

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA
SUBTERRÁNEA PARA LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR,
FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE**

PRESENTADO POR:

EDER STUARDO URBINA PEREZ

EDUARDO JOSE QUINTANA SANTOS

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, ENERO DE 2018

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL :

LIC. CRISTOBAL HERNAN RIOS BENITEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título

:

**DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA
SUBTERRÁNEA PARA LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR,
FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE**

Presentado por

:

**EDER STUARDO URBINA PEREZ
EDUARDO JOSE QUINTANA SANTOS**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor

:

MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

San Salvador, Enero de 2018

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

RESUMEN EJECUTIVO

El diseño del sistema de distribución de energía eléctrica de la facultad abarca tanto el sistema de distribución primario en media tensión como el secundario. El sistema primario es de tipo anillo abierto trifásico neutro corrido multiaterrizado con 6 transformadores tipo pedestal con capacidad de seccionalización en anillo que suman una capacidad instalada total de 1012.5 kVA; no obstante la capacidad del sistema será tal que se podrá ampliar a través de la instalación de nuevas subestaciones hasta 3600 kVA con el tendido primario planificado, y aún más debido a una tubería de reserva para instalar un cableado primario paralelo en todo el sistema. El sistema contará con medición de energía primaria en la acometida, justo a unos metros de la medición de la compañía, y medidores de energía en cada subestación del lado de baja tensión ubicados en el alimentador de cada tablero de distribución para agregarlo al sistema de monitoreo de consumo de energía en tiempo real con el que ya cuenta la Ciudad Universitaria en San Salvador, implementado por la Escuela de Ingeniería Eléctrica. El costo de éste proyecto será de \$833,857.73 USD + IVA. Entre las ventajas con las que cuenta un sistema de éste tipo es la alta disponibilidad de energía, la extremadamente baja tasa de fallas, la seguridad, la resiliencia del sistema ante fuertes vientos y la estética.

Se diseñó también un sistema de paneles fotovoltaicos de 229.71 kWp que producirá 351,946 kWh anualmente y un ahorro que será de \$44,643.85 USD anuales solamente en energía de acuerdo al precio del kWh a gran demanda y media tensión para diciembre de 2017. A éste ahorro habría que sumarle el ahorro por disminución de la demanda pico mensual de la FMOcc.

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO	4
INTRODUCCIÓN	12
OBJETIVOS	13
OBJETIVOS GENERALES	13
OBJETIVOS ESPECIFICOS	13
ALCANCES	14
ANTECEDENTES	15
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
JUSTIFICACION	17
CAPITULO I	18
1.1 INSTALACIONES ELÉCTRICAS ACTUALES EN UES FMOCC.	19
1.1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL	19
1.1.1.1 ACOMETIDA A "CLIENTE EN GRAN DEMANDA, MEDIA TENSIÓN CON MEDIDOR HORARIO"	20
1.1.1.2 ACOMETIDA B "CLIENTE EN MEDIANA DEMANDA, BAJA TENSIÓN CON MEDIDOR DE POTENCIA"	27
1.1.1.3 ACOMETIDA C "SERVICIO DE MEDIANA DEMANDA EN BAJA TENSION CON MEDIDOR HORARIO "	28
1.2 ANALISIS DE DEMANDA	29
1.2.1 ANALISIS DE FACTURAS ELECTRICAS	29
1.2.1.1 FACTURAS PERIODO 2009-2015	29

1.2.1.2 ANÁLISIS DE FACTURAS (2016-2017)	32
1.2.1.3 CONCLUSIONES	34
1.2.2 BANCO EDIFICIO DE USOS MULTIPLES FMOCC (3Φ)	35
1.2.2.1 INSPECCIÓN VISUAL	35
1.2.2.2 DIAGRAMAS DE INTENSIDAD	37
1.2.2.3 DIAGRAMAS DE POTENCIA	39
1.2.2.4 INFORME INTENSIDAD MIN/MAX/PRO	41
1.2.2.5 INFORME DE POTENCIA MIN/MAX/PRO	42
1.2.2.6 CONCLUSIÓN ANÁLISIS DE DEMANDA EDIFICIO ADMINISTRATIVO	43
1.2.3 EDIFICIO DE MEDICINA (3Φ)	44
1.2.3.1 INSPECCIÓN VISUAL	44
1.2.3.2 DIAGRAMAS DE INTENSIDAD	45
1.2.3.3 DIAGRAMAS DE POTENCIA	46
1.2.3.4 INFORME DE INTENSIDAD MIN/MAX/PRO	47
1.2.3.5 INFORME DE POTENCIA MIN/MAX/PRO	48
1.2.3.6 CONCLUSIÓN	48
1.2.4 BANCO DE TRANSFORMADORES DEL AUDITORIUM (3Φ)	49
1.2.4.1 INSPECCIONES VISUALES	49
1.2.4.2 DIAGRAMAS DE INTENSIDAD	50
1.2.4.3 DIAGRAMAS DE POTENCIA	51
1.2.4.4 INFORME RESUMEN MIN/MAX/PRO	52
1.2.4.5 INFORME DE POTENCIA MIN/MAX/PRO	53
1.2.4.6 CONCLUSIÓN	53
1.2.5 TRANSFORMADOR PADMOUNTED MAESTRIA Y JOVENES TALENTO (3Φ)	54
1.2.5.1 INSPECCIONES VISUALES	54
1.2.5.2 ANÁLISIS DE CUADROS DE CARGA EDIFICIO DE MAESTRÍA.	55
1.2.5.3 ANÁLISIS DE CUADRO DE CARGA EDIFICIO DE JÓVENES TALENTO	55
1.2.6 TRANSFORMADOR BUNKER (1Φ)	56
1.2.6.1 INSPECCIÓN VISUAL	56
1.2.6.2 ANÁLISIS DE MEDICIONES	57
1.2.6.3 ANÁLISIS DE CAPACIDAD INSTALADA	59
1.2.6.4 CONCLUSIÓN	60

1.2.6 TRANSFORMADOR AUDITORIUM (1ϕ)	60
1.2.6.1 INSPECCIÓN VISUAL	60
1.2.6.2 ANÁLISIS DE MEDICIONES	61
1.2.6.3 ANÁLISIS DE CAPACIDAD INSTALADA	61
1.2.6.4 CONCLUSIONES	65
1.2.7 TRANSFORMADOR DE EDIFICIO DE AULAS “N” (1ϕ)	66
1.2.7.1 INSPECCIÓN VISUAL	66
1.2.7.2 ANÁLISIS DE MEDICIONES	67
1.2.7.3 ANÁLISIS DE CAPACIDAD INSTALADA	68
1.2.7.4 CONCLUSIONES	69
1.2.8 TRANSFORMADOR BAÑOS (1ϕ)	69
1.2.8.1 INSPECCIONES VISUALES	69
1.2.8.2 ANÁLISIS DE MEDICIONES	70
1.2.8.3 CONCLUSIÓN	72
1.2.9 TRANSFORMADOR DEPORTES (1ϕ)	72
1.2.10 TRANSFORMADOR DEL INSTITUTO DEL AGUA (1ϕ)	73
1.2.11 DEMANDA DE OTRAS INSTALACIONES DE INTERES	74
1.2.11.1 CONCLUSIÓN	76
1.2.12 CUADRO DE RESUMEN DE ESTUDIOS DE DEMANDA	77
1.2.12.1 DISCUSIÓN SOBRE FACTORES DE CRECIMIENTO	78
1.3 DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	80
<hr/>	
1.3.1 SELECCIÓN DE TIPO DE SISTEMA	80
1.3.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR	84
1.3.2.1 VISTA GENERAL DE CONDUCTORES XLPE	84
1.3.2.2 NORMATIVA NACIONAL	85
1.3.2.3 DESCRIPCIÓN DEL CONDUCTOR XLPE	85
1.3.3 SELECCIÓN DE CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR XLPE PARA EL PROYECTO	86
1.3.3.1 MATERIAL DE AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR	86
1.3.3.2 ESPESOR DEL AISLAMIENTO TR-XLPE DEL CONDUCTOR	86
1.3.3.3 DIMENSIONAMIENTO DE NEUTRO CONCÉNTRICO	88
1.3.4 CONSIDERACIONES DE AMPACIDAD DEL CONDUCTOR	89

1.3.4.1	FACTOR DE CARGA	89
1.3.4.2	RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL SUELO (ρ)	91
1.3.4.3	TEMPERATURA AMBIENTE DEL SUELO	95
1.3.4.4	ARREGLO FÍSICO DE LAS FASES	96
1.3.4.5	INSTALACIÓN EN CONDUIT O DIRECTAMENTE ENTERRADO	97
1.3.4.6	INTERFAZ SISTEMA SUBTERRÁNEO-AÉREO	98
1.3.4.7	SELECCIÓN DE CALIBRE DEL ALIMENTADOR	98
1.3.5	CONSIDERACIONES DEL CONDUIT DEL SISTEMA	101
1.3.5.1	TIPOS DE SISTEMA SUBTERRÁNEO CON CONDUIT	101
1.3.5.2	TIPOS DE CONDUIT	102
1.3.5.3	DIÁMETRO	103
1.3.6	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA FMOCC	106
1.3.6.1	SISTEMA PRIMARIO	106
1.3.6.2	SISTEMA SECUNDARIO	114
1.3.7	HALADO DE CABLE	116
1.3.7.1	GENERALIDADES	116
1.3.7.2	HALADO DE CABLE EN LÍNEA RECTA	116
1.3.7.3	HALADO DE CABLE EN CURVAS	118
1.3.7.4	SWBP	118
1.3.7.5	JAM RATIO	120
1.3.7.6	TENSIONES MÁXIMAS	121
1.3.7.7	FACTOR DE CORRECCIÓN DE PESO	122
1.3.7.8	CÁLCULOS DE TENSIONES DE HALADO	124
		125
1.3.7.8.2	DISCUSIÓN SOBRE TABLA DE CÁLCULOS DE TENSIONES	125
1.3.8	TRINCHERAS	126
1.3.8.1	GENERALIDADES	126
1.3.8.2	CANALIZACIÓN SUBTERRÁNEA PRIMARIA:	129
1.3.8.3	CANALIZACIÓN SUBTERRÁNEA SECUNDARIA	131
1.3.8.4	CANALIZACIÓN SUBTERRÁNEA PRIMARIA-SECUNDARIA:	132
1.3.9	POZOS DE REGISTRO	133
1.3.10	EQUIPO A INSTALAR	135

1.3.10.1 FERRORESONANCIA	135
1.3.10.2 SWITCHGEAR	139
1.3.10.3 TRANSFORMADORES	143
1.3.10.4 EQUIPO PARA ACOMETIDA SUBTERRÁNEA EN MT	146
1.3.10.5 OTROS ACCESORIOS	150
1.3.11 ANALISIS DE FALLAS	155
1.3.11.1 PASOS PARA EJECUTAR ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN ETAP.	156
1.3.12 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	167
1.3.12.1 COORDINACIÓN ENTRE LOS INTERRUPTORES DE FALLA VISIGAP 1, VISIGAP 3 Y LOS FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.	170
1.3.12.2 COORDINACIÓN DE CIRCUIT BREAKER Y FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE EN LOS TRANSFORMADORES PAD-MOUNTED.	174
1.3.13 SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA	178
1.3.13.1 MARCO LEGAL PARA PUESTAS A TIERRA EN EL SALVADOR	178
1.3.13.2 INFORMACIÓN DE FALLA DEL SISTEMA Y CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO	179
1.3.13.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	181
1.3.13.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	181
1.3.13.4 DISEÑO FINAL DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	189
1.3.14 MEDICIÓN EN BAJA TENSIÓN	191
1.3.15 EQUIPO DE SEGURIDAD	194
1.3.16 PRESUPUESTO DEL SISTEMA ELECTRICO SUBTERRANEO EN LA FMOCC	197
<u>CAPITULO 2</u>	<u>202</u>
<u>2.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO</u>	<u>203</u>
2.1.1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	203
2.2 MEMORIA DEL PROYECTO	208
2.2.1 RECURSO SOLAR DISPONIBLE E ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	208
2.2.1.2 INCLINACIÓN IDEAL DE PANELES SOLARES EN ÉSTA UBICACIÓN.	209
2.2.1.3 HERRAMIENTA PARA ANÁLISIS SOLAR: SOLAR PATHFINDER.	209
2.2.1.4 PROGRAMA A UTILIZAR PARA ANÁLISIS DE DATOS:	224
2.2.2 ANÁLISIS DE EDIFICIOS.	224

2.2.2.1 EDIFICIO DE USOS MÚLTIPLES FMOCC.	224
2.2.2.2 EDIFICIO DE MEDICINA	248
2.2.2.3 EDIFICIO DE MAESTRÍA.	258
2.2.2.4 EDIFICIO DE ARQUITECTURA.	264
2.2.3 CONCLUSIONES DE ANÁLISIS.	271
<u>2.3 DISEÑO DEL SISTEMA FV DE CADA EDIFICIO.</u>	<u>272</u>
2.3.1 CRITERIOS PARA DETERMINAR EL TAMAÑO DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.	275
2.3.2 ELECCIÓN DEL INVERSOR.	277
2.3.3 ANÁLISIS DE TEMPERATURA.	279
2.3.3.1 TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO "VOC" Y "VMPP".	279
2.3.3.2 CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO "ISC".	280
2.3.4 ANÁLISIS Y CÁLCULOS DE NÚMERO DE MFV A CONECTAR POR INVERSOR.	281
<u>2.4 INSTALACION FOTOVOLTAICA EDIFICACIONES.</u>	<u>285</u>
2.4.1 DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOLARES EN EL EDIFICIO DE MEDICINA.	287
2.4.2 DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOLARES EN EL EDIFICIO DE USOS MÚLTIPLES.	288
2.4.3 DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOLARES EN EL EDIFICIO DE AULAS N.	289
2.4.4 DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOLARES EN EL EDIFICIO DE MAESTRÍAS Y POST GRADOS.	290
<u>2.5 DIAGRAMA UNIFILAR DC Y AC DE EDIFICIOS.</u>	<u>291</u>
2.5.1 DIAGRAMA UNIFILAR DC DE EDIFICIOS.	292
2.5.2 DIAGRAMA UNIFILAR AC DE EDIFICIOS.	295
<u>2.6 BALANCEO DE INVERSORES EN TABLERO TI.</u>	<u>296</u>
<u>2.7 SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES (DPS).</u>	<u>298</u>
<u>2.8 ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA MFV.</u>	<u>301</u>

<u>2.9 POTENCIA Y AHORRO GENERADO POR EL SISTEMA MFV.</u>	<u>303</u>
<u>2.10 PRESUPUESTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED DE LA FMOCC.</u>	<u>304</u>
2.10.1 PRESUPUESTO DE INSTALACION EN EDIFICIO DE MEDICINA	304
2.10.2 PRESUPUESTO DE INSTALACION EN EDIFICIO DE USOS MULTIPLES	306
2.10.3 PRESUPUESTO DE INSTALACION EN EDIFICIO DE AULAS "N"	308
2.10.3 PRESUPUESTO DE INSTALACION EN EDIFICIO DE MAESTRIAS	310
<u>CONCLUSIONES</u>	<u>316</u>
<u>REFERENCIAS</u>	<u>319</u>
<u>ANEXOS</u>	<u>320</u>
A1. CALCULO DE BANCO DE CAPACITORES	321
A2. REPORTE DE RPAT SOBRE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	323
A3. PLANOS DEL PROYECTO.	325

INTRODUCCIÓN

En este trabajo académico se pretende modernizar el sistema de distribución primaria y secundaria de la Facultad Multidisciplinaria de Occidente FMOcc.

El proyecto comprende la nueva red de distribución primaria de la Facultad Multidisciplinaria de Occidente. El diseño contemplará posibles futuros desarrollos planificados para esa facultad si los hubiere. También la instalación de medidores en cada subestación, los que se incorporan al sistema de subestaciones de toda la Universidad de El Salvador. En el proyecto de construcción de la red subterránea a media tensión se desmontara la línea de distribución aérea con sus respectivos postes, incluyendo diversas subestaciones de variada capacidad dispersas a lo largo del campus, y se instalaran transformadores padmounted cuya cantidad y capacidad se presentará en el desarrollo del documento. El diseño subterráneo estará compuesto por un anillo que interconectara todas las subestaciones de los edificios de la Facultad Multidisciplinaria de Occidente generando redundancia en la línea de distribución eléctrica.

Además se incluye el proyecto de instalación de sistemas de paneles fotovoltaicos en los techos de algunos edificios de la facultad.

En el desarrollo del documento se detalla la partida de ejecución de la distribución eléctrica subterránea.

OBJETIVOS

OBJETIVOS GENERALES

- Proponer un diseño de distribución primario moderno, seguro y que se adapte a las necesidades energéticas cambiantes de la Facultad Multidisciplinaria de Occidente
- Formular el proyecto de Red Eléctrica Subterránea para la Facultad multidisciplinaria de occidente F.M.Occ.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Reubicar y redimensionar de acuerdo al crecimiento de la demanda, las nuevas subestaciones tipo “pad mounted” a instalar.
- Diseñar el sistema de distribución secundario de la FMOcc.
- Diseñar un sistema de paneles fotovoltaicos conectados a la red eléctrica de la facultad.
- Elaborar presupuesto oficial de las nuevas instalaciones subterráneas a diseñar.

ALCANCES

El diseño del sistema de distribución de energía eléctrica tomará en cuenta el crecimiento en la demanda de la FMOcc por posibles futuros desarrollos planificados así como la cobertura, de manera confiable y segura, de la demanda de energía en las instalaciones actuales. El sistema abarcará tanto la distribución primaria en medita tensión como la alimentación subterránea a los tableros generales de edificios y otras construcciones existentes en la FMOcc. Algunas de las características con las que contará el sistema diseñado serán un punto de medición primaria con capacidad de comunicación a través de protocolo Modbus en la acometida así como en cada transformador de distribución unidos a través de fibra óptica, lo que preparará la infraestructura necesaria para sumar el monitoreo de consumo de energía de la FMOcc al sistema centralizado de monitoreo de la Escuela de Ingeniería Eléctrica; además se contará con múltiples puntos de seccionamiento en los transformadores tanto como en los Switchgear, tuberías de reserva, coordinación de protecciones en todo el sistema y un sistema de tierra unificado. Como parte del proyecto de construcción de la red subterránea se incluye una partida presupuestaria y un plano con las instalaciones en media y baja tensión existentes para desmontar la línea de distribución aérea con sus respectivos postes, incluyendo diversas subestaciones de variada capacidad dispersas a lo largo del campus, y se instalaran transformadores. Además se diseñó un sistema fotovoltaico ubicado en cuatro (4) edificios de la FMOcc con características deseables como buena orientación de los tejados, de reciente construcción y poca obstrucción por sombras, que cuenta con sus respectivos estudios, estimaciones de producción y presupuesto para su ejecución.

ANTECEDENTES

Actualmente el único tramo de la Facultad Multidisciplinaria de Occidente que cuenta con una instalación eléctrica subterránea es desde la estructura en “H” frente al edificio administrativo hasta la subestación colocada en otra estructura en “H” ubicada atrás del edificio de medicina. El actual sistema de distribución con el que cuenta la Facultad Multidisciplinaria de Occidente es en su mayoría aéreo (a excepción del tramo mencionado) y cuya acometida principal trifásica se encuentra en las cercanías de la entrada peatonal de la facultad ubicada en la zona Sur desde donde alimenta la gran mayoría de la carga. Además cuenta con otras 2 acometidas monofásicas ubicadas por la entrada vehicular en la zona Norte donde alimenta cargas locales pequeñas y no se extienden al resto del campus. La acometida principal se extiende desde el Sur de la entrada peatonal hacia la subestación del auditorium y luego remata en una estructura que redirige la línea hacia la zona del Bunker y luego hacia el frente del edificio administrativo, donde se deriva subterráneamente como se mencionó con anterioridad.

Las subestaciones que actualmente se encuentran dando servicio de energía eléctrica a los edificios son de diversos tipos: hay bancos de transformadores monofásicos instalados en piso, en estructuras tipo “H”, algunos transformadores instalados en poste y una reciente adición del tipo pad mounted junto a la estructura en “H” atrás del edificio de medicina.

Existe un trabajo de graduación de interés al presente de título “Propuesta de Plan de Ahorro del consumo de energía eléctrica en la Facultad Multidisciplinaria de Occidente de la Universidad de El Salvador” presentado en la Facultad Multidisciplinaria de Occidente en Agosto de 2016 de los autores González, Martínez, Martínez y Pimentel. En él se encuentran mediciones de potencia y energía, análisis de facturas comprendidas en el período 2009-2015 y otros datos útiles recopilados en las instalaciones de la facultad que se usarán para efectos del presente trabajo.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Facultad Multidisciplinaria de Occidente cuenta actualmente con una instalación eléctrica que ha sido construida sin planificación de forma escalonada según las necesidades de crecimiento creando una diversidad de subestaciones de diversos tipos y tamaños ubicadas en cualquier lugar sin ningún criterio de seguridad, estética y confiabilidad. Por tanto el sistema eléctrico de la mencionada facultad cuenta con los típicos inconvenientes de los tendidos aéreos tales como un gran número de cortes de energía eléctrica en temporadas de vientos e inviernos, requerimiento de alto mantenimiento; existencia de árboles con ramas a distancias peligrosas de las líneas; aves, ardillas y otra fauna que en algún momento llegan a provocar fallas en el sistema de distribución eléctrica. Todo esto agravado por las características propias de ésta instalación ya mencionadas.

Estos fallos provocan no solo suspensión de actividades administrativas sino que también suspensión de clases, así como ocasionar daños a equipos de laboratorio, servidores, computadoras entre otros.

JUSTIFICACION

Con el adecuado diseño y construcción del sistema eléctrico de distribución subterráneo se busca mejorar la confiabilidad del sistema actual de la Facultad Multidisciplinaria de Occidente, así como aportar a la estética visual del campus y construir un sistema más seguro para los estudiantes, catedráticos, personal administrativo y demás personas que se encuentren dentro de éste.

Además de ello el costo y frecuencia de mantenimiento de un sistema de distribución subterráneo es mucho menor, ésta es una razón muy importante debido a que no hay un itinerario para dar mantenimiento a líneas eléctricas de media tensión en la Facultad Multidisciplinaria de Occidente.

El trabajo final comprende la elaboración de la carpeta técnica del proyecto, lista para someterse a licitación y gestionar el financiamiento para su ejecución

CAPITULO I

**“SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA
PARA LA FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE
OCCIDENTE”**

1.1 INSTALACIONES ELÉCTRICAS ACTUALES EN UES FMOCC.

1.1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

La Universidad de El Salvador Facultad Multidisciplinaria de Occidente UES FMOcc, es una institución de gran demanda de energía eléctrica, pues alberga alrededor de 8,500 personas, entre estudiantes y empleados. El suministro eléctrico en esta Facultad Multidisciplinaria es servido actualmente por la empresa AES-CLESA por medio de tres acometidas a 13.2 kV. Los servicios contratados son:

- ❖ El punto de entrega A es un “servicio de gran demanda en media tensión con medidor horario”.
- ❖ El servicio B es un “servicio de mediana demanda en baja tensión con medidor de potencia”.
- ❖ El servicio C es un “servicio de mediana demanda en baja tensión con medidor horario”.

A continuación se detalla más a profundidad estos tres puntos de suministro eléctrico, denominados respectivamente A, B y C.

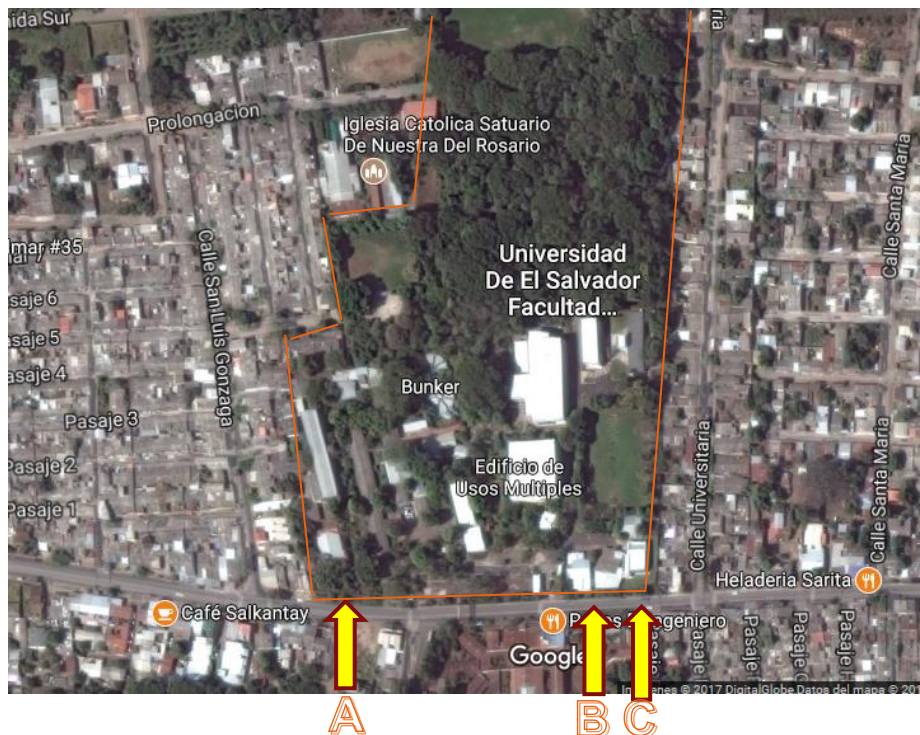


Figura 1. Vista satelital de acometidas en media tensión a FMOcc.



Figura 2. Vista de planta de acometidas en media tensión a FMOcc.

1.1.1.1 ACOMETIDA A “CLIENTE EN GRAN DEMANDA, MEDIA TENSIÓN CON MEDIDOR HORARIO”

Para fines de simplicidad a esta acometida se le llamará “Acometida A”. Este servicio que se brinda a la Facultad es de tipo de gran demanda, lo cual significa que es un cliente con un consumo de potencia igual o superior a 50 kW, las especificaciones de este servicio son las siguientes:

<p>Nombre: UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR Dirección: MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR No 16 SANTA ANA Nic: 1151244 Nis: 1151244 Tarifa: GD2 Mult: 508 Medidor: 80789043</p>	
--	--

Figura 3. Foto de acometida “A” de la FMOcc.

