 AWG, que va por toda la bandeja portacable. Ver tabla 250-95 CEN.

Ver Anexo #9 (Esquema de Sistema de Tierra Física de Túnel y conexión de hilo de tierra)

4.3.8.- Cálculos de Iluminación

Se obtendrá el número de luminarias calculadas y la iluminancia obtenida, en base a las normas y criterios en cuanto a la selección de luminarias y niveles de iluminación. (Ver Memoria Descriptiva)

A continuación se mostrará el procedimiento realizado para el Cuarto de Ventilación y Enfriamiento Mecánico Sur (Ambiente M1 y M2):



Tipo de luminaria y lámpara a utilizar:

Tabla # 34

TIPO	DESCRIPCION	FABRICANTE DE REFERENCIA	MODELO	DIMENSIONES
D	Fluorescente industrial abierta para dos (2) TUBOS T5 H0 de 54 W, instalación superficial colgante, balastro electrónico de alto factor de potencia para conectar en 227 V, 60Hz.	Phillips	TMS 961 Batten	300x1200mm
	tubo fluorescente T5 (16 mm) de alta emisión 54 W, flujo luminoso de 5000 lumenes color blanco (Cool White)	Phillips Osram Sylvania	TL '5/54W/H0/CW FQ54/W/840 FP54/H0/840	-

Fuente: Phillips

Factor de mantenimiento y depreciación: 0,9

Tabla # 35. Reflectancia

	Color	% Reflectancia
Techo	blanco	80
Paredes	blanco	50
Piso	gris claro	30

Dimensiones del local:

Largo: 21,60 m

Ancho: 16,10 m

Altura: 6,10 m (Se verifica en los planos de corte de arquitectura de la estación)

Altura de Diseño: 3,25 m

Altura de Diseño (m) = Altura de Montaje (m) – Altura de Trabajo (m)

Altura de Diseño= 3,25m - 0m =3,25(m)



Cálculo del rango de cavidad de techo (RCR):

$$RCR = 5 \times 3,25 (m) \times \frac{21,6 (m)+16,1 (m)}{21,6 (m) \times 16,1 (m)} = 1,8 (m).$$

$$RCR = 1,8 (m).$$

Calculo de Factor de Área:

$$K = \frac{21,60 (m) \times 16,10 (m)}{3,25 (m) \times (21,60 (m) + 16,10 (m))} = 2,84.$$

Cálculo del Factor de Utilización:

Una vez obtenido el Índice Local (K) y teniendo las reflectancias del techo, paredes y piso que tendrá el cuarto técnico a iluminar, se procede a obtener el Factor de Utilización de la siguiente tabla referente a la luminaria Tipo D:

Tabla # 36. Factor de Utilización – TMS 961/GMS 961 Simétrico 2xT5 54W

% de Reflectancia	Techos	Paredes	Áreas de Trabajo
Factor de Área K	0,8	0,5	0,3
0,6		0,33	
0,8		0,41	
1		0,47	
1,25		0,53	
1,5		0,58	
2		0,65	
2,5		0,7	
3		0,74	
4		0,78	
5		0,81	

Fuente: Catalogo Phillips.



Con el factor de área K obtenido y las Reflectancias:

$$K=2,8$$

Reflectancias:

Techo: 80%

Paredes: 50%

Piso: 30%

Se ubica en la tabla del factor de utilización, dicho valor. En este caso el Factor de área calculado no está directamente en la tabla, hay que interpolar:

Tabla # 37. Factor de Utilización Seleccionado

Factor de Área K	Factor de Utilización
K=2,50	0,70
K=2,80	0,72
K=3,00	0,74

Fuente: Propia (2010)

Dando como resultado un Factor de Utilización: 0,72.

Número de Luminarias Calculadas:

De la Norma COVENIN 2249 tenemos una iluminancia de 200 Lux.

$$N^{\circ} \text{ Luminarias} = \frac{200 \text{ Lux} \times (21,60 \times 16,10) \text{ m}^2}{2 \times 5000 \text{ lm} \times 0,72 \times 0,9} = 10,7.$$

N° Luminarias en plano=12.

$$\text{Iluminancia Obtenida} = \frac{\# \text{Luminaria} \times \text{Lamparas/Luminaria} \times \text{Lumenes} \times \text{Cu} \times \text{fm}}{\text{Largo} \times \text{Ancho}}$$

Donde:

Cu = Coeficiente de utilizacion de la luminaria.



Fm = Factor de mantenimiento según el tipo de luminaria.

$$\text{Iluminancia Obtenida} = \frac{(12 \times 2 \times 5000 \text{ lm} \times 0,72 \times 0,9)}{(21,60 \times 16,1) \text{ m}^2} = 223,60 \text{ Lux.}$$

Dando como resultado 12 luminarias y una iluminancia de 223,60 Lux.

Distribuyendo las luminarias en los siguientes niveles:

Nivel 1 (60%) = 8 luminarias.

Nivel 2 (30%) = 4 luminarias.

Este procedimiento se realiza para los demás cuartos técnicos, ambientes varios y túnel clasificándolos por tipo de luminaria para cada tabla de cálculo.
(Ver Anexo # 10)



4.4.-FASE IV: ESPECIFICACIONES GENERALES

Estas especificaciones cubren lo relativo a los elementos más importantes, referentes a las instalaciones de alumbrado y fuerza en baja tensión proyectadas para la estación en curso del Metro de Valencia. En general se considerarán aplicables, con prioridad sobre otra indicación, las normas que dicta el Código Eléctrico Nacional COVENIN 200 vigente (CEN) en relación a equipos y materiales.

4.4.1.-Canalización Para Electricidad.

Esta especificación se refiere a la canalización de uso general, que se instale para los sistemas eléctricos auxiliares en la estación. En general la instalación de las canalizaciones eléctricas será a la vista, excepto en aquellos casos donde no lo permitan las condiciones arquitectónicas. Se utilizará canalización metálica tipo Intermediate Metal Conduit (IMC) o tubería de características similares con accesorios y cajetines adecuados para el tipo de tubería utilizado.

4.4.1.1.-Tubería:

Las tuberías a emplear serán de las características siguientes:

- Tubería rígida metálica en diámetros mayores o iguales a 3/4". Serán de longitudes 3 m, roscados en ambos extremos y con un anillo. Las superficies tanto externa como interna deberán estar galvanizadas en caliente. Tendrán una sección transversal circular y un espesor uniforme en toda su longitud. La superficie interna deberá ser lisa y estar libre de defectos que puedan causarle daño a los cables.
- Tubos metálicos flexibles, en diámetros mayores o iguales a 3/4". Se utilizará este tipo de canalizaciones para derivaciones en extensiones cortas no mayores de 1,80 m. para conexión de transformadores secos, motores, etc. En



caso de que dicha tubería deba estar expuesta a la humedad o a líquidos será del tipo hermético a los líquidos (Liquid Tight). En general se utilizará sólo en los usos previstos en el Art. 350 del CEN. El tubo metálico flexible hermético tendrá un forro exterior de plástico extruido y los accesorios a ser utilizados con este tipo de tubería tendrán un sello apropiado a prueba de líquidos.

- Para la fabricación en obra de curvas de tubería se deben respetar los radios mínimos de curvatura del borde interno del tubo que aparecen en la sección 342 de CEN vigente.

4.4.1.2.-Cajas de Paso, Derivación y Soporte y Accesorios de Tuberías:

- Las cajas de más de 1.600 cm³ deberán satisfacer los requisitos de construcción del CEN. Serán dimensionadas conforme a lo indicado en el CEN, es decir, sus dimensiones serán adecuadas y proporcionales al número y diámetro de los tubos que reciban, pero de una profundidad no menor a 4". Serán de lámina de acero de calibre no menor al 14 (1,9 mm) y galvanizadas en caliente después de fabricadas, según la designación A 386 de ASTM.
- Serán adecuadas para tipo de servicio que van a prestar así como también serán apropiadas para el ambiente donde serán colocadas. Estarán sujetadas firmemente en su sitio e instaladas de tal manera que sus lados queden paralelos a las paredes, a los marcos de las puertas y a los pisos.
- Cada caja tendrá una tapa del tamaño apropiado, la cual tendrá fijación por tornillos. Los pernos y tornillos, asociados a las cajas, tendrán un acabado resistente a la corrosión y se utilizarán arandelas galvanizadas.
- Las cajas se instalarán de manera tal que los cables contenidos en ellas sean fácilmente accesibles en todo momento. Las cajas de paso y soporte instaladas en tramos verticales, se usarán para soportar el peso de los cables y para efectuar derivaciones y desvíos de dichas rutas.



- En el fondo de las cajas instaladas en tramos de tuberías verticales a la vista se perforará un mínimo de dos agujeros de $\varnothing 5$ mm, para drenaje de las mismas.
- Las uniones, tuercas, boquillas, cajas de paso, soportes y demás accesorios para tuberías deberán ser del mismo material que se utilice en la canalización correspondiente.
- En tendidos horizontales de tubos instalados superficialmente la longitud de los tramos de tubería entre cajas será:
 - Para tubería en tramo recto cuyo diámetro sea menor o igual que 2", la longitud máxima será de 20 m.
 - Para tubería en tramo recto cuyo diámetro sea mayor de 2", la longitud máxima será de 30 m.
 - En tramo con una curva de 90 grados deberá disminuirse la correspondiente longitud máxima en 3,50 m.
 - Se colocarán cajas en cada trayecto curvo cuyos ángulos sumen más de 180°.
- Dentro de las cajas se agruparán e identificarán con tarjetas los cables de un mismo alimentador.
- Cuando estén destinadas a alojar terminales de regletas, borneras o equipos tendrán doble fondo.
- Las cajas deberán quedar libres de concreto u otro material extraño en su interior en el momento de la entrega de la canalización para proceder a la instalación de los cables.

4.4.1.3.-Cajetines para Salidas de Tomacorrientes, Interruptores de Alumbrado.

Los cajetines para salidas de tomacorrientes e interruptores de alumbrado deberán cumplir con las especificaciones de construcción del CEN y ser del mismo



material que se utilice en la canalización correspondiente. A menos que en los documentos del proyecto se den otras indicaciones particulares se emplearán las siguientes cajas:

- En general los cajetines para embutir serán del tamaño adecuado para alojar los cables y accesorios de alambrado ubicados en ellos. Los cajetines para interruptores de alumbrado serán de 4"x2". En el caso de tomacorrientes y cajas de empalme serán de 4"x4" con tapa de reducción a 4"x2". Los cajetines para salidas de alumbrado serán redondas u octagonales de 4". Todos los cajetines tendrán una profundidad mínima del 2".
- Cuando la instalación sea de tipo superficial para la alimentación de luminarias se emplearán pieza fundidas del tipo condulet tipo T ó L según corresponda al caso.
- Cuando la instalación de los cajetines para los tomacorrientes de 2P+G/15A/125V ó 2P+G/20A/250V, sea superficial se utilizarán piezas fundidas del tipo denominado condulet tipo FC ó FSC según corresponda al caso.
- Los cajetines embutidos en paredes deberán quedar a 1 cm. de profundidad con respecto a la superficie de acabado final.

TABLA 1 - ALTURA DE LAS CAJAS Y CAJETINES (m)

ELEMENTOS DEL SISTEMA	ALTURA (m)
Tableros de distribución.	1,50
Salidas para luminarias en pared en nivel superficie.	0,35
Salidas para luminarias en pared en nivel anden.	4,25-4,45
Salidas para luminarias en pared en nivel cuartos técnicos.	1,80 – 2,00
Salidas para interruptores de alumbrado.	1,40
Salidas en pared para tomacorrientes de uso general	0,40
Salidas en pared para tomacorrientes especiales.	1,20
Salidas en pared para tomacorrientes en baños.	1,10



4.4.1.4.-Cables para alimentadores en baja tensión:

Esta especificación se refiere a los cables que operan a menos de 600 Voltios, y de calibre mayor que el AWG # 10.

- Los cables que van por tubería serán monopolares y los que van por canales portacables serán multiconductores, clase 600 Voltios, con conductores de cobre blando recocido de 98% de conductividad y de construcción trenzada en clase B de Norven.
 - Los cables para instalaciones interiores serán con aislamiento de EPR, resistente al calor y a la humedad, tipo RHH, para una temperatura máxima de operación continua de 90°C. Los conductores para puesta a tierra podrán ser desnudos o aislados tipo RHH.
 - Los cables llevarán impreso la identificación de NORVEN y las siguientes características:
 - Sello del fabricante.
 - Tipo de aislamiento.
 - Tipo de conductor.
 - Calibre del conductor.
 - Clase de voltaje.
- a) Los cables serán identificados por el color de su recubrimiento aislante. Estos serán:
- NEUTRO: Blanco.
 - PUESTA A TIERRA: Verde.
 - ACTIVOS EN EL NIVEL 208 Y 120V:
 - Fase A ó R: Amarillo.
 - Fase B ó S: Azul.
 - Fase C ó T: Rojo.
 - ACTIVOS EN EL NIVEL 480 Y 277V:
 - Fase A ó R: Negro con cinta color Amarillo en ambos extremos.



Fase B ó S: Negro con cinta color Azul en ambos extremos.

Fase C ó T: Negro con cinta color Rojo en ambos extremos.

En aquellos calibres donde sólo se fabriquen con aislamiento color negro, se utilizarán en la llegada a las cajas y tableros cintas de colores o etiquetas plásticas para identificación

4.4.1.5.-Cables para circuitos ramales:

Esta especificación se refiere a los cables usados en circuitos ramales de alumbrado y tomacorrientes de uso general. Están comprendidos exclusivamente los cables AWG # 12 y # 10 en caso que lo amerite.

- Los cables serán monopolares, clase 600 Voltios, con conductores de cobre blando recocido de 98% de conductividad del tipo sólido.
- Los cables serán con aislamiento de P.V.C., resistente al calor y a la humedad, o EPR, tipo RHH, para una temperatura máxima de operación continua de 90°C. Los conductores para puesta a tierra podrán que ser desnudos o aislados tipo RHH.
- En lo que se refiere a marcación de los cables e identificación según código de colores por parte del Contratista, se considerarán aplicables las pautas señaladas en la especificación anterior.

4.4.1.6.-Accesorios de Alambrado:

Esta especificación cubre lo referente a las características eléctricas y de fabricación de los accesorios de alambrado a ser utilizados en las instalaciones eléctricas objeto del presente Proyecto.



- Todos los interruptores, tomacorrientes, y tapas deberán cumplir las exigencias del C.E.N. y su fabricación deberá estar regida por las normas NEMA y certificadas por U.L.
- En caso de estar vigente la norma COVENIN correspondiente esta suplantarán a las mencionadas.
- Todos los interruptores, tomacorrientes y tapas deberán estar especialmente diseñados y aprobado para su uso en el ambiente en el cual han de ser instalados.

4.4.1.7.-Tomacorrientes:

Los tomacorrientes serán los especificados a continuación, tendrán terminales a tornillo para acomodar cables hasta el calibre 10 AWG, de los fabricantes de referencia indicados, o similar:

- Los tomacorrientes en ambientes interiores serán del tipo a embutir, dobles, 2 polos + tierra, de 15 A, 125 V NEMA 5-15R.
- En exteriores serán del mismo tipo de los indicados en el punto anterior pero con tapa de aluminio a prueba de agua.
- Los tomacorrientes monofásicos 208 V, instalados en pasillos, áreas de circulación y salas técnicas, destinados a máquinas pulidoras del tipo industrial u otros equipos para mantenimiento que requieran este voltaje, serán sencillos, 2 polos + tierra, 15 A, 250 V, del tipo giro para enclavamiento o twist-lock NEMA L6-15R.
- Los tomacorrientes de uso particular para la conexión de un artefacto u equipo específico, serán sencillos, polarizados, con amperaje y voltaje acorde con la carga y el sistema al cual estarán conectados y con número de polos según especifique el fabricante.



- Particularmente en el cuarto de la planta de emergencia se prevé un tomacorriente sencillo 3 polos + tierra 20 A, 250 V del tipo giro para enclavamiento o twist-lock NEMA L15-20R.
- En el túnel se prevé instalar tomacorrientes monofásicos, sencillos 2 polos + tierra 30 A, 125 V NEMA 5-30R y tapa de intemperie y tomacorriente monofásico sencillo 2 polos + tierra, 15 A, 125 V, NEMA 5-15R.
- Los tomacorrientes en áreas húmedas deberán contar con tapas especialmente diseñadas para su uso en tales ambientes.