Este servicio cubre la mayor demanda de energía eléctrica de la Facultad teniendo una potencia demandada mínima de 50 KW. Para distribuir la energía a los diferentes edificios se auxilia con cuatro transformadores individuales, tres bancos de transformadores y un transformador tipo pedestal trifásico. La distribución es la siguiente:

Transformador Monofásico No. 1

Este transformador 1 es de tipo monofásico con una capacidad de potencia eléctrica instalada de 25 KVA, le brinda la potencia eléctrica necesaria al auditorio Marta Pérez Cervantes desde la acometida A. Proporciona voltajes de 120 voltios AC y 240 voltios AC, a 60 ciclos por segundo (60 Hertz) mediante una acometida subterránea. La conexión de este transformador se ha denominado L2 y provienen de las líneas de tensión del exterior de la Facultad.



Figura 4. Foto de transformador monofásico No. 1 de la FMOcc.

Banco de transformadores No. 1

Este sistema cuenta con 4 transformadores monofásicos, dos de ellos de 100 KVA y dos de 50 KVA que constituyen una potencia instalada de 300 KVA. Están conectados en configuración Delta a la entrada de ellos y en configuración Estrella a la salida, proporcionando de esta manera 120 voltios AC y 208 voltios AC entre sus fases con una frecuencia en sus ondas de 60 Hertz. A continuación se muestra una imagen de este banco de transformadores:



Figura 5. Foto de banco de transformadores trifásicos No. 1 de la FMOcc.

Este banco de transformadores brinda la potencia a los edificios:

- ❖ Edificio de Biología
- ❖ Oficinas administrativas
- ❖ Aulas Q
- ❖ Edificio de Economía
- ❖ Aulas 2 a 10
- ❖ AGEFMO
- ❖ Aulas M
- ❖ Edificio de Ciencias Jurídicas
- ❖ Clínica Extramural Santa Ana
- ❖ Alumbrado externo
- ❖ Unidad de Post-Grado

Transformador Monofásico No. 2

Este transformador tiene una potencia instalada de 25 KVA, proporciona voltajes de 120 voltios AC y 240 voltios AC entre sus fases, a 60 ciclos por segundo (60 Hertz) mediante acometidas aéreas. La conexión de este transformador se ha denominado L2 que provienen de las líneas de tensión del exterior de la Facultad, la ubicación de este se presenta en el plano número 1. A continuación se muestran unas imágenes de dicho transformador monofásico:



Figura 6. Foto de transformador monofásico No. 2 de FMOcc.

El transformador tres es de tipo monofásico el cual energiza a los siguientes centros de carga:

- ❖ Baños adyacentes al aula 5
- ❖ Aula 11 y 12
- ❖ Bomba de agua
- ❖ Iluminación externa de pasillos cercanos
- ❖ Quiosco cercano a la Fuente

Transformador Monofásico No. 3

Este transformador es de tipo monofásico con una potencia instalada de 75 KVA. Este le brinda la potencia necesaria al edificio Bunker desde la acometida A, proporcionando voltajes de 120 voltios AC y 240 voltios AC, a 60 ciclos por segundo (60 Hertz) mediante una acometida subterránea. La conexión de este transformador se ha denominado L3 y proviene de las líneas de tensión del exterior de la Facultad, a continuación se presenta una imagen de éste transformador:



Figura 7. Foto de transformador monofásico No. 3 de la FMOcc.

Banco de transformadores No. 2

Este sistema cuenta con 3 transformadores de tipo monofásico de 75 KVA, brindando una potencia instalada total de 225 KVA. Este le brinda la potencia necesaria al edificio de usos múltiples. Este sistema está conectado en Estrella a su entrada así como a su salida, proporcionando voltajes de 120 voltios AC y 208 voltios AC entre sus fases, a 60 ciclos por segundo (60 Hertz) mediante acometidas subterráneas, a continuación se presenta una imagen de este banco:



Figura 8. Foto de banco de transformadores Trifásicos No.2 de la FMOcc.

Banco de transformadores No. 3

Este sistema cuenta con 3 transformadores de tipo monofásico de 75 KVA cada uno, sumando una potencia instalada total de 225 KVA. Éstos están conectados en Estrella a su entrada así como a su salida, proporcionando entre sus fases voltajes de 120 voltios AC y 208 voltios AC, a 60 ciclos por segundo (60 Hertz) mediante acometidas subterráneas.



Figura 9. Foto de banco de transformadores Trifásicos No.3 de la FMOcc.

Estos transformadores le brindan la potencia necesaria para los siguientes edificios:

- ❖ Edificio de medicina.

Transformador Pedestal No. 1

Este es un transformador del tipo “pedestal” ubicado a pocos metros del banco de transformadores 3, atrás del edificio de medicina. Este transformador se estima que posee una potencia de 300kVA, además de poseer una configuración tipo “loop”. La conexión del trafo es Delta-Estrella, con un nivel de tensión de 120/208 V en baja tensión.



Figura 10. Foto de transformador pedestal trifásico No. 1 de la FMOcc25

Este transformador le brinda la potencia necesaria para los siguientes edificios:

- ❖ Edificio de Maestrías.
- ❖ Edificio de Jóvenes Talentos.

Transformador Monofásico No. 4

Transformador de tipo monofásico con una potencia instalada de 75 KVA, donde proporciona voltajes de 120 voltios AC y 240 voltios AC, a 60 ciclos por segundo (60 Hertz) mediante una acometida subterránea. La conexión de este se ha denominado L3 que provienen de las líneas de tensión del exterior de la Facultad.



Figura 11. Foto de transformador monofásico No. 4 de la FMOcc.

Este transformador le brinda la potencia necesaria a:

- ❖ Aulas N
- ❖ Glorieta (Quiosco cercano al Chalet)

1.1.1.2 ACOMETIDA B “CLIENTE EN MEDIANA DEMANDA, BAJA TENSIÓN CON MEDIDOR DE POTENCIA”

Para fines de simplicidad se abreviará éste con el nombre de “Acometida B”. En este servicio el adjetivo de mediana demanda significa que la demanda de potencia de la institución contratante debe encontrarse entre 10 y 50 kW. Se especifica el servicio mediante la siguiente información:

Cliente: UES FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA
DE OCCIDENTE

Dirección: AV FR FELIPE DE MORAGA(C#1), 62
SEC MULT DE OCC AC F.F. MORAGA SUR NO
16 SANTA ANA

Tipo de servicio: TODOS LOS SERVICIOS

Nic: 1151247

Medidor: 55 424 829



Figura 12. Foto de acometida “B” en la FMOcc.

Este servicio brinda energía al sector de la Facultad que comprende las siguientes edificaciones:

- ❖ Taller de mantenimiento
- ❖ Taller de prácticas Ingeniería
- ❖ Instituto de estudio de aguas
- ❖ Cafeterías de la Facultad
- ❖ Laminación perimetrales de la zona norte de la facultad

1.1.1.3 ACOMETIDA C “SERVICIO DE MEDIANA DEMANDA EN BAJA TENSION CON MEDIDOR HORARIO “



Figura 13. Foto de acometida “C” en la FMOcc.



Figura 14. Foto de transformador pedestal monofásico No. 1 de la acometida C.

Para fines de simplicidad se abreviará éste con el nombre de “Acometida C”. En este servicio el adjetivo de mediana demanda significa que la demanda de potencia de la institución contratante debe encontrarse entre 10 y 50 kW.

La acometida C posee un Nic: 5586901, un Nis: 5532458 y con un numero de medidor: 96500137.0.

Esta Acometida posee un único transformador que alimentar, este transformador es del tipo “pedestal”, la capacidad de este trafo es de 37.5 kVA, posee configuración “loop”, se encarga de suplir la demanda del edificio de deportes y en un futuro también se encargará de suplir la demanda de la cafetería.

1.2 ANALISIS DE DEMANDA

1.2.1 ANALISIS DE FACTURAS ELECTRICAS

Para el presente análisis se utilizarán 2 conjuntos de datos, el primero comprende la facturación de la acometida 3φ (A) y la acometida 1φ(B) más antigua hacia el transformador en poste de 25KVA comprendida entre los años 2009-2015; datos recopilados por González, Martínez, Martínez, Pimentel (2016) y el segundo del 2016 a Marzo de 2017 de la acometida 3φ(A) y de la 1φ(C) más reciente hacia el transformador de pedestal de 37.5KVA en la zona sur recopilados por los autores de éste trabajo.

1.2.1.1 FACTURAS PERIODO 2009-2015

Se presenta las tablas de la 3.9 a la 3.11 de González et al. (2016) donde se encuentran las máximas demandas del 2009 al 2015 de la acometida 3φ (A).

Tabla 3.9. Historial de consumo y factor de potencia del servicio 2, periodo 2009-2015. Tabla 1 de 3

Año	Mes	Demanda en kw		Consumo en kwh				Factor de potencia
		Máxima	Suministrada	Resto	Punta	Valle	Total	
2009	Enero	25	25	2,388	1,676	2,235	6,299	0.736
	Febrero	91	91	10,617	4,115	3,505	18,237	0.862
	Marzo	127	127	16,713	6,198	3,505	26,416	0.906
	Abril	142	142	18,705	7,061	4,293	30,059	0.909
	Mayo	152	152	24,526	8,585	4,394	37,505	0.926
	Junio	163	163	26,111	8,738	4,521	39,370	0.931
	Julio	152	152	24,892	5,893	5,029	35,814	0.928
	Agosto	112	112	12,446	3,200	3,505	19,151	0.875
	Septiembre	107	107	28,143	6,248	4,267	38,658	0.934
	Octubre	173	173	27,823	6,492	4,679	38,994	0.929
	Noviembre	152	152	27,523	6,751	4,719	38,993	0.947
	Diciembre	152	152	25,679	6,518	4,420	36,617	0.939
2010	Enero	91	91	4,115	2,489	3,048	9,652	0.789
	Febrero	107	107	13,970	3,302	3,404	20,676	0.889
	Marzo	147	147	24,435	6,147	4,826	35,408	0.94
	Abril	152	152	20,828	5,994	4,724	31,546	0.924
	Mayo	168	168	29,007	7,214	4,978	41,199	0.945
	Junio	168	168	29,210	7,468	5,486	42,164	0.952
	Julio	152	152	22,809	5,893	4,877	33,579	0.936
	Agosto	147	147	17,831	4,826	4,572	27,229	0.926
	Septiembre	163	163	27,635	7,112	5,283	40,030	0.951
	Octubre	157	157	25,451	6,858	5,639	37,948	0.941
	Noviembre	157	157	26,568	6,604	5,182	38,354	0.954
	Diciembre	142	142	23,724	6,045	4,775	34,544	0.949

Fuente: AES-CLESA.

Figura 15. Historial de consumo de acometida A FMOcc 2009-2011 (Gonzalez et al. 2016, tabla 3.9)

Tabla 3.10. Historial de consumo y factor de potencia del servicio 2, periodo 2009-2015. Tabla 2 de 3

Año	Mes	Demanda en kw		Consumo en kwh				Factor de potencia
		Máxima	Suministrada	Resto	Punta	Valle	Total	
2011	Enero	61	61	4,216	2,997	3,708	10,921	0.822
	Febrero	127	127	14,529	3,658	4,064	22,251	0.916
	Marzo	157	157	25,857	5,994	4,216	36,067	0.943
	Abril	173	173	30,582	7,163	4,521	42,266	0.949
	Mayo	157	157	20,269	5,182	3,810	29,261	0.928
	Junio	157	157	25,969	6,766	5,467	38,202	0
	Julio	122	122	11,582	2,489	2,184	16,255	0.897
	Agosto	137	137	16,815	3,912	3,708	24,435	0.872
	Septiembre	147	147	26,543	5,121	3,007	34,671	0.871
	Octubre	137	137	23,358	4,775	3,221	31,354	0.862
	Noviembre	127	127	21,219	4,735	3,018	28,972	0.871
	Diciembre	127	127	22,301	4,928	2,794	30,023	0.889
2012	Enero	15	15	4,470	1,981	2,337	8,788	0.733
	Febrero	102	102	12,649	2,845	2,591	18,085	0.851
	Marzo	152	152	24,028	5,588	3,251	32,867	0.888
	Abril	152	152	21,082	4,928	3,150	29,160	0.858
	Mayo	152	152	25,451	5,690	3,200	34,341	0.882
	Junio	142	142	26,924	5,334	3,454	35,712	0.881
	Julio	137	137	22,047	4,318	3,200	29,565	0.882
	Agosto	122	122	16,510	3,810	3,150	23,470	0.875
	Septiembre	142	142	24,384	5,385	3,353	33,122	0.896
	Octubre	132	132	26,213	5,639	3,302	35,154	0.903
	Noviembre	132	132	25,095	5,486	3,404	33,985	0.891
	Diciembre	137	137	23,012	4,877	3,404	31,293	0.891
2013	Enero	15	15	6,096	2,235	2,591	10,922	0.797
	Febrero	122	122	14,580	3,099	2,946	20,625	0.873
	Marzo	152	152	25,044	5,690	3,505	34,239	0.902
	Abril	152	152	21,641	5,486	3,200	30,327	0.882
	Mayo	178	178	27,127	6,553	3,353	37,033	0.894
	Junio	152	152	28,550	6,756	3,505	38,811	0.902
	Julio	163	163	24,841	5,385	3,658	33,884	0.869
	Agosto	147	147	19,558	4,521	3,556	27,635	0.796
	Septiembre	173	173	31,140	6,299	3,658	41,097	0.839
	Octubre	168	168	29,616	6,655	3,810	40,081	0.858
	Noviembre	178	178	29,667	6,452	3,556	39,675	0.843
	Diciembre	173	173	26,518	5,791	3,454	35,763	0.827

Fuente: AES-CLESA.

Figura 16. Historial de consumo de acometida A FMOcc 2011-2013 (Gonzalez et al. 2016, tabla 3.10)

Tabla 3.11. Historial de consumo y factor de potencia del servicio 2, periodo 2009-2015. Tabla 3 de 3

Año	Mes	Demanda en kw		Consumo en Kwh				Factor de potencia
		Máxima	Suministrada	Resto	Punta	Valle	Total	
2014	Enero	25	25	6,452	2,540	2,794	11,786	0.665
	Febrero	122	122	13,360	3,150	2,896	19,406	0.771
	Marzo	157	157	24,079	5,690	3,556	33,325	0.801
	Abril	173	173	31,166	7,178	3,637	41,981	0.852
	Mayo	168	168	20,853	5,522	3,475	29,850	0.799
	Junio	173	173	27,991	6,807	3,556	38,354	0.853
	Julio	147	147	25,044	6,401	3,759	35,204	0.842
	Agosto	142	142	17,780	4,420	3,658	25,858	0.809
	Septiembre	163	163	28,870	5,776	3,866	38,512	0.849
	Octubre	157	157	29,906	7,280	3,907	41,093	0.849
	Noviembre	147	147	28,346	6,147	3,708	38,201	0.861
	Diciembre	152	152	25,400	5,639	3,861	34,900	0.841
2015	Enero	15	15	5,893	2,388	2,743	11,024	0.628
	Febrero	91	91	12,243	3,200	3,150	18,593	0.744
	Marzo	168	168	23,165	5,588	3,353	32,106	0.818
	Abril	168	168	22,301	5,639	3,454	31,394	0.785
	Mayo	173	173	30,587	7,203	3,861	41,651	0.8
	Junio	173	173	31,237	6,462	3,861	41,560	0.836
	Julio	168	168	26,365	5,588	3,962	35,915	0.839
	Agosto	142	142	17,272	4,420	4,064	25,756	0.8
	Septiembre							
	Octubre							
	Noviembre							
	Diciembre							

Fuente: AES-CLESA.

Figura 17. Historial de consumo de acometida A FMOcc 2014-2015 (Gonzalez et al. 2016, tabla 3.11)

Los datos de relevancia en éstas facturas son la máxima potencia demandada en éste período y su factor de potencia correspondiente, así mismo como el factor de potencia menor registrado para tomar en cuenta la corrección de éste en el diseño. No se han mostrado las facturas de la acometida 1φ (B) de González et al. (2016) debido a que éstas sólo contienen la energía total consumida del 2009 al 2015 y ésta información no es de interés para el presente trabajo.

Máxima potencia demandada “A” (2009-2015)

En Noviembre de 2013: 178 KW, FP = 0.843

Mínimo FP “A” (2009-2015)

Enero de 2015: **FP = 0.628**

1.2.1.2 ANÁLISIS DE FACTURAS (2016-2017)

A continuación los recibos del 2016 al Marzo de 2017. En ellos se pueden encontrar la máxima demanda en KW con su respectivo FP.

Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana
Historial de Consumo, Demanda y Factor de Potencia

Nombre: .UNIVERSIDADDE EL SALVADOR
Dirección: AV MORAGA SUR FINAL SANTA ANA
Nic: 1151244 Tarifa: GD2 Tipo Garantía: SIN FIANZA
Nis: 1151244 Mult: 508 Valor Garantía: \$0.00
Medidor: 55424855 Tipo Factura: FACTURACION Fecha Garantía: 31/12/2999

Fecha Factura	Días Facturados	Demanda (kW)		Energía (kWh)			Total	Factor Potencia
		Máxima Mes	Capacidad Suministro	Resto	Punta	Valle		
09/01/2016	30	20	20	5,842	2,642	2,946	11,430	0.637
08/02/2016	30	102	102	12,395	3,150	3,200	18,745	0.746
10/03/2016	31	152	152	25,197	5,436	3,556	34,188	0.8
09/04/2016	30	168	168	24,689	5,385	3,505	33,579	0.797
10/05/2016	31	178	178	32,868	6,299	3,759	42,926	0.826
09/06/2016	30	188	188	33,172	6,502	3,912	43,586	0.846
10/07/2016	31	163	163	25,740	5,512	3,840	35,093	0.828
10/08/2016	31	147	147	19,502	4,354	3,561	27,417	0.788
10/09/2016	31	157	157	28,570	6,594	3,724	38,887	0.841
10/10/2016	30	157	157	26,518	6,096	3,505	36,119	0.827
09/11/2016	30	157	157	26,873	6,401	3,556	36,830	0.826
10/12/2016	31	137	137	24,790	6,350	3,708	34,849	0.822
10/01/2017	31	20	20	6,807	2,896	3,302	13,005	0.646
08/02/2017	29	107	107	13,665	3,404	3,200	20,269	0.755
10/03/2017	30	147	147	26,568	5,791	3,556	35,916	0.83

Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana
Historial de Consumo, Demanda y Factor de Potencia

Nombre: .UNIVERSIDADDE EL SALVADOR
Dirección: FR FELIPE DE JESUS MORAGA(C#1),62 SEC MULT DE OCC AV F.F.MORAGA SUR NO 16 SA
Nic: 5586901 Tarifa: MD Tipo Garantía: SIN FIANZA
Nis: 5532458 Mult: 1 Valor Garantía: \$0.00
Medidor: 96500137.0 Tipo Factura: FACTURACION Fecha Garantía: 31/12/2999

Fecha Factura	Días Facturados	Demanda (kW)		Energía (kWh)			Total	Factor Potencia
		Máxima Mes	Capacidad Suministro	Resto	Punta	Valle		
03/10/2016	25	3	3	46	36	4	85	0.981
03/11/2016	31	3	3	190	87	16	293	0.986
04/12/2016	31	3	3	202	65	13	280	0.986
04/01/2017	31	3	3	62	28	11	100	0.986
04/02/2017	31	3	3	113	51	14	177	0.985
07/03/2017	31	3	3	245	62	15	322	0.987

Figura 18. Digitalización del historial de consumo 2016-2017 de FMOcc en acometida "A". Fuente propia.

Los anteriores son los recibos obtenidos de AES CLESSA y Cía. S., en C. de C.V., la compañía distribuidora de la FMOcc, quienes solamente proporcionaron datos de la acometida 3φ(A) y la 1φ(C) alegando que no tenían registro de la otra acometida 1φ(B) que fue presentada en González et al. (2016).

Máxima potencia demandada “A” (2016- Mar 2017)

Junio de 2016: 188 KW, FP = 0.846

Máxima potencia demandada “C” (Oct 2016- Mar 2017)

Octubre de 2016: 3 KW, FP = 0.981

Mínimo FP “A” (2016- Mar 2017)

Enero de 2016: FP= 0.637

Mínimo FP “C” (Oct 2016- Mar 2017)

Octubre de 2016: FP = 0.981

A continuación se presenta una tabla con las máximas demandas por año en la acometida “A”:

Tabla 1

Máxima demanda por años en acometida “A”

Año	Máxima demanda (KW)	FP
2009	173	0.929
2010	168	0.945
2011	173	0.949
2012	152	0.858
2013	178	0.843
2014	173	0.852
2015	173	0.800
2016	188	0.846

Se puede observar que el mayor pico de potencia activa ha estado equilibrado alrededor de 173 KW a excepción del pico de 2016, no obstante el FP ha ido cayendo consistentemente desde un promedio de 0.95 en el período 2009-2011 a 0.85 en el periodo 2012-2016 lo que sugiere que la potencia aparente total que está siendo demandada si está creciendo a un ritmo acelerado

1.2.1.3 CONCLUSIONES

En la tabla 3.28 de la tesis de González et al. (2016) se muestran los resultados de proyecciones de potencia y consumo de energía para el año 2016 en adelante. En ellos se puede observar que la máxima demanda de potencia activa esperada para el año 2016 y 2017 en la acometida "A" es en el mes de Mayo de 2017 con 177 KW y FP = 0.801 (González,2016,p.176). La demanda de potencia activa se ha visto superada en ésta acometida ya en el mes de Junio de 2016 con 188 KW, y dada la tendencia de los meses Abril, Mayo y Junio a presentar los mayores picos de demanda de potencia activa del año se hubiera esperado un pico incluso mayor para el 2017.

La demanda de la acometida C es de solo 3 KW, y dada la ausencia de datos pero menor capacidad de la otra acometida podemos asumir conservadoramente otros 3 KW, resultando en total una demanda de potencia activa máxima de $188+3+3 = 194$ KW en un periodo de 7 años.

Las máximas demandas de potencia activa anuales se han mantenido constantes, no así la disminución del FP y por tanto el aumento de potencia aparente total demandada. De ésta manera 173 KW en 2009 eran solo 186 KVA, pero esos mismos 173 KW en 2015 son 216 KVA por lo que la exigencia a la capacidad del sistema está siendo aumentada considerablemente. Ésta tendencia a aumentar la potencia reactiva demandada en la universidad puede resultar en multas cada vez mayores por factor de potencia de las que se tiene registro en Gonzalez et al. (2016) desde el año 2011 y que continúan en el presente. Con el objeto de solucionar éste problema que genera pérdidas económicas por miles de dólares anuales a la FMOcc se incluye en los anexos de éste documento el diseño del sistema de capacitores necesario para corregir el factor de potencia del sistema de la FMOcc. También pueden existir altos componentes armónicos en la red debido a la cantidad de equipo de no lineal típico de un centro de estudios que está siendo cargado al sistema.

1.2.2 BANCO EDIFICIO DE USOS MULTIPLES FMOCC (3Φ)

1.2.2.1 INSPECCIÓN VISUAL

El edificio de usos múltiples de la FMOcc posee 3 niveles con diversas áreas utilizadas como salas de conferencias, cubículos de docentes, centros de cómputo (posee instalaciones de la Universidad en Línea), áreas administrativas, la hemeroteca y la biblioteca de la facultad.

Este edificio es alimentado en el presente de forma exclusiva con la subestación trifásica de 225KVA conexión estrella-estrella ubicada frente a él a través de una acometida subterránea secundaria hacia un cuarto de tableros principales ubicados en el primer nivel.



Figura 19. Foto de cuarto de eléctrico de banco de transformadores de Usos Múltiples, FMOcc.

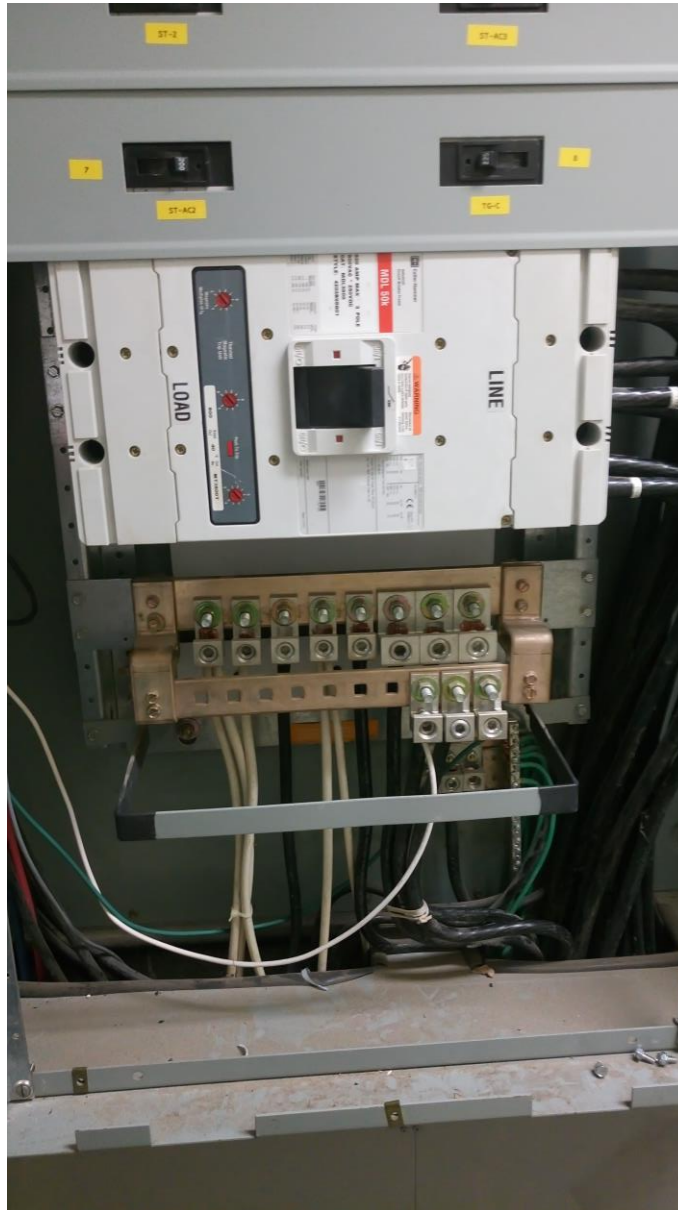


Figura 20. Foto de interruptor principal de tablero general del edificio de Usos Múltiples, FMOcc.

Podemos concluir de la inspección visual que el edificio está adecuadamente equipado para manejar 225 KVA de carga. Procedemos a realizar análisis más detallados con la ayuda de equipo especializado.

1.2.2.2 DIAGRAMAS DE INTENSIDAD

Medido desde 15/05/2017 06:40:00,0 Hasta 15/05/2017 19:10:00,0

Se procedió a realizar un análisis más detallado con ayuda del equipo Powerguide 4400 de Dranetz BMI por 2 días en horas hábiles, entendiéndose éstas horas como el intervalo que cubre el horario de oficina del personal administrativo y que es común en el mercado laboral de El Salvador, usualmente de 7-8 AM a 4-5PM.

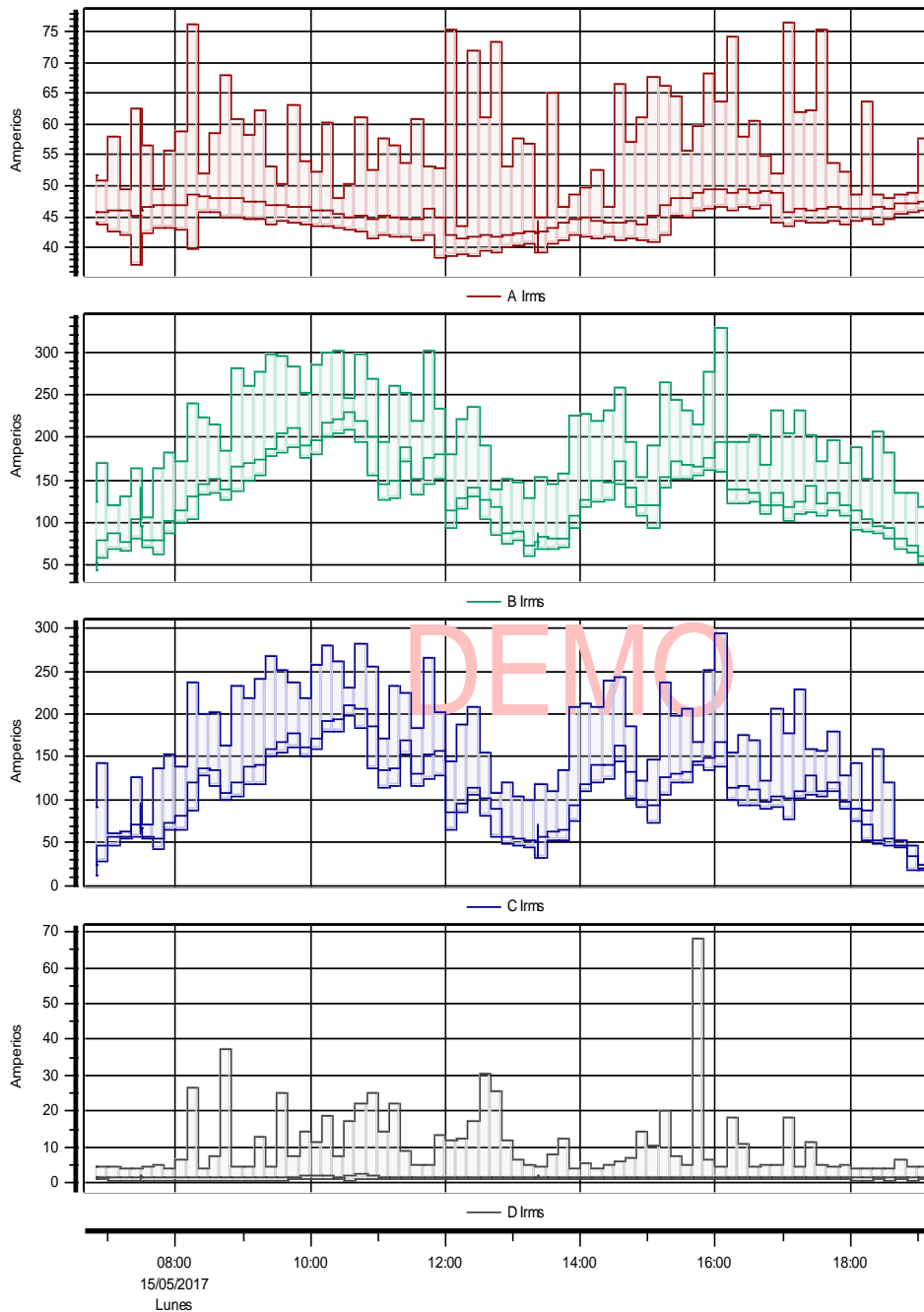


Figura 21. Perfiles de intensidad de edificio de Usos Múltiples, FMOcc. Medición día 1 (15/05/2017)

Medido desde 16/05/2017 06:10:00,0 Hasta 16/05/2017 19:30:00,0

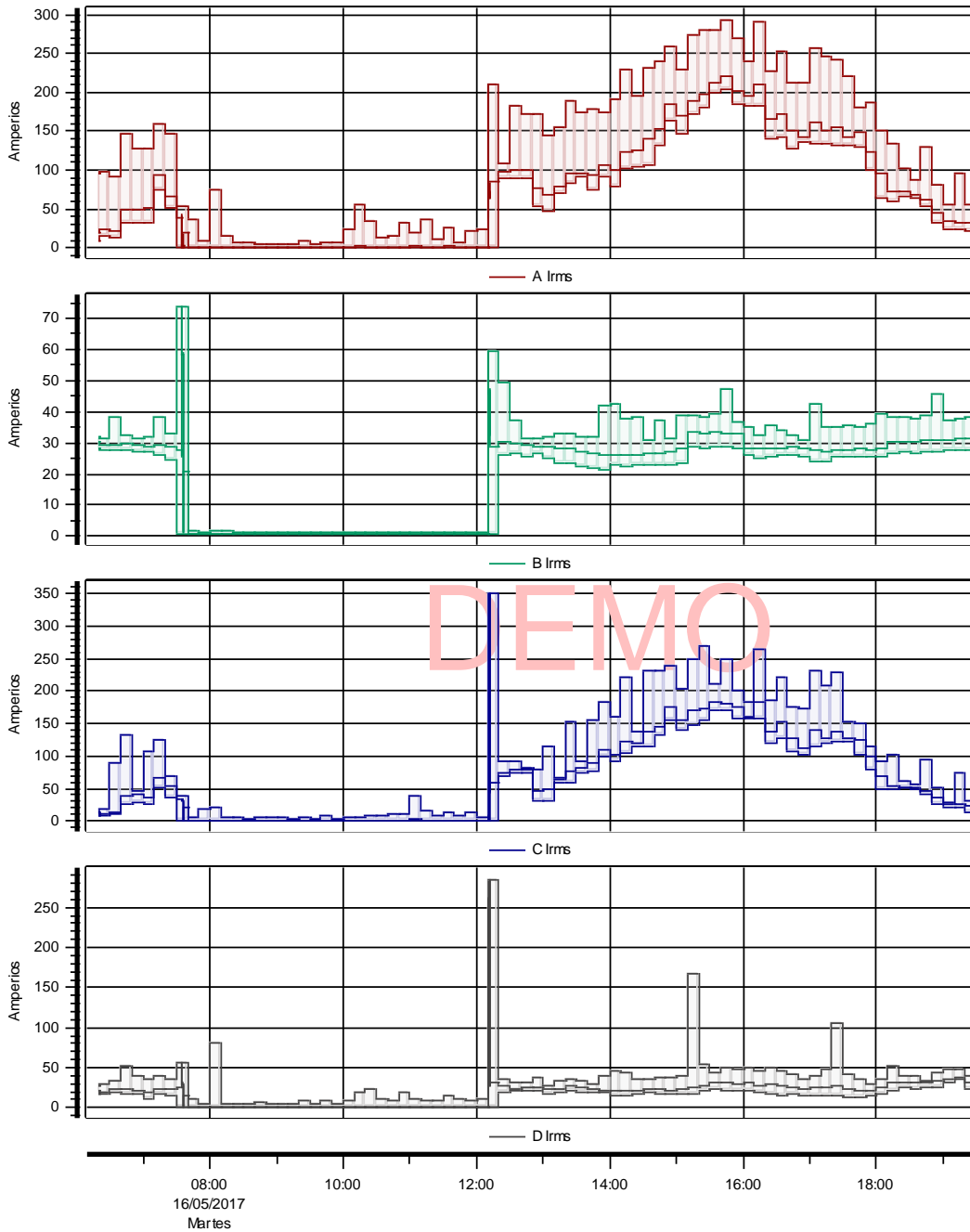


Figura 22. Perfiles de intensidad de edificio de Usos Múltiples, FMOcc. Medición día 2 (16/05/2017)

1.2.2.3 DIAGRAMAS DE POTENCIA

Medido desde 15/05/2017 06:40:00,0 Hasta 15/05/2017 19:10:00,0

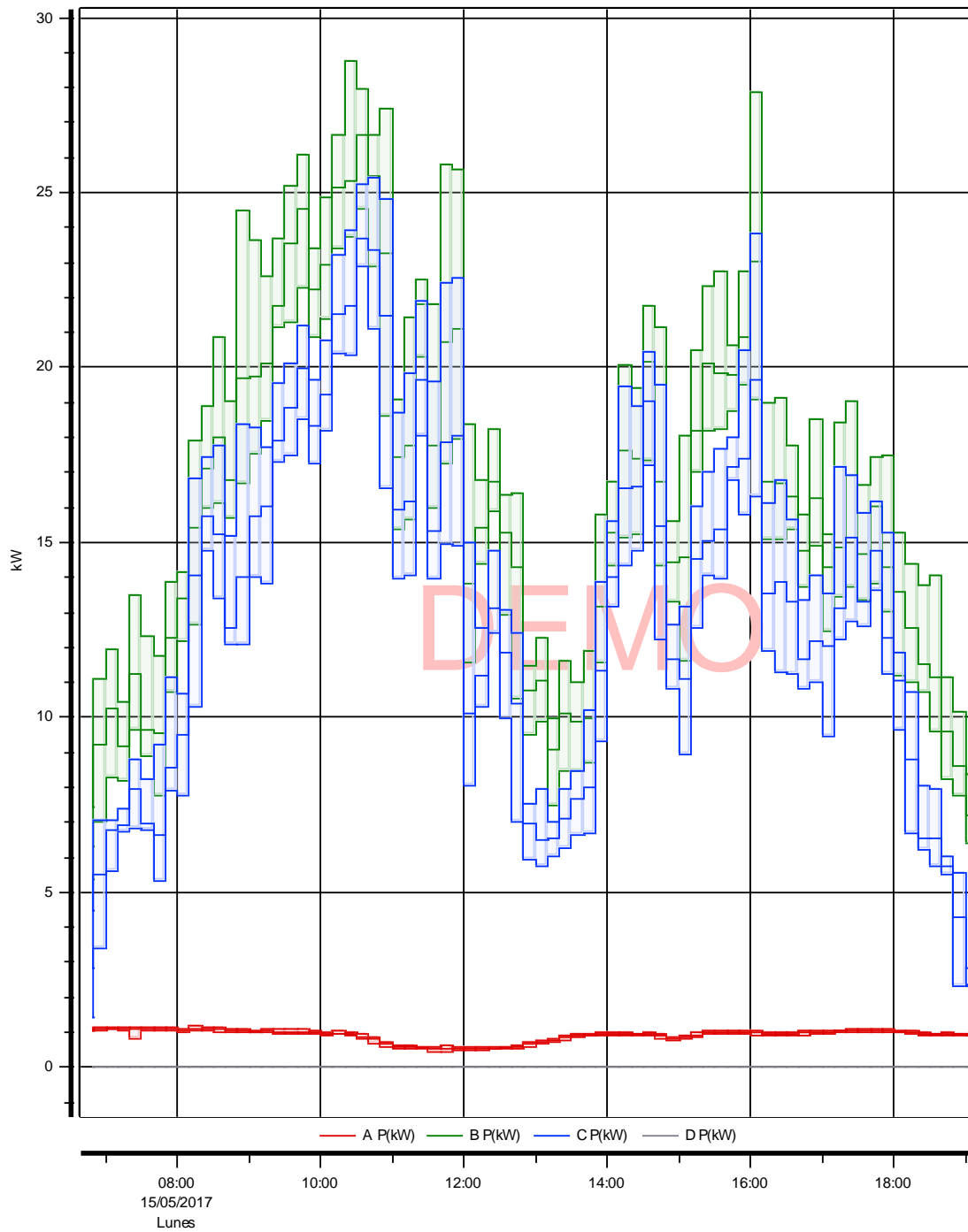


Figura 23. Perfil de potencia de edificio de Usos Múltiples, FMOcc. Medición día 1 (15/05/2017)

Medido desde 16/05/2017 06:10:00,0 Hasta 16/05/2017 19:30:00,0

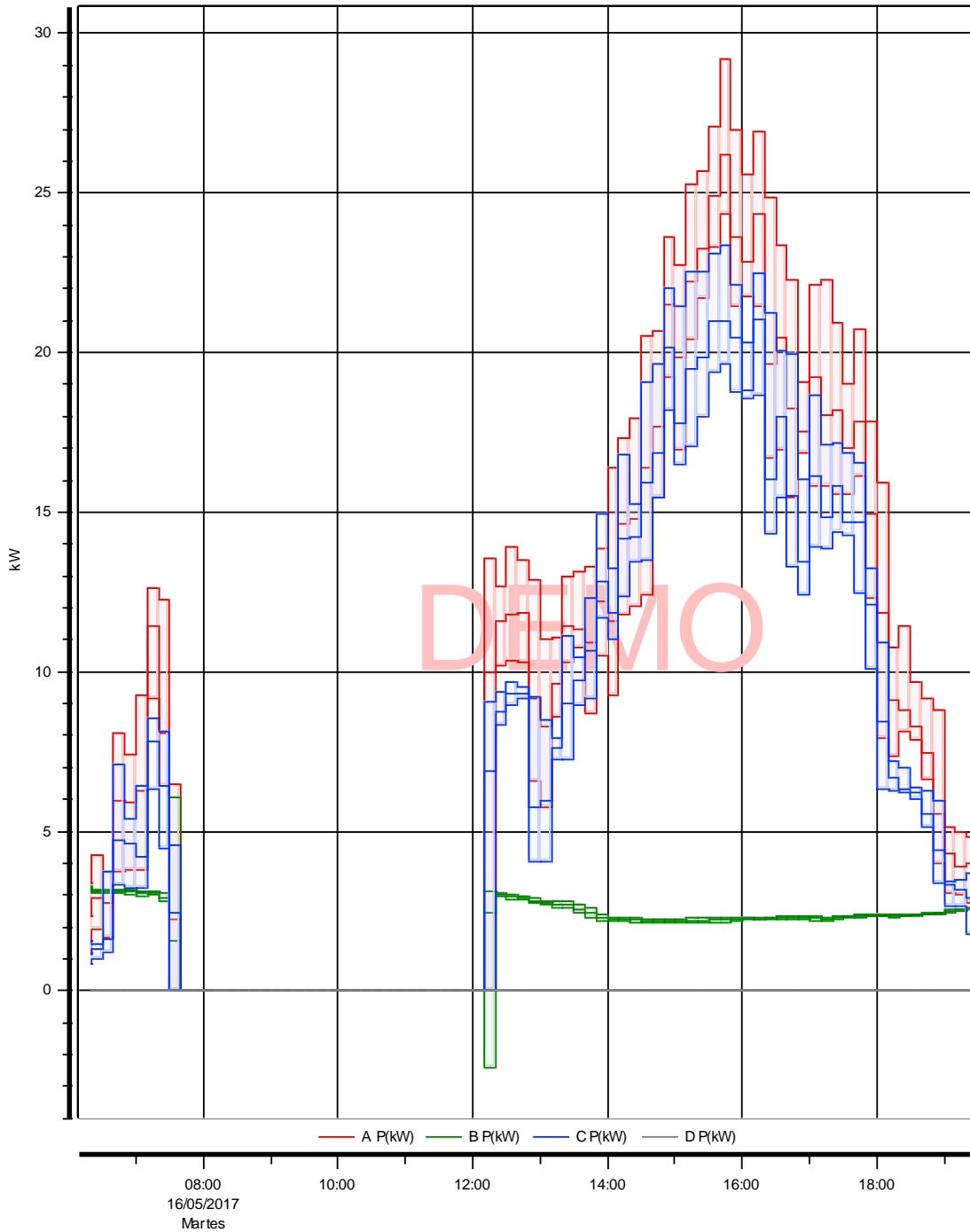


Figura 24. Perfil de potencia de edificio de Usos Múltiples, FMOcc. Medición día 2 (16/05/2017)

Como observaciones preliminares se pueden notar claramente 2 crestas en las jornadas matutinas y vespertinas de la Universidad, observandose una caída de la demanda en la

hora de almuerzo, al igual que temprano en la mañana y luego de las 6 de la tarde. Éstos perfiles de carga son típicos en las instalaciones con personal en horario administrativo en El Salvador. Además se puede notar una irregularidad en la mañana del segundo día, ésto debido a un corte de la compañía distribuidora que suministra a la universidad. Inmediatamente al regreso del suministro se observa el mayor pico de demanda de toda la medición en todas las fases. Ésto se debe a que los equipos de aire acondicionado encendieron todos simultáneamente generando corrientes de arranque típicos de motores de inducción, además de las lámparas fluorescentes con balastos inductivos que generan el mismo efecto. Este pico no es representativo de la demanda de base del edificio pero sí de la capacidad para generar altos picos de demanda de la capacidad instalada, razón por la que es importante para el dimensionamiento de equipos y suma de futuras cargas.

1.2.2.4 INFORME INTENSIDAD MIN/MAX/PRO

Medido desde 15/05/2017 06:40:00,0 Hasta 15/05/2017 19:10:00,0

INTENSIDAD

	Canal A	Canal B
Mín Amperios	37.12 en 15/05/2017 07:30:00	44.07 en 15/05/2017 06:50:00
Máx Amperios	76.58 en 15/05/2017 17:10:00	328.39 en 15/05/2017 16:10:00
Mediana Amperios	46.19	134.12
Promedio Amperios	45.88	137.05
	Canal C	Canal D
Mín Amperios	11.50 en 15/05/2017 06:50:00	0.564 en 15/05/2017 08:00:00
Máx Amperios	294.42 en 15/05/2017 16:10:00	68.128 en 15/05/2017 15:50:00
Mediana Amperios	113.15	1.671
Promedio Amperios	112.74	1.698

Medido desde 16/05/2017 06:10:00,0 Hasta 16/05/2017 19:30:00,0

INTENSIDAD

	Canal A	Canal B
Mín Amperios	0.40 en 16/05/2017 08:20:00	0.65 en 16/05/2017 11:00:00
Máx Amperios	292.79 en 16/05/2017 15:50:00	73.74 en 16/05/2017 07:40:00
Mediana Amperios	68.34	27.73
Promedio Amperios	74.00	19.25
	Canal C	Canal D
Mín Amperios	0.4 en 16/05/2017 07:50:00	0.41 en 16/05/2017 07:50:00
Máx Amperios	350.8 en 16/05/2017 12:20:00	284.69 en 16/05/2017 12:20:00
Mediana Amperios	48.9	22.23
Promedio Amperios	62.7	17.23

Figura 25. Resumen de máximos, mínimos y promedios de corriente de edificio de Usos Múltiples, FMOcc. Medición días 1 (15/05/2017) y 2 (16/05/2017)

En éste informe del Powerguide 4400 podemos encontrar los picos de corriente por fase. Se observa que los picos de corriente se encuentran mayormente en horas del mediodía y entre 3 y 4 de la tarde.

El mayor pico de corriente se registró en la fase C el segundo día con un valor de 350.8 A a las 12:20 del mediodía, momento en el que el suministro fue restaurado. El segundo pico más alto lo encontramos en la fase B el primer día a las 16:10 con un valor de 328 A. Estos picos son recurrentes y no aislados, aunque con valores ligeramente menores razón por la que puede concluirse que el transformador demanda constantemente picos de 350 A aproximadamente, es decir que se demandan **126 KVA** aunque desbalanceados.

1.2.2.5 INFORME DE POTENCIA MIN/MAX/PRO

Medido desde 15/05/2017 06:40:00,0 Hasta 15/05/2017 19:10:00,0

POTENCIA

POTENCIA ACTIVA P(W)

	A	B	C	D	TOTAL
Mín kW	0.437	5.388	1.408	-0.000	7.90 en 15/05/2017 06:50:00
Máx kW	1.176	28.775	25.416	0.000	53.03 en 15/05/2017 10:40:00
Mediana kW	0.967	16.245	13.330	-0.000	30.42
Promedio kW	0.912	16.242	13.196	-0.000	30.35

POTENCIA APARENTE, S(VA)

	A	B	C	D	TOTAL
Mín kVA	5.057	5.560	1.486	0.000	12.83 en 15/05/2017 06:50:00
Máx kVA	6.399	30.381	27.671	0.002	61.40 en 15/05/2017 11:00:00
Mediana kVA	5.731	16.769	14.267	0.000	36.92
Promedio kVA	5.701	16.902	14.113	0.000	36.72

POTENCIA REACTIVA Q, A LA FREQ. FUND.

	A	B	C	D	TOTAL
Mín kVAR	-5.344	0.029	-0.348	-0.000	-5.026 en 15/05/2017 13:20:00
Máx kVAR	-3.643	10.374	10.818	0.000	16.581 en 15/05/2017 11:00:00
Mediana kVAR	-4.882	4.282	4.531	-0.000	3.733
Promedio kVAR	-4.852	4.519	4.596	-0.000	4.263

FACTOR DE POTENCIA

	A	B	C	D	TOTAL
Promedio	-0.159	0.964	0.943	0.172	-0.751

Figura 26. Resumen de máximos, mínimos y promedios de potencia de edificio de Usos Múltiples, FMOcc. Medición día 1 (15/05/2017).

Medido desde 16/05/2017 06:10:00,0 Hasta 16/05/2017 19:30:00,0

POTENCIA

POTENCIA ACTIVA P(W)

	A	B	C	D	TOTAL
Mín kW	0.000	-2.428	0.000	-0.002	0.00 en 16/05/2017 07:40:00
Máx kW	29.216	6.035	23.385	0.001	54.18 en 16/05/2017 15:50:00
Mediana kW	8.303	2.249	5.975	0.000	17.03
Promedio kW	8.737	1.635	7.317	0.000	17.69

POTENCIA APARENTE, S(VA)

	A	B	C	D	TOTAL
Mín kVA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00 en 16/05/2017 07:40:00
Máx kVA	30.431	6.472	25.283	0.005	59.16 en 16/05/2017 15:50:00
Mediana kVA	8.471	3.438	6.124	0.001	18.42
Promedio kVA	9.127	2.333	7.825	0.001	19.28

POTENCIA REACTIVA Q, A LA FREC. FUND.

	A	B	C	D	TOTAL
Mín kVAR	-0.476	-4.864	-0.132	-0.000	-4.871 en 16/05/2017 12:20:00
Máx kVAR	9.624	0.716	10.156	0.000	17.968 en 16/05/2017 16:20:00
Mediana kVAR	1.584	-0.292	1.342	0.000	2.603
Promedio kVAR	2.459	-0.420	2.571	0.000	4.610

FACTOR DE POTENCIA

	A	B	C	D	TOTAL
Promedio	0.621	-0.563	0.704	0.103	-0.674

Figura 27. Resumen de máximos, mínimos y promedios de potencia de edificio de Usos Múltiples, FMOcc. Medición día 2 (16/05/2017)

Del análisis de potencia se puede observar claramente que aunque existan picos de 350 A y demandas momentáneas de 125 KVA si se extrapolan éstos picos a las demás fases, la demanda momentanea real de potencia aparente y real es solamente de 61.40 KVA y 54.18 KW en ambos días de medición respectivamente. Esto refleja un grave desbalance en la distribución interna del edificio administrativo de la facultad, generando la necesidad de transformadores innecesariamente grandes (125 KVA).

1.2.2.6 CONCLUSIÓN ANÁLISIS DE DEMANDA EDIFICIO ADMINISTRATIVO

El presente edificio posee graves desbalances de demanda hacia las fases del transformador generando picos de hasta 350 A en algunas fases, ocupando de ésta manera la mitad de la capacidad de la fase mientras que otras se mantienen a demandas inferiores al 10%. Además se observan factores de potencia muy bajos, fácilmente explicable por la gran carga no lineal e inductiva característico de edificios administrativos modernos.

Para efectos de éste trabajo se concluye que la capacidad de demanda actual del edificio es de **125.9 KVA**, calculo obtenido del pico de demanda máximo de 350 A en una de las fases. Al incluir el margen de 25% se convierte en **157.37 KVA**.

Ya que posee una subestación trifásica de 225 KVA la utilización de ésta es de $(125.9 \times 1.25) / 225 = 69.9\%$.

1.2.3 EDIFICIO DE MEDICINA (3Φ)

1.2.3.1 INSPECCIÓN VISUAL

El edificio de medicina es el segundo edificio más grande de la facultad, después del edificio administrativo. Sus áreas son en su mayoría ocupadas como aulas, laboratorios para estudiantes de medicina, en menor medida para cubículos docentes y un mínimo de espacio para labores administrativas.

Este edificio posee una subestación exclusiva para alimentarlo de tipo banco trifásico en conexión estrella-estrella con capacidad de 225 KVA.



Figura 28. Foto de tablero general de medicina con su protección principal de 600 A.