4.4.2.-Tableros de protección en baja tensión:

Aplica a todos los tableros de alumbrado y de fuerza indicados en los planos, los cuales están destinados a la protección de circuitos ramales y de circuitos alimentadores de cualquier tipo.

- Los tableros serán del tipo conocido por "frente muerto", diseñados para montajes superficiales y de uso interior.
- Las cajas o gabinetes de los tableros estarán construidas con lámina de acero galvanizado diseñadas especialmente para que sean rígidas y no sufran deformaciones durante los procesos normales de transporte e instalación. El galvanizado será tal que asegure una protección efectiva y duradera contra la corrosión.
- Las cajas de los tableros serán pintadas con pintura color gris eléctrico, sobre una base antioxidante y adherente secada al horno.
- El chasis será de lámina de acero galvanizado y se fijará a la caja mediante tornillos, deberá tener la facilidad para ajuste de profundidad. El tratamiento de pintura será similar al antes señalado.
- El frente exterior estará construido con lámina de acero galvanizado. Estará constituido por un marco con puerta abisagrada.



- La puerta tendrá cerradura con llave maestra para un lote de tableros suministrados por un fabricante. En su parte inferior la puerta tendrá un porta tarjetas, con su correspondiente tarjeta para la identificación de los circuitos.
- Las barras conductoras de corriente serán de cobre electrolítico, dimensionados para una densidad de corriente máxima de 150 A/cm^2 , y deberán estar plateadas, al menos, en las superficies de contacto con otras barras y en donde se prevén terminales de unión o de derivación.
- Las barras de fase y de neutro deberán fijarse al chasis mediante aisladores adecuados.
- Cuando exista interruptor principal, la conexión entre el mismo y las barras se hará mediante pletina de cobre, y la capacidad de las barras será por lo menos igual a la nominal del interruptor.
- La capacidad de cortocircuito de las barras será al menos igual a la del interruptor automático con menor capacidad de interrupción para el voltaje de servicio especificado.
- De no existir interruptor principal, las barras principales, de fase y de neutro, estarán provistas de terminales a compresión bimetálicos, adecuados para la conexión del número de cables y calibre del alimentador. Adicionalmente la barra de neutro estará provista de terminales a tornillo numerados para la conexión de los neutros de los circuitos ramales. El número de terminales será al menos igual al número de interruptores previstos, incluyendo los espacios de reserva. La capacidad de los terminales será cónsona con la de los interruptores.
- Los tableros estarán provistos de una barra de tierra aislada y un conector adecuado para el calibre del conductor de puesta a tierra. Además contará con un conector fijado al chasis, a fin de permitir la conexión a tierra del gabinete del tablero.
- Los tableros estarán equipados con interruptores termomagnéticos de caja moldeada. Los interruptores tendrán características de disparo térmico de



tiempo inverso en sobrecarga y de disparo instantáneo de acción magnética en cortocircuito.

- Todos los interruptores de un tablero serán de una misma marca o fabricante y estarán identificados con el número correspondiente, según se indique en las tablas de cargas.
- La conexión de los interruptores a las barras será mediante tornillos.
- Cada tablero tendrá una placa de identificación en la cual figurará el nombre del fabricante, el voltaje, la capacidad nominal de corriente, el número de fases y la frecuencia según los requerimientos de las normas COVENIN vigentes.
- Cada tablero deberá fijársele en la zona frontal una placa de baquelita u otro material aprobado, donde estarán grabadas las siglas de la nomenclatura asignada al mismo.
- Las barras principales deberán identificarse mediante pintura, cinta aislante u otro material aprobado, en forma permanente y claramente visible, según el código de colores que se haya adoptado para el sistema de alimentadores al cual pertenece. En general el código será el siguiente:

FASES	COLOR
A	Amarillo
B	Azul
C	Rojo
Neutro	Blanco
Tierra	Verde

- Los tableros de distribución de potencia serán del tipo autosoportante con construcción modular, el número requerido de secciones verticales unidas mediante tornillería de alta resistencia, formaran una estructura de rigidez adecuada. Cada sección vertical consistirá de 3 compartimientos básicos:



- a) Un (1) Compartimiento frontal en el cual se montarán en cubículos los interruptores de protección.
 - b) Un (1) Compartimiento de barras (horizontales y verticales).
 - c) Un (1) Compartimiento posterior para las conexiones de los cables de salida.
- Los 3 compartimientos estarán equipados con barreras verticales removibles, de material eléctricamente aislante, de manera de quedar aislados tanto física como eléctricamente, entre sí. Los terminales del lado de carga de cada interruptor se extenderán, mediante barras aisladas eléctricamente, a través del compartimiento de las barras principales hasta el compartimiento posterior de conexión de los cables de salida.
 - Las barras activas deberán estar cubiertas con pintura a base de Epoxy o preferiblemente forradas con material aislante para protección contra contacto accidental. La barra de puesta a tierra será aislada y se extenderá a lo largo del tablero.

4.4.3.-Circuitos ramales de motores:

Los requisitos establecidos en la presente especificación se aplican a todos los circuitos ramales de motores y sus dispositivos asociados a instalarse en sistemas con tensiones nominales no mayores de 600 Voltios.

Adicionalmente a los requisitos establecidos en la presente sección, todos los equipos y dispositivos pertenecientes a circuitos de motores, deberán cumplir con los requisitos establecidos en las siguientes normas:

- Sección: 430 del Código Eléctrico Nacional (C.E.N.).
- Covenin 801: Normas de Seguridad para Equipos Industriales de Control. comité Venezolano para Normas Industriales.



- U.L. 508: Industrial Control Equipamiento "Underwriters Laboratories".
- NEMA ICS-1970: Industrial Control and Systems. "National Electrical Manufacturers Association".

b) Dispositivo de protección contra cortocircuitos:

Podrán ser de dos tipos:

- a) Para protección de circuitos de motor: M.C.P en arrancadores de combinación.
- b) Interruptores: Sólo se permitirán interruptores con disparo magnético ajustable.

c) Dispositivos de protección contra sobrecargas:

Serán del tipo térmico, de aleación fusible o bimetálicos de rearme manual y protegerán todas las líneas activas del motor. No se aceptarán relés con compensación ambiental de temperatura.

4.4.4.-Centros de control de motores:

Todos los CCM se fabricarán y ensamblarán de acuerdo con las reglamentaciones establecidas en las siguientes normas:

- a) Código Eléctrico Nacional (CEN).
- b) Covenin 801: Norma de Seguridad para Equipos Industriales de Control.
- c) U.L.508: Industrial Control Equipment "Underwriters Laboratories".
- d) NEMA ICS-1970: Industrial Control and Systems.
- e) En caso de conflicto entre normas se aplicara la más exigente



- El centro de control de motores será totalmente cerrado, tipo frente muerto, autosoportante y consistente en secciones NEMA 1, unidas entre sí para formar una sola unidad. Cada sección estará dividida en compartamientos o gavetas aisladas entre sí de 12 pulgadas de alto o múltiplos de esa cantidad.
- La estructura metálica de todas las secciones serán idénticas y deberá preverse la posibilidad de ampliaciones futuras mediante la adición de secciones similares a ambos extremos del centro de control de motores
- Se deberá prever en la parte superior de cada sección el espacio requerido para conexión de barras verticales a las horizontales.
- Los arrancadores e interruptores contenidos en el centro de control deberán ser accesibles por el frente de cada dispositivo.
- Todas la secciones serán de 2.30 m. de alto, 70 cm. de ancho y 60 cm. de profundidad.
- Se deberán prever espacio para alambrado tanto en la parte superior como inferior de cada sección. Este espacio para alambrado deberá estar separado de las barras por una placa metálica.
- Se preverá en cada sección un espacio vertical para alambrado aislado de las barras, y con la puerta independiente que permita el acceso a los circuitos de control sin tocar las unidades enchufables.
- El centro de control será diseñado, construido y alambrado de acuerdo con las normas NEMA y será del tipo Clase II, Tipo C, esto es, se preverá interconexión entre las borneras de control de cada gaveta y la bornera maestra del CCM.
- El alimentador principal será un circuito trifásico en 480 V, compuesto por 2 ó 3 conductores por fase del calibre # indicado en el diagrama unifilar. Este alimentador podrá llegar al centro de control por



la parte superior o inferior dependiendo de las necesidades de la obra. Deberá preverse un espacio de 15½ pulgadas para alambrado y conexión a barras principales de este alimentador.

- Cada sección tendrá un conjunto de tres (3) barras horizontales que se conectarán entre las diferentes secciones para formar un solo juego de tres (3) barras horizontales a todo lo largo del centro de control. De la misma manera, cada sección contendrá tres (3) barras verticales a todo lo largo de la sección que se conectarán a las barras horizontales.
- Todas las barras principales y las conexiones estarán diseñadas para 600V. AC, y capacidad nominal indicada en planos, de cobre plateado o estañado. Las barras, aisladores y soportes deberán ser capaces de soportar los esfuerzos mecánicos impuestos por fuerzas electromagnéticas producidas por corrientes de cortocircuito de valor indicado en el diagrama unifilar o más. Las barras verticales tendrán una capacidad mínima de 300 A. Los demás dispositivos que conducen corriente tendrán la suficiente capacidad para suministrar la potencia nominal continua de las diferentes unidades de control sin sufrir sobrecalentamiento a temperatura ambiente de 40° C.
- Todas las barras horizontales y verticales estarán aisladas de los cables de potencia y control por medio de barreras adecuadas. Existirán barreras en la parte frontal de las barras verticales para evitar cualquier contacto con estas barras cuando se hayan removido las unidades por motivo de mantenimiento.
- El aislamiento de las barras se hará de tal forma de evitar cortocircuito o fallas a tierra por efectos de humedad o agua. El aislamiento se hará con material resistente a las llamas.
- El aislamiento se unirá a las barras por medio de conectores sin soldadura.



- Se deberán prever conexiones para extensiones de barras a ambos lados de cada sección.
- Se instalará una barra principal para puesta a tierra en la parte inferior de cada sección, la cual se extenderá horizontalmente en toda la longitud del centro de control, La barra de tierra deberá tener un terminal para cable de cobre de hasta AWG #4/0 en cada uno de sus extremos.
- Se utilizarán interruptores de caja moldeada, ruptura en aire, provistos de un contacto auxiliar para indicar (en forma remota) la posición de los polos del mismo; operados manualmente por medio de una palanca de accionamiento, colocada en el exterior de la gaveta, por medio de la cual podrá operarse el interruptor sin quitar la tapa de la misma. Se preverá la indicación local del estado del interruptor (abierto, disparado, cerrado). Después que un interruptor haya operado automáticamente, sólo se podrá reponer a la posición ON manualmente.
- La palanca de accionamiento de los interruptores deberá bloquear la puerta de la gaveta cuando el interruptor esté en posición ON. Además, tendrá una previsión para colocar uno ó más candados en la posición OFF.
- Los interruptores termomagnéticos deberán tener coordinada la protección por disparo térmico con la protección por cortocircuito. Serán del tipo compensado por temperatura ambiente, o diseñados para trabajar sin dispararse a la temperatura ambiente esperada. Este tipo de interruptores se utilizarán en circuitos alimentadores o como medio de desconexión de aquellos circuitos de motores provistos de arrancadores a tensión reducida de estado sólido con protección integral incorporada.
- El interruptor principal será de 600V, de capacidad y corriente de cortocircuito indicada en planos.



- Los interruptores usados en arrancadores de combinación sólo tendrán disparo magnético ajustable.
- Todos los interruptores tendrán capacidad de interrupción por lo menos igual al interruptor principal.
- El voltaje de control será de 120 V, 60Hz, proveniente de un transformador de control con protección en el primario y en el secundario. El terminal (X2) del secundario del transformador de control se pondrá sólidamente a tierra.
- Cada gaveta de arrancador tendrá ocho terminales de reserva en las borneras de control.
- El centro de control CCM llevará una barra de puesta a tierra a todo lo largo del CCM en la parte inferior de los gabinetes.
- Se deberá prever extensiones de la barra de tierra para secciones futuras.
- Se deberá prever un conector tipo grapa para conductor de cobre de hasta calibre AWG #4/0 en cada uno de los extremos de la barra de tierra, así como seis (6) conectores tipo grapa para cable de cobre AWG #2 en cada sección para conexión a tierra de los equipos servidos.
- Deberá preverse la conexión a la barra de tierra de todos los arrancadores que componen al centro.

4.4.5.-Interruptor de transferencia automática.

El equipo de transferencia automática será una unidad integral suplida de fábrica, montada en gabinete metálico tipo NEMA 1, alimentado normalmente desde un circuito del tablero principal de Nivel 1 (TP-1) y en emergencia desde un circuito del grupo motor-generador. El interruptor de transferencia recibirá alimentación "preferida" desde la fuente de suministro normal y cuando esta falle deberá transferir



automáticamente la alimentación a la Planta Eléctrica de Emergencia. El interruptor retransferirá automáticamente la alimentación a la fuente de suministro normal cuando esta se encuentre nuevamente disponible.

El interruptor de transferencia estará formado por:

- Dos interruptores termomagnéticos de 3 o 4 polos según se indique en planos, 480 V, 60 Hz. y corriente nominal indicada en planos, sin dispositivos de disparo automático. Sus palancas de operación serán accionadas por un mecanismo de transferencia operado a motor o solenoide y con facilidades para su operación manual. La corriente de operación del interruptor se obtendrá de la fuente a la cual se haya transferido.
- Sistema de supervisión y control de las fuentes de energía que provea la inteligencia necesaria para la operación automática del equipo. La función de supervisión se implementará mediante relés de tensión en cada una de las fases de la fuente de alimentación "preferida" o normal. Una caída de tensión, en cualquier de las fases, por debajo de un valor predeterminado, deberá iniciar la operación de transferencia a la otra fuente de alimentación. La retransferencia de la alimentación a la fuente "preferida" se iniciará luego de que la condición de voltaje adecuado se haya restablecido en todas sus fases.
- Iniciará su función de transferencia en las siguientes condiciones:
 - Falla en una cualquiera de las fases.
 - Caída del voltaje al 70% del valor nominal (ajuste variable).
- Retransferirá la carga a la alimentación normal cuando el valor de voltaje normal sea 90% de su valor nominal y después de un tiempo ajustable de 0 a 30 minutos.



Características particulares:

Estará provisto del equipamiento siguiente:

- 1) Dos interruptores, no automáticos, de capacidades indicadas en planos.
- 2) Enclavamientos mecánico y eléctrico de forma tal que solo un interruptor pueda estar cerrado a la vez, y de que no sea posible una posición neutra cuando se opera eléctricamente. Por otra parte, el lado de carga tampoco podrá ser conectado simultáneamente a las fuentes de suministro normal y de emergencia independientemente de si el interruptor es operado manual o eléctricamente; o si algún componente funcione indebidamente.

El equipo tendrá los siguientes relés:

- 3) Relés sensitivos de voltaje, tipo electrónicos, que permitan el ajuste de 90% (Pick-up) a 70% (drop-out) independientemente. El voltaje deberá estar por encima del valor prefijado para producir la operación de los relés involucrados.
- 4) Relés de frecuencia y voltaje para la fuente de energía auxiliar de emergencia, que impidan la transferencia de "normal" a "emergencia", hasta que el sistema de suministro de energía en emergencia haya alcanzado sus condiciones adecuadas de operación en voltaje y frecuencia.
 - Relé de frecuencia: ajustable de 45 a 60 Hz.
 - Relé de voltaje: ajustable de 90% a 70%.
- 5) Relé para retardar la operación del interruptor de "normal" a "emergencia", a fin bloquear la operación ante condiciones de fluctuación de voltaje. El conteo se iniciará al aparecer disponible la



fuentes de emergencia. Ajustable de 0,2 a 180 seg., sin afectar el circuito de inicio de arranque del sistema de suministro de energía de emergencia.