1.2.3.2 DIAGRAMAS DE INTENSIDAD

Medido desde 19/05/2017 06:40:00,0 Hasta 22/05/2017 19:30:00,0

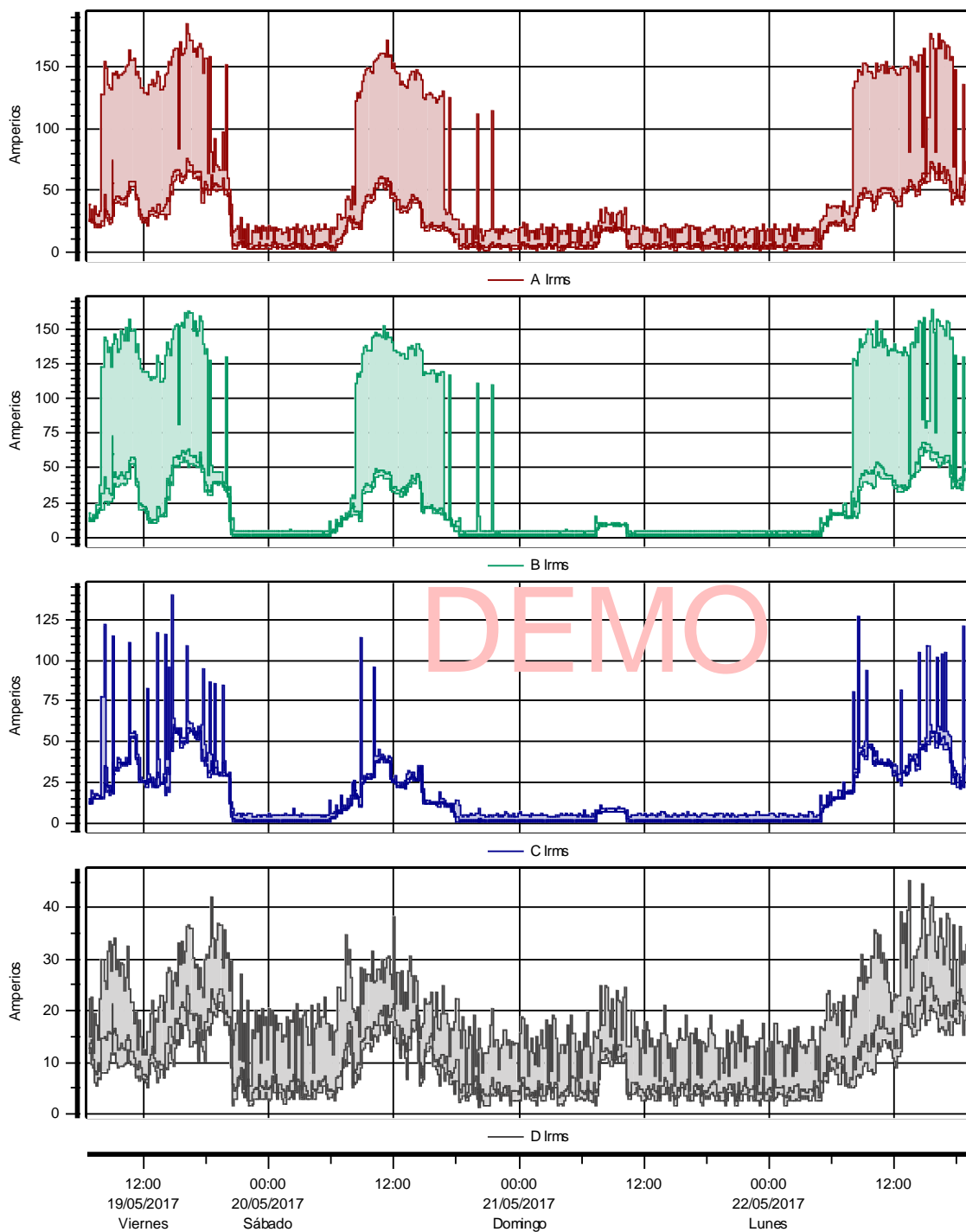


Figura 29. Perfiles de intensidad de edificio de Medicina, FMOcc. Medición desde 19/05/2017 hasta 22/05/2017

1.2.3.3 DIAGRAMAS DE POTENCIA

Medido desde 19/05/2017 06:40:00,0 Hasta 22/05/2017 19:30:00,0

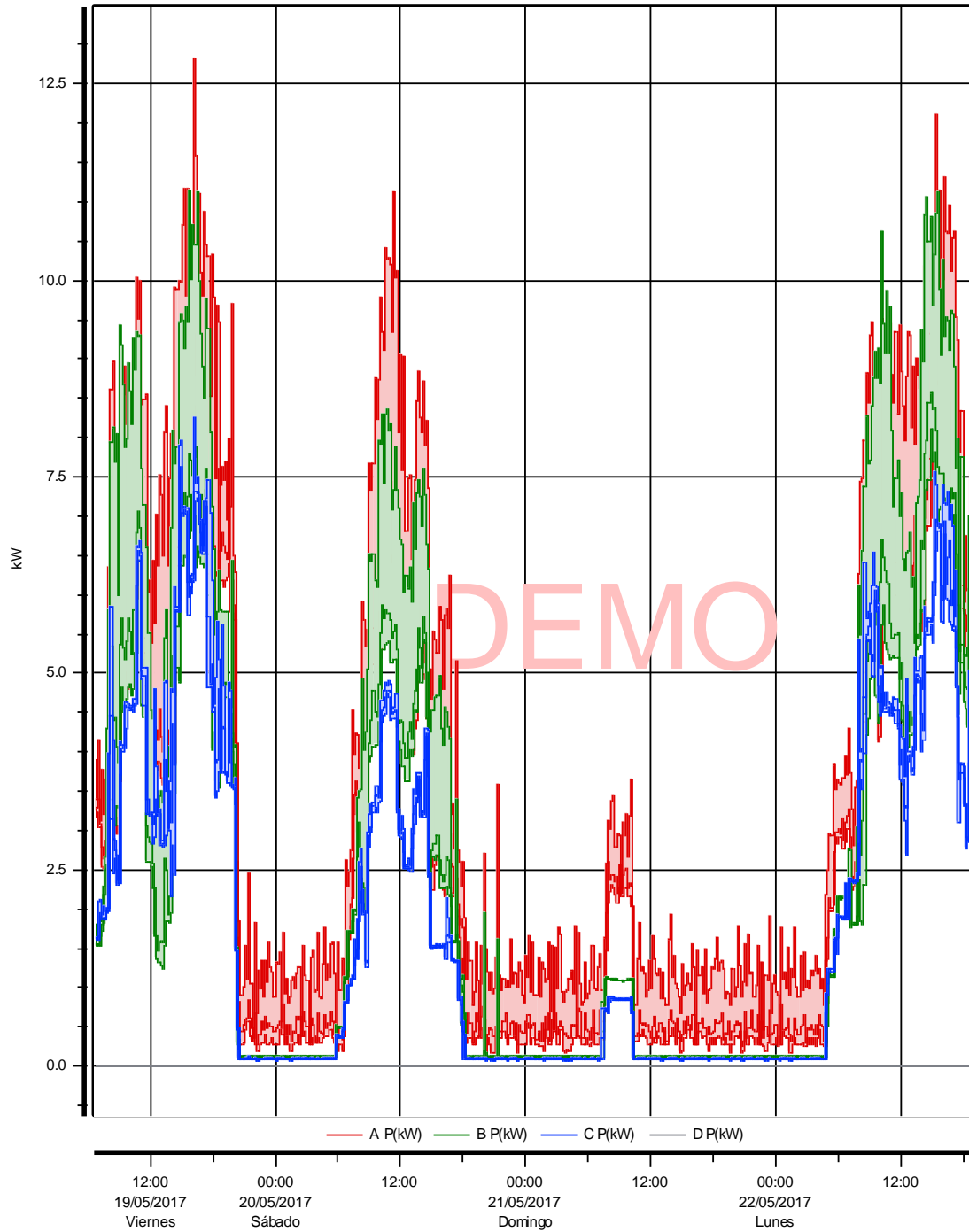


Figura 30. Perfil de potencia de edificio de Medicina, FMOcc. Medición desde 19/05/2017 hasta 22/05/2017

De las mediciones de intensidad en el edificio de medicina realizadas desde el día viernes 19 de Mayo hasta Lunes 22 de mayo podemos observar las 3 crestas en los horarios matutinos y vespertinos del respectivo edificio. Las crestas son muy regulares los 3 días abarcados y muy constantes.

1.2.3.4 INFORME DE INTENSIDAD MIN/MAX/PRO

Medido desde 19/05/2017 06:40:00,0 Hasta 22/05/2017 19:30:00,0

INTENSIDAD

	Canal A	Canal B
Mín Amperios	0.95 en 20/05/2017 20:20:00	0.73 en 20/05/2017 20:20:00
Máx Amperios	184.90 en 19/05/2017 16:20:00	164.41 en 22/05/2017 15:40:00
Mediana Amperios	9.93	6.50
Promedio Amperios	23.12	18.19
	Canal C	Canal D
Mín Amperios	0.56 en 20/05/2017 20:20:00	1.201 en 20/05/2017 20:20:00
Máx Amperios	140.32 en 19/05/2017 14:50:00	45.274 en 22/05/2017 13:30:00
Mediana Amperios	5.82	7.147
Promedio Amperios	15.15	10.020

Figura 31. Resumen de máximos, mínimos y promedios de intensidad de edificio de Medicina, FMOcc. Medición desde 19/05/2017 hasta 22/05/2017

De las mediciones de picos de corriente se puede observar que el mayor pico se obtuvo en la fase A el día viernes a las 4:20 de la tarde con un valor de 184.90 A. Los picos en el resto de fases son de similar capacidad, y no son picos aislados razón por la que se considera que la línea de base de demanda es muy afectada por éstos picos.

1.2.3.5 INFORME DE POTENCIA MIN/MAX/PRO

Medido desde 19/05/2017 06:40:00,0 Hasta 22/05/2017 19:30:00,0

POTENCIA

POTENCIA ACTIVA P(W)

	A	B	C	D	TOTAL
Mín kW	0.179	0.089	0.063	-0.003	0.376 en 20/05/2017 20:50:00
Máx kW	12.827	11.145	8.259	0.001	30.303 en 19/05/2017 16:20:00
Mediana kW	1.210	0.806	0.703	-0.000	2.810
Promedio kW	2.772	2.206	1.845	-0.000	6.823

POTENCIA APARENTE, S(VA)

	A	B	C	D	TOTAL
Mín kVA	0.244	0.147	0.124	0.000	0.539 en 20/05/2017 23:20:00
Máx kVA	13.768	12.214	8.815	0.008	33.084 en 19/05/2017 16:20:00
Mediana kVA	1.271	0.828	0.749	0.001	2.984
Promedio kVA	2.959	2.321	1.959	0.001	7.239

POTENCIA REACTIVA Q, A LA FREC. FUND.

	A	B	C	D	TOTAL
Mín kVAR	-0.974	-0.204	-0.799	-0.002	-0.750 en 22/05/2017 17:50:00
Máx kVAR	4.031	4.655	2.554	0.001	9.224 en 19/05/2017 16:30:00
Mediana kVAR	0.476	0.023	-0.054	-0.000	0.434
Promedio kVAR	0.772	0.442	0.294	-0.000	1.509

FACTOR DE POTENCIA

	A	B	C	D	TOTAL
Promedio	0.820	0.443	-0.201	0.207	0.617

Figura 32. Resumen de máximos, mínimos y promedios de potencia de edificio de Medicina, FMOcc. Medición desde 19/05/2017 hasta 22/05/2017

El mayor pico de demanda se encuentra el día viernes a las 4:20 con un valor de 33.08 KVA, coincidente con el mayor pico de corriente con un valor de 184.90 A.

No obstante de la fase C tiene muy poca demanda; 184.9 A como corriente de línea en un transformador trifásico demanda 66.5 KVA como mínimo, razón por la que aunque el pico de corriente es alto es de casi el doble de potencia demanda si el banco estuviera balanceado.

1.2.3.6 CONCLUSIÓN

Para efectos prácticos de éste trabajo se establecerá la demanda de éste edificio a **66.5 KVA** a pesar de los desbalances detectados. Este valor no incluye el margen de 25%.

Ya que posee una subestación de 225 KVA su factor de utilización es de $(66.5 \cdot 1.25) / 225 = 36.9\%$. Esta subestación está muy sub utilizada.

1.2.4 BANCO DE TRANSFORMADORES DEL AUDITORIUM (3Φ)

1.2.4.1 INSPECCIONES VISUALES

El banco de transformadores trifásico de 300 KVA ubicado frente al auditorium es en el presente el encargado de distribuir energía a una amplia área de la zona sur de la universidad que es a la vez la más antigua. Sus cargas son muy variadas entre edificios administrativos y de aulas, laboratorios, iluminación exterior y bombas.



Figura 33. Banco de transformadores trifásico del auditorium.

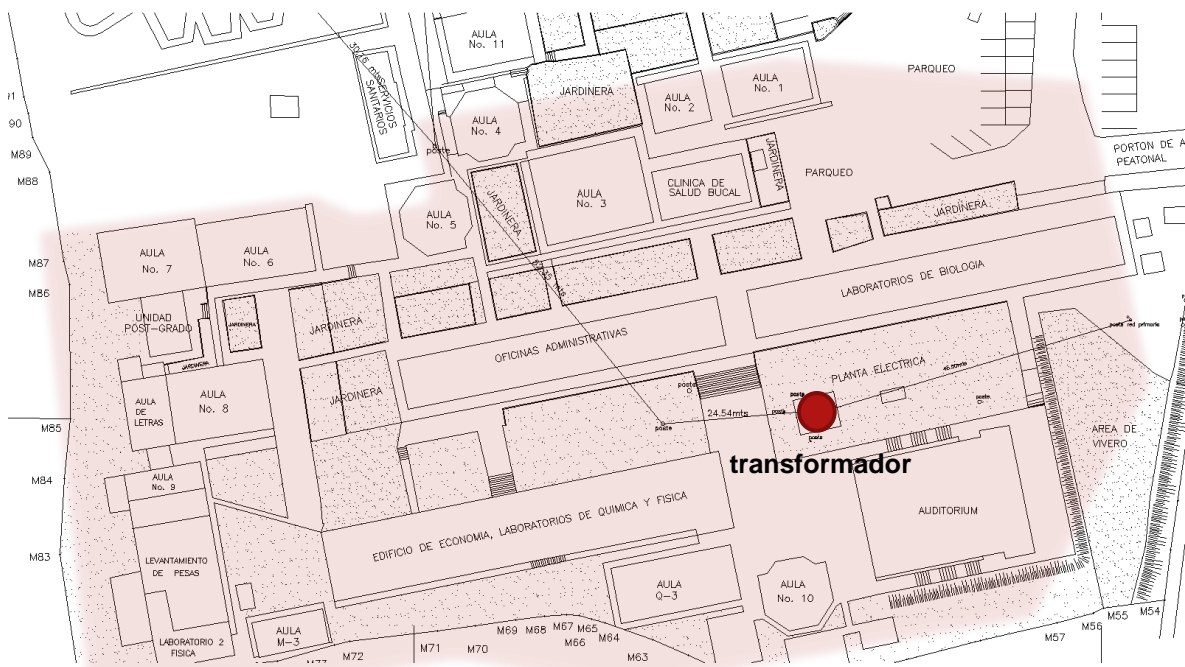


Figura 34. Área de suministro de banco trifásico de auditorium.

1.2.4.2 DIAGRAMAS DE INTENSIDAD

Medido desde 17/05/2017 13:10:00,0 Hasta 18/05/2017 13:02:14,0

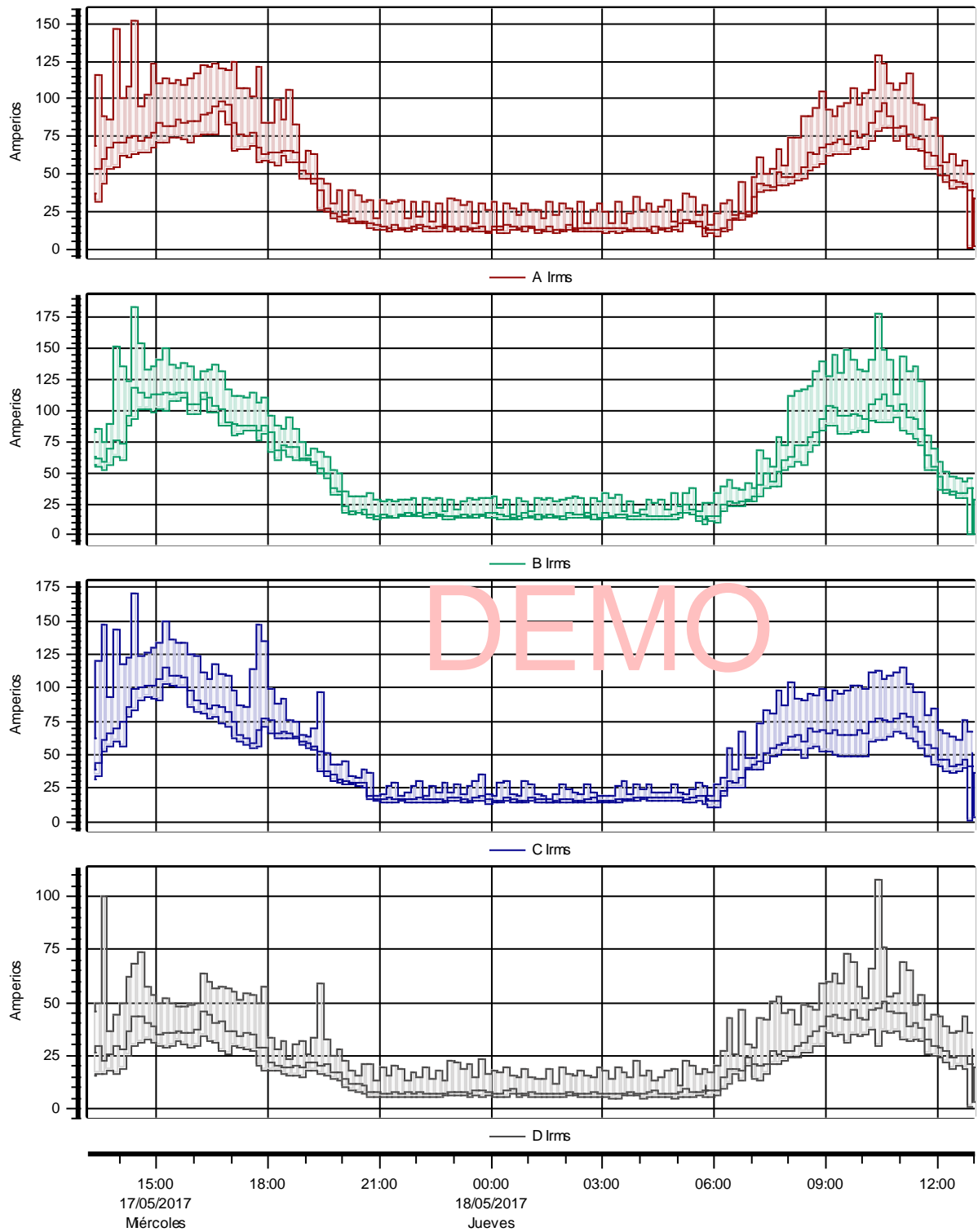


Figura 35. Perfiles de intensidad de banco del Auditorium, FMOcc. Medición desde 17/05/2017 hasta 18/05/2017.

1.2.4.3 DIAGRAMAS DE POTENCIA

Medido desde 17/05/2017 13:10:00,0 Hasta 18/05/2017 13:02:14,0

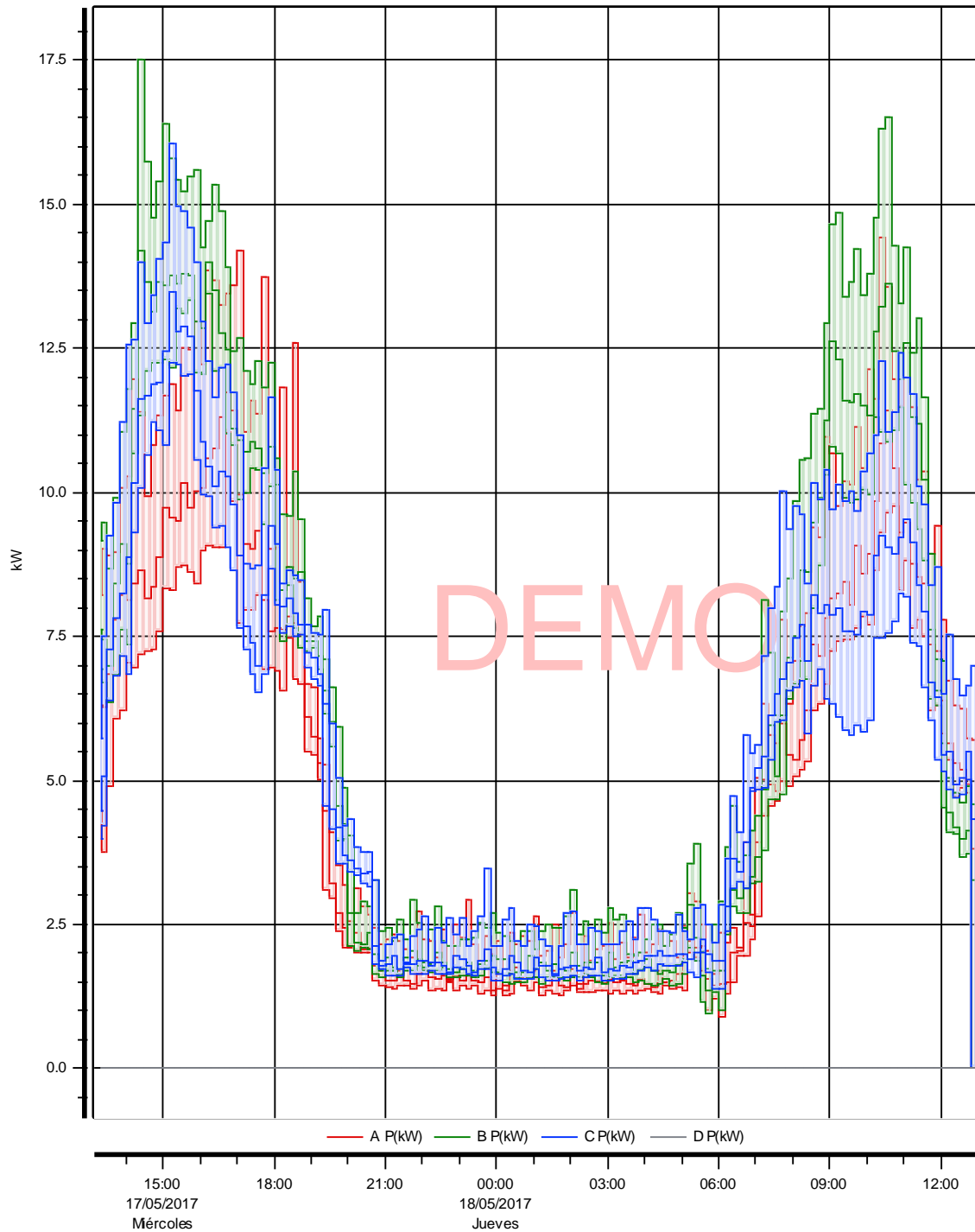


Figura 36. Perfil de potencia de banco del Auditorium, FMOcc. Medición desde 17/05/2017 hasta 18/05/2017

Las mediciones realizadas en el auditorium estuvieron limitadas por factores meteorológicos y de seguridad. El gabinete de alimentación secundaria donde se encuentran los alimentadores secundarios del banco se encuentra en exteriores y en mal estado, además se encuentra muy cerca de los bushings primarios del banco por lo cual fué necesario realizar desconexión de los cortacircuitos primarios para la instalación del equipo.

Por las razones anteriores el equipo sólo pudo instalarse 1 día en ésa locación. No obstante las actividades académicas y administrativas ése día fueron normales lo cual dá validez a la muestra obtenida.

La medición inicio el mediodía del miércoles y finalizo al mediodía del jueves.

A pesar de la gran variedad de cargas, y de la distribución en un área tan amplia las fases del banco de transformadores se encuentra muy bien balanceada, y las crestas en la mañana como en la tarde de los dos diferentes días son muy uniformes y rondan los 125-175A en ambas.

1.2.4.4 INFORME RESUMEN MIN/MAX/PRO

Medido desde 17/05/2017 13:10:00,0 Hasta 18/05/2017 13:02:14,0

INTENSIDAD

	Canal A	Canal B
Mín Amperios	0.47 en 18/05/2017 13:00:00	0.43 en 18/05/2017 13:00:00
Máx Amperios	152.08 en 17/05/2017 14:30:00	183.74 en 17/05/2017 14:30:00
Mediana Amperios	39.44	35.55
Promedio Amperios	42.64	51.20
	Canal C	Canal D
Mín Amperios	0.72 en 18/05/2017 13:00:00	0.664 en 18/05/2017 13:00:00
Máx Amperios	170.65 en 17/05/2017 14:30:00	107.973 en 18/05/2017 10:30:00
Mediana Amperios	41.64	19.767
Promedio Amperios	45.79	21.537

Figura 37. Resumen de máximos, mínimos y promedios de intensidad de banco del Auditorium, FMOcc. Medición desde 17/05/2017 hasta 18/05/2017.

El mayor pico de corriente ocurrió en la fase B a las 2:30 PM con un valor de 184.74 A. En la fase C ocurre un pico de corriente a ésta misma hora. Los picos de corriente son muy uniformes en las cuatro fases y los promedios de corriente también lo son, razón por la que éste banco de transformadores se encuentra muy balanceado.

1.2.4.5 INFORME DE POTENCIA MIN/MAX/PRO

Medido desde 17/05/2017 13:10:00,0 Hasta 18/05/2017 13:02:14,0

POTENCIA

POTENCIA ACTIVA P(W)

	A	B	C	D	TOTAL
Mín kW	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.00 en 18/05/2017 13:00:00
Máx kW	14.425	17.524	16.049	0.000	41.84 en 17/05/2017 14:30:00
Mediana kW	4.467	4.254	4.943	-0.000	14.20
Promedio kW	4.930	6.123	5.363	0.000	16.42

POTENCIA APARENTE, S(VA)

	A	B	C	D	TOTAL
Mín kVA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.00 en 18/05/2017 13:00:00
Máx kVA	14.699	18.460	16.353	0.003	47.24 en 17/05/2017 14:30:00
Mediana kVA	4.801	4.369	5.073	0.001	14.69
Promedio kVA	5.184	6.252	5.566	0.001	17.00

POTENCIA REACTIVA Q, A LA FREQ. FUND.