- 6) Relé para bloqueo del arranque del motor ajustable hasta 10 segundos.
- 7) Relé para retardar la operación del interruptor de "emergencia" a "normal" para permitir la estabilización de la fuente normal de energía antes de que se efectúe la retransferencia. Ajustable de 0,2 a 30 minutos.
- 8) Relé normal con contactos auxiliares (2 abiertos y 2 cerrados).
- 9) Relé de emergencia con contactos auxiliares (2 abiertos y 2 cerrados).
- 10) Relé de retardo de tiempo en posición neutra (time delay neutral). Este relé en el inicio de la transferencia abre (por medio de la bobina de disparo remoto) el interruptor cerrado del interruptor de transferencia automática, llevándolo a su posición neutra, desconecta a la carga e inicia el conteo de tiempo. Al transcurrir el tiempo prefijado en el ajuste del relé, se energiza el motor de transferencia y la completa, cerrando el otro interruptor del interruptor automático de transferencia y reponiendo el interruptor disparado a la posición de abierto. Ajustable de 0.2 a 50 segundos.
- 11) Alarma audible con interruptor para silenciarla, que actuará una alarma sonora cuando el interruptor de transferencia pasa a la posición de emergencia y el voltaje en ella, está presente. El emisor de sonido se instalará en lugar remoto.
- 12) Selector de 4 posiciones que permite las operaciones siguientes.
 - APAGADO (OFF): Mediante la cual se desenergizan los relés de control.
 - PRUEBA (TEST): La cual simula una falla en el suministro normal y el interruptor transfiere la carga a la fuente de emergencia.



- AUTO: Mediante la cual el interruptor de transferencia se posiciona en su condición normal de operación.
 - ARRANQUE DE MAQUINA (ENGINE START): Mediante la cual se inicia el arranque de la fuente de suministro de energía, aunque el interruptor no transferirá a menos que falle la fuente normal.
- 13) Selector de desconexión para apertura de los dos interruptores principales en caso de mantenimiento.
- 14) Equipos y accesorios auxiliares (transformadores, fusibles, cableado, regletas de conexiones, etc.).
- 15) Luces piloto indicadoras de las condiciones de las fuentes de energía y de las posiciones del interruptor de transferencia. Los colores serán:
- Suministro normal disponible: blanca.
 - Suministro de emergencia disponible: ámbar.
 - Interruptor en posición normal: verde.
 - Interruptor en posición de emergencia: roja.

Nota: Se incluirán placas indicadoras del significado de las luces.

- 16) Ejercitador del grupo motor-generator por medio de reloj; relés y accesorios necesarios para la prueba automática del grupo motor-generator en intervalos preseleccionados y por lo menos una vez a la semana. Con selector para prueba con transferencia y prueba sin transferencia.

Todos los equipos y accesorios deberán ser accesibles por el frente. La conexión de los cables de control se hará mediante bloque de terminales, los cuales se identificarán de acuerdo al plano de control a ser



suministrado por el fabricante. Los conductores del circuito de control se identificarán bajo la misma nomenclatura. Los correspondientes al circuito normal serán de color diferente a los del circuito de emergencia (los cables de control de un interruptor estarán claramente diferenciados con respecto a los del otro interruptor).

4.4.6.-Planta de Emergencia.

Esta especificación se refiere a los equipos de suministro de energía eléctrica en emergencias indicado en el Proyecto. El Contratista suministrará, instalará, pondrá en funcionamiento y efectuará las pruebas de puesta en marcha de todos los equipos objeto de esta especificación.

Descripción del sistema:

El sistema estará constituido por un grupo motor-generator, suplido de fábrica como un conjunto y compuesto por:

- Unidad Motriz.
- Generador.
- Panel de Control.
- Equipos de Baterías y Accesorios de Carga.
- Sistema de Combustible.
- Sistema de Enfriamiento.
- Sistema de Escape de Gases.

a)Unidad Motriz:

El motor será del tipo DIESEL, de 1.800 R.P.M., enfriado por agua, con gobernador para regulación de frecuencia en 3% máximo,



desde régimen sin carga hasta plena carga. El motor de arranque será de 24 V.C.D.

Se proveerán dispositivos de protección contra alta temperatura del agua, baja presión de aceite, sobrevelocidad y sobretiempo del periodo de arranque.

La unidad estará montada en una base de acero estructural provista con amortiguadores de vibración.

b) Generador:

Será un alternador trifásico de tipo sincrónico de campo rotatorio de voltaje nominal 480Y277V, 3 fases, 4 hilos, 60 Hz.

Tendrá una capacidad continua indicada en planos, y estará construido con aislamiento clase H (220 °C), diseñado para suministrar energía a cargas no lineales (UPS) de hasta 50 kVA, carcasa a prueba de goteo y en general, de acuerdo a las normas NEMA.

Tendrá en conjunto con el motor diesel una capacidad para arranque de motores de hasta 1.600 kVA al 90% del voltaje nominal.

Estará provisto de un regulador de voltaje de tipo estático capaz de mantener el voltaje dentro de un rango de +/- 3 % y un interruptor de protección dimensionado por el fabricante, de acuerdo a la capacidad del generador.

c) Panel de Control:

El panel de control será una unidad integral en gabinete metálico tipo NEMA 1 y tendrá los siguientes equipos:



- Voltímetro con precisión no menor de 2%.
- Amperímetro con precisión no menor de 2% y con selector de fases.
- Frecuencímetro.
- Indicador de Presión de Aceite.
- Indicador de Temperatura del Agua.
- Controles de funcionamiento normales y para arranque eléctrico automático.
- Luces piloto indicadoras de baja presión de aceite, alta temperatura del agua, sobrevelocidad y sobretiempo de arranque con alarma por timbre local y un contacto auxiliar para alarma remota.
- Los relés y dispositivos necesarios para el control automático de arranque y parada por las condiciones anormales ya mencionadas.
- Reóstato de nivel de voltaje.
- Contador de horas de funcionamiento.
- Luz piloto para alarma por bajo nivel de tanque de combustible de uso diario. Esta condición también operará la alarma sonora.
- Interruptor manual para silenciar alarma sonora.

Deberá estar provisto de las facilidades en regletas para el monitoreo remoto de las siguientes variables:

- Estado de Operación (Planta Eléctrica encendida o disponible).
- Estado de Operación (Planta Eléctrica Apagada).
- Indicación de Falla.
- Monitoreo de Nivel de Combustible en el Tanque.
- Monitoreo de Voltaje en la Batería de 24 VDC.
- Monitoreo de Presión de Aceite.
- Alarma de Alta Temperatura de Agua de Enfriamiento.
- Alarma de Baja Presión de Aceite.



Y para la recepción también remota, de las siguientes órdenes:

- Orden de arranque desde un interruptor de transferencia automática.
- Orden de ejercitación periódica.

d) Equipos de Baterías y Accesorios de Carga:

Se suministrará un banco de baterías con estructura para soporte, cableado y accesorios de conexión. Las baterías serán de plomo-ácido, de tipo industrial (pesado), especiales para uso de arranque, con capacidad para seis (6) arranques consecutivos, sin recarga.

Se proveerá de un cargador equipado con rectificadores del estado sólido, de onda completa, con protecciones de sobrecarga y sobrevoltaje.

El cargador vendrá en un gabinete para montaje en pared, que adicionalmente tendrá un amperímetro C.D., interruptor termomagnético C.D. y una tensión de alimentación en 208Y120V con protección por fusibles.

e) Sistema de Combustible:

La planta tendrá un tanque de combustible de uso diario con capacidad para 8 horas de funcionamiento a plena carga el cual podrá ser independiente con suministro por gravedad o incorporado en el patín del grupo motor-generador.

El tanque diario tendrá un control de nivel mínimo e indicadores para alarma por bajo nivel y deberá tener previsiones para las siguientes conexiones:



- a) Conexión de suministro y retorno de tubería de combustible al motor diesel.
- b) Conexión para tubería de llenado.
- c) Conexión para tubería de venteo.

El tanque deberá ser suministrado con los siguientes accesorios:

- d) Tapa para inspección y llenado manual.
- e) Válvula de flotador para la entrada de combustible.
- f) Válvula de drenaje.
- g) Switch magnético de nivel de combustible.
- h) Sensor (sender) del indicador de nivel de combustible.

En caso de que el tanque de combustible sea suministrado incorporado al patín del grupo motor-generator se deberán suministrar, en el panel de control, las facilidades en regleta para el cableado remoto de las siguientes variables:

- i) Contactos del sensor del indicador de nivel de combustible.
- j) Contactos del switch magnético de nivel de combustible.

f) **Sistema de Enfriamiento:**

La refrigeración del motor será por agua con radiador y ventilador accionado mecánicamente. Se proveerá una bomba de circulación de agua y termostatos con contactos auxiliares. La alimentación de la bomba 480V, 60 Hz.

g) **Sistema de Escape de Gases:**

La planta se dotará de un sistema de escape de gases con dos (02) silenciadores del tipo residencial (uno por cada fila de cilindros) y ductos de escape instalados hasta el sitio indicado en planos y especialmente



diseñados para evitar pérdida de potencia en la máquina por excesiva contrapresión.

Cubierta para reducción de ruidos:

La Planta Eléctrica de Emergencia deberá ser suministrada de fábrica con una cubierta antiruido instalada. El diseño de esta cubierta y el espesor de aislante acústico será tal prevea las aberturas para ventilación adecuadas para el grupo motor-generador y las facilidades para inspección, reparación y mantenimiento del equipo y aún así cumpla con los siguientes criterios de ruido.

Para el grupo motor-generador trifásico a plena carga, la cubierta antiruido no deberá permitir niveles de ruido mayores de:

- a. 85 dB a un (1) metro de distancia.
- b. 75 dB a siete (7) metros de distancia.

4.4.7.-Transformadores secos para uso interior.

Los transformadores a ser empleados para obtener voltajes de utilización de 208Y120V ó 240/120V a partir de voltaje de distribución de 480Y277V, serán de tipo seco, autorefrigerados, trifásicos, diseñados para uso interior y montaje en piso o pared, con capacidades e impedancia indicadas en planos.

Los transformadores serán construidos con aislamiento para operación a 220°C a plena carga (tipo F), a frecuencia de 60 Hz, de bajo nivel de ruido (45 dB máximo), bajas pérdidas, baja corriente de excitación, excelente regulación de voltaje, encerrados en caja metálica a prueba de polvo, humedad y corrosión; con compartimientos para conexiones de cables, con acceso a través de tapa atornillada y previsión para entrada de tuberías en ambos lados. Estarán provistos de placa indicadora de sus características y conexiones.



Los transformadores tendrán además de su posición central, cuatro derivaciones en su lado primario para obtener valores de $2\frac{1}{2}\%$ y 5% , por encima y por debajo de su valor nominal.

Los transformadores trifásicos serán de relación 480/208Y120V, conexión delta/estrella, con neutro secundario aislado.

En el montaje de los transformadores se tomarán las previsiones necesarias para evitar la transmisión de vibraciones. Cuando el montaje se haga sobre estructuras fijadas a techos o a paredes las mismas se diseñarán con un coeficiente de seguridad igual a 3.

Los transformadores deberán ser diseñados para suministrar:

1. Hasta un 50% de su capacidad a cargas no lineales (factor K4) para los utilizados en los niveles N1 y N2.
2. Hasta un 100% de su capacidad a cargas no lineales (factor K13) para los utilizados en el nivel N3.

Según norma ANSI C57.110-1986 y con apantallamiento electrostático.

4.4.8.-Puesta a tierra del sistema y equipos.

La instalación eléctrica deberá cumplir con las normas exigidas en el Código Eléctrico Nacional, en lo relacionado a la puesta a tierra del sistema eléctrico y las cubiertas metálicas de conductores y equipos, según se especifica a continuación:

- Se ha asumido que el conductor neutro de la acometida en baja tensión estará conectado a tierra en una barra principal de referencia de tierra en el cuarto para transformadores. Esta puesta a tierra deberá efectuarse por medio de un conductor de puesta a tierra cuyo calibre es indicado en el punto 3.7 (Diseño del Sistema de Puesta a Tierra).



- Se ha asumido que las cubiertas metálicas o cajas de protección de los Tableros de Baja Tensión Principales (BTP) estarán conectados a tierra en la sala de transformadores. La canalización metálica de distribución eléctrica que parte de los tableros TP-1, TP-2 y TP-3 se considera puesta a tierra al conectarla a la estas cubiertas metálicas. De esta forma, el conductor de puesta a tierra será común a la tierra del sistema y de la canalización metálica de los tableros. Los subtableros a su vez estarán puestos a tierra a través de un conductor destinado especialmente para ello y por medio de la canalización metálica de su alimentador.
- Adicionalmente la canalización metálica de distribución eléctrica, los canales porta-cables y los gabinetes metálicos de tableros en los cuartos de Tableros de Baja Tensión Secundarios (BTS) se conectarán a tierra a una barra de referencia de tierra instalada bajo el piso falso de cada cuarto por medio de conductores de calibre no menor que el indicado en CEN 250-122. Se asume que estas barras, a su vez, estarán interconectadas con la barra de tierra en el cuarto de transformadores por medio de conductores dimensionados por terceros. En el caso de la tubería metálica se utilizará en su origen tuercas con conectores para puesta a tierra y en los canales porta-cables se tenderá lateralmente un conductor desnudo a todo lo largo del canal y en íntimo contacto con él.
- En las cajas de paso y cajas de tableros las tuberías metálicas que rematan en ellas deberán estar en íntimo y firme contacto con la caja. De no ser esto posible, en aquellas aplicaciones donde el Código Eléctrico Nacional lo exija expresamente o en aquellos lugares donde se interrumpe la continuidad eléctrica del sistema de canalización metálica, se instalarán puentes de cobre entre las partes metálicas separadas eléctricamente.
- Las cubiertas metálicas de los equipos fijos deberán ser puestos a tierra, mediante la conexión directa o a través del contacto de tierra del tomacorriente, a la canalización metálica o conductor de puesta a tierra



según el caso. De igual manera, todos los tomacorrientes sin excepción, deberán proveer un contacto para puesta a tierra.



FASE V: REALIZAR LOS PLANOS PERTINENTES

1) El siguiente conjunto de planos está conformado por:

- IE-01.- Leyenda.
- IE-02.- Iluminación. Planta Parcial Nivel Superficie Salida Este.
- IE-03.- Iluminación. Planta Parcial Nivel Superficie Salida Oeste.
- IE-04.- Fuerza. Planta Nivel Superficie entre ejes 0 al 4.
- IE-05.- Fuerza. Planta Parcial Nivel Superficie.
- IE-06.- Iluminación. Planta Nivel Mezzanina Entre Ejes 0 al 4.
- IE-07.- Iluminación. Planta Nivel Mezzanina Entre Ejes 4 al 7b.
- IE-08.- Fuerza. Planta Nivel Mezzanina entre ejes 0 al 4.
- IE-09.- Fuerza. Planta nivel Mezzanina entre ejes 4 al 7b.
- IE-10.- Iluminación. Planta Nivel Andén Entre Ejes 0 al 4.
- IE-11.- Iluminación. Planta Nivel Andén Entre Ejes 4 al 7.
- IE-12.- Fuerza. Planta Nivel Andén entre ejes 0 al 4.
- IE-13.- Fuerza. Planta nivel Andén entre ejes 4 al 7.
- IE-14.- Diagrama Unifilar.
- IE-15.- Diagramas de Tableros Eléctricos.
- IE-16.- Detalles de Tableros e Instalación.
- IE-17.- Detalles Típicos.



ANEXO A. Tablas de Pérdidas de Potencia Nominales (W) en los Ramales de Baja Tensión De los puntos Simulados con el PADEE

En las siguientes tablas se presentan las pérdidas nominales de potencia en (W), discriminadas por zona, en los ramales de baja tensión asociados a los transformadores de distribución, las cuales se determinaron mediante el procesamiento de éstos usando la herramienta computacional PADEE.

**Tabla A.1 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona San Diego.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E2GCBL88	C. R. La Gaviota	75	291.52	E2GCEM24	U. El Morro	75	574.79	E2GCGE42	U. El Morro	112.5	964.2
E2GCBM82	C. R. Andes	300	1166.08	E2GCEQ47	U. El Morro	112.5	680.79	E2GCGF17	U. El Morro	75	619.17
E2GCCJ75	C. R. Andes	225	1240.16	E2GCEQ98	U. El Morro	100	417.56	E2GCGF32	U. El Morro	75	365.98
E2DCXH66	C. R. Santa M.	112.5	972.4	E2GCFC92	U. El Morro	50	377.31	E2GCGF37	U. El Morro	75	767.31
E2DCXD23	Monteserino	45	93.63	E2GCGF36	U. El Morro	75	463.93	E2GCGJ33	U. El Morro	112.5	677.05
E2DCXD44	Monteserino	75	151.53	E2GCFG08	U. El Morro	75	584.5	E2GCGK05	U. El Morro	150	2057.18
E2DCXD54	Monteserino	75	153.95	E2GCFG12	U. El Morro	75	440.99	E2GCGN39	U. El Morro	112.5	1700.06
E2DCXD74	Monteserino	75	267.13	E2GCFG54	U. El Morro	75	782.19	E2GCGN40	U. El Morro	75	576.57
E2DCXH36	Monteserino	150	508.32	E2GCFH03	U. El Morro	75	442.32	E2GCGN46	U. El Morro	112.5	2262.51
E2DCXH90	Monteserino	225	4602.54	E2GCFH33	U. El Morro	150	1232.71	E2GCGN61	U. El Morro	112.5	1097.66
E2DCXM81	Monteserino	225	1222.77	E2GCFJ25	U. El Morro	75	684.25	E2GCJC85	U. El Morro	75	665.74
E2DCXR71	Monteserino	225	1416.32	E2GCFK66	U. El Morro	150	201.81	E2GCJD21	U. El Morro	87.5	706.4
E2DCYB01	Monteserino	75	263.22	E2GCFK90	U. El Morro	45	221.15	E2GCJG67	U. El Morro	45	76.73
E2DCYJ16	Monteserino	225	1820.31	E2GCFL13	U. El Morro	150	1757.77	E2GCJG81	U. El Morro	112.5	736.03
E2DCYJ29	Monteserino	225	1602.2	E2GCFL79	U. El Morro	75	613.61	E2GCJH28	U. El Morro	150	2278.14
E2DCYN00	Monteserino	225	1247.37	E2GCFN12	U. El Morro	65	424.02	E2GCJH87	U. El Morro	75	943.22
E2GAPL31	Sector Yuma	225	391.26	E2GCFN15	U. El Morro	55	453.09	E2GCKA02	U. El Morro	75	496.43
E2GAPM00	Sector Yuma	150	590.91	E2GCFN19	U. El Morro	75	300.77	E2GCKA28	U. El Morro	75	497.16
E2DCTG53	U. Bosqueserino	112.5	891.49	E2GCFP14	U. El Morro	150	1766.53	E2GCKB21	U. El Morro	75	417.52
E2DCTL20	U. Bosqueserino	45	115.98	E2GCFP17	U. El Morro	150	1766.53	E2GCKB34	U. El Morro	112.5	780.05
E2DCTL55	U. Bosqueserino	112.5	450.74	E2GCFP37	U. El Morro	150	964.2	E2GCKB77	U. El Morro	225	382.52
E2DCTL58	U. Bosqueserino	150	890.57	E2GCFQ73	U. El Morro	125	509.72	E2GCKC62	U. El Morro	75	263.27
E2GCCN41	U. El Morro	75	300.8	E2GCFQ97	U. El Morro	112.5	1344.3	E2GCKD20	U. El Morro	112.5	1329.62
E2GCCP12	U. El Morro	45	50.53	E2GCGA00	U. El Morro	150	1045.68	E2GCKD60	U. El Morro	112.5	825.46
E2GCEL12	U. El Morro	75	774.31	E2GCGA76	U. El Morro	150	219.47	E2GCKE13	U. El Morro	75	249.93
E2GCEL83	U. El Morro	55	627.07	E2GCGB00	U. El Morro	112.5	1048.77	E2GCKE49	U. El Morro	87.5	658.9
E2GCEM17	U. El Morro	75	587.58	E2GCGB32	U. El Morro	150	1340.25	E2GCKE84	U. El Morro	75	461.75

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



(Continuación de la tabla A.1)

**Tabla A.1 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona San Diego.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E2GCKF76	U. El Morro	112.5	696.06	E2GASG80	U. Esmeralda	150	2501.25	E2GATP08	U. Esmeralda	112.5	910.86
E2GCLA25	U. El Morro	150	731.1	E2GASH03	U. Esmeralda	30	27.92	E2GATP15	U. Esmeralda	87.5	376.67
E2GCLA29	U. El Morro	112.5	1060.86	E2GASH56	U. Esmeralda	75	660.1	E2GATP65	U. Esmeralda	300	763.01
E2GCLB26	U. El Morro	112.5	880.14	E2GASH62	U. Esmeralda	75	353.23	E2GAWB12	U. Esmeralda	112.5	1668.54
E4AABP25	U. I. Castillito	150	103.15	E2GASH90	U. Esmeralda	75	368.58	E2GAWB88	U. Esmeralda	75	485.89
E4AAER82	U. I. Castillito	150	282.91	E2GASH94	U. Esmeralda	45	126	E2GAWC36	U. Esmeralda	112.5	936.45
E4AAFL67	U. I. Castillito	150	337.44	E2GASK01	U. Esmeralda	75	311.9	E2GAWC38	U. Esmeralda	87.5	881.01
E4AAFP49	U. I. Castillito	300	572.57	E2GASK44	U. Esmeralda	45	195.15	E2GAWD17	U. Esmeralda	45	236.67
E4AAFR05	U. I. Castillito	45	64.1	E2GASK87	U. Esmeralda	45	931.85	E2GAWD25	U. Esmeralda	45	103.39
E4AAKD62	U. I. Castillito	150	387.17	E2GASL22	U. Esmeralda	75	454.13	E2GAWD55	U. Esmeralda	150	1271.1
E2GANL18	U. Esmeralda	112.5	469.33	E2GASL44	U. Esmeralda	75	548.82	E2GAWF72	U. Esmeralda	112.5	3121.77
E2GANL20	U. Esmeralda	75	284.39	E2GASL56	U. Esmeralda	75	316.44	E2GAWF92	U. Esmeralda	112.5	2062.85
E2GANL76	U. Esmeralda	45	432.31	E2GASL71	U. Esmeralda	45	126.24	E2GAWG13	U. Esmeralda	75	487.43
E2GANM50	U. Esmeralda	75	344.46	E2GASL80	U. Esmeralda	75	248.86	E2GAWG15	U. Esmeralda	75	376.03
E2GANP47	U. Esmeralda	112.5	693.8	E2GASM19	U. Esmeralda	45	160.21	E2GAWG36	U. Esmeralda	150	1556.67
E2GANP71	U. Esmeralda	75	1049.86	E2GASP60	U. Esmeralda	112.5	1461	E2GAWG51	U. Esmeralda	87.5	782.95
E2GANQ05	U. Esmeralda	75	369.4	E2GASQ18	U. Esmeralda	125	1873.88	E2GAWG68	U. Esmeralda	75	616.65
E2GANR12	U. Esmeralda	112.5	1480.56	E2GASQ60	U. Esmeralda	112.5	1014.56	E2GAWH26	U. Esmeralda	55	225.37
E2GANR23	U. Esmeralda	75	280.16	E2GASQ66	U. Esmeralda	45	320.78	E2GAWH47	U. Esmeralda	112.5	636.75
E2GAPK12	U. Esmeralda	75	384.32	E2GASR07	U. Esmeralda	112.5	539.48	E2GAWK33	U. Esmeralda	112.5	1337.96
E2GAPK27	U. Esmeralda	150	1101.06	E2GASR21	U. Esmeralda	112.5	1053.71	E2GAWK69	U. Esmeralda	75	322.04
E2GAPK31	U. Esmeralda	75	265.16	E2GASR24	U. Esmeralda	45	92.05	E2GAWL20	U. Esmeralda	150	1470
E2GAPN12	U. Esmeralda	112.5	904.42	E2GASR42	U. Esmeralda	100	543.56	E2GAWL57	U. Esmeralda	100	978.73
E2GAPN34	U. Esmeralda	75	561.8	E2GASR97	U. Esmeralda	150	1016.19	E2GAWL77	U. Esmeralda	150	2233.98
E2GAPN51	U. Esmeralda	75	188.11	E2GATA14	U. Esmeralda	75	285.7	E2GAWL95	U. Esmeralda	75	442.17
E2GAPP03	U. Esmeralda	75	283.2	E2GATA68	U. Esmeralda	75	476.6	E2GAWP48	U. Esmeralda	75	648.04
E2GAPP41	U. Esmeralda	30	96.04	E2GATA97	U. Esmeralda	75	606.49	E2GAWP69	U. Esmeralda	75	270.15
E2GASA91	U. Esmeralda	45	104.54	E2GATE51	U. Esmeralda	45	180.04	E2GAWP97	U. Esmeralda	75	337.89
E2GASB01	U. Esmeralda	45	115.36	E2GATF43	U. Esmeralda	112.5	399.45	E2GAWQ16	U. Esmeralda	150	1320.38
E2GASB06	U. Esmeralda	75	914.65	E2GATF47	U. Esmeralda	75	713.92	E2GAWQ80	U. Esmeralda	112.5	1119.3
E2GASC06	U. Esmeralda	75	841.28	E2GATF62	U. Esmeralda	55	284.31	E2GAWR28	U. Esmeralda	112.5	3009.76
E2GASC28	U. Esmeralda	45	91.99	E2GATJ07	U. Esmeralda	112.5	661.55	E2GAWR55	U. Esmeralda	75	454.84
E2GASD42	U. Esmeralda	75	392.3	E2GATJ52	U. Esmeralda	45	189.61	E2GAXA70	U. Esmeralda	75	500.51
E2GASD64	U. Esmeralda	150	2204.55	E2GATJ57	U. Esmeralda	75	379.5	E2GAXA74	U. Esmeralda	75	414.91
E2GASD73	U. Esmeralda	45	521.72	E2GATJ72	U. Esmeralda	75	2099.96	E2GAXA79	U. Esmeralda	75	229.33
E2GASE80	U. Esmeralda	45	389.84	E2GATK17	U. Esmeralda	75	388.49	E2GAXA94	U. Esmeralda	65	228.63
E2GASF02	U. Esmeralda	45	636.56	E2GATP02	U. Esmeralda	75	687.89	E2GAXA99	U. Esmeralda	75	581.18

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



(Continuación de la tabla A.1)

**Tabla A.1 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona San Diego.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E2GAXE76	U. Esmeralda	112.5	513.46	E2GCBF64	U. Esmeralda	75	792.05	E2DCXG20	Parqueserino	150	298.25
E2GAXE80	U. Esmeralda	112.5	736.66	E2GCKM51	U. Los Jarales	75	183.52	E2DCXG51	Parqueserino	45	106.5
E2GAXF39	U. Esmeralda	75	679.48	E2GCKR60	U. Los Jarales	150	198.54	E2DCXG55	Parqueserino	75	275.27
E2GAXJ30	U. Esmeralda	150	1282.83	E2GCKR79	U. Los Jarales	112.5	164.3	E2DCXG58	Parqueserino	75	240.57
E2GAXJ34	U. Esmeralda	112.5	1306.03	E2GCPD56	U. Los Jarales	175	269	E2DCPM48	U. Remanso	45	141.46
E2GAXJ86	U. Esmeralda	87.5	222.49	E2GCPD61	U. Los Jarales	75	551.7	E2DCPM58	U. Remanso	75	336.52
E2GAXK31	U. Esmeralda	75	604.49	E2GCPH22	U. Los Jarales	112.5	519.51	E2DCPM67	U. Remanso	112.5	773.33
E2GAXK45	U. Esmeralda	77.5	703.53	E2GCPM74	U. Los Jarales	112.5	310.2	E2DCPM87	U. Remanso	112.5	789.86
E2GAXN41	U. Esmeralda	150	941.72	E2GCQA12	U. Los Jarales	75	829.9	E2DCPR31	U. Remanso	75	415.01
E2GAXN70	U. Esmeralda	75	385.89	E2GCQA22	U. Los Jarales	75	632.78	E2DCPR70	U. Remanso	112.5	1271.86
E2GAXN92	U. Esmeralda	75	1102.07	E2GCQA40	U. Los Jarales	112.5	1349.26	E2DCPR90	U. Remanso	112.5	477.94
E2GAXP70	U. Esmeralda	75	411.5	E2GCQA42	U. Los Jarales	112.5	1296.06	E2DCQN00	U. Remanso	112.5	461.26
E2GAXQ02	U. Esmeralda	100	995.32	E2GCQA72	U. Los Jarales	112.5	1588.51	E2DCQN10	U. Remanso	112.5	523.07
E2GAXQ12	U. Esmeralda	55	469.56	E2GCQA86	U. Los Jarales	75	627.38	E2DCTD51	U. Remanso	112.5	225.5
E2GCAB87	U. Esmeralda	75	211.88	E2GCQK10	U. Los Jarales	75	156.34	E2DCTD81	U. Remanso	112.5	211.3
E2GCAC21	U. Esmeralda	75	459.24	E2GCQN19	U. Los Jarales	75	266.59	E2DCTD91	U. Remanso	112.5	220.59
E2GCAC56	U. Esmeralda	75	448.71	E2GCQN48	U. Los Jarales	150	700.72	E2DCTH37	U. Remanso	75	172.11
E2GCAC60	U. Esmeralda	150	1108.89	E2GCQN78	U. Los Jarales	150	654	E2DCTH44	U. Remanso	75	111.55
E2GCAC78	U. Esmeralda	75	604.37	E2GCQN98	U. Los Jarales	150	613.06	E2DCTH64	U. Remanso	75	103.75
E2GCAD39	U. Esmeralda	112.5	1436.74	E2GCTD99	U. Los Jarales	45	90.58	E2DCTH84	U. Remanso	75	104.17
E2GCAD66	U. Esmeralda	112.5	858.89	E2GCUA57	U. Los Jarales	25	165.72	E2DCTH94	U. Remanso	75	106.86
E2GCAD70	U. Esmeralda	112.5	835.2	E2GCUA83	U. Los Jarales	75	379.51	E2DCTM69	U. Remanso	75	443.72
E2GCAF73	U. Esmeralda	75	235.15	E2GCUA93	U. Los Jarales	75	416.5	E2DCUA11	U. Remanso	75	103.26
E2GCAF94	U. Esmeralda	45	151.46	E2GCUB14	U. Los Jarales	112.5	827.08	E2DCUA30	U. Remanso	75	175.9
E2GCAG29	U. Esmeralda	87.5	224.22	E2GCUB34	U. Los Jarales	75	311.96	E2DCUA37	U. Remanso	45	71.7
E2GCAG41	U. Esmeralda	45	68.2	E2GCUE95	U. Los Jarales	75	210.04	E2DCUA70	U. Remanso	150	417.8
E2GCAG59	U. Esmeralda	87.5	1072.96	E2GCUF06	U. Los Jarales	75	178.25	E2DCUA81	U. Remanso	112.5	148.85
E2GCAH45	U. Esmeralda	45	33.33	E2GCUF26	U. Los Jarales	75	187.1	E2DCUE68	U. Remanso	112.5	1.89
E2GCAH59	U. Esmeralda	75	554.46	E2GCUF48	U. Los Jarales	75	210.33	E2GAUE65	U. Valle Oro	112.5	291.37
E2GCAH71	U. Esmeralda	150	2050.49	E2DCPG91	Monteserino	30	141.5	E2GAXL92	U. Valle Verde	75	317.86
E2GCAH97	U. Esmeralda	75	467.84	E2DCPL71	Monteserino	45	163.09	E2GAXL95	U. Valle Verde	30	33.79
E2GCBA31	U. Esmeralda	75	833.58	E2DCPL74	Monteserino	75	402.68	E2GAXM24	U. Valle Verde	75	275.56
E2GCBB65	U. Esmeralda	112.5	705.77	E2DCPQ61	Monteserino	45	78.42	E2GAXM50	U. Valle Verde	45	163.25
E2GCBE42	U. Esmeralda	75	586.78	E2DCPQ75	Monteserino	45	250.82	E2GAXM85	U. Valle Verde	75	369.36
E2GCBE68	U. Esmeralda	112.5	611.28	E2DCTC68	Monteserino	75	391.35	E2GAXQ56	U. Valle Verde	75	671.75
E2GCBF03	U. Esmeralda	75	360.73	E2DCYE60	Monteserino	225	835.48	E2GAXR04	U. Valle Verde	75	269.72
E2GCBF59	U. Esmeralda	75	404.21	E2DCXF33	Parqueserino	225	856.81	E2GAXR07	U. Valle Verde	112.5	574.52

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



(Continuación de la tabla A.1)