	A	B	C	D	TOTAL
Mín kVAR	-0.500	-1.428	-0.434	-0.000	-0.245 en 18/05/2017 08:30:00
Máx kVAR	5.621	5.172	5.947	0.000	14.418 en 17/05/2017 14:30:00
Mediana kVAR	0.614	0.410	0.796	0.000	1.926
Promedio kVAR	0.764	0.265	0.828	0.000	1.857

FACTOR DE POTENCIA

	A	B	C	D	TOTAL
Promedio	0.799	0.522	0.912	0.119	0.819

Figura 38. Resumen de máximos, mínimos y promedios de potencia del banco del Auditorium, FMOcc. Medición desde 17/05/2017 hasta 18/05/2017.

La potencia aparente máxima demandada es de 47.24 KVA y la activa máxima de 41.84 KW. El pico de potencia coincide con el pico de corriente a las 14:30 del primer día. Además se puede observar que la potencia demandada por cada fase es similar en el momento que ocurre el pico, lo que refuerza la conclusión que las fases están bien balanceadas.

1.2.4.6 CONCLUSIÓN

El banco de transformadores del auditorium suministra un área muy amplia de la universidad, no obstante presenta un pico máximo de 184.74 A en ambas jornadas de medición, equivalente a un pico de potencia de **66.46 KVA**.

Si tomamos en cuenta un margen de 25% el factor de utilización de éste transformador es sólo del 27%.

Esto es entendible debido a que la mayor parte del área son aulas muy bien iluminadas naturalmente y dichos tomas no se usan más que para un eventual equipo de proyector con computadora de parte de los docentes.

1.2.5 TRANSFORMADOR PADMOUNTED MAESTRIA Y JOVENES TALENTO (3Φ)

1.2.5.1 INSPECCIONES VISUALES

Este transformador alimenta exclusivamente los edificios de maestría y jóvenes talento recién construidos en la facultad. En estos edificios se encuentran unas pocas áreas administrativas y muchas aulas.

Cabe destacar que aún no se ha instalado aire acondicionado en ningún área a pesar de estar planificado, y tampoco se ha completado la construcción del segundo nivel de uno de éstos edificios. Por estos motivos la medición con el Powerguide 4400 hubiera arrojado datos inservibles para el dimensionamiento del futuro sistema eléctrico. Por tal motivo se han utilizado los cuadros de carga de los diseños eléctricos de éstos edificios, los cuales sí contemplan las cargas presentes y futuras planificadas.



Figura 39. Foto de tableros generales del Edificio de Maestrías.



Figura 40. Foto de tableros generales del edificio de Jóvenes Talentos.

1.2.5.2 ANÁLISIS DE CUADROS DE CARGA EDIFICIO DE MAESTRÍA.

A continuación se presenta el valor de demanda obtenido del cuadro de carga del tablero general del edificio de maestría.

TABLERO GENERAL (TG)											
CIRCUITO	ESPACIOS	FASES	HILOS	VOLTAJE	watts	corriente (A)			Protección		Descripción
						fase A	fase B	fase C	amperios	polos	
1	1-3-5	3	5	208	9339	17.66	14.65	14.09	60	3	STLT-1N
2	7-9-11	3	5	208	5944	8.85271	11.1044	8.64101	60	3	STLT-2N
4	19-21-23	3	5	208	12400	22.1318	21.6506	15.8771	80	3	ST-COMP1N
5	25-27-29	3	5	208	13300	25.9808	19.245	18.7639	80	3	ST-COMP2N
7	38-40-42	3	5	208	51464	141.695	140.54	141.695	225	3	ST-AC1N
8	14-16-18	3	5	208	1664	3.4641	2.3094	3.4641	40	3	ST-AC2N
	37-39-41	3	5	208					30	3	SUPRESOR DE VOLTAJE 200KA
carga					94111	219.79	209.50	202.53	Tablero General TG, Panelboard, Trifásico, Tipo P1, 42 espacios, 120/208v, Barras 400A, Interruptor principal 450A/3P.		
carga futura 25%					117638.75	274.73	261.87	253.16			
total					211749.75	494.52	471.37	455.68			
FD: 0.85					179987.29	420.34	400.66	387.33	Alimentador: (3 THHN #2/0 + 1 THHN #1/0 + 1 THHN #2 #3")x 2 CIRCUITOS		
Imax.						420.34					

Figura 41. Foto cuadros de carga de edificio de Maestrías.

Según el cuadro de carga la corriente máxima ocurre en la fase A con 219.79A, y la potencia activa máxima demandada es **de 94,111 W**. Aplicando FP de 0.80 se convierte en **117.63 KVA** y con margen de 25% se obtiene **147 KVA**, y corriente por 408 A.

1.2.5.3 ANÁLISIS DE CUADRO DE CARGA EDIFICIO DE JÓVENES TALENTO

Del plano eléctrico realizado por la Unidad de Desarrollo Físico de la UES se realiza el análisis de demanda del edificio.

TABLERO GENERAL										NUM DE FASES 3	NUMERO DE HILOS 5	MAIN 150 A/3P
CIRCUITO	BARRAS 200 AMP	N. ESPACIO	NUMERO FASES	NUMERO HILOS	VOLTAJE VOLTIOS	POTENCIA W	CORRIENTE (AMPERIOS)			PROTECCION MT	DESCRIPCION DE LA CARGA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA 22,000 AIC
							FASE A	FASE B	FASE C			
1	7, 9, 11		3	5	208	12484	35.47	32.30	36.27	60A/3P	ST-LT1N	
2	13, 15, 17		3	5	208	10964	31.67	30.30	29.40	60A/3P	ST-LT2N	
3	14, 16		2	4	208	2500	10.42	10.42	0.00	40A/2P	ST-COMP1N	
4	18, 20		2	4	208	1250	0.00	0.00	10.42	40A/1P	ST-COMP2N	
5	19,21,23		2	4	208	6700	22.60	22.60	19.23	60A/3P	ST-AC1N	
6	8, 10, 12		3	5	208					30A/3P	SUPRESOR PICOS DE VOLTAJE 200 KA 3P	
CARGA TOTAL						33898	100.15	95.61	95.31			
Imax							100.15					
											Alimentador 3 THHN#1/0+ 1 THHN#1/0+ 1 THHN#6 ø conduit 1 1/2'	

Figura 42. Cuadros de carga de edificio de Jóvenes Talentos..

Según el cuadro de carga la demanda máxima de corriente es 100.15 A y la potencia demandada de 33.898 KW, asumiendo un FP de 0.8 es **42.37 KVA** y agregando un 25% de margen la demanda del edificio se convierte en **52.96 KVA**, y la corriente en 147.17 A.

1.2.6 TRANSFORMADOR BUNKER (1Φ)

1.2.6.1 INSPECCIÓN VISUAL



Figura 43. Foto de tablero general del Bunker.

El bunker es un edificio utilizado exclusivamente para aulas e impartición de clases. Sus instalaciones son antiguas, posee algunos tomacorrientes en cada nivel con factores de utilización muy bajos y muchas de sus luminarias funcionando con capacidad limitada.

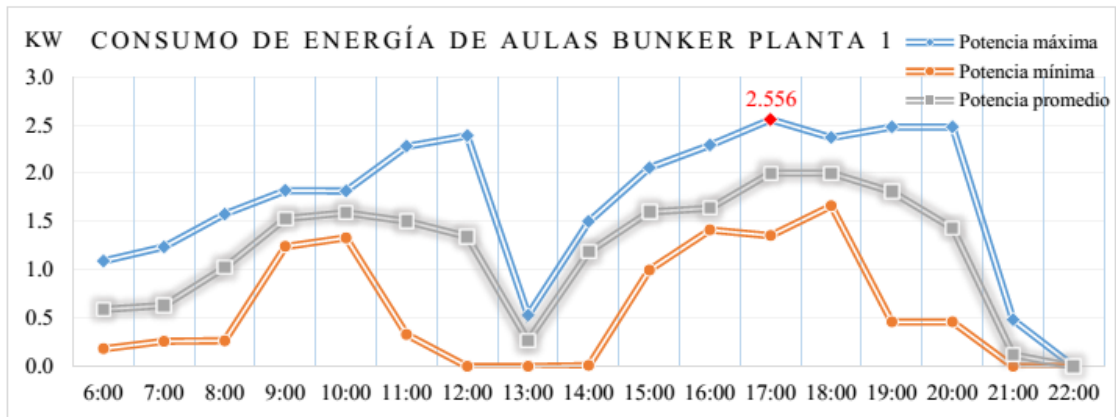
Posee un tablero principal muy subutilizado con acometida subterránea desde la subestación exclusiva para el edificio desde el cual se distribuye a los diferentes niveles.

Cabe destacar que posee mucha luz natural durante el día razón por la que las luminarias no se utilizan de forma constante.

Éste edificio es utilizado exclusivamente para aulas razón por la que no posee carga de ofimática, a excepción de computadores portátiles, cargadores de celulares o proyectores por lo que en el trabajo de graduación de Agosto de 2016 se consideró despreciable, y para efectos prácticos del presente también se hará así.

1.2.6.2 ANÁLISIS DE MEDICIONES

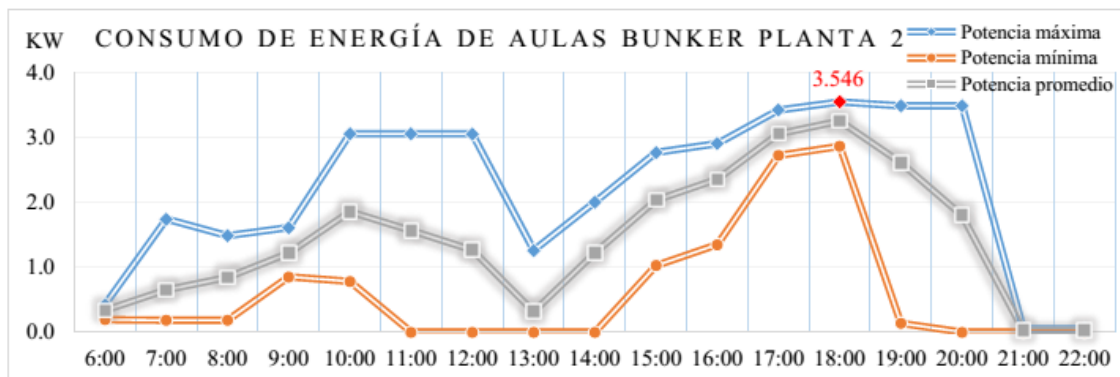
Se han extraído las siguientes mediciones del trabajo de graduación presentada en Agosto de 2016 titulado “Propuesta de Plan de Ahorro Del Consumo De Energía Eléctrica en la FMOcc de la Universidad de El Salvador”.



Hora	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00
Máx.	1.091	1.239	1.577	1.823	1.818	2.280	2.390	0.531	1.502	2.057	2.294	2.556	2.372	2.479	2.479	0.483	0.000
Mín.	0.184	0.260	0.265	1.243	1.331	0.330	0.000	0.000	0.009	0.999	1.414	1.355	1.664	0.461	0.461	0.000	0.000
Prom.	0.590	0.632	1.025	1.532	1.592	1.505	1.346	0.266	1.187	1.601	1.639	2.002	2.001	1.808	1.431	0.121	0.000
%	23%	25%	40%	60%	62%	59%	53%	10%	46%	63%	64%	78%	78%	71%	56%	5%	0%

Gráfico 3.8. Consumo de energía en las aulas del Bunker planta 1.

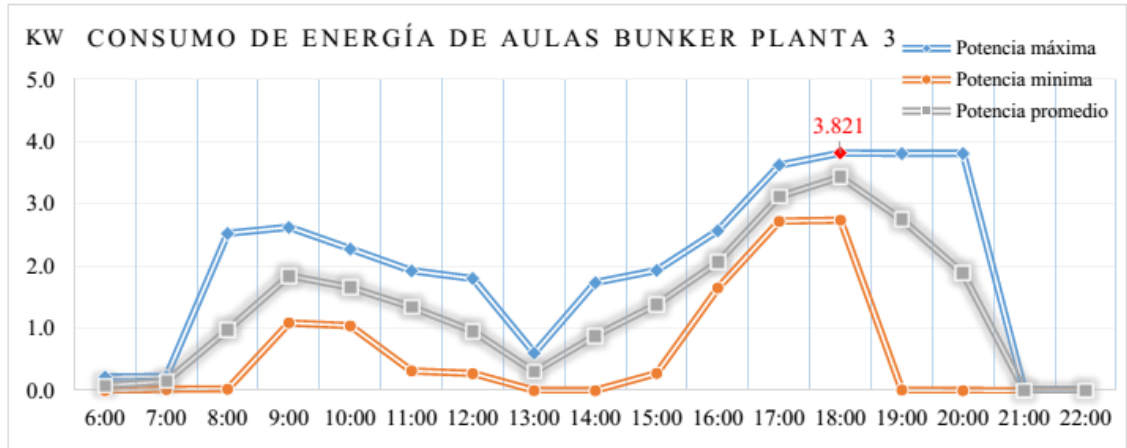
Figura 44. Gráfico de mediciones de planta 1 del Bunker.



Hora	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00
Máx.	0.425	1.740	1.485	1.609	3.054	3.054	3.053	1.260	2.004	2.765	2.904	3.417	3.546	3.485	3.485	0.052	0.052
Mín.	0.193	0.184	0.184	0.850	0.781	0.000	0.000	0.000	0.000	1.026	1.348	2.723	2.861	0.136	0.000	0.000	0.000
Prom.	0.337	0.650	0.845	1.216	1.854	1.564	1.264	0.315	1.222	2.034	2.355	3.055	3.248	2.608	1.796	0.026	0.026
%	10%	18%	24%	34%	52%	44%	36%	9%	34%	57%	66%	86%	92%	74%	51%	1%	1%

Gráfico 3.9. Consumo de energía en las aulas del Bunker planta 2.

Figura 45. Gráfico de mediciones de planta 2 del Bunker.



Hora	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00
Máx.	0.220	0.228	2.530	2.627	2.279	1.927	1.804	0.607	1.737	1.936	2.574	3.625	3.821	3.814	3.814	0.008	0.008
Mín.	0.000	0.022	0.028	1.091	1.045	0.319	0.278	0.004	0.004	0.279	1.653	2.724	2.742	0.010	0.003	0.000	0.000
Prom.	0.082	0.152	0.982	1.846	1.661	1.346	0.956	0.304	0.884	1.388	2.065	3.119	3.433	2.748	1.886	0.004	0.004
%	2%	4%	26%	48%	43%	35%	25%	8%	23%	36%	54%	82%	90%	72%	49%	0%	0%

Gráfico 3.10. Consumo de energía en las aulas del Bunker planta 3.

Figura 46. Gráfico de mediciones de planta 2 del Bunker.

Los mostrados son perfiles de carga diarios promediados a lo largo de una semana de mediciones realizadas con amperímetro cada hora de 6 AM a 10 PM realizados en el 2016.

Los picos de potencia en los niveles 1,2 y 3 son 2.556 KW, 3.546 KW y 3.821 KW respectivamente, dando como resultado un pico máximo posible medido de 9.923 “KW” según la tesis de Agosto 2016. No obstante debido al método utilizado de medición con amperímetro y obtención de potencia multiplicando por el voltaje nominal, la unidad real de éste valor es en KVA, razón por la que la potencia máxima demandada es de **9.923 KVA**.

1.2.6.3 ANÁLISIS DE CAPACIDAD INSTALADA

De la misma tesis de Agosto de 2016 se han extraído los siguientes censos de equipo:

Tabla 3.73. Carga instalada por iluminación en edificio Bunker, 1^{er} nivel.

Área	Punto	LUX						Numero de luminarias					Potencia (watts)	Carga instalada por área en KW
		Mañana		Tarde		Noche		Lámparas				Focos		
		CL	SL	CL	SL	CL	SL	1 tubos	2 tubos	3 tubos	4 tubos			
Aula 1B	Punto 1	302	126	270	65	134							32	2.98
	Punto 2	1348	108	380	92	250			31					
	Punto 3	520	361	230	90	210								
	Punto 4	1008	257	440	70	322								
Aula 1A	Punto 5	412	57	486	60	376							32	2.98
	Punto 6	259	77	258	62	198			31					
	Punto 7	138	103	194	129	89								
	Punto 8	297	109	440	65	221								
Pasillo	Punto 9		113		77	46							32	0.77
	Punto 10		138		79	43								
	Punto 11		82		62	54			8					
	Punto 12		80		60	46								
Baños Hombres	Punto 13	391	124	300	50	226			1				32	0.1
Baños Mujeres	Punto 14	198	45	285	42	260			1				32	0.1
												Total	6.91	

Figura 47. Tabla de capacidad nominal de equipos de planta 1 del Bunker.

Tabla 3.74. Carga instalada por iluminación en edificio Bunker, 2^{do} nivel.

Área	Punto	LUX						Numero de luminarias					Potencia (watts)	Carga instalada por área en KW
		Mañana		Tarde		Noche		Lámparas				Focos		
		CL	SL	CL	SL	CL	SL	1 tubos	2 tubos	3 tubos	4 tubos			
Aula 2B	Punto 1	354	135	380	72	358							32	2.98
	Punto 2	1415	921	515	220	351			31					
	Punto 3	725	394	399	67	296								
	Punto 4	344	104	500	52	347								
Aula 2A	Punto 5	422	65	475	60	325							32	2.98
	Punto 6	300	222	658	133	300			31					
	Punto 7	164	100	227	65	338								
	Punto 8	320	117	357	68	280								
Pasillo	Punto 9		165		74	228							32	0.77
	Punto 10		154		63	257								
	Punto 11		122		60	209			8					
	Punto 12		142		52	232								
Baños Hombres	Punto 13								1				32	0.1
Baños Mujeres	Punto 14	206	48	347	45				1				32	0.1
												Total	6.91	

Figura 48. Tabla de capacidad nominal de equipos de planta 2 del Bunker.

Tabla 3.75. Carga instalada por iluminación en edificio Bunker, 3^{er} nivel.

Área		LUX						Numero de luminarias					Potencia (watts)	Carga instalada por área en KW
		Mañana		Tarde		Noche		Lámparas				Focos		
		CL	SL	CL	SL	CL	SL	1 tubos	2 tubos	3 tubos	4 tubos			
Aula 3B	Punto 1	430	138	445	92	363							32	2.98
	Punto 2	1940	1895	367	153	348			31					
	Punto 3	1026	763	340	67	309								
	Punto 4	449	170	280	115	347								
Aula 3A	Punto 5	403	113	315	56	325							32	2.98
	Punto 6	450	242	400	170	305			31					
	Punto 7	365	107	300	229	338								
	Punto 8	409	182	268	97	280								
Pasillo	Punto 9		470		174	230							32	0.77
	Punto 10		312		139	266								
	Punto 11		157		93	211			8					
	Punto 12		436		67	231								
Baños Hombres	Punto 13								1				32	0.1
Baños Mujeres	Punto 14								1				32	0.1
												Total	6.91	

Figura 49. Tabla de capacidad nominal de equipos de planta 3 del Bunker.

Como se puede observar todos los niveles del bunker poseen exactamente la misma cantidad de luminarias de igual capacidad, 6.91 “KW”. La carga instalada por luminarias es de 20.73KW. Debido a que son lámparas con balastro electrónico se asume un fp típico de 0.85, por tanto el valor real de capacidad instalada es **24.38 KVA**.

1.2.6.4 CONCLUSIÓN

La suma de los picos máximos de éste edificio durante la semana tienen un valor de 9.923 KVA y la capacidad instalada en KVA asumiendo un margen de 25% es de 30.48 KVA. Se puede observar que la demanda real está muy por debajo de la capacidad instalada, posiblemente debido a la cantidad de luminarias con tubos incompletos. Se concluye que este edificio posee un transformador, alimentadores y tableros muy grandes para la demanda real que está presentando, al igual que para su capacidad instalada. El factor de utilización del transformador es del 40.6%.

1.2.6 TRANSFORMADOR AUDITORIUM (1φ)

1.2.6.1 INSPECCIÓN VISUAL

Este transformador es de uso exclusivo del auditorium, está conectado al tablero principal de éste a través de una acometida subterránea monofásica. La carga de éste transformador consiste actualmente en toda la iluminación interior del auditorium y tomacorrientes con factores de uso muy reducidos incluso cuando se realizan actividades en él.



Figura 50. Foto de tablero general de transformador monofásico de auditorium.

1.2.6.2 ANÁLISIS DE MEDICIONES

Se realizaron mediciones con amperímetro una tarde del mes de Junio mientras ocurría un concurrido evento en el auditorium, los resultados fueron los siguientes:

Fase A: **8.6 A**, Fase B: **0.66 A**, Neutro: **6.47 A**

A pesar del lleno total del auditorium la carga es muy baja, debido a que solamente se utilizaba en ése momento un sistema de PA's y algunas luminarias.

1.2.6.3 ANÁLISIS DE CAPACIDAD INSTALADA

Para efectos de análisis de carga se realizará una estimación de la futura carga de aire acondicionado que se podría instalar, para ello utilizamos los planos de planta y de corte transversal del auditorium proporcionados por la Unidad de Desarrollo Físico de la UES.

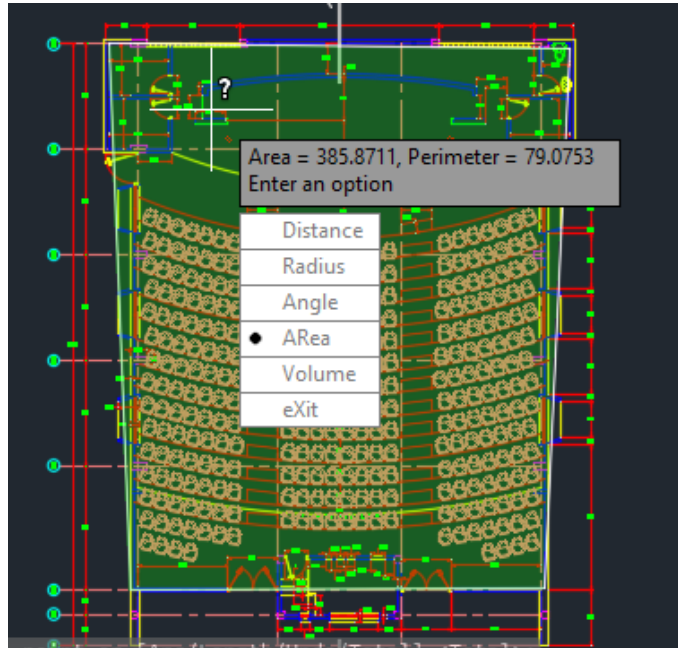


Figura 51. Área de planta del auditorium 385m².

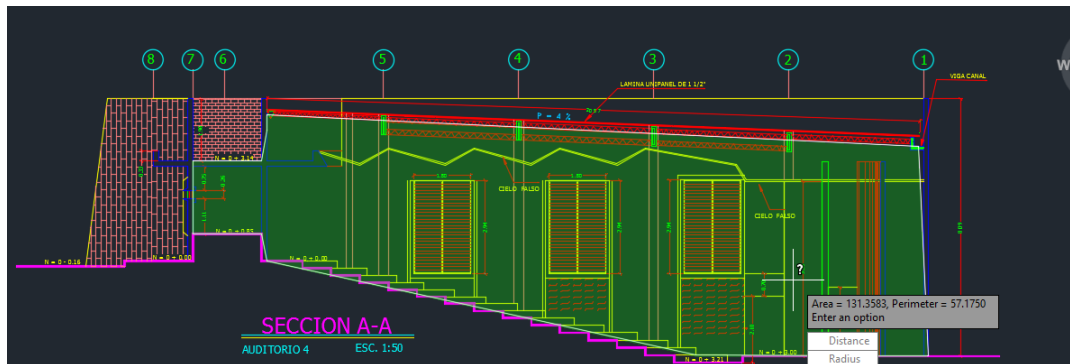


Figura 52. Área de corte transversal del auditorium 131 m²

El área total es de 385 m², y el de un corte transversal lateral 131 m², por tanto el volumen del auditorium es aproximadamente 4408 m³. Se realiza ahora un cálculo de futura carga para sistema de aire acondicionado.

Punto	Cantidad	Factor					Cantidad x Factor		
		Grados de diseño exterior							
		Zona norte		Centro	Zona sur		Frigorías/h		
		32	35	38	41	43			
1- Suelo	m ²	6	8	13	19	25			
2- Volumen de la habitación	m ³	5							
3- Ventanas expuestas al sol (usar sólo las de una pared, la que ofrezca el mayor resultado)	S o E	m ²	115	120	135	150	165		
	SO	m ²	210	220	230	240	260		
	O	m ²	285	300	315	330	345		
	NO o SE	m ²	155	165	175	190	205		
4- Todas las ventanas no incluidas en el punto 3	m ²	30	40	55	70	85			
5- Pared expuesta al sol (usar sólo la pared utilizada en el punto 3)	m ²	30	36	45	50	57			
6- Todas las paredes exteriores no incluidas en el punto 5	m ²	17	25	37	45	55			
7- Tabiques (todas las paredes interiores adyacentes a espacios sin acondicionar)	m ²	8	11	17	21	25			
8- Tejado o techo (sólo uno)	Techo con espacio sin acondicionar arriba		m ²	6	8	13	19	25	
	Techo	Sin aislamiento	m ²	22	27	35	40	45	
		50mm (2") o más de aislamiento	m ²	8	8	11	11	14	
	Tejado sin aislamiento		m ²	46	53	59	66	72	
9- Personas			120						
10- Luces y equipos eléctricos en uso	Incandescentes y equipos		w	0,86					
	Fluorescentes		w	1,0625					
Carga de refrigeración total			Frigorías/h						

Figura 53. Hoja de carga térmica obtenida de www.elaireacondicionado.com.

Calculo de Aires Acondicionados			
Dimensiones (cm)	1144x3365x1144 (X,Y,Z)		1 fri = 4btu
No. Max de Person	300		
Equipo	0		1 Kcal/h = 3.9683 btu

Area geografica:	Calida (Tmax=38 C)			
Factor	Cantidad	Factor geografico (Tmax=)	Total (Frigor	Notas
Area (m2)	385	13	5005	Sin aislamiento
Volumen (m3)	4408	5	22040	
Ventanas expuestas (m2)	31.2	135	4212	
Ventanas excluidas (m2)	0		0	
Pared expuesta (m2)	131	45	5895	
Paredes ext. Excluidas (m2)	131	37	4847	
Tabiques	0	17	0	
Techo (m2)	385	13	5005	
Personas	300	120	36000	
Luces y equipo (Watt)	0	0.86	0	
	0	0	0	0
			83004	
		Frigorias	83004	
		BTU	332016	

Figura 54. Datos de dimensiones del auditorium.