**Tabla A.1 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona San Diego.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E2GAXR10	U. Valle Verde	75	320.33
E2GCBD03	U. Valle Verde	112.5	1038.44
E2GCBD49	U. Valle Verde	75	487.48
E2GCBH10	U. Valle Verde	75	525.3
E2GCBH23	U. Valle Verde	75	301.4
E2GCBH63	U. Valle Verde	45	94.75
E2GCBH98	U. Valle Verde	35	33.23
E2GCBM24	U. Valle Verde	87.5	1155.74
E2GCBM73	U. Valle Verde	225	1219.53
E2GCBM79	U. Valle Verde	300	1542.63
E2GCBR01	U. Valle Verde	225	1705.79
E2GCBR72	U. Valle Verde	225	699.36
E2GCBR86	U. Valle Verde	300	1324.94
E2GCCJ59	U. Valle Verde	225	1501.04
E2GCCN75	U. Valle Verde	225	1254.32
E2GCCN89	U. Valle Verde	225	1228.74
E2GCCN00	U. Yuma	75	312.64
E2GCGA04	U. Yuma	75	256.92
E2GCXL10	U. Terrazas de Castillito	75	324.1
E2GCXP32	U. Terrazas de Castillito	225	296.01
E2GCXP84	U. Terrazas de Castillito	112.5	204.77
E4AAJH81	U. Terrazas de Castillito	75	191.97
E2GAXR87	U. Valle Verde	45	243.58
TOTAL		32527.5	213162.28

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



**Tabla A.2 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona Guayos-Guacara.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (KVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (KVA)	PÉRDIDAS (W)
E2HCPE57	Ciudad Alianza	200	2055.36	E4ABLG98	U. Paraparal	75	704.63
E2HCSG01	Ciudad Alianza	112.5	663.27	E4ABLH14	U. Paraparal	112.5	1544.42
E2HCTE92	Ciudad Alianza	112.5	1633.06	E4ABLK74	U. Paraparal	45	467.23
E2HCWD04	Ciudad Alianza	112.5	1619.42	E4ABLK89	U. Paraparal	150	1072.27
E2HCWJ54	Ciudad Alianza	150	5407.47	E4ABLL05	U. Paraparal	112.5	467.3
E4BAAD45	Ciudad Alianza	125	781.25	E4ABLL08	U. Paraparal	75	998.62
E4BAAL70	Ciudad Alianza	112.5	869.64	E4ABLM87	U. Paraparal	150	482.02
E4ABJB34	Los Guayos	45	660.29	E4ABLP51	U. Paraparal	75	285.05
E4ABZM41	U. Los Cerritos	50	50.75	E4ABLP65	U. Paraparal	75	288.28
E4ABZP94	U. Los Cerritos	112.5	1579.48	E4ABLP98	U. Paraparal	100	310.01
E4ABZR37	U. Los Cerritos	87.5	71.82	E4ABLR20	U. Paraparal	75	758.35
E4ADDB26	U. Los Cerritos	75	712.47	E4ABLR26	U. Paraparal	45	169.61
E4ADDC00	U. Los Cerritos	112.5	1327.33	E4ABQB53	U. Paraparal	75	282.41
E4ADDC13	U. Los Cerritos	75	1014.2	E4ABQB56	U. Paraparal	75	219.52
E4ADDC39	U. Los Cerritos	75	1289.69	E4ABQC72	U. Paraparal	30	88.25
E4ADDC43	U. Los Cerritos	112.5	500.37	E4ABQD08	U. Paraparal	75	355.53
E4ADDG15	U. Los Cerritos	112.5	1590.25	E4ABQF74	U. Paraparal	75	1317.66
E4ADDH25	U. Los Cerritos	112.5	167.37	E4ABQG30	U. Paraparal	75	396.65
E4ADDH27	U. Los Cerritos	75	427.29	E4ABQG43	U. Paraparal	75	394.02
E4ADDK41	U. Los Cerritos	112.5	1530.7	E4ABQG66	U. Paraparal	87.5	531.3
E4ADDL14	U. Los Cerritos	112.5	3322.77	E4ABQG79	U. Paraparal	75	389.9
E4ADDL30	U. Los Cerritos	75	595.26	E4ABQK57	U. Paraparal	45	58.6
E4ADDL57	U. Los Cerritos	112.5	1816.74	E4ABQK78	U. Paraparal	45	378.84
E4ADDM64	U. Los Cerritos	75	667.98	E4ABQL28	U. Paraparal	75	359.47
E4ADDM76	U. Los Cerritos	112.5	1423.91	E4ABUR93	U. Quintas 2000	75	405.58
E4ADDM78	U. Los Cerritos	112.5	1432.16	E4ABUR98	U. Quintas 2000	45	165.57
E4ADDQ24	U. Los Cerritos	75	1392.95	E4ABZA09	U. Quintas 2000	75	404.76
E4ADDQ35	U. Los Cerritos	75	1601.25	E4ABZA16	U. Quintas 2000	75	405.37
E4ADDR81	U. Los Cerritos	112.5	531.3	E4ABZA23	U. Quintas 2000	87.5	555.61
E4ADDR88	U. Los Cerritos	150	2187.52	E4ABZA40	U. Quintas 2000	45	136.7
E4ADHD51	U. Los Cerritos	75	470.87	E4ABRA58	U. Rosalinda	45	99.48
E4BCAE28	U. Los Cerritos	150	1476.56	E4ABRA83	U. Rosalinda	45	548.19
E4BCEA64	U. Los Cerritos	87.5	853.95	E4ABRE35	U. Rosalinda	75	346.13
E4ABVE90	U. Malabar	112.5	903.04	E4ABRE89	U. Rosalinda	75	728.42
E4ABVF34	U. Malabar	125	1139.34	E4ABRJ66	U. Rosalinda	75	760.65
E4ABVF76	U. Malabar	112.5	908.34	E4ABRJ70	U. Rosalinda	112.5	919.61
E4ABVG05	U. Malabar	37.5	17.84	E4ABRJ79	U. Rosalinda	75	975.76
E4ABVJ66	U. Malabar	75	349.46	E4ABRN73	U. Rosalinda	112.5	880.22
E4ABLG20	U. Paraparal	75	328.31	E4ABVE22	U. Rosalinda	112.5	1379.69
E4ABLG42	U. Paraparal	112.5	475.24	E4ABVE35	U. Rosalinda	112.5	726.41
E4ABLG54	U. Paraparal	75	909.77	E4ABVE89	U. Rosalinda	37.5	199.61
E4ABLG76	U. Paraparal	100	427.87	TOTAL		7122.5	67328.7

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



**Tabla A.3 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona Naguanagua.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E1JBFD22	B. El Rincon	225	934.2
E1FCRK94	B. Union	112.5	1101.75
E1FCRQ99	B. Union	75	455.69
E1FCVL95	B. Union	10	34.8
E1FDNN26	Casco Central	45	1008.54
E1FDSJ10	Casco Central	112.5	94.78
E1FDSP11	Casco Central	75	883.71
E1FDWA53	Casco Central	15	81.82
E1FDWL88	Casco Central	150	1038.66
E1JBAF07	Casco Central	150	568.15
E1JBEP78	La Granja	225	1377.52
E1JBEQ65	La Granja	150	568.77
E1FARN96	La Palmera	150	1385.09
E1FARP49	La Palmera	112.5	227.01
E1JBQP68	Mañongo	75	129.97
E1FAZF86	U. La Querencia	75	645.94
E1FAZK44	U. La Querencia	75	745.14
E1FAZK80	U. La Querencia	75	565.26
E1FAZL00	U. La Querencia	75	560.13
E1FAZL28	U. La Querencia	75	567.03
E1FCDC58	U. La Querencia	300	921.16
E1JBEC68	U. Las Quintas	150	301.09
E1JBEH14	U. Las Quintas	112.5	1166.2
E1JBFN08	U. Las Quintas	87.5	1418.06
E1JBFN90	U. Las Quintas	75	1170.89
E1JBFN95	U. Las Quintas	75	842.82
E1JBKE48	U. Las Quintas	75	789.79
E1FDJR12	U. Los Guayabitos	150	350.3
E1FDNM15	U. Los Guayabitos	37.5	29.04
E1FDWC96	U. Los Guayabitos	75	633.16
E1FDWD34	U. Los Guayabitos	75	553.29
TOTAL		3270	21149.8

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



**Tabla A.4 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona Centro.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E3CCHA98	B. 1 de Mayo	25	316.34	E3CCMH01	B. El Prado	45	75.97	E3CDEF39	B. La Raya	15	7.01
E3CCHB72	B. 1 de Mayo	37.5	1129.18	E3CCMH19	B. El Prado	45	67.38	E3CDEJ15	B. La Raya	37.5	131.82
E3CDEP93	B. Cañaveral	112.5	604.58	E3CCMH89	B. El Prado	45	71.52	E3CDEN16	B. La Raya	37.5	132.49
E3CDEQ21	B. Cañaveral	75	194.93	E3CCML42	B. El Prado	30	93.07	E3CDAR30	B. Santa R.	45	467.27
E3CDEQ81	B. Cañaveral	112.5	1701.65	E3CCML80	B. El Prado	67.5	217.14	E3CDBL66	B. Santa R.	75	216.6
E3CDJC01	B. Cañaveral	45	92.47	E3CCMM26	B. El Prado	75	243.01	E3CDBN70	B. Santa R.	45	130.2
E3CDJC70	B. Cañaveral	75	445.21	E3CCMM48	B. El Prado	75	290.06	E3CDBP02	B. Santa R.	45	87.57
E3CDJC96	B. Cañaveral	112.5	1893.12	E3CCMM78	B. El Prado	75	205.49	E3CDBQ69	B. Santa R.	42.5	169.45
E3CDJF88	B. Cañaveral	75	682.77	E3CCMR16	B. El Prado	20	31.76	E3CDCH10	B. Santa R.	10	26.51
E3CDJG00	B. Cañaveral	112.5	1283.15	E3CCMR88	B. El Prado	112.5	389.97	E3CDED14	B. Santa R.	112.5	849.18
E3CDJG50	B. Cañaveral	75	411.82	E3CDEJ50	B. El Prado	37.5	197.31	E3CDED86	B. Santa R.	75	593.69
E3CDJG92	B. Cañaveral	75	417.3	E3CDEN22	B. El Prado	37.5	901.3	E3CDEH11	B. Santa R.	45	48.61
E3CDJG97	B. Cañaveral	112.5	1170.67	E3CDJA78	B. El Prado	35	217.96	E3CDEH32	B. Santa R.	75	1300.73
E3CDJL54	B. Cañaveral	75	1839.64	E3CDJE10	B. El Prado	87.5	323.35	E3CDEH35	B. Santa R.	112.5	1906.67
E3CAZN75	B. Central	75	567.11	E3CDJE50	B. El Prado	25	31.01	E3CDEL50	B. Santa R.	150	3024.29
E3CDEH87	B. Don Bosco	55	534.84	E3CDJE87	B. El Prado	25	176.49	E3CDEL93	B. Santa R.	45	143.28
E3CDEL35	B. Don Bosco	15	7.19	E3CDJJ46	B. El Prado	37.5	380.24	E3CDEM48	B. Santa R.	112.5	1542.84
E3CBSN37	B. El Calvario	50	908.09	E3CDJK27	B. El Prado	37.5	385.81	E3CDEM61	B. Santa R.	50	91.42
E3CBSN46	B. El Calvario	15	85	E3CDJK28	B. El Prado	37.5	302.46	E3CDER56	B. Santa R.	45	57.54
E3CBSP14	B. El Calvario	37.5	259.68	E3CDJA85	B. Escalona	10	20.67	E3CDER85	B. Santa R.	112.5	201.52
E3CBWJ87	B. El Candele	37.5	407.7	E3CCDM43	B. Eutimio R.	37.5	56.66	E3CDFB42	B. Santa R.	150	7004.62
E3CBWP69	B. El Candele	40	694.86	E3CDAB12	B. Eutimio R.	75	416.05	E3CDFB44	B. Santa R.	75	1023.46
E3CDFM32	B. El Carmen	25	85.81	E3CDAB14	B. Eutimio R.	112.5	2275	E3CDFD03	B. Santa R.	37.5	218.12
E3CDFR09	B. El Carmen	37.5	119.39	E3CBRE71	B. La Califor	50	1151.86	E3CDFE25	B. Santa R.	10	17.78
E3CDGK20	B. El Carmen	25	62.91	E3CCDR80	B. La Raya	25	36.87	E3CDFE60	B. Santa R.	125	1596.21
E3CDGK61	B. El Carmen	75	2452.02	E3CCDR81	B. La Raya	25	34.78	E3CDFG89	B. Santa R.	75	309.69
E3CDGN26	B. El Carmen	25	204.81	E3CCHD54	B. La Raya	50	345.52	E3CDFH20	B. Santa R.	45	987.72
E3CDGN34	B. El Carmen	37.5	301.81	E3CCHD85	B. La Raya	37.5	84.44	E3CDFJ00	B. Santa R.	50	438.36
E3CDGN77	B. El Carmen	15	13.45	E3CCHG93	B. La Raya	37.5	27	E3CDFJ22	B. Santa R.	25	42.87
E3CDGP01	B. El Carmen	50	689.16	E3CCHH17	B. La Raya	37.5	86.35	E3CDFJ74	B. Santa R.	25	85.93
E3CDGP28	B. El Carmen	37.5	549.16	E3CCHM42	B. La Raya	75	404.55	E3CDFJ80	B. Santa R.	37.5	163.42
E3CDKC83	B. El Carmen	150	1399.61	E3CCHM76	B. La Raya	37.5	704.56	E3CDFK08	B. Santa R.	15	12.45
E3CDKDC1	B. El Carmen	25	37.37	E3CCHM98	B. La Raya	112.5	501.46	E3CDFK42	B. Santa R.	55	490.63
E3CDKDC2	B. El Carmen	25	386.63	E3CCHR14	B. La Raya	150	1569.74	E3CDFM59	B. Santa R.	75	284.8
E3CDKD52	B. El Carmen	52.5	384.76	E3CCHR38	B. La Raya	75	366.95	E3CDFP21	B. Santa R.	112.5	3592.08
E3CDKH86	B. El Carmen	75	142.58	E3CCMC22	B. La Raya	112.5	3644.07	E3CDGE19	B. Santa R.	40	308.17
E3CDLA06	B. El Carmen	25	52	E3CCMD53	B. La Raya	45	132.47	E3CDGE41	B. Santa R.	77.5	390.49
E3CDLA38	B. El Carmen	25	123.63	E3CDAN80	B. La Raya	40	223.14	E3CDLB17	B. Santa R.	37.5	156.66
E3CDLA39	B. El Carmen	5	5.29	E3CDEA48	B. La Raya	37.5	234.17	E3CDEE72	B. Santa T.	37.5	457.27
E3CDLA40	B. El Carmen	75	672.88	E3CDEA60	B. La Raya	85	644.58	E3CDEF31	B. Santa T.	25	79.35
E3CDLE07	B. El Carmen	20	107.72	E3CDEE28	B. La Raya	50	237.67	E3CDEK04	B. Santa T.	15	15.82
E3CCMD96	B. El Prado	87.5	672.5	E3CDEF01	B. La Raya	37.5	101.61	E3CDEK44	B. Santa T.	15	75.74
E3CCMG51	B. El Prado	112.5	1476.07	E3CDEF36	B. La Raya	15	34.38	E3CCHC50	B. Union	50	643.3

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



(Continuación de la tabla A.4)

**Tabla A.4 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona Centro.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E3CBWD27	Candelaria	112.5	3062.06	E3CBLK23	San Blas	100	367.99	E3CDBR30	Santa Rosa	87.5	2932.87
E3CBWHC2	Candelaria	502.5	938.27	E3CBLK55	San Blas	37.5	214.1	E3CDFB08	Santa Rosa	30	169.9
E3CBWL42	Candelaria	75	202.17	E3CBLN73	San Blas	30	178.76	E3CDFB95	Santa Rosa	25	373.82
E3CBXP38	Candelaria	502.5	1259.47	E3CBLP14	San Blas	45	92.67	E3CDFC59	Santa Rosa	15	21.51
E3CDAC54	Candelaria	30	26.81	E3CBLP64	San Blas	37.5	159.39	E3CDFF56	Santa Rosa	37.5	157.43
E3CDAC98	Candelaria	30	109.35	E3CBLQ08	San Blas	25	73.85	E3CDGF03	Santa Rosa	50	516.79
E3CDAH41	Candelaria	25	1677.54	E3CBLQ18	San Blas	15	26.65	E3CCHF90	U. Cabriales	75	584.13
E3CDBE55	Candelaria	30	133.59	E3CBLQ48	San Blas	45	482.58	E3CCHJ72	U. Cabriales	150	1411.06
E3CDBJ06	Candelaria	25	105.33	E3CBLR01	San Blas	112.5	1299.31	E3CCHN72	U. Cabriales	25	61.73
E3CDBJC2	Candelaria	35	426.32	E3CBQA60	San Blas	75	554.01	E3CCHP12	U. Cabriales	45	50.59
E3CDBK47	Candelaria	225	1727.75	E3CBQA74	San Blas	30	15.44	E3CCHP35	U. Cabriales	50	231.3
E3CBNC51	Centro	15	222.99	E3CBQA86	San Blas	37.5	106.56	E3CCHP70	U. Cabriales	25	247.1
E3CBNP95	Centro	37.5	746.66	E3CBQA90	San Blas	25	17.62	E3CCHP99	U. Cabriales	50	482.95
E3CBPA50	Centro	150	1174.83	E3CBQB32	San Blas	112.5	102.53	E3CCMA86	U. Cabriales	75	455.56
E3CBPB02	Centro	225	1851.11	E3CBQB36	San Blas	30	42.33	E3CCMB16	U. Cabriales	100	2527.93
E3CBPE62	Centro	150	122.32	E3CBQC18	San Blas	37.5	248.01	E3CCMB46	U. Cabriales	25	923.92
E3CBPF07	Centro	502.5	1042.7	E3CBQC61	San Blas	25	61.56	E3CCMB56	U. cabriales	37.5	336.38
E3CBPH32	Centro	25	19.82	E3CBQE92	San Blas	150	513.33	E3CCMF02	U. Cabriales	20	112.95
E3CBPN57	Centro	225	1252.03	E3CBQF38	San Blas	30	58.19	E3CCMF07	U. Cabriales	25	45.27
E3CBPP75	Centro	112.5	326.16	E3CBQF80	San Blas	25	15.43	E3CCMF08	U. Cabriales	20	15.93
E3CBPQ21	Centro	112.5	2384.34	E3CBQF99	San Blas	25	108.87	E3CCMF19	U. Cabriales	25	91.06
E3CBSG43	Centro	112.5	214.06	E3CBQG00	San Blas	25	11.53	E3CCMK18	U. Cabriales	15	7.35
E3CBSQ38	Centro	75	212.52	E3CBQG21	San Blas	10	4.43	E3CCMP85	U. Cabriales	75	366.12
E3CBTD04	Centro	75	727.96	E3CBQG52	San Blas	15	21.95	E3CDCP71	U. Ritec	75	329.4
E3CBAD24	Colorados	112.5	5884.38	E3CBQJ47	San Blas	75	341.16	E3CDCP91	U. Ritec	75	446.7
E3CBEH97	Colorados	50	246.01	E3CBQJ87	San Blas	20	17.04	E3CDCQ02	U. Ritec	112.5	1532.2
E3CBTL42	Michelena	112.5	176.69	E3CBQK02	San Blas	75	440.26	E3CDCQ64	U. Ritec	112.5	706.57
E3CBXC67	Michelena	30	339.7	E3CBQK18	San Blas	37.5	81.09	E3CDGG17	U. Ritec	87.5	235.96
E3CBXF94	Michelena	15	159.45	E3CBQK30	San Blas	150	1715.5	E3CDGK97	U. Ritec	75	460.65
E3CBLA81	San Blas	15	91.3	E3CBQK52	San Blas	55	677.86	E3CDCR18	U. Ritec	30	255.17
E3CBLE32	San Blas	75	955.07	E3CBQP12	San Blas	75	313.05	E3CDGF86	U. Ritec	112.5	283.97
E3CBLF16	San Blas	55	428.75	E3CBUB05	San Blas	150	2618.53	E3CDJA82	U. El Prado	50	85.32
E3CBLF50	San Blas	112.5	1592.36	E3CBUD63	San Blas	75	225.95	E3CDJE25	U. El Prado	37.5	97.36
E3CBLJ51	San Blas	15	11.54	E3CBUF33	San Blas	112.5	189.69	E3CDJE91	U. El Prado	25	277.97
E3CBLJ58	San Blas	112.5	124.73	E3CBXB91	Santa Rosa	150	1810.77	E3CDJF07	U. El Prado	37.5	620.08
E3CBLJ72	San Blas	25	37.89	E3CDBL97	Santa Rosa	20	16.79	E3CDBY30	U. Santa Ana	75	1141.6
E3CBLK18	San Blas	25	21.8	E3CDBM32	Santa Rosa	30	188.71	TOTAL		15545	135092.3

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



**Tabla A.5 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona Norte.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E1JCZM45	Agua Blanca	45	166.5	E1HDVR69	Guataparo	75	751.83	E3CAPJ61	Guataparo	150	1456.15
E1JCZM60	Agua Blanca	112.5	540.95	E1HDVR69	Guataparo	75	751.83	E3CAPK14	Guataparo	112.5	373.39
E1JCZR15	Agua Blanca	300	2189.76	E1HDZA55	Guataparo	225	875.27	E3CASC46	Guataparo	112.5	541.42
E1JCZR35	Agua Blanca	112.5	825.01	E1HDZA65	Guataparo	37.5	590.83	E3CASG17	Guataparo	112.5	902.58
E1JCZR70	Agua Blanca	75	367.02	E1HDZB36	Guataparo	50	85.07	E3CASK86	Guataparo	112.5	926.18
E1JDWE16	Agua Blanca	112.5	4669.96	E1HDZB50	Guataparo	37.5	669.89	E3CASL78	Guataparo	225	1892.03
E1JDWG01	Agua Blanca	150	819.44	E1HDZB60	Guataparo	37.5	259.91	E3CBKB25	Guataparo	87.5	1384.16
E1JDWJ00	Agua Blanca	75	515.21	E1HDZB78	Guataparo	75	244.5	E3CBKB29	Guataparo	225	10832.87
E1JDWJ28	Agua Blanca	37.5	86.31	E1HDZB90	Guataparo	30	35.08	E3CBKB41	Guataparo	45	124.79
E1JDWJ76	Agua Blanca	150	3211.48	E1HDZC10	Guataparo	37.5	327.01	E3CBKF76	Guataparo	10	38.15
E1JDWK58	Agua Blanca	45	44.34	E1HDZC20	Guataparo	37.5	81.02	E3CBKG16	Guataparo	150	370.36
E1JDWN54	Agua Blanca	150	1983.79	E1HDZE69	Guataparo	50	300.22	E3CBKG43	Guataparo	37.5	225.31
E1JDWN56	Agua Blanca	112.5	883.66	E3BBDN20	Guataparo	112.5	787.75	E3CBKK37	Guataparo	112.5	534.79
E3CADD82	Agua Blanca	150	658.55	E3BBDN47	Guataparo	112.5	714.53	E3CBKK82	Guataparo	75	124.69
E3CADD86	Agua Blanca	75	399.24	E3BBDN71	Guataparo	112.5	332.08	E3CBKK89	Guataparo	55	297.81
E3CBAA05	Agua Blanca	150	739.86	E3BBDN97	Guataparo	112.5	3250.2	E3CBKL16	Guataparo	30	125.69
E3CBAA42	Agua Blanca	75	228.38	E3BBHA23	Guataparo	112.5	485.43	E3CBKL38	Guataparo	30	431.26
E3CBAE86	Agua Blanca	112.5	361.29	E3BBHA64	Guataparo	112.5	647.94	E3CBKL48	Guataparo	40	162.51
E3CBAF11	Agua Blanca	45	175.61	E3BBMB02	Guataparo	45	290.96	E3CBAG50	Guataparo	100	628.73
E3CBAG05	Agua Blanca	150	1263.72	E3BBMF65	Guataparo	112.5	1131.38	E3CBAG74	Guataparo	25	149.25
E3CBAG25	Agua Blanca	112.5	833.76	E3BBMG13	Guataparo	75	664.56	E3CBAG84	Guataparo	37.5	1391.95
E3CBAK19	Agua Blanca	45	466.84	E3BBMG35	Guataparo	75	836.06	E3CBAH27	Guataparo	37.5	370.66
E3CBAK55	Agua Blanca	50	991.86	E3BBML67	Guataparo	75	337.86	E3CBAH41	Guataparo	75	1129.64
E1JDWK18	Agua Blanca	150	2587.89	E3BBMQ99	Guataparo	75	642.79	E3CBAL50	Guataparo	75	1486.87
E3CBAF09	Agua Blanca	75	308.83	E3BBRD19	Guataparo	112.5	663.14	E3CBAL61	Guataparo	37.5	66.95
E3CAGE62	B. La Manguita	37.5	751.21	E3BBRD83	Guataparo	75	135.36	E3CBAL71	Guataparo	25	393.66
E3CAGL82	B. La Manguita	25	298.5	E3BBRF21	Guataparo	150	2395.41	E3CBAM02	Guataparo	37.5	291.68
E3CBAD70	B. Padre Alfonso	112.5	305.8	E3BBRF23	Guataparo	150	1347.75	E3CBAM46	Guataparo	30	507.25
E3CBBA02	B. Padre Alfonso	75	5218.79	E3BBRF48	Guataparo	112.5	343.6	E3CBAQ41	Guataparo	125	1159.43
E3CBKG36	B. Flores	112.5	282.01	E3BBRF79	Guataparo	150	230.91	E3CBAR56	Guataparo	30	1052.21
E1JDWG41	Caribbean	225	324.25	E3BBRG29	Guataparo	75	224.11	E3CBAR62	Guataparo	30	60.29
E1HDGP61	Guataparo	75	1176.13	E3BBRH88	Guataparo	112.5	519.32	E3CBED53	Guataparo	112.5	1883.96
E1HDLB21	Guataparo	75	976.73	E3BBRM57	Guataparo	150	2906.11	E3CBED88	Guataparo	25	49.37
E1HDLF80	Guataparo	75	732.7	E3CAJQ80	Guataparo	75	275.41	E3CBED94	Guataparo	45	576.86
E1HDQH25	Guataparo	75	1322.68	E3CANB77	Guataparo	112.5	282.63	E3CBEG92	Guataparo	75	477.94
E1HDQH87	Guataparo	75	554.84	E3CANC15	Guataparo	150	3218.33	E3CBEH32	Guataparo	75	929.48
E1HDVJ54	Guataparo	30	68.05	E3CAND80	Guataparo	175	1438.88	E3CBEH56	Guataparo	35	279.33
E1HDVK34	Guataparo	37.5	570.83	E3CANF41	Guataparo	225	3750	E3CBEH66	Guataparo	15	4.81
E1HDVL84	Guataparo	30	90.07	E3CANG32	Guataparo	150	496.08	E3CBEL60	Guataparo	75	818.81
E1HDVN86	Guataparo	37.5	175.86	E3CANJ42	Guataparo	112.5	295.19	E3CBEM60	Guataparo	45	486.69
E1HDVP57	Guataparo	30	9.59	E3CANR23	Guataparo	112.5	553.08	E3CBEQ97	Guataparo	112.5	1096.85
E1HDVP77	Guataparo	50	279.86	E3CANR73	Guataparo	112.5	781.32	E3CBER07	Guataparo	112.5	2645.78
E1HDVR19	Guataparo	112.5	559.99	E3CAPJ38	Guataparo	112.5	616.95	E3CBFE22	Guataparo	75	1273.4

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



(Continuación de la tabla A.5)

**Tabla A.5 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona Norte.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E3CBFJ08	Guataparo	75	1589.44	E3CAGM13	U. Bosque	150	1166.87	E1JDXG77	U. Chimene	300	959.86
E3CBFN28	Guataparo	87.5	580.54	E3CAGM51	U. Bosque	112.5	1149.73	E1JDXH17	U. Chimene	300	846.67
E3CBFN50	Guataparo	45	140.43	E3CAHB18	U. Bosque	150	559.86	E3CBBB40	U. Chimene	225	481.3
E3CBFN56	Guataparo	75	133.83	E3CAHJ61	U. Bosque	300	790.02	E3CBBH23	U. Chimene	750	2283.95
E3CBJD34	Guataparo	75	305.79	E3CAHK00	U. Bosque	300	1119.17	E3CBBM08	U. Chimene	502.5	1416.63
E3CBJH46	Guataparo	112.5	516.82	E3CALD06	U. Bosque	87.5	356.16	E3CBEH64	Colorados	112.5	229.35
E3CBJL91	Guataparo	75	727.66	E3CAMJ14	U. Bosque	502.5	1166.74	E3CBEM83	Colorados	25	175.63
E3CBJR48	Guataparo	112.5	3133.12	E1JCTR90	U. El Parral	300	1264.8	E3CBFN23	Colorados	37.5	252.09
E3CBKA33	Guataparo	75	635.21	E1JCUL60	U. El Parral	225	550.78	E3CBJG86	Colorados	75	456.66
E3CBKA43	Guataparo	30	88.29	E1JCXC96	U. El Parral	300	938.62	E3CBJH85	Colorados	25	474.64
E3CBKE22	Guataparo	10	4.49	E1JCXD87	U. El Parral	150	434.26	E3CACR80	U. Mangos	502.5	1613.23
E3CBKJ21	Guataparo	150	1361.89	E1JCYC33	U. El Parral	1000	3831.12	E3CADF52	U. Mangos	225	941.25
E3CBKJ39	Guataparo	20	39.27	E1JBWQ77	U. El Recreo	112.5	209.28	E3CADJ14	U. Mangos	300	1023.48
E3CBKJ71	Guataparo	25	35.51	E1JDSC94	U. El Recreo	225	512.42	E3CADJ18	U. Mangos	500	1394.75
E3BBMK15	Guataparo	55	442.65	E1JCRH97	U. El Viñedo	137.5	342.81	E3CADJ58	U. Mangos	502.5	1394.58
E3BBMP98	Guataparo	75	602.3	E1JDJK92	U. El Viñedo	112.5	1440.13	E3CADL46	U. Mangos	500	749.19
E3CAJL86	Guataparo	300	1933.22	E1JDNE67	U. El Viñedo	150	1407.5	E1JDPK22	U. Naranjos	250	691.54
E3CANM58	Guataparo	112.5	752.56	E1JDNE86	U. El Viñedo	750	1870.54	E1JDSD84	U. Naranjos	150	332.93
E3CAPC58	Guataparo	112.5	126.37	E1JDNG32	U. El Viñedo	45	378.67	E3CBAN67	U. Nisperos	750	2212.57
E3CAPN30	Guataparo	112.5	543.03	E1JDNM10	U. El Viñedo	112.5	1498.01	E1JDEH25	U. Majay	150	290.23
E3CASK41	Guataparo	300	869.54	E3CANF17	Guataparo	150	1767.39	E3CALC22	U. Mirador	112.5	460.99
E3CBJG92	San Jose	150	388.66	E3BBRL95	Guataparo	150	1077.57	E3CALC54	U. Mirador	150	372
E3CBJL61	San Jose	50	909.48	E1JDXE87	U. Kerdell	300	986.88	E1JBUQ86	U. Piedras P.	112.5	206.42
E3CBJM86	San Jose	15	22.32	E1JDAP53	U. Alegria	45	182.73	E1JBYP14	U. Piedras P.	150	753.84
E3CBJM90	San Jose	40	126.46	E1JDEG17	U. Alegria	45	109.51	E1JBYP99	U. Piedras P.	75	202.17
E3CBKE74	San Jose	45	647.22	E1JDEP28	U. Alegria	150	928.89	E1JBYP96	U. Piedras P.	150	896.02
E1JDNG31	Camoruco	300	934.13	E1JDJF40	U. La Ceiba	75	286.59	E1JCRR89	Prebo	502.5	1291.69
E1JDNL72	Camoruco	225	641.97	E1JDJG33	U. La Ceiba	112.5	83.46	E1JCVH11	Prebo	300	570.58
E1JDNQ72	Camoruco	200	403.86	E1JDPR35	La Trigaleña	300	957.29	E1JCVM91	Prebo	300	1654.66
E1JDSh00	Camoruco	75	622.9	E1JDQM47	La Trigaleña	112.5	245.59	E1JCVR92	Prebo	112.5	179.13
E1JDsl48	Camoruco	112.5	1330.83	E1JDQM74	La Trigaleña	502.5	1249.42	E1JDNN27	Prebo	150	276.48
E1JDSQ57	Camoruco	102.5	892.75	E1JDQN44	La Trigaleña	225	812.21	E1JDNP26	Prebo	112.5	232.7
E3CADM41	U. Campo Alegre	112.5	167.71	E1JDQP46	La Trigaleña	225	1271.22	E1JDNP34	Prebo	150	331.48
E1JDEL30	U. Carabobo	502.5	1258.61	E1JDUA54	La Trigaleña	150	327.86	E1JDsa04	Prebo	300	946.99
E1JDEQ44	U. Carabobo	112.5	1183.56	E1JDUB84	La Trigaleña	300	797.74	E1JDSE00	Prebo	300	829.9
E1JDB92	U. Carabobo	300	926.41	E1JDUH89	La Trigaleña	150	364.77	E1JDSE26	Prebo	300	880.08
E1JDJR76	U. Chaguaramal	300	2340.47	E1JBXK99	Clavellinas	225	430.64	E1JDSJ00	Prebo	225	788.89
E1JDJR99	U. Chaguaramal	435	2651.35	E1JBXQ48	Clavellinas	75	174.21	E1JDSN83	Prebo	225	311.94