Los BTU's calculados son 332,016. Esto equivale a 27.66 Ton. Según un estimado basado en hojas técnicas de diversas marcas y tamaños de aire acondicionado se puede asignar una demanda de potencia de 1250 VA por tonelada instalada, resultando en un total de **34.5 KVA** por AA en el auditorium.

Table 220.12 General Lighting Loads by Occupancy

Type of Occupancy	Unit Load	
	Volt-Amperes per Square Meter	Volt-Amperes per Square Foot
Armories and auditoriums	11	1
Banks	39 ^b	3½ ^b
Barber shops and beauty parlors	33	3
Churches	11	1
Clubs	22	2
Court rooms	22	2
Dwelling units ^a	33	3
Garages — commercial (storage)	6	½
Hospitals	22	2
Hotels and motels, including apartment houses without provision for cooking by tenants ^a	22	2
Industrial commercial (loft) buildings	22	2
Lodge rooms	17	1½
Office buildings	39 ^b	3½ ^b
Restaurants	22	2
Schools	33	3
Stores	33	3
Warehouses (storage)	3	¼
In any of the preceding occupancies except one-family dwellings and individual dwelling units of two-family and multifamily dwellings:		
Assembly halls and auditoriums	11	1
Halls, corridors, closets, stairways	6	½
Storage spaces	3	¼

^aSee 220.14(J).

^bSee 220.14(K).

Figura 55. Tabla 220.12 del NEC 2008.

1.2.6.4 CONCLUSIONES

En total la carga instalada del auditorium es 34.5 KVA + 4.235 KVA = **38.735 KVA**.

Si aplicamos un margen de 25% la capacidad mínima del transformador debe ser de 48.42 KVA.

La carga por iluminación podemos calcularla utilizando la tabla 220.12 del NEC-2008.

Si el área del auditorium es aproximadamente 385m², la carga en VA para este tipo de ocupación es 11VA/m² lo que resulta en **4235 VA** en iluminación. La carga por tomacorrientes se desprecia debido al bajo factor de uso que éstos tienen.

1.2.7 TRANSFORMADOR DE EDIFICIO DE AULAS “N” (1Φ)

1.2.7.1 INSPECCIÓN VISUAL

El transformador que se encuentra frente al edificio “N” suministra a través de una acometida subterránea un pequeño kiosco exterior para estudio al aire libre, y a través de otra también subterránea el edificio de las aulas “N”. El edificio contiene en su mayoría salones de clase y la librería universitaria por lo que consiste en cargas de iluminación y tomas con factores de utilización muy bajos, a excepción de la librería que contiene algún equipo de ofimática. El pico máximo del kiosco en una semana es de sólo 461 VA según la tesis de Agosto de 2016 por lo que lo despreciamos para éste análisis.



Figura 56. Foto de tablero general de aulas “N”.

1.2.7.2 ANÁLISIS DE MEDICIONES

Se realizaron mediciones en los alimentadores del tablero principal del edificio aproximadamente a las 3 de la tarde, hora en la que el edificio se encuentra en plena ocupación. Los resultados fueron los siguientes:

Fase A: **6.76 A**, Fase B: **11.33 A**, Neutro: **1.90 A**

A continuación se presentan una serie de mediciones realizadas por la tesis de Agosto de 2016:

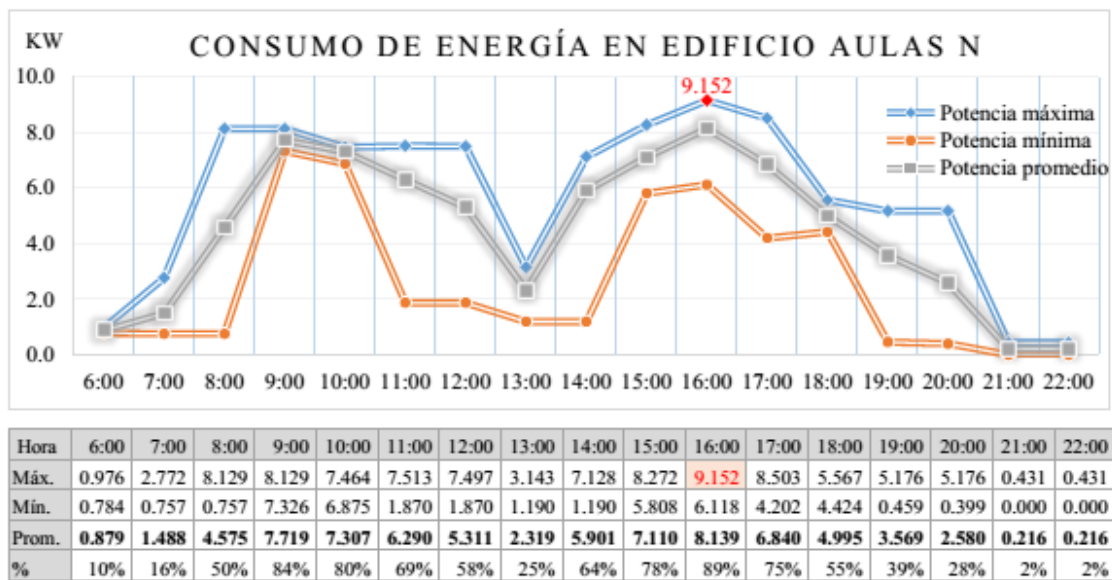


Gráfico 3.27. Consumo de energía en el edificio aulas N.

Figura 57. Perfil de mediciones en tablero de aulas "N".

Se puede observar que el pico de potencia es de **9.152 KVA**.

1.2.7.3 ANÁLISIS DE CAPACIDAD INSTALADA

En el trabajo de graduación de Agosto de 2016 podemos encontrar el análisis de capacidad instalada por luminarias en el edificio:

Tabla 3.61. Carga instalada por iluminación en el edificio N.

Área		LUX						Numero de luminarias					Potencia (watts)	Carga instalada por área en KW
		Mañana		Tarde		Noche		Lámparas				Focos		
		CL	SL	CL	SL	CL	SL	1 tubos	2 tubos	3 tubos	4 tubos			
Aula 1N	Punto 1	310	70	327	83	203						32	1.78	
	Punto 2	473	145	490	158	325			18					
	Punto 3	441	155	458	168	276								
Aula 2N	Punto 1	475	238	492	251	254			9			32	0.89	
Aula 3N	Punto 1	895	530	912	543	415			9			32	0.89	
Aula 4N	Punto 1	1020	640	1037	653	430						32	1.19	
	Punto 2	1060	555	1077	568	573			12					
	Punto 3	656	83	673	96	532								
	Punto 4	595	113	612	126	431								
Aula 5N	Punto 1	485	262	502	275	284						32	2.38	
	Punto 2	437	226	454	239	431								
	Punto 3	525	100	542	113	372			24					
	Punto 4	640	525	657	538	489								
	Punto 5	480	220	497	233	342								
	Punto 6	472	115	489	128	285								
											Total	7.13		

Figura 58. Foto de capacidad nominal de iluminación de nivel

1.

La carga por luminarias es de **7.13 KW**.

Tabla 3.114. Consumo eléctrico por ofimática en edificio N.

	Equipo	Carga		Cantidad	Carga instalada Kw	Rendimiento del equipo	Especificación del equipo		Horas de uso aproximado	Consumo en KWh al día	
		Amperios	Watts				Amperios	Watts			
Librería	Monitor LCD	1.5		2	0.33	85%	1.275		5	0.70	
	CPU	7		2	1.54	78%	5.46		5	3.00	
	UPS	1.06		2	0.23	90%	0.954		5	0.52	
	Impresora	9.17		1	1.01	12%	1.1		0.5	0.06	
	Impresora	9.51		1	1.05	82%	7.8		0.5	0.43	
	Oasis	2.5		1	0.28	100%	2.5		4	1.10	
	Radio			13	1	0.01	100%		13	1	0.01
				Carga total	4.45					Consumo total	5.83

Figura 59. Foto de capacidad nominal de equipos de nivel 2.

La carga por equipo de ofimática es de **4.45 KW**.

En total la carga instalada total, sin tomar en cuenta tomacorrientes en pasillos y para conectar computadores portátiles y equipo de proyectores, es de **11.58 KW**, con $fp=0.8$ se convierte en **14.475 KVA**.

1.2.7.4 CONCLUSIONES

El pico de potencia medido por la tesis de Agosto de 2016 tiene un valor ligeramente menor que la capacidad instalada del edificio. No obstante la medición realizada por medios propios solamente marca **2.17 KVA** a pesar de haberse realizado a las horas pico de consumo.

Para efectos de éste trabajo se utilizará la capacidad instalada más un 25% de margen, es decir **18.09 KVA**.

1.2.8 TRANSFORMADOR BAÑOS (1Φ)

1.2.8.1 INSPECCIONES VISUALES

Este transformador está cargado con la iluminación de baños, una caseta de bombas con ½ HP, iluminación exterior y aulas en los alrededores de los baños.

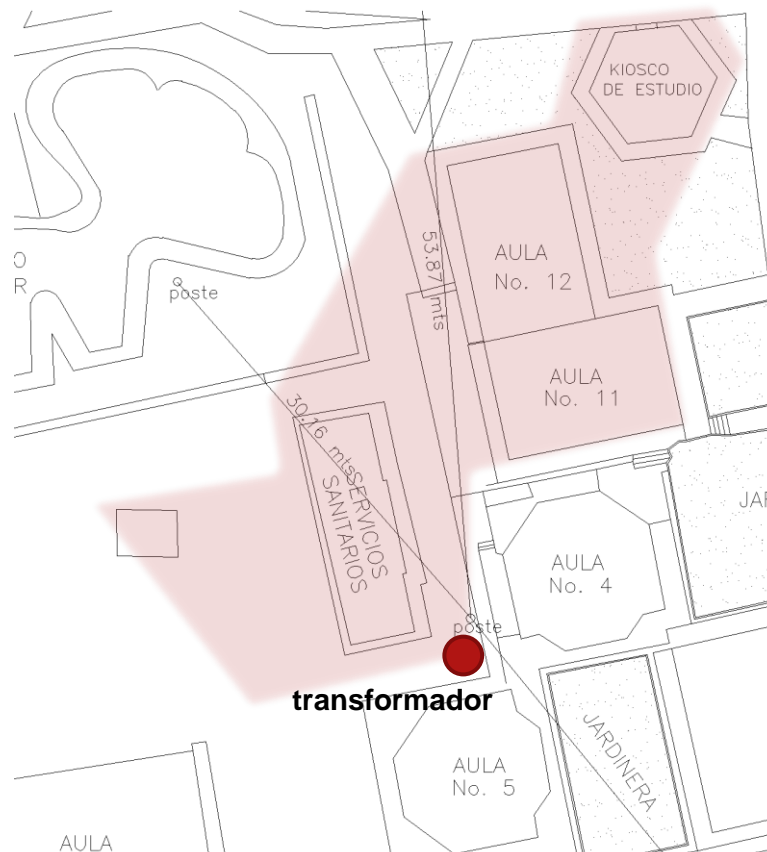


Figura 60. Área de cobertura de transformador por baños.

1.2.8.2 ANÁLISIS DE MEDICIONES

Las siguientes graficas se han obtenido de la tesis de Agosto de 2016:

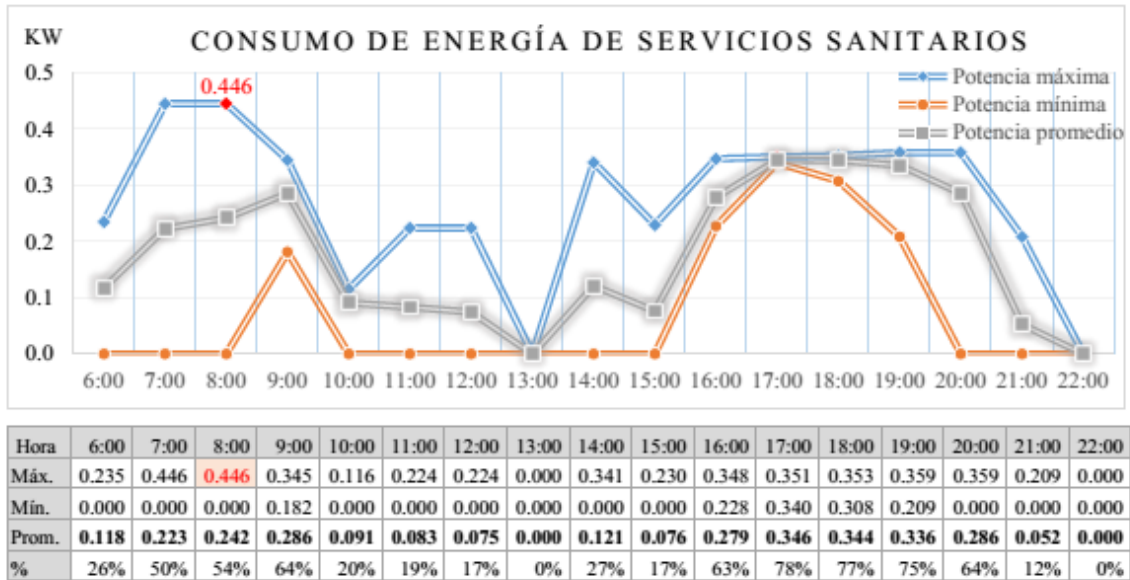


Gráfico 3.20. Consumo de energía en los Servicios Sanitarios.

Figura 61. Perfil de mediciones en tablero de servicios sanitarios.

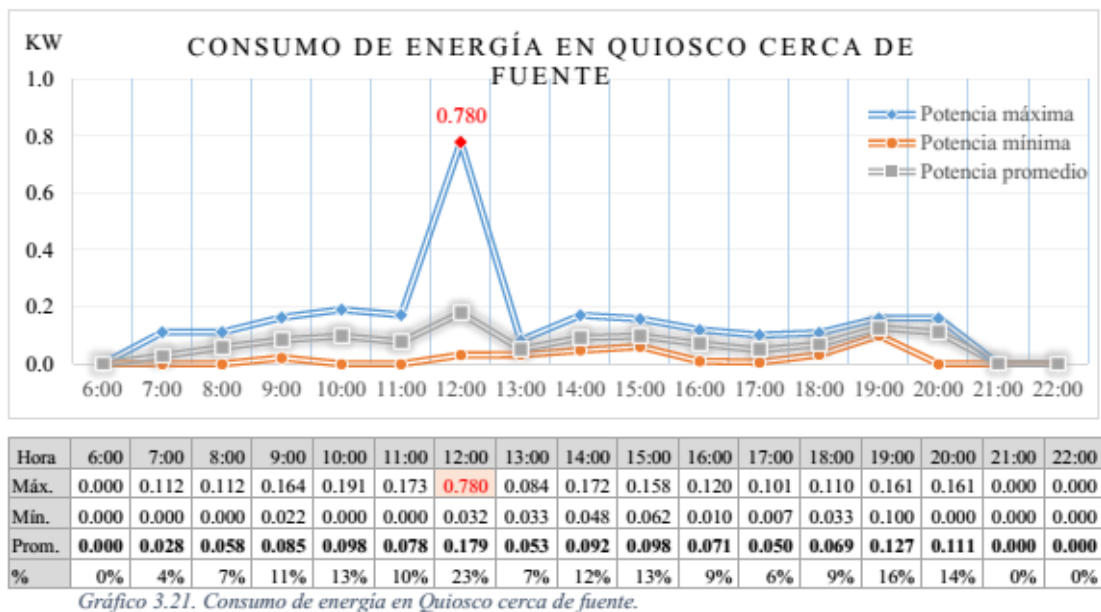


Gráfico 3.21. Consumo de energía en Quiosco cerca de fuente.

Figura 62. Perfil de mediciones en quiosco cerca de fuente.

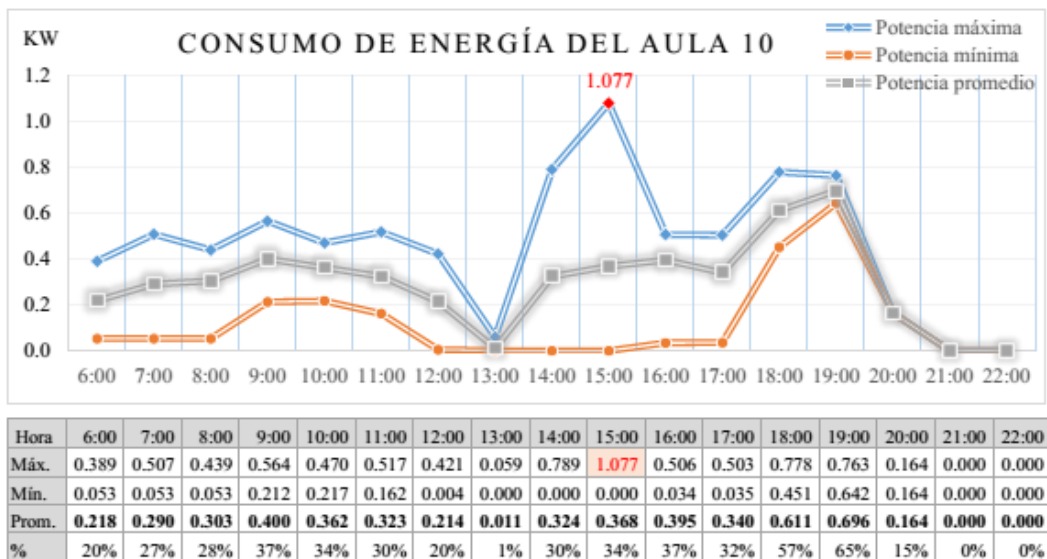


Gráfico 3.6. Consumo de energía del aula 10.

Figura 63. Perfil de mediciones en tablero de aula 10.

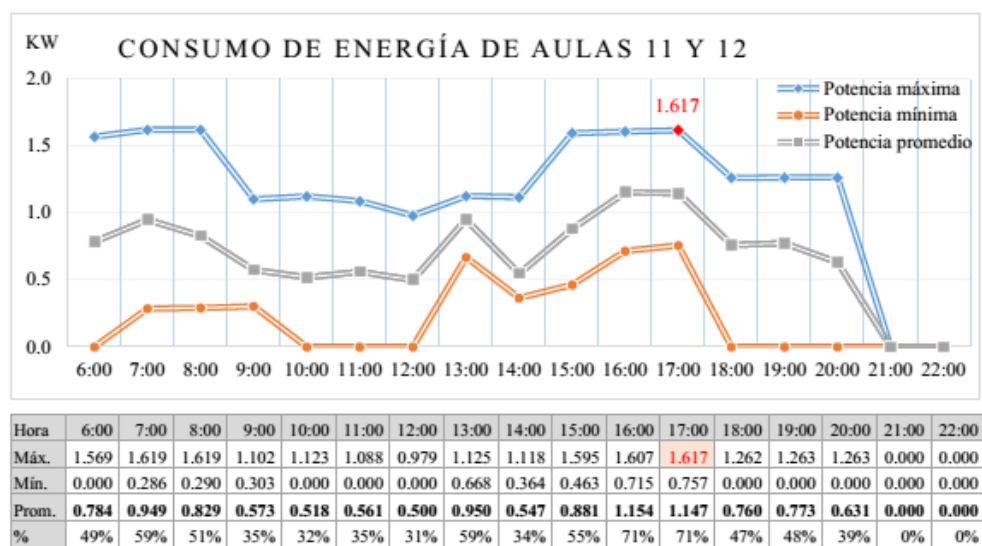


Gráfico 3.7. Consumo de energía las aulas 11 y 12.

Nota: La gráfica detalla la potencia máxima, mínima y promedio demandada en aulas 11 y 12 cada hora del día. La tabla detalla numéricamente los valores de potencia eléctrica para las aulas 11 y 12 del gráfico 3.6.

Fuente: Propia

Figura 64. Perfil de mediciones en tablero de aulas 11 y 12.

La suma de los picos del área que suministra éste transformador es:

$$KVA_{tot} = 0.446 + 0.78 + 1.077 + 1.617 = 3.92 \text{ KVA}$$

La bomba de ½ HP agrega 0.5 KVA más, por tanto:

Capacidad demandada = 4.42 KVA

1.2.8.3 CONCLUSIÓN

La capacidad del transformador ubicado en éste lugar es de 25 KVA, por lo que el factor de utilización agregando un 25% de margen es de 17.7%. Es muy evidente la subutilización de éste transformador para alimentar ésta zona de la universidad.

1.2.9 TRANSFORMADOR DEPORTES (1Φ)

De la tesis de Agosto de 2016 podemos encontrar los siguientes picos de demanda para las zonas en los alrededores del comedor, taller e instituto del agua. No se había construido aún el nuevo edificio de deportes.

Además de los datos proporcionados por CLESA, la distribuidora eléctrica de Santa Ana el mayor pico de demanda de la nueva acometida exclusiva para el edificio de deportes no es mayor que 3 KW con un FP de 0.98 hasta la fecha. Si utilizamos 0.8 la demanda del edificio de deportes sería **3.75 KVA**.



Figura 65. Foto del transformador de acometida "C".

1.2.10 TRANSFORMADOR DEL INSTITUTO DEL AGUA (1Φ)

A continuación una tabla que resume los picos de potencia encontrados en las instalaciones suministradas por el transformador de 25 KVA del instituto del agua, según la tesis de Agosto del 2016:

Tabla 2

Demanda de área de deportes

Edificio	Demanda máxima (KVA)
Talleres	12.94
Chalet 1	4.42
Chalet 2	6.11
Instituto del agua	3.12
Total	26.05

La suma de todos estos picos de potencia demandada resulta en **26.05 KVA**. Se observa que la subestación puede presentar sobrecargas momentáneas en cualquier momento de alta actividad, no obstante en éstas gráficas se observa que los picos del instituto del agua, como el de los talleres raramente ocurren por lo que la posibilidad que sean coincidentes es muy baja. Por tal razón el transformador de 25 KVA ha sido capaz de manejar la demanda.

1.2.11 DEMANDA DE OTRAS INSTALACIONES DE INTERES

A continuación se mostrarán mediciones de demanda del trabajo de graduación de Agosto de 2016 realizadas en zonas de interés para el dimensionamiento de las nuevas subestaciones.

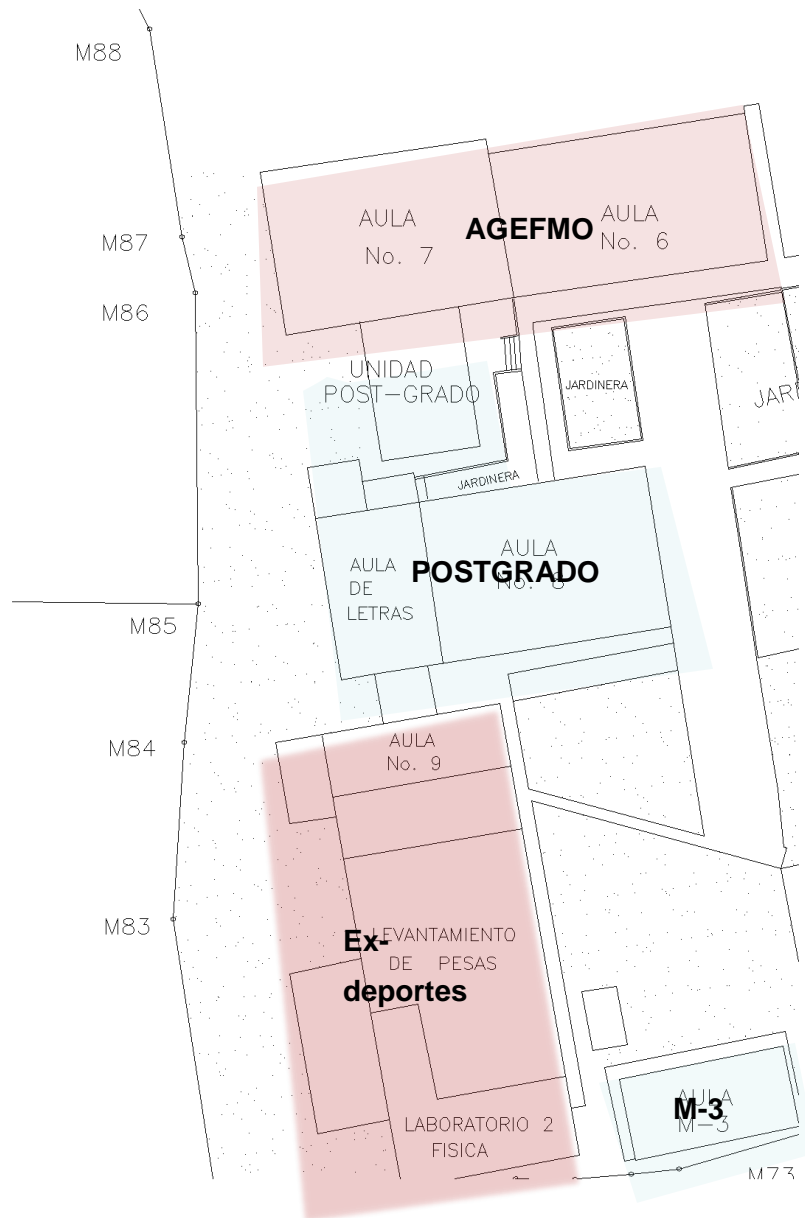
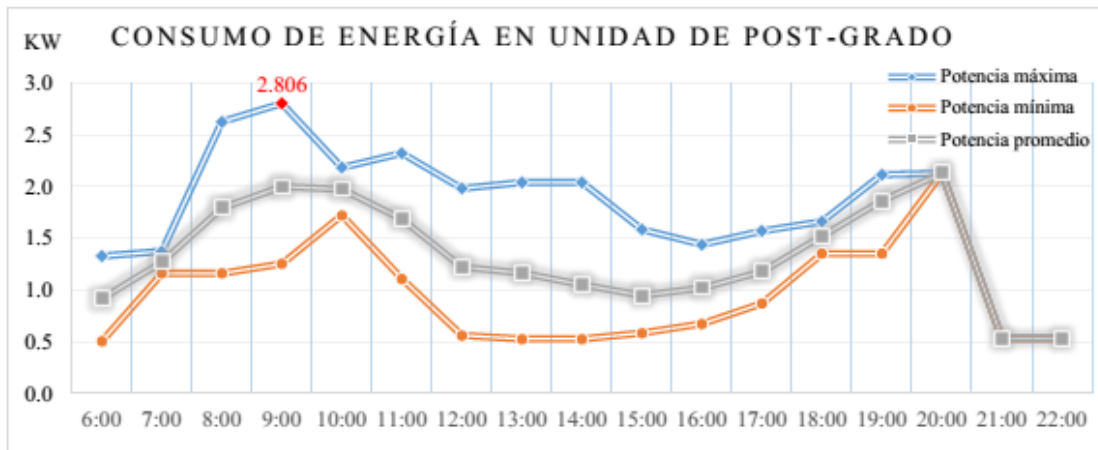


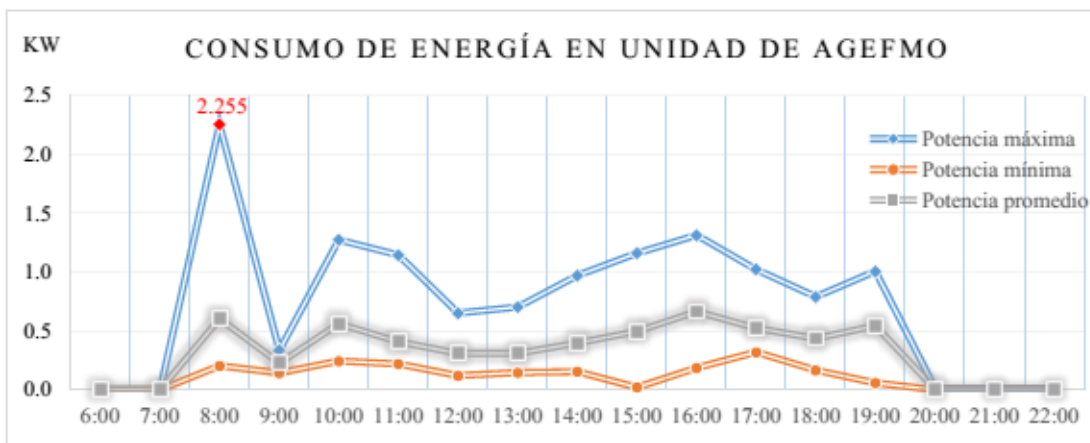
Figura 66. Diagrama de cobertura de mediciones en tableros.