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



(Continuación de la tabla A.5)

**Tabla A.5 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona Norte.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E1JDWA08	Prebo	112.5	300.73
E1JCLD32	Prebo	112.5	534.72
E1JCLM60	Prebo	150	733.07
E1JCQA85	Prebo	225	967.84
E1JCV94	Prebo	75	191.97
E1JCVQ10	Prebo	150	330.03
E1JCLN40	Prebo	75	406.27
E1JCLR14	Prebo	150	1390.13
E1JDPE45	U. San José	175	414.64
E3CAHH98	U. Terrazas	502.5	1714.28
E3CBEA14	U. Terrazas	112.5	548.53
E1JBXD24	Trigal	225	903.35
E1JDGA98	Trigal	225	579
E1JDGF06	Trigal	150	968.07
E1JDLQ28	Trigal	300	1208.04
E1JDRA02	Trigal	225	1195.16
TOTAL		37975	219385.2

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



**Tabla A.6 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona Sur.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E3CDYC08	B. Antonio J. S.	150	2855.18	E3CDHR91	B. Bello Monte	150	5170.54	E3CDLJ56	B. El Carmen	25	80.11
E3CDYC79	B. Antonio J. S.	37.5	631.61	E3CDMD11	B. Bello Monte	30	17.89	E3CDLJ85	B. El Carmen	35	505.49
E3CDYG41	B. Antonio J. S.	112.5	841.17	E3CDMD73	B. Bello Monte	150	2158.53	E3CDLK11	B. El Carmen	15	51.94
E3CDYG73	B. Antonio J. S.	150	2089.82	E3CDMH68	B. Bello Monte	150	3129.08	E3CDLK42	B. El Carmen	25	78.45
E3CDYG94	B. Antonio J. S.	87.5	987	E4ACAN08	B. Bello Monte	112.5	1841.26	E3CDLK46	B. El Carmen	60	168.56
E3CDYK98	B. Antonio J. S.	87.5	1581.12	E4ACEA92	B. Bello Monte	87.5	684.87	E3CDLK58	B. El Carmen	45	58.78
E3CDYP53	B. Antonio J. S.	50	999.54	E4ACEE04	B. Bello Monte	75	451.25	E3CDLN18	B. El Carmen	100	183.37
E3CDYP84	B. Antonio J. S.	75	2069.39	E4ACEE74	B. Bello Monte	150	3212.13	E3CDLN68	B. El Carmen	50	317.14
E3CDYQ09	B. Antonio J. S.	25	52.26	E4ACEK02	B. Bello Monte	112.5	994.67	E3CDLP26	B. El Carmen	25	129.93
E3CDYQ10	B. Antonio J. S.	100	1223.48	E4ACEN06	B. Bello Monte	225	3101.35	E3CDLP27	B. El Carmen	15	181.93
E3CDYQ53	B. Antonio J. S.	150	2175.12	E4ACEN11	B. Bello Monte	112.5	1943.68	E3CDPD26	B. El Carmen	150	1330.86
E3CDYQ95	B. Antonio J. S.	150	1892.37	E4ACEP14	B. Bello Monte	150	2276.09	E3CDQC08	B. El Carmen	10	11.45
E3CDYR37	B. Antonio J. S.	150	1456.8	E4ACEP60	B. Bello Monte	150	1867.51	E3CCVL10	B. El Concejo	225	1862.64
E3CDZJ00	B. Antonio J. S.	150	1737.05	E4ACJA11	B. Bello Monte	150	1579.34	E3CCVM05	B. El Concejo	112.5	1216.78
E3CDZJ32	B. Antonio J. S.	150	1588.8	E4ACJA97	B. Bello Monte	150	3035.2	E3CCVM09	B. El Concejo	137.5	1282.66
E3CDZN01	B. Antonio J. S.	112.5	1827.06	E4ACJB30	B. Bello Monte	150	1516.23	E3CCVM61	B. El Concejo	112.5	1366.59
E3FBCD70	B. Antonio J. S.	112.5	1451.61	E4ACJB71	B. Bello Monte	75	521.69	E3CCVR06	B. El Concejo	75	655.03
E3FBCL50	B. Antonio J. S.	75	676.68	E4ACJE45	B. Bello Monte	150	3075.55	E3CCVR30	B. El Concejo	55	154.14
E3FBCL64	B. Antonio J. S.	150	2944.51	E4ACJE78	B. Bello Monte	150	2533.8	E3CCVR44	B. El Concejo	75	405.95
E3FBCL94	B. Antonio J. S.	150	2402.91	E3CDSC10	B. Bocaina	100	361.04	E3CCZC50	B. El Concejo	50	162.91
E3FBCQ42	B. Antonio J. S.	50	735.53	E3CDS33	B. Bocaina	75	113.97	E3CCZD97	B. El Concejo	37.5	266.36
E3CDDL57	B. Bello Monte	50	964.55	E3CDSG16	B. Bocaina	37.5	47.49	E3CCZF35	B. El Concejo	112.5	4045.3
E3CDDM05	B. Bello Monte	75	472.75	E3CDSG74	B. Bocaina	75	361.28	E3CDPD86	B. El Triunfo	25	93.94
E3CDDQ65	B. Bello Monte	112.5	1262.73	E3CDSH03	B. Bocaina	100	181.71	E3CDPH00	B. El Triunfo	125	3862.76
E3CDDQ89	B. Bello Monte	75	373.21	E3CDSK13	B. Bocaina	50	3085.77	E3CDPM29	B. El Triunfo	75	714.65
E3CDDR36	B. Bello Monte	125	171.24	E3CDSK44	B. Bocaina	37.5	300.15	E3CDPR13	B. El Triunfo	100	385.73
E3CDDR77	B. Bello Monte	112.5	658.34	E3CDSK54	B. Bocaina	37.5	156.88	E3CDPR32	B. El Triunfo	100	973.39
E3CDHC95	B. Bello Monte	112.5	498.05	E3CDSL16	B. Bocaina	50	653.18	E3CDQA20	B. El Triunfo	50	2552.45
E3CDHD26	B. Bello Monte	75	232.32	E3CDSL90	B. Bocaina	30	27.64	E3CDQA31	B. El Triunfo	25	526.68
E3CDHD52	B. Bello Monte	45	83.82	E3CDSQ24	B. Bocaina	37.5	323.7	E3CDQA36	B. El Triunfo	15	20.43
E3CDHD99	B. Bello Monte	75	429.46	E3CDSQ80	B. Bocaina	75	2253.34	E3CDQA57	B. El Triunfo	25	286.16
E3CDHG62	B. Bello Monte	112.5	1089.96	E3CDSQ85	B. Bocaina	100	2045.64	E3CDQA92	B. El Triunfo	37.5	267.02
E3CDHG86	B. Bello Monte	100	1241.23	E3CDSR34	B. Bocaina	50	513.16	E3CDQC65	B. El Triunfo	45	453.35
E3CDHH06	B. Bello Monte	112.5	1180.92	E3CDSR39	B. Bocaina	150	1710.9	E3CDQH24	B. El Triunfo	112.5	1372.47
E3CDHH37	B. Bello Monte	75	1005.54	E3CDWD77	B. Bocaina	50	374.38	E3CDJP61	B. Federación	100	1746.61
E3CDHH58	B. Bello Monte	45	88.59	E3CDWG13	B. Bocaina	50	219.93	E3CDNB90	B. Federación	75	1212.66
E3CDHM63	B. Bello Monte	150	3073.25	E3CDWG62	B. Bocaina	75	744.45	E3CDNB99	B. Federación	50	318.27
E3CDHM85	B. Bello Monte	150	1580.82	E3CDWM82	B. Bocaina	75	134.54	E3CDNF33	B. Federación	100	1110.79
E3CDHM92	B. Bello Monte	150	3539.27	E3CDKM00	B. El Carmen	112.5	1757.61	E3CDNF53	B. Federación	37.5	220.51
E3CDHQ68	B. Bello Monte	75	845.75	E3CDKM74	B. El Carmen	75	1447.82	E3CDNF80	B. Federación	75	611.85
E3CDHQ70	B. Bello Monte	112.5	208.39	E3CDKR74	B. El Carmen	75	1220.59	E3CDNG12	B. Federación	50	1234.41
E3CDHQ73	B. Bello Monte	75	1001.6	E3CDLE90	B. El Carmen	37.5	991.09	E3CDNG56	B. Federación	37.5	275.66
E3CDHR77	B. Bello Monte	150	6680.94	E3CDLF10	B. El Carmen	45	129.95	E3CDNL58	B. Federación	50	300.89

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



(Continuación de la tabla A.6)

**Tabla A.6 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona Sur.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E3CDNQ06	B. Federación	125	617.23	E3CCVD15	B. José R. P.	75	456.99	E3CDVE30	B. La Planta	37.5	215.26
E3CDNQ60	B. Federación	50	491.18	E3CCVD75	B. José R. P.	75	370.69	E3CDGD39	B. Libertad	30	28.61
E3CDNR63	B. Francisco de M.	75	658.06	E3CCVH23	B. José R. P.	75	829.43	E3CDGH30	B. Libertad	62.5	1610.44
E3CDPN64	B. Francisco de M.	75	1911.04	E3CCVH38	B. José R. P.	75	415.81	E3CDGH32	B. Libertad	50	511.13
E3CDPN70	B. Francisco de M.	100	3374.82	E3CCVH95	B. José R. P.	112.5	625.31	E3CDGH58	B. Libertad	52.5	4891.83
E3CDPP21	B. Francisco de M.	75	3815.18	E3CDNA82	B. José R. P.	100	520.69	E3CDGH76	B. Libertad	55	36.44
E3CDPP61	B. Francisco de M.	100	8034.87	E3CDNJ16	B. José R. P.	45	129.16	E3CDGM11	B. Libertad	40	2091.05
E3CDPQ30	B. Francisco de M.	37.5	404.01	E3CDNN05	B. José R. P.	87.5	336.52	E3CDGM88	B. Libertad	75	2093.03
E3CDSD91	B. Francisco de M.	150	765.24	E3CDNN42	B. José R. P.	77.5	1598.7	E3CDGR08	B. Libertad	15	116.2
E3CDSD99	B. Francisco de M.	75	1046.47	E3CDNN77	B. José R. P.	37.5	513.73	E3CDGR40	B. Libertad	25	86.99
E3CDSM88	B. Francisco de M.	150	1590.99	E3CDSE37	B. José R. P.	55	768.02	E3CDGR50	B. Libertad	37.5	98.48
E3CDTB14	B. Francisco de M.	112.5	1447.21	E3CCUR50	B. La Castrera	150	3407.54	E3CDGR90	B. Libertad	50	331.02
E3CDTB35	B. Francisco de M.	50	3220.74	E3CCUR74	B. La Castrera	150	3360.03	E3CDHJ04	B. Libertad	75	200.54
E3CDTB74	B. Francisco de M.	37.5	1053.92	E3CCVA92	B. La Castrera	112.5	1602.61	E3CDLB75	B. Libertad	37.5	390.01
E3CDTC23	B. Francisco de M.	100	2824.57	E3CCVB07	B. La Castrera	25	228.76	E3CDLC10	B. Libertad	37.5	985.04
E3CDTE14	B. Francisco de M.	112.5	1156.52	E3CCVB30	B. La Castrera	150	2407.31	E3CDLC52	B. Libertad	20	2490.57
E3CDTF14	B. Francisco de M.	100	2674.94	E3CCVF65	B. La Castrera	112.5	2260.73	E3CDLC77	B. Libertad	25	108.21
E3CDTFC2	B. Francisco de M.	50	729.16	E3CCVJ23	B. La Castrera	137.5	1462.07	E3CDLD28	B. Libertad	50	1170.76
E3CDTG14	B. Francisco de M.	150	3029.77	E3CCVJ52	B. La Castrera	112.5	1557.06	E3CDLD64	B. Libertad	75	2832.38
E3CDTK18	B. Francisco de M.	75	897.98	E3CCVL35	B. La Castrera	15	53.49	E3CDLH20	B. Libertad	37.5	196.47
E3CDTK56	B. Francisco de M.	75	1444.59	E3CCVN90	B. La Castrera	112.5	1324.91	E3CDLH22	B. Libertad	60	454.15
E3CDTK61	B. Francisco de M.	75	738.18	E3CCVP59	B. La Castrera	112.5	558.93	E3CDLH40	B. Libertad	45	313.95
E3CDTP35	B. Francisco de M.	50	158.45	E3CCYH19	B. La Castrera	87.5	892.52	E3CDDJ30	B. Los Samanes	37.5	198.08
E3CDXA46	B. Francisco de M.	75	1229.13	E3CCYH48	B. La Castrera	75	452.1	E3CDDJ82	B. Los Samanes	37.5	40.39
E3CDXB27	B. Francisco de M.	75	1549.84	E3CCZA66	B. La Castrera	87.5	612.61	E3CDDK42	B. Los Samanes	50	320.45
E3CCRF78	B. José G. H.	100	1933.55	E3CCZE45	B. La Castrera	75	1215.84	E3CDDN51	B. Los Samanes	37.5	86.39
E3CCRG34	B. José G. H.	150	2720.31	E3CCZJ13	B. La Castrera	75	873.33	E3CDDP71	B. Los Samanes	50	259.27
E3CCRG65	B. José G. H.	75	647.03	E3CDQL22	B. La Planta	75	994.49	E3CDDP94	B. Los Samanes	37.5	109.44
E3CCRK87	B. José G. H.	37.5	308.44	E3CDQM18	B. La Planta	30	39.01	E3CDHB80	B. Los Samanes	75	562.53
E3CCRL84	B. José G. H.	50	1286.42	E3CDQM24	B. La Planta	112.5	749.99	E3CDHC26	B. Los Samanes	112.5	1921.91
E3CCRP74	B. José G. H.	37.5	544.83	E3CDQQ26	B. La Planta	75	819.82	E3CDHE47	B. Los Samanes	50	95.07
E3CCRQ38	B. José G. H.	37.5	5.25	E3CDQQ69	B. La Planta	50	1499.55	E3CDHF09	B. Los Samanes	50	235.71
E3CCRQ56	B. José G. H.	80	1347.36	E3CDQQ77	B. La Planta	112.5	4043.41	E3CDHF28	B. Los Samanes	30	125.69
E3CCRQ88	B. José G. H.	25	51.39	E3CDQR80	B. La Planta	37.5	319.01	E3CDHF60	B. Los Samanes	50	859.67
E3CCVC05	B. José G. H.	60	928.44	E3CDQR91	B. La Planta	75	801.77	E3CDHF92	B. Los Samanes	47.5	153.78
E3CCVC20	B. José G. H.	50	370.4	E3CDRJ04	B. La Planta	225	1228.49	E3CDHJ72	B. Los Samanes	75	2003.67
E3CCVC88	B. José G. H.	37.5	392.99	E3CDUD55	B. La Planta	50	200.13	E3CDHK05	B. Los Samanes	50	123.2
E3CCVG64	B. José G. H.	25	34.71	E3CDVA17	B. La Planta	25	277.78	E3CDHK27	B. Los Samanes	50	619.55
E3CCRR65	B. José R. P.	45	161.43	E3CDVA42	B. La Planta	125	324.12	E3CDHK59	B. Los Samanes	100	2892.86

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



(Continuación de la tabla A.6)

**Tabla A.6 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona Sur.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E3CDHP42	B. Los Samanes	112.5	787.96	E4DAML22	Flor Amarillo	112.5	838.61	E3CDJR57	U. Fundación M.	100	778.67
E3CDHP94	B. Los Samanes	100	616.92	E4DAMQ94	Flor Amarillo	150	1178.92	E3CDKN38	U. Fundación M.	25	111.28
E3CDHQ57	B. Los Samanes	75	134.45	E4DARF28	Flor Amarillo	112.5	810.83	E3CDKN40	U. Fundación M.	75	1029.39
E3CDMC60	B. Los Samanes	150	1266.22	E4DARH22	Flor Amarillo	30	73.89	E3CDKN60	U. Fundación M.	75	1830.22
E3CDMF89	B. Los Samanes	112.5	1522.34	E4DBAH52	Flor Amarillo	75	1096.71	E3CDKP04	U. Fundación M.	55	521.03
E3CDMG45	B. Los Samanes	87.5	516.89	E4DBAH65	Flor Amarillo	15	9.63	E3CDKP24	U. Fundación M.	45	282.44
E3CDMG71	B. Los Samanes	200	3260.28	E4DBAM24	Flor Amarillo	45	1221.93	E3CDND72	U. Fundación M.	112.5	1710.62
E3CDML22	B. Los Samanes	75	270.64	E4DBAM62	Flor Amarillo	30	79.12	E3CDND96	U. Fundación M.	112.5	1247.19
E3CDMQ01	B. Los Samanes	112.5	746.88	E4DBAN14	Flor Amarillo	150	1336.78	E3CDNH43	U. Fundación M.	45	107.88
E3CCZR94	B. Ruiz Pineda I	37.5	275.7	E4DBEA07	Flor Amarillo	75	197.87	E3CDNH77	U. Fundación M.	75	566.65
E3FADD99	B. Ruiz Pineda I	50	93.41	E4DBEH53	Flor Amarillo	75	430.56	E3CDNM34	U. Fundación M.	112.5	3250.92
E3FADH89	B. Ruiz Pineda I	37.5	182.35	E4DBEJ64	Flor Amarillo	30	247.49	E3CDNM38	U. Fundación M.	75	951.91
E3FAHR69	B. Ruiz Pineda I	125	663.13	E4DBEJ80	Flor Amarillo	45	100.39	E3CDNM52	U. Fundación M.	112.5	1410.4
E3FBAA29	B. Ruiz Pineda I	75	664.01	E4DBEN56	Flor Amarillo	75	529.07	E3CDNM91	U. Fundación M.	87.5	2130.16
E3FBAE40	B. Ruiz Pineda I	150	2677.89	E4DBEN81	Flor Amarillo	45	123.11	E3CDPA41	U. Fundación M.	20	110.58
E3FBAJ00	B. Ruiz Pineda I	45	16.53	E4DBEN95	Flor Amarillo	45	199.28	E3CDPA81	U. Fundación M.	112.5	1682.52
E3CDTL48	B. San Agustín	25	30.66	E4DBEP40	Flor Amarillo	75	745.7	E3CDPA89	U. Fundación M.	45	362.88
E3CDTQ18	B. San Agustín	150	855.7	E4DBEP46	Flor Amarillo	112.5	1203.19	E3CDPB43	U. Fundación M.	45	261.24
E3CDTQ88	B. San Agustín	50	434.39	E4DBEP48	Flor Amarillo	45	265.53	E3CDPB58	U. Fundación M.	45	228.16
E3CDTR18	B. San Agustín	45	360.13	E4DBEP93	Flor Amarillo	67.5	193.01	E3CDPB88	U. Fundación M.	87.5	1033.02
E3CDXB87	B. San Agustín	75	1700.61	E4DBEQ03	Flor Amarillo	75	629.36	E3CDPC40	U. Fundación M.	112.5	2735.61
E3CDXB98	B. San Agustín	75	485.52	E4DBFE03	Flor Amarillo	150	1525.58	E3CDPC66	U. Fundación M.	112.5	1183.34
E3CDWB83	B. Simón Bolívar	50	595.13	E4DBFE34	Flor Amarillo	112.5	253.92	E3CDPE11	U. Fundación M.	45	151.06
E3CDWE43	B. Simón Bolívar	75	1489.58	E4DBJB48	Flor Amarillo	75	299.37	E3CDPG08	U. Fundación M.	150	2044.59
E3CDWE86	B. Simón Bolívar	37.5	225.03	E4DBJB85	Flor Amarillo	30	105.96	E3CDPG16	U. Fundación M.	55	548.69
E3CDWF19	B. Simón Bolívar	75	2372.58	E4DBJC66	Flor Amarillo	45	274.95	E3CDPG72	U. Fundación M.	75	450
E3CDWK68	B. Simón Bolívar	112.5	882.93	E4DBJC70	Flor Amarillo	45	261.3	E3CDPJ42	U. Fundación M.	75	998.69
E3FBAA79	B. Simón Bolívar	100	3753.53	E4DBJF46	Flor Amarillo	75	613.86	E3CDPJ77	U. Fundación M.	75	753.74
E3FBAA93	B. Simón Bolívar	50	1395.48	E4DBJF68	Flor Amarillo	75	2697.47	E3CDPJ97	U. Fundación M.	87.5	1272.18
E3FBFA17	B. Simón Bolívar	100	3875.29	E4DBJF70	Flor Amarillo	30	96.97	E3CDPK78	U. Fundación M.	75	627.68
E4DAHG05	Flor Amarillo	112.5	789	E4DBJF97	Flor Amarillo	75	656.19	E3CDPL79	U. Fundación M.	112.5	2230.68
E4DAHG60	Flor Amarillo	75	1166.98	E4DBJG07	Flor Amarillo	75	637.08	E3CDPL80	U. Fundación M.	75	529.19
E4DAH66	Flor Amarillo	75	512.62	E4DBJG29	Flor Amarillo	45	255.12	E3CDPL84	U. Fundación M.	112.5	1761.83
E4DAHQ72	Flor Amarillo	72.5	341.79	E4DBJG48	Flor Amarillo	75	609.58	E3CDPQ88	U. Fundación M.	87.5	582.2
E4DAHR10	Flor Amarillo	112.5	840.1	E4DBJG51	Flor Amarillo	45	497.55	E3CBZD17	U. I. Carabobo	75	397.16
E4DAHR78	Flor Amarillo	150	1222.63	E4DBJG58	Flor Amarillo	75	572.07	E3CBZF06	U. I. Carabobo	30	35.28
E4DAMC58	Flor Amarillo	112.5	773.83	E4DBJH08	Flor Amarillo	75	599.06	E4AASL75	U. La Quizanda	137.5	1197.28
E4DAMG92	Flor Amarillo	75	524.93	E4DBJH18	Flor Amarillo	45	210.13	E4AASM36	U. La Quizanda	112.5	2010.45
E4DAMG98	Flor Amarillo	75	846.64	E3CDJR42	U. Fundación	75	691.27	E4AASM60	U. La Quizanda	112.5	1967.44

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).



(Continuación de la tabla A.6)

**Tabla A.6 Pérdidas Nominales de Potencia (W) en los Ramales de Baja Tensión
De los puntos Simulados con el PADEE en la Zona Sur.**

CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)	CÓDIGO	LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	PÉRDIDAS (W)
E4AASR14	U. La Quizanda	125	1794	E3CCUP66	U. Los Caobos	300	663.08
E4AATJ08	U. La Quizanda	112.5	2624.04	E4DAAD02	U. Santa Ines	75	312.72
E4AATN27	U. La Quizanda	112.5	1357.7	E4DAAD46	U. Santa Ines	75	302.57
E4AATN56	U. La Quizanda	75	1004.49	E4DAAF51	U. Santa Ines	45	156.4
E4AAWD24	U. La Quizanda	112.5	1105.37	E4DAAF84	U. Santa Ines	45	202.13
E4AAWD74	U. La Quizanda	75	174.48	E4DAAG02	U. Santa Ines	112.5	1932.3
E4AAXA26	U. La Quizanda	112.5	846.14	E4DAAG14	U. Santa Ines	30	130.96
E4AAXA42	U. La Quizanda	45	178.27	E4DAAG45	U. Santa Ines	75	297.92
E3CCQH90	U. Los Caobos	150	637.46	E4DAAG78	U. Santa Ines	112.5	803.79
E3CCQQ82	U. Los Caobos	112.5	820.47	E4DAAP97	U. Santa Ines	112.5	947.18
E3CCQQ86	U. Los Caobos	150	1206.86	E4DAAQ44	U. Santa Ines	100	424.65
E3CCRB75	U. Los Caobos	112.5	76.06	E4DAEC08	U. Santa Ines	45	251.6
E3CCRE56	U. Los Caobos	75	421.66	E4DAEC15	U. Santa Ines	75	793.58
E3CCRF29	U. Los Caobos	112.5	1090.85	E4DAEC22	U. Santa Ines	112.5	1361.72
E3CCRJ72	U. Los Caobos	75	191.41	E4DAEG28	U. Santa Ines	112.5	982.62
E3CCRJ79	U. Los Caobos	75	245.99	E4DAEG31	U. Santa Ines	45	188.98
E3CCRP08	U. Los Caobos	75	685.81	E4DAEG46	U. Santa Ines	55	453.72
E3CCUC46	U. Los Caobos	75	609.02	E4DAEG84	U. Santa Ines	75	545.45
E3CCUG96	U. Los Caobos	112.5	446.32	E4DAEL47	U. Santa Ines	75	852.8
E3CCUH69	U. Los Caobos	112.5	485.33	E4DAEL55	U. Santa Ines	75	450
E3CCUK51	U. Los Caobos	300	406.69	E4DAEL61	U. Santa Ines	75	828.65
E3CCUM29	U. Los Caobos	75	339.54	E4DAEQ77	U. Santa Inés	67.5	265.62
E3CCUM78	U. Los Caobos	112.5	645.59	TOTAL		33370	410980.31

Fuente: Celi M. y Jelambi E. (2009).

ANEXO B. Planilla de Pérdidas de Potencia en Ramales de Baja Tensión

En la figura B.1 se muestra la planilla generada por el software PADEE al finalizar el flujo de carga realizado a los ramales de baja tensión, donde se muestran las pérdidas de potencia nominales, así como la caída de tensión nominal, corriente que circula por los conductores y voltaje en cada uno de los nodos que están asociados a la red de baja tensión.

C A L C U L O D E S E C T O R E S									
CODIGO DEL SECTOR: E1FDWA53VAL			CIUDAD: VALENCIA			PLANO: E1F			
V. NOMINAL: 208/120			F.POT: 0.9			CAP.BANCO: 3x5			
Ing. y Const. MATMOR, C.A.									
NODO No.	CARGA KVA	VOLTAJE (Vfn)	% V	RAMA INI-FIN	CONDUCTOR	LONG. (M)	AMP (A)	CARGA (KVA)	PERDIDAS (W)
1	7.50	118.36	1.44	1- 2	4# 2 ARV	33.00	20.82	7.50	13.49
2	7.50	117.87	2.01	0- 1	4# 2 ARV	41.80	41.64	15.00	88.33
PERDIDAS TOTALES (W)									81.82
TOTAL CARGA SIN A.P. (KVA)				15 + 0 = 15		CARGA = 100 %			
MAXIMA CAIDA DE TENSION (%)				2.01					
NODO DE MAXIMA CAIDA				2					
CORRIENTE MAXIMA (A)				41.64		CARGA MAXIMA 24.49 %			
ENTRE LOS NODOS				0- 1		EN EL TRAMO 2			

Fuente: PADEE (2008).

Figura B.1 Planilla de Pérdidas de Potencia en Ramales de Baja Tensión



ANEXO C. Tablas de Pérdidas de Potencia en el Hierro y Cobre en Transformadores de Distribución

A continuación se presentan las tablas (C.1 y C.2) donde se muestran las pérdidas de potencia en el hierro y cobre existentes en los transformadores de distribución para los niveles de voltaje 13.8 kV y 2.4 kV respectivamente. Estas pérdidas se obtienen mediante los ensayos en vacío y cortocircuito realizados a estos transformadores.

Tabla C.1 Pérdidas en el Hierro y Cobre en Transformadores de 13.8 kV

kVA	Pérdidas en el Hierro (kW)	Pérdidas en el Cobre (kW)	kVA	Pérdidas en el Hierro (kW)	Pérdidas en el Cobre (kW)
5	0.069	0.175	550	1.75	5.8
10	0.069	0.175	600	1.8	6
15	0.087	0.277	630	1.85	6.4
25	0.112	0.378	700	1.95	7
37.5	0.165	0.475	750	2.1	8
50	0.207	0.64	800	2.8	10.7
75	0.265	1	999	2.8	10.7
100	0.365	1.3	1000	2.8	10.7
112.5	0.365	1.3	1100	2.8	10.7
140	0.365	1.3	1150	2.8	10.7
145	0.365	1.3	1200	2.8	10.7
150	0.365	1.3	1250	2.8	10.7
160	0.41	2.2	1500	3.5	14.5
167.5	0.41	2.2	1600	3.7	16
200	0.42	3	1750	3.8	17
225	0.44	3.2	2000	4	19.5
250	0.44	3.2	2300	4	19.5
300	0.62	3.8	2500	4	19.5
315	0.62	3.8	2600	4.5	22
350	0.62	3.8	3000	4.5	22
333	0.62	3.8	3500	4.5	22
450	1	4	5000	4.5	22
500	1.7	5.4	7500	4.5	22

Fuente: ELEVAT (2009).

**Tabla C.2 Pérdidas en el Hierro y Cobre en Transformadores de 2.4 kV**

kVA	Pérdidas en el Hierro (kW)	Pérdidas en el Cobre (kW)
5	0.029	0.122
10	0.058	0.244
15	0.08	0.302
25	0.116	0.442
37.5	0.155	0.61
50	0.194	0.746
75	0.272	1.08
100	0.325	1.33

Fuente: ELEVAL (2009).



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- [1] <http://www.welcomeargentina.com/ciudadbuenosaires/estaciones-subte.html>.
- [2] Páez, Serge. Briceño, Enrique. **Diseño del sistema de acondicionamiento de ambiente para una Estación de transporte subterráneo de pasajeros.** UC Carabobo.
- [3] <http://www.metrovalencia.gob.ve/index.phi>.
- [4] Julio Gálvez. **Diseño del Sistema Eléctrico para la Universidad Nacional Experimental de las Fuerzas Armadas, Ubicada en el estado Nueva Esparta.**
- [5] Daniele Tassoni, Alexandro Christol. **Diseño de instalación eléctrica y sistema de control para una planta de tratamiento de aguas residuales.**
- [6] Penissi F, Oswaldo A. (2001). **Canalizaciones eléctricas residenciales.** Séptima edición. Universidad de Carabobo. Valencia, República Bolivariana de Venezuela.
- [7] Naranjo, A. (2006) **Proyecto del sistema de distribución eléctrico.** Primera edición. Universidad Simón Bolívar. Editorial Equinoccio, Valle de Sartenejas, Baruta, estado Miranda. 231 páginas.



-
-
- [8] **Norma Covenin 2249 “Iluminancias en Tareas y Áreas de Trabajo”** vigente.
 - [9] <http://www.laszlo.com.ar/manual1575961.htm>.
 - [10] Metro de Valencia. (2003). **Capítulo 24. “Criterios de Diseño Eléctrico del Metro de Valencia”**.
 - [11] <http://www.sw.articlesphere.com/Article/Do-You-Know-What-An-Automatic-Transfer-Switch-Does-/190351>.
 - Ing. Muñoz, William. **Libro de Sistemas Industriales**. UC Carabobo. Venezuela.
 - Jiménez, C y González, M. (2005). **Normas para la elaboración y presentación del trabajo especial de grado en la escuela de ingeniería eléctrica**. Primera edición. Editado por Universidad de Carabobo. Valencia, República Bolivariana de Venezuela.
 - Hurtado de Barrera, Jacqueline. **Metodología de la investigación Holística**. Instituto Universitario de Tecnología Caripito.
 - Bisquera Rafael, **Métodos de Investigación Educativa**. Ediciones CEAC.