Hora	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00
Máx.	1.331	1.375	2.629	2.806	2.187	2.325	1.984	2.043	2.043	1.587	1.442	1.573	1.665	2.118	2.132	0.539	0.539
Mín.	0.506	1.164	1.164	1.256	1.725	1.111	0.563	0.528	0.528	0.585	0.675	0.872	1.354	1.354	2.132	0.528	0.528
Prom.	0.919	1.273	1.795	2.001	1.976	1.689	1.223	1.165	1.053	0.949	1.023	1.181	1.523	1.865	2.132	0.534	0.534
%	33%	45%	64%	71%	70%	60%	44%	42%	38%	34%	36%	42%	54%	66%	76%	19%	19%

Gráfico 3.12. Consumo de energía en la unidad de Post-Grado.

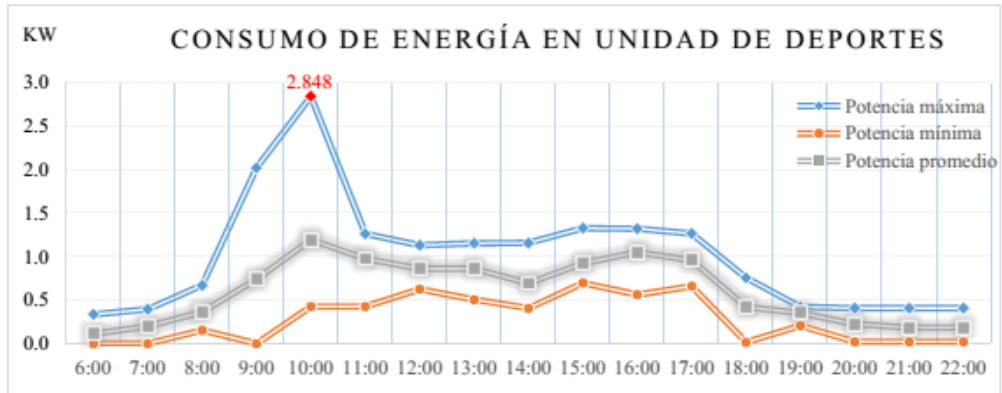
Figura 67. Perfil de mediciones en tablero de unidades de postgrado.



Hora	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00
Máx.	0.000	0.000	2.255	0.336	1.276	1.146	0.651	0.704	0.972	1.162	1.315	1.023	0.790	1.008	0.011	0.011	0.011
Mín.	0.000	0.000	0.204	0.143	0.243	0.220	0.120	0.145	0.154	0.021	0.186	0.319	0.165	0.058	0.000	0.000	0.000
Prom.	0.000	0.000	0.605	0.227	0.563	0.408	0.310	0.309	0.398	0.497	0.665	0.523	0.436	0.543	0.005	0.004	0.004
%	0%	0%	27%	10%	25%	18%	14%	14%	18%	22%	30%	23%	19%	24%	0%	0%	0%

Gráfico 3.14. Consumo de energía en la unidad de AGEFMO.

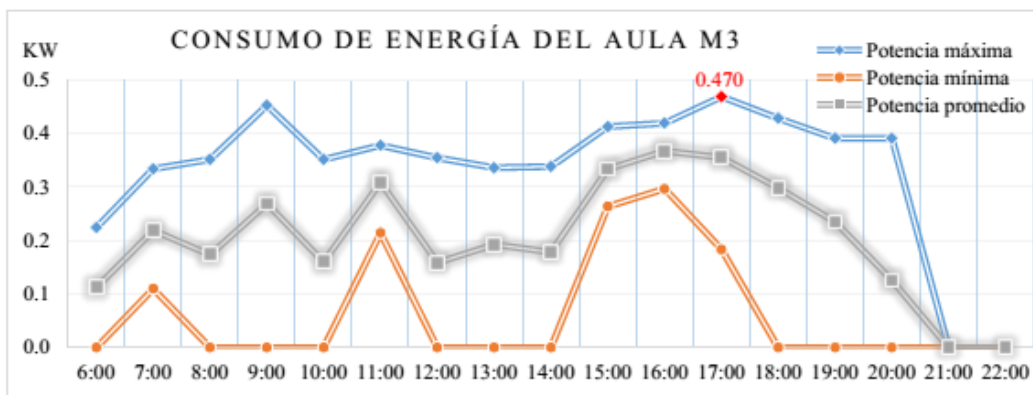
Figura 68. Perfil de mediciones en tablero de Agefmo.



Hora	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00
Máx.	0.337	0.396	0.671	2.024	2.848	1.264	1.133	1.155	1.159	1.329	1.323	1.265	0.757	0.424	0.409	0.409	0.409
Mín.	0.000	0.000	0.154	0.000	0.428	0.427	0.626	0.506	0.407	0.699	0.564	0.660	0.015	0.207	0.021	0.021	0.021
Prom.	0.112	0.199	0.365	0.742	1.194	0.978	0.864	0.863	0.693	0.923	1.052	0.960	0.421	0.353	0.224	0.184	0.184
%	4%	7%	13%	26%	42%	34%	30%	30%	24%	32%	37%	34%	15%	12%	8%	6%	6%

Gráfico 3.15. Consumo de energía en la unidad de Deportes.

Figura 69. Perfil de mediciones en tablero de unidad de deportes.



Hora	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00
Max	0.224	0.334	0.352	0.453	0.352	0.378	0.355	0.337	0.339	0.414	0.420	0.470	0.429	0.392	0.392	0.000	0.000
Min	0.000	0.110	0.000	0.000	0.000	0.215	0.000	0.000	0.000	0.264	0.297	0.184	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Prom	0.112	0.219	0.174	0.269	0.160	0.309	0.159	0.193	0.178	0.334	0.368	0.355	0.298	0.235	0.126	0.000	0.000
%	24%	47%	37%	57%	34%	66%	34%	41%	38%	71%	78%	76%	64%	50%	27%	0%	0%

Gráfico 3.2. Consumo de energía del aula M3.

Figura 70. Perfil de mediciones en tablero de aula M3.

La sumatoria de picos de demanda es la siguiente:

$$V_{Atot} = 2.806 + 2.555 + 2.848 + 0.47 = 8.379 \text{ KV}$$

1.2.11.1 CONCLUSIÓN

Estas aulas dispersas están actualmente alimentadas vía aérea desde la subestación trifásica del auditorium, no obstante se pretenden suministrar desde una nueva subestación ubicada tras los baños.

1.2.12 CUADRO DE RESUMEN DE ESTUDIOS DE DEMANDA

A continuación se presenta un cuadro comparativo de los estudios de demanda realizados a las instalaciones actuales:

Edificio	Capacidad de transf. actual en KVA	Carga actual y % de transf. actual		Factor de incremento por carga futura	Carga futura en KVA	Carga total en KVA	Sumatoria de capacidades	Capacidad de nuevo transf. en KVA	Notas
		KVA	%						
Edificio de Usos Múltiples	225.00	125.9	55.90%	0.5	62.95	188.85	206.94	225	Nuevo transformador 3φ de 225 KVA alimentara las aulas "N" y el edificio administrativo.
Edificio de aulas "N"	75.00	14.47	19.29%	0.25	3.62	18.09			
Edificio de medicina	225.00	66.5	29.55%	0.25	16.63	83.13	293.72	300	Actual transformador 3φ de 300 KVA alimentara medicina, maestria y jovenes talento.
Edificio de Jovenes Talento	300.00	42.37	14.12%	0.5	21.19	63.56			
Edificio de maestrias		117.63	39.21%	0.25	29.41	147.04			
Exdeportes, Post G., agefmo	300.00	8.379	2.79%	0.25	2.09	10.47	145.56	112.5	Nuevo transformador 3φ de 112.5 KVA alimentara el edificio de fisica, economia y quimica. *El transformador tendra capacidad menor debido a los analisis de demanda realizados en esta zona
Fisica, Economia y Quimica		108.07	36.00%	0.25	27.02	135.09			
Zona de auditorium		66.46	22.15%	1	66.46	132.92	181.33	225	Nuevo transformador 3φ de 225 KVA alimentara toda la zona de los alrededores del auditorium incluido este ultimo.
Auditorium	25.00	38.73	152.92%	0.25	9.68	48.41			
Transformador de baños	25.00	4.42	17.68%	0.5	2.21	6.63	43.20	75	Nuevo transformador 3φ de 75 KVA alimentara toda la zona de los alrededores de los baños y el bunker.
Edificio Bunker	75.00	24.38	32.50%	0.5	12.19	36.57			
Edificio de deportes	37.50	3.75	10%	0.5	1.88	5.63	44.70	75	Nuevo transformador 3φ de 75 KVA alimentara el edificio de deportes, el instituto del agua, talleres y comedores.
comedores	25.00	26.05	104%	0.5	13.03	39.08			
Total	1312.50	647.11	49%	-	268.34	915.45	915.45	1012.5	

1.2.12.1 DISCUSIÓN SOBRE FACTORES DE CRECIMIENTO

Por regla general el margen mínimo para el dimensionamiento de un transformador debe ser del 125% para carga futura general. Para aumentar éste factor de crecimiento se deben tener razones de peso entre ellas conocimiento de futuras ampliaciones con estimaciones del consumo esperado o un factor de crecimiento confiable específico del consumidor.

En la FMOcc no se cuenta con un plan de desarrollo físico circunstancia que dificulta la tarea del establecimiento de un factor de crecimiento preciso, no obstante se cuenta con información de facturas eléctricas de más de 5 años y también con una estimación de crecimiento basada en ellas realizada en la tesis González et al. (2016). Además se han realizado pláticas con autoridades de la universidad para formar una idea de las áreas en las que se pretenden construir nuevas edificaciones, información que será útil tanto en la ubicación de los elementos del sistema de distribución subterráneo como en el dimensionamiento de la capacidad requerida para cumplir la demanda presente y futura.

En la sección 1.2.1 de éste documento se hace un análisis sobre las estimaciones de demanda de potencia activa realizadas por González et al. (2016) para el año 2016 y la comparación con la demanda de potencia de las facturas eléctricas reales recopiladas. Si bien las estimaciones han fallado en predecir los más grandes picos de potencia activa el crecimiento de demanda de potencia activa no ha sido vertiginoso e incluso tiene tendencia a mantenerse constante según González et al. (2016)

En la sección 1.2.1 también se analiza que el factor de potencia está teniendo un crecimiento vertiginoso por un análisis directo lineal de las facturas eléctricas. Esto concuerda con las predicciones realizadas en la sección 3.2.1.3.2 de González et al. (2016) en la que se encuentra que de continuar ésta tendencia para 2020 la universidad estará experimentando el corte del servicio de energía eléctrica de parte de la distribuidora por disminución del factor de potencia a menos de 0.6.

Estos factores anteriores indican que el diseño de la nueva red eléctrica debe poseer equipos que proporcionen la suficiente carga reactiva para disminuir el factor de potencia en constante subida, de lo contrario no sólo se tendrán complicaciones con el suministro eléctrico sino que el sistema propio de la universidad experimentará una rápida disminución de su capacidad de suministro de potencia activa. Sin embargo también sugieren que el aumento de carga activa es pequeño y solamente se presentará en los momentos en que se realicen nuevos proyectos civiles o de re equipamiento.

Por éstos motivos se ha optado por utilizar un factor de 0.5 en transformadores en los que según las autoridades hay condiciones para instalar nuevos equipos de aire acondicionado, equipo de ofimática; y de 1.0 en el transformador de la zona del auditorium en la que se pretende construir un edificio de oficinas que sustituya al actual pabellón de administración académica según conocimiento del encargado de desarrollo físico de la FMOcc en el período de trabajo de ésta investigación.

Además aunque se seleccionó factor de 25% se instalará un transformador más pequeño que su capacidad en el edificio de física, economía y química debido a que su carga está basada en la capacidad de los tableros del edificio (3 tableros trifásicos de 100 A, es decir 108 KVA) pero al analizar la demanda del transformador del auditorium que suministra varias instalaciones en la zona, incluido éste, sólo se encuentran 66 KVA de demanda pico en total. Sería un desperdicio utilizar un transformador de 150 KVA para el edificio mencionado y alrededores ya que un transformador de 112.5 KVA podrá cumplir sobradamente la carga demandada en el presente y e instalada en el futuro en el edificio. No obstante si se realiza algún proyecto de gran envergadura en la zona será necesario instalar un nuevo transformador dedicado a la nueva obra.

Aun así es imposible predecir todos los proyectos futuros de la universidad y cumplir con los requerimientos de suministro de energía por adelantado, razón por lo que será crucial la ubicación de derivadores y switchgear en lugares estratégicos para la alimentación de nuevos transformadores ubicados y dimensionados especialmente para los nuevos grandes proyectos de las décadas venideras.

1.3 DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

1.3.1 SELECCIÓN DE TIPO DE SISTEMA

El sistema eléctrico de la FMOcc será un sistema trifásico de 4 hilos con neutro corrido multiaterrizado, topología en anillo normalmente abierto conocido más comúnmente como “Open Ring Loop”. El voltaje del sistema está determinado por el servicio de la distribuidora de energía local AES CLESSA y Cía. S., en C. de C.V. y deberá ser de 13200Y/7620 (V) como lo establece el acuerdo SIGET 93e 2008 Capítulo V, Art. 26, tabla 1.

La topología Open Ring Loop tiene ventajas sobre el típico sistema radial. La más importante es la capacidad de permitir a un componente del sistema fallar, como un transformador o un alimentador, sin causar la pérdida del servicio a todo el sistema. Además presta la posibilidad de dar mantenimiento a una parte del sistema sin interrumpir el servicio. La mayor desventaja de éste sistema es su costo de construcción mayor comparado con su contraparte radial menos confiable.

La figura 71 muestra un sistema en anillo primario. Algunas características de éste sistema son las siguientes:

- Consisten en uno o más “loops primarios” con 2 o más transformadores conectados en el loop. Usualmente es más efectivo cuando existen 2 alimentadores primarios al sistema. En el caso de la FMOcc sólo se cuenta con 1 alimentador trifásico de 4 hilos de AES CLESSA y Cía. S., en C. de C.V.
- Cuando se utilizan subestaciones secundarias cada transformador deberá tener su propia seccionalización dúplex y un interruptor de carga fusible como se muestra en la figura 73. También puede poseer 3 switches ON-OFF o un switch seccionalizador de 4 posiciones y un interruptor de carga de vacío interno al transformador como se muestra en las figuras 74 y 75
- Existirá una breve interrupción de la energía inmediatamente luego de ocurrida la falla mientras el anillo es conmutado para aislar el componente fallado.
- Operando los switches seccionalizadores apropiados, es posible desconectar cualquier sección de los conductores del loop del resto del sistema. Además es posible desconectar cualquier transformador del loop.

- En el caso específico del sistema de la FMOcc sólo existirá 1 alimentador. Éste caso se muestra en la figura 72. Este tendrá un solo breaker alimentador conectado a dos breakers alimentadores del loop. En este sistema básico el loop será operado con uno de los switches seccionalizadores abierto en algún punto. Si una falla ocurre en el sistema, uno de los breakers primarios del loop se accionará, y las cargas secundarias estarán desconectadas hasta que el conductor fallado se encuentre y sea eliminado del loop a través de abrir los switches seccionalizadores del loop apropiados y luego recerrando el breaker.

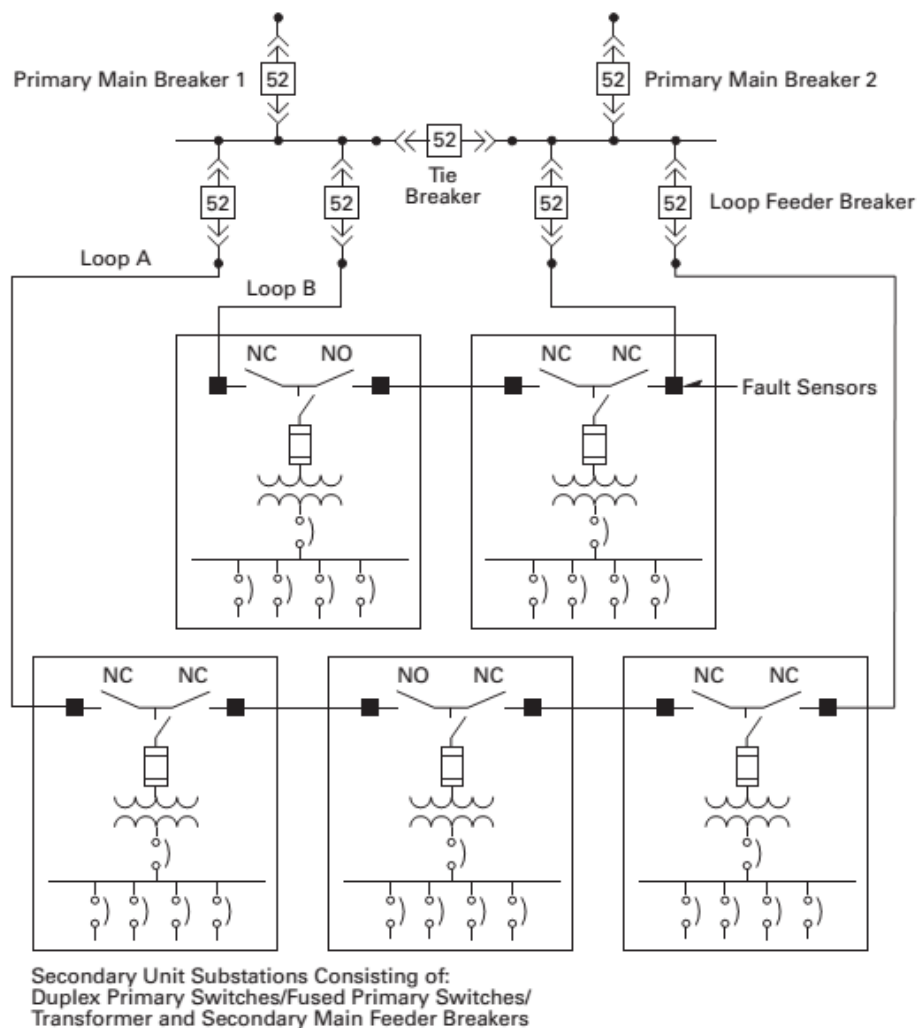


Figura 71. Diagrama de un sistema "open ring loop".

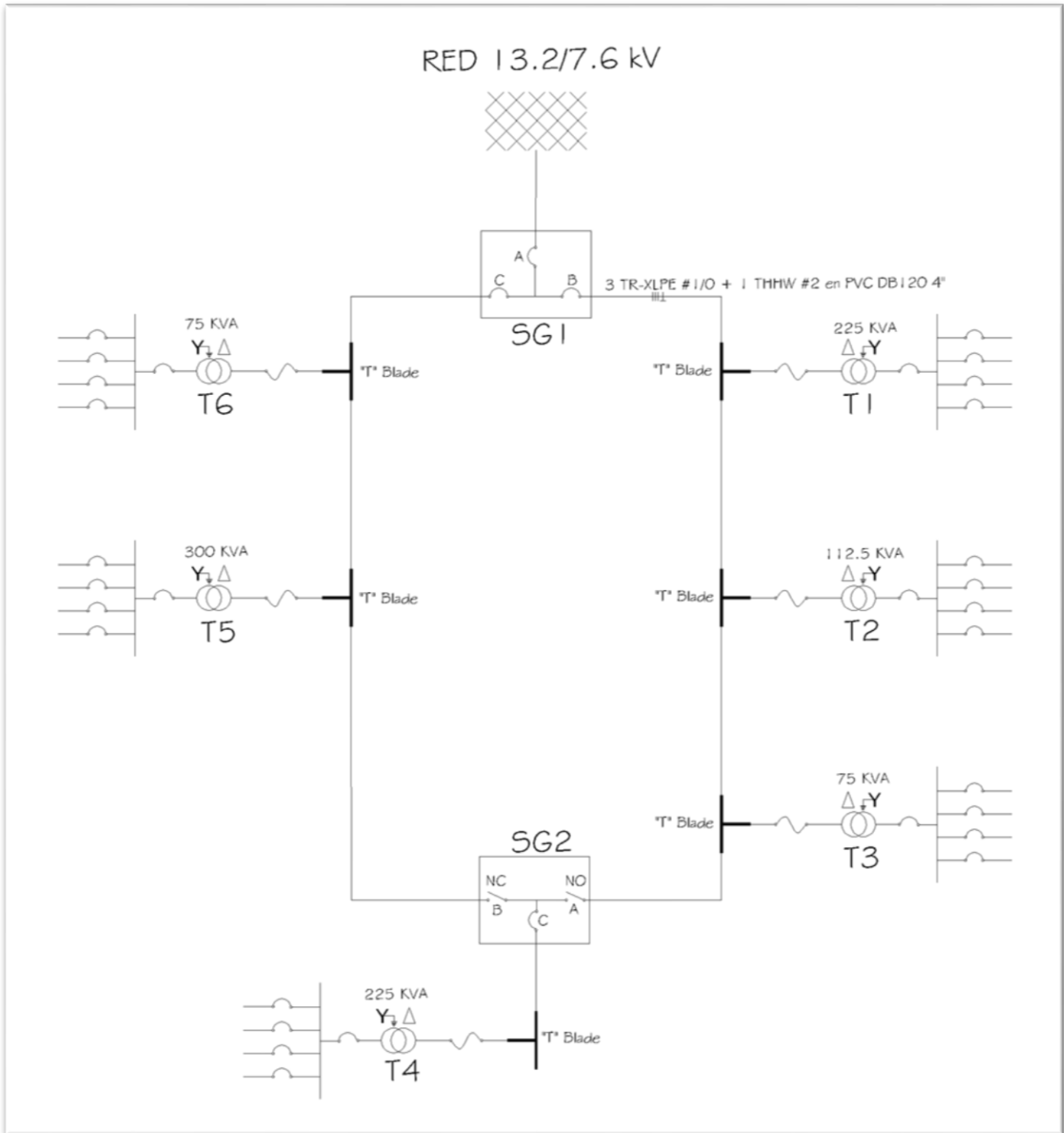


Figura 72. Diagrama unifilar del sistema "open ring loop" del diseño actual.

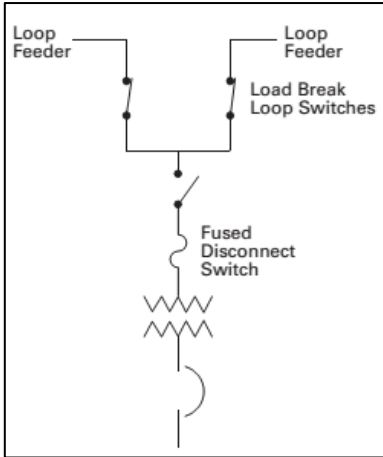


Figura 73. Loop Switching de subestación unitaria secundaria.

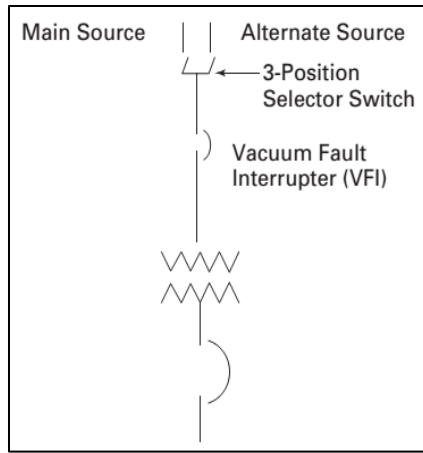


Figura 74. Combinación de interruptor de vacío y switch selector.

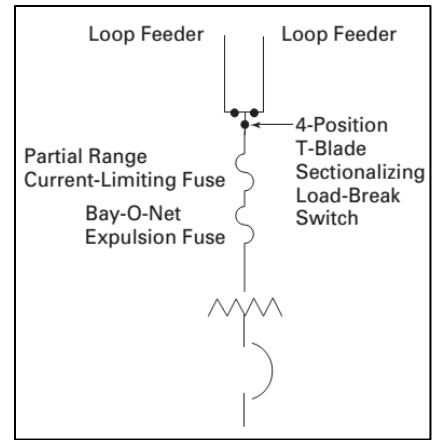


Figura 75. Loop Switching de transformador Pad-Mounted.

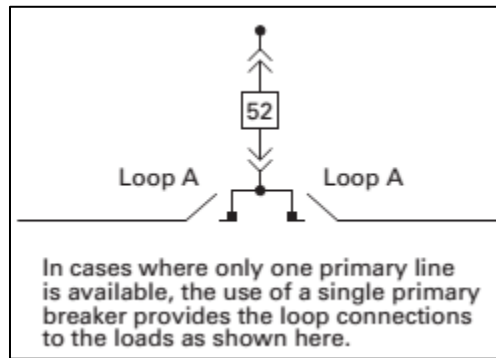


Figura 76. Sistema loop con un solo alimentador primario.

1.3.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR

1.3.2.1 VISTA GENERAL DE CONDUCTORES XLPE

Los conductores de tipo **XLPE** son ampliamente usados en las instalaciones eléctricas subterráneas modernas. Las tasas de fallas por km/año han sido satisfactorias en diferentes países donde se ha implementado éste tipo de conductor a redes subterráneas de cientos de kilómetros tales como Gran Bretaña y Japón. No obstante en otros lugares como en Estados Unidos a finales de 1983 se experimentaron tasas de fallo mayores debido en parte a fallas en el proceso de fabricación y la forma de la capa semiconductor aplicada, además en muchos casos se optó por utilizar



Figura 77. Conductores con aislamiento XLPE.

cable sin capa externa protectora con los conductores concéntricos expuestos generando fuerte exposición a los elementos. (Electrical cables handbook 3rd edition Ed. C. Moore Black-well-1997).

Alrededor de 1980 la tasa de fallas en cables XLPE escaló rápidamente, así como su antecesor HMWPE (de las siglas en inglés high molecular weight polyethylene insulated) lo había hecho anteriormente. Por las preocupaciones sobre las fallas en éstos conductores para que cumplieran con su vida de diseño los fabricantes de aislamientos para cables empezaron a buscar métodos para mejorar la vida del producto. El mayor desarrollo inicial fue el compuesto de “polietileno retardante de árbol” ó TR-PE por sus siglas en inglés, llamados así debido a que resistían el crecimiento de “árboles” electroquímicos que conducían a fallas de aislamiento. Éstos fueron introducidos tanto en TR-HMWPE como en TR-XLPE. Estos compuestos han mostrado una sustancial mejora en la esperanza de vida del cable como se ha predicho con los métodos de prueba acelerados. (Underground System Desgin Guide)

1.3.2.2 NORMATIVA NACIONAL

Según el Art. 91 del Acuerdo No. 93e 2008 de SIGET los conductores empleados en las acometidas de subterráneas de media tensión tendrán aislamiento EPR, XLPE o de características similares o superiores. Y el calibre mínimo será número dos (2) AWG de cobre.

1.3.2.3 DESCRIPCIÓN DEL CONDUCTOR XLPE

Este tipo de conductor se caracteriza por tener alta resistencia a la deformación a altas temperaturas, además de poseer pérdidas dieléctricas muy bajas. Además puede conducir corrientes muy altas bajo condiciones normales (90 °C), de emergencia (130 °C) y de cortocircuito (250 °C). Es muy ligero y su elasticidad permite poder doblarle en curvas con radios pequeños.

La siguiente información se tomó de la guía de especificaciones técnicas de **CME wire and cable** para conductores con aislamiento TR-XLPE desde 5 kV hasta 46kV con neutro concéntrico.

Este conductor se aplica a distribución subterránea residencial y comercial, puede ser usado en locaciones secas y húmedas directamente enterrado o en ductos.

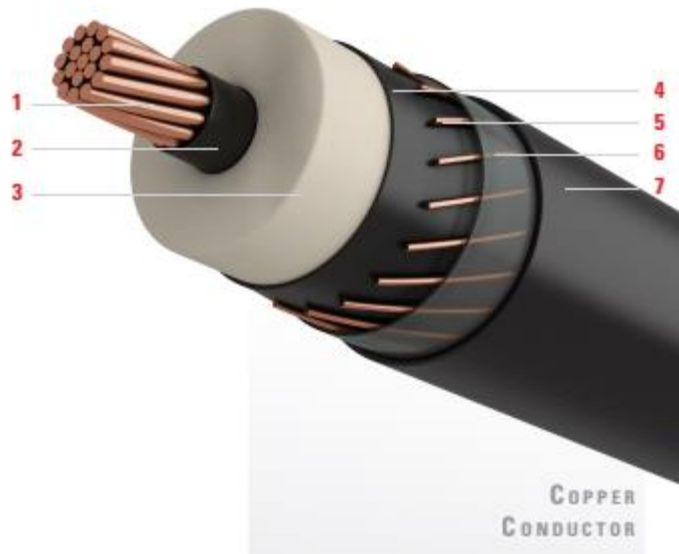


Figura 78. Partes de un cable conductor de cobre con aislamiento tipo XLPE para aplicaciones subterráneas.

Características:

1. **Conductor:** Conductor de cobre suave clase B comprimido según ASTM B8 u otros según pedido.
2. **Pantalla conductora:** Capa extruida de polietileno semiconductor.
3. **Aislamiento:** Polietileno extruido con retardante de árbol.
4. **Pantalla de aislamiento:** Capa extruida de polietileno semiconductor.

5. **Neutro concéntrico:** Alambres de cobre suave según ASTM B3, helicoidalmente aplicados y uniformemente espaciados. Neutro al 100% o 33%.
6. **Blindaje:** *Cinta de poliéster adecuada como sea solicitada.*
7. **Chaqueta:** *Capa protectora de PVC.*

1.3.3 SELECCIÓN DE CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR XLPE PARA EL PROYECTO

1.3.3.1 MATERIAL DE AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR

El aislamiento del conductor deberá ser TR-XLPE debido a su alta confiabilidad, baja tasa de fallas y otras características antes descritas y además muy conocidas de éste por sobre el tradicional XLPE. Para más detalles en sus características favorables ver Nreca (2008).

1.3.3.2 ESPESOR DEL AISLAMIENTO TR-XLPE DEL CONDUCTOR

El sistema operará con un voltaje de línea a línea de 13,200 V lo que implica que el aislamiento debe de ser capaz de resistir éste estrés eléctrico de manera continua.

Ya que es deseable un margen se utilizará conductor con aislamiento para 15 kV. Este tipo de conductor con aislamiento al 100% debe tener grosor nominal de 5.59 mm, mínimo de 5.33 y máximo de 6.35 mm según la figura 78.

TABLE E.2: Nominal, Minimum, and Maximum Insulation Thickness.			
Cable Rated Voltage	Nominal Thickness	Minimum Thickness	Maximum Thickness
15 kV	220 mils (5.59 mm)	210 mils (5.33 mm)	250 mils (6.35 mm)
25 kV	260 mils (6.60 mm)	245 mils (6.22 mm)	290 mils (7.37 mm)
35 kV	345 mils (8.76 mm)	330 mils (8.38 mm)	375 mils (9.53 mm)

Figura 79. Captura de tabla E.2 del Nreca (2008).

El 100% de aislamiento es requerido en sistemas en estrella con neutro corrido multiaterrizado protegido por dispositivo que despejen fallas en menos de 1 minuto, y efectivamente éste es el caso de nuestro sistema. No obstante utilizar aislamiento por 133% puede alargar de manera significativa la vida útil del cable razón por la que se utilizará éste para el proyecto de la FMOcc.

Según la norma mexicana ANCE NMX-J-142-ANCE-2000 los aislamientos para conductores deben tener las siguientes características:

TABLA 3.- Espesor de aislamiento, tensiones de prueba y calibres de conductor

Tensión entre fases nominal kV	Designación del conductor				Espesor del aislamiento nominal mm		Tensión de prueba en c.a. kV	
	Área de la sección transversal nominal mm ²		Calibre AWG o kCM	Categoría		Categoría		
	Desde	hasta		I	II	I	II	
5	Desde 8,4	hasta 506,7	8 a 1 000	2,30	2,90	18	23	
	Mayor	de 506,7	Mayor de 1 000	3,60	3,60	28	28	
8	Desde 13,3	hasta 506,7	6 a 1 000	2,90	3,50	23	28	
	Mayor	de 506,7	Mayor de 1 000	4,45	4,45	35	35	
15	Desde 33,62	hasta 506,7	2 a 1 000	4,45	5,60	35	44	
	Mayor	de 506,7	Mayor de 1000	5,60	5,60	44	44	
25	Desde 42,4	hasta 1 013	1 a 2 000	6,60	8,10	52	64	
35	Desde 53,5	hasta 1 013	1/0 a 2 000	8,80	10,70	69	84	
46	Desde 107,2	hasta 1 013	4/0 a 2 000	11,30	14,70	89	116	
69	Desde 253,4	hasta 1 013	500 a 2 000	16,50		100		
115	Desde 380,0	hasta 1 013	750 a 2 000	20,30		160		

Figura 80. Tabla 3 de la norma NMX-J-142-ANCE-2000.

En ella podemos observar que los conductores con aislamiento de categoría II (133% de aislamiento) para tensión de línea a línea de 15 kV deben tener un espesor de aislamiento nominal de 5.6 mm. En ésta norma se especifica que el conductor no deberá tener en ningún punto menos del 90% de éste espesor y en promedio no podrá tampoco ser menor a éste. Según una tabla comparativa entre distintas normas de la página de internet del distribuidor de cables “usawire” los aislamientos deben ser:

Industry Standard	5kV-100%	5kV-133%	8kV-100%	15kV-100%	15kV-133%	25kV-100%	25kV-133%	35kV-100%
UL MV-105, ICEA S-93-639	.090"	.090"	.115"	.175"	.220"	.260"	.345"	.345
AEIC CS8 ICEA S-97-682	.090"	.115"	.115"	.175"	.220"	.260"	.345"	.345

Figura 81. Tabla comparativa de grosor de aislante para conductores XLPE entre diferentes normas.

Se puede notar que el aislamiento de 15 kV al 133% coincide con el único valor proporcionado por el Nreca para éste voltaje por lo tanto se concluye que el Nreca sugiere aislamiento al 133% para cables de 15 kV. No obstante según la norma ICEA S94-649-2000 el aislamiento no puede ser menor de 210 mil en ningún momento para 15 kV al 133%.

15 kV TR-XLPE Insulated

Size AWG or kcmil	Number of Strands	Nominal OD Over Insulation in	1/3 Neutral					Full Neutral				
			Number of Wires	Size AWG	Jacket Thickness mil	Approximate Outside Diameter in	Approximate Net Weight lb/kft	Number of Wires	Size AWG	Jacket Thickness mil	Approximate Outside Diameter in	Approximate Net Weight lb/kft
Copper 133% Insulation Level (220 mil)												
2	7	0.77	6	14	80	1.14	672	16	14	80	1.14	805
1	19	0.81	7	14	80	1.18	759	13	12	80	1.21	947
1/0	19	0.85	9	14	80	1.22	875	16	12	80	1.25	1100
2/0	19	0.89	11	14	80	1.26	1012	13	10	80	1.34	1316
3/0	19	0.94	14	14	80	1.31	1187	16	10	80	1.39	1553
4/0	19	1.00	18	14	80	1.37	1407	16	9	80	1.47	1865
250	37	1.05	13	12	80	1.48	1622	25	10	80	1.52	2198
350	37	1.16	18	12	80	1.58	2097	22	8	80	1.68	2912
500	37	1.28	17	10	110	1.82	2943	31	8	110	1.87	4046
750	61	1.47	20	9	110	2.03	4118	—	—	—	—	—
1000	61	1.62	26	9	110	2.21	5291	—	—	—	—	—

Figura 82. Catálogo de conductores fabricados por la empresa “CME Wire and cable”

A continuación se muestra una serie de especificaciones de conductores:

En él podemos observar que el espesor de aislamiento para 15 kV al 133% es de 220 mil.

$$220 \text{ mil} * \frac{0.0254 \text{ mm}}{1 \text{ mil}} = 5.58 \text{ mm de espesor}$$

El espesor del aislante TR-XLPE del cable fabricado por ésta compañía cumple satisfactoriamente con el requerimiento de todas las normas anteriores citadas por la que podemos seleccionar alguno de los productos de ella u cualquier otra que cumpla con éstos requerimientos.

1.3.3.3 DIMENSIONAMIENTO DE NEUTRO CONCÉNTRICO

El neutro puede tener tanto capacidad para 1/3 de la capacidad nominal del conductor de fase o la misma capacidad.

Es recomendable que el neutro tenga solamente 1/3 de la capacidad si se trata de una aplicación puramente trifásica debido a que un neutro con capacidad completa causa altas pérdidas por corrientes circulantes en éste y debe ser evitado en la medida de lo posible, especialmente en sistemas con conductores muy grandes (>> AWG 2). (Nreca, 2008)

No obstante el sistema presente utilizará conductores pequeños debido a la baja carga de la universidad, por éstas razones los problemas que causan los neutros de capacidad completa no son relevantes en éste caso y al contrario ayudarán a mantener los voltajes de neutro a tierra bajos así como proveer suficiente capacidad de retorno por corrientes desbalanceadas típicas en sistemas con alto contenido de armónicos.

Capacidad del neutro: **Completa.**

1.3.4 CONSIDERACIONES DE AMPACIDAD DEL CONDUCTOR

El cálculo de ampacidad del conductor requiere tomar en cuenta distintos factores:

- ✓ Factor de carga
- ✓ Resistividad del suelo
- ✓ Temperatura ambiente del suelo
- ✓ Arreglo físico de las fases
- ✓ Instalación en conduit o directamente enterrado
- ✓ Interfaz sistema subterráneo-aéreo

Si la instalación es además en conduit se debe tomar en cuenta la resistividad térmica de éste y la resistividad entre la capa exterior del conductor y las paredes internas del conduit. Por éstas últimas razones la ampacidad del conductor se reduce cuando se realizan instalaciones con ésta técnica.

1.3.4.1 FACTOR DE CARGA

La ampacidad es afectada por las pérdidas eléctricas. Cuando un cable es energizado y la corriente fluye, pérdidas en forma de calor son producidas en su aislamiento y cubiertas. La tasa a la que el calor es removido del cable determina el aumento de temperatura dentro del dieléctrico y por lo tanto la ampacidad del cable.

Existen 2 tipos de pérdidas:

- Dependientes de corriente
- No dependientes de corriente

Las pérdidas no dependientes de corriente son debidas a las líneas de campo eléctrico en el dieléctrico del cable. Son una función del voltaje y está presente en cualquier momento que el cable esté energizado, fluya corriente o no. Las pérdidas dependientes de corriente son pérdidas óhmicas en el conductor y en el neutro concéntrico y varían con el cuadrado de la corriente. Las pérdidas en el conductor central representan el componente generador de calor principal y está directamente relacionado con su resistencia AC. Las pérdidas en el neutro concéntrico ocurren cuando voltaje es inducido en los alambres neutros debido a la reactancia mutua entre ellos y el conductor central. Debido a que las prácticas de seguridad requieren que el neutro esté aterrizado en múltiples puntos de su longitud, el voltaje inducido causará corriente fluyendo en una aplicación trifásica, añadiendo a la pérdida total del sistema. (Nreca, 2008).

Las pérdidas dependientes de corriente son las más importantes a tomar en cuenta en el diseño de sistemas a voltajes de distribución. Las pérdidas no dependientes de corriente son más pronunciadas en voltajes de transmisión según Nreca (2008) razón por la que sus efectos serán despreciados en éste documento.

Las pérdidas por corriente son tomadas en cuenta a través de la utilización del concepto de “Factor de pérdidas” que está estrechamente relacionado con el “Factor de carga”. Este último se utiliza para el dimensionamiento de equipos y conductores. La ecuación de factor de carga es la siguiente:

$$LF = \frac{\text{Carga promedio}}{\text{Carga pico}}$$

Ecuación 1. Factor de carga

La carga promedio está determinada por la utilización de sistema y la carga pico es simplemente la carga máxima de diseño esperada.

Para determinar el factor de carga de las instalaciones se utilizarán las características de consumo presentes, y éstas características serán extrapoladas a las nuevas instalaciones diseñadas con factores de carga futura. Esto debido a que las curvas carga de los clientes son similares entre clientes del mismo tipo, por ej: Comerciales, oficinas, industrial, residencial, iluminación pública, ec.

En la sección 1.2.1 se presentaron las facturas de consumo de la universidad desde el año 2009 hasta inicios de 2017. En las conclusiones de ésa sección se encontró que en ése período la mayor demanda de las 3 acometidas juntas fue de 194 kW, de éstos 188

kW se demandaron a un FP = 0.846 y los otros 6 kW a factor prácticamente unitario. Por tanto:

$$\text{Demanda máxima Junio 2016} = \frac{188 \text{ kW}}{0.846} + 6 \text{ KVA} = 228.22 \text{ KVA}$$

Durante éste mes se consumió un total de 43,586 kWh en la acometida “A”, la acometida “B” presenta un historial de consumo de 3,820 kWh mensuales en promedio durante el año 2015; último año del que se tiene registro, y la acometida “C” aún no estaba en operación.

$$\text{Consumo Junio 2016} = 43586 \text{ kWh} + 3820 \text{ kWh} = 47406 \text{ kWh}$$

Ahora el factor de carga es:

$$LF = \frac{47406 \text{ kWh}}{228.22 \text{ kVA} * 730h * 0.8} = 0.355$$

$$\text{Factor de Carga} = 0.355$$

El factor de carga del 35.5% implica que la universidad está lejos de tener un consumo constante a máxima demanda, razón por la que los conductores tienen tiempo para disipar el calor acumulado en los intervalos de tiempo de alta demanda y la ampacidad se reduce menos.

1.3.4.2 RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL SUELO (RHO)

Es la tendencia del suelo rodeando un conductor o ducto enterrado a obstruir el flujo de calor y se expresa en Celsius-centímetros por watt (°C-cm/watt). Aunque rho puede ser medido a lo largo de una ruta específica para ayudar a seleccionar el conductor adecuado esto es usualmente muy difícil y lento de realizar. Muchas compañías asumen propiedades del suelo que han llevado a tener desempeño confiable en el pasado. Esto es especialmente cierto porque la resistividad el suelo varía con las temporadas del año, con el tipo de suelo y la profundidad de enterramiento del conductor. La tabla a continuación es la figura 83 y muestra la variación de resistividad del suelo en diferentes lugares a lo largo del año en Estados Unidos.

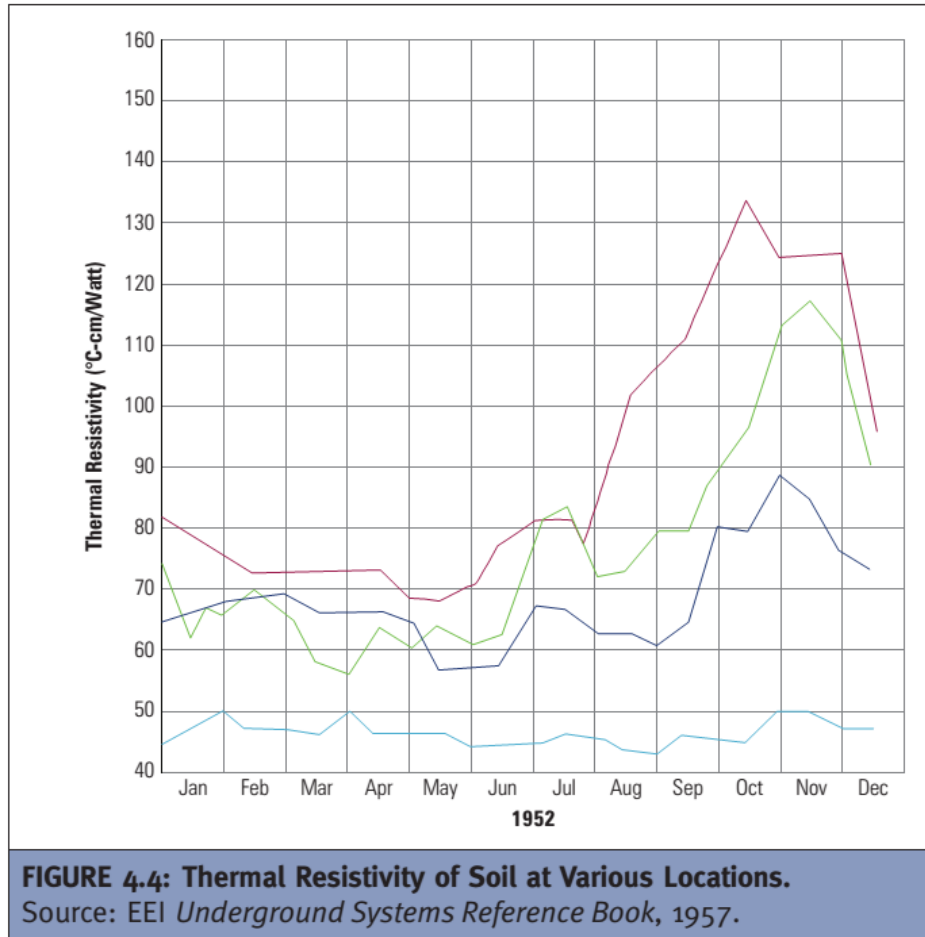


Figura 83. Resistividad térmica del suelo en diferentes locaciones de Estados Unidos. (Nreca, 2008, figura 4.4)

Ella muestra que la resistividad aumenta en los meses secos y calientes de Agosto, Septiembre y Octubre en Estados Unidos.

En la FMOcc se cuenta con un estudio de mecánica de suelos realizado en Noviembre del año 2015 realizado por el Laboratorio Salvadoreño de Ingeniería S.A. de C.V., el cual se encuentra en el anexo C del presente documento. Los resultados de interés para el presente proyecto se muestran en la tabla 84 y tabla 85. En estas tablas se observa la estratigrafía del suelo en los tramos de estudio y su humedad, debido a que éste estudio se realizó en época seca se pueden tomar éstos valores de humedad como aproximados mínimos anuales.

6. ESTRATIGRAFÍA PREDOMINANTE EN EL TRAMO EN ESTUDIO

La estratigrafía predominante de los suelos explorados en el área de estudio y recabada por medio las CUATRO perforaciones, se describe a continuación:

SONDEO N°	CLASIFICACIÓN	% DE ARENA	SIMBOLOGÍA	PROFUNDIDAD (EN METROS)
1	ARENAS LIMOSAS CAFÉ OSCURO ARENAS MEDIAS A FINAS C/GRAVAS TIPO VOLCANICAS	60%	SM+G	0.00-0.50
	ARENAS LIMOSAS CAFÉ OSCURO ARENAS MEDIAS A FINAS C/GRAVA TIPO VOLCANICAS	60%	SM+G	0.50-1.00
	LIMOS ARENOSOS CAFÉ OSCURO ARENAS MEDIAS A FINAS C/GRAVA VOLCANICAS	40%	ML+G	1.00-2.00
2	LIMOS ARENOSOS CAFÉ ARENAS MEDIAS A FINAS TIPO VOLCANICAS	50%	ML	0.00-0.50
	ARENAS LIMOSAS CAFÉ ARENAS MEDIAS A FINAS ORIGEN VOLCANICO	60%	SM	0.50-1.00
	LIMOS INORGANICOS CON ARENA ALTA COMPRESIBILIDAD ARENAS FINAS	15%	MH	1.00-2.50
3	ARENAS LIMOSAS CAFÉ ARENAS MEDIAS A FINAS VOLCANICAS C/GRAVAS	60%	SM+G	0.00-1.00
	LIMOS CON ARENA CAFÉ ALTA COMPRESIBILIDAD ARENAS FINAS	15%	MH	1.00-2.50
4	ARENAS LIMOSAS CAFÉ OSCURO ARENAS MEDIAS A FINAS VOLCANICAS C/ORGANICOS	70%	SM-OL	0.00-0.50
	LIMOS ARENOSO ORGANICOS CAFÉ ARENAS FINAS	25%	OL	0.50-1.00
	LIMOS ARENOSOS CAFÉ ARENAS MEDIAS A FINAS VOLCANICAS	50%	ML	1.00-2.50

Todos los estratos son clasificados según el Sistema Unificado de Clasificación de Suelos S.U.C.S.

[Firma]
**LABORATORIO SALVADOREÑO
 DE INGENIERÍA S.A. de C.V.**
 SAN SALVADOR EL SALVADOR

REGISTRO NACIONAL DE
 ARQUITECTOS E INGENIEROS
RENE ALFONSO CORTEZ MAGAÑA
 IC - 3645
 INGENIERO CIVIL

Figura 84. Tabla de tipos de clasificación de suelos en FMOcc según Laboratorio Salvadoreño de Ingeniería S.A. de C.V.

7. CONTENIDO DE HUMEDAD

Los contenidos de humedad natural del suelo, en todas las exploraciones, varían en los estratos y se detectan entre los rangos colocados en el siguiente cuadro para cada sondeo:

SONDEO N°	HUMEDAD MINIMA %	HUMEDAD MAXIMA %
1	11.14%	28.55%
2	23.29%	27.29%
3	12.36%	40.66%
4	12.45%	39.03%

Figura 85. Tabla contenido de humedad en suelos de FMOcc según Laboratorio Salvadoreño de Ingeniería S.A. de C.V.

En la conclusión 10.4 del reporte del estudio se lee “Los suelos arenosos y limosos presentan características típicas de ser afectados por socavaciones y tubificaciones...” concluyendo que los tipos de suelo son **arenosos y limosos**. Además de las tablas anteriores se lee que el porcentaje de humedad mínimo encontrado ha sido del 11.14% en todas las excavaciones.

A continuación se muestran la figura 86 y 87 que han sido utilizadas para seleccionar el valor de diseño de RHO.

Table 5

Resistivities Found by Wiseman, Seman and Burrell

<u>Soil Type</u>	<u>Recommended Design Value of RHO</u> <u>°C - Centimeter/Watt</u>
Sand	80 - 90
Sandy - Clay	80 - 90
Clay	80 - 90
Rubble, Shale, Rock	90 - 100
Cinder/Ash	200
Organic Soils	400 - 700

Figura 86. Valores de diseño recomendados de RHO según tipo de suelos. (Zemyan, 1979)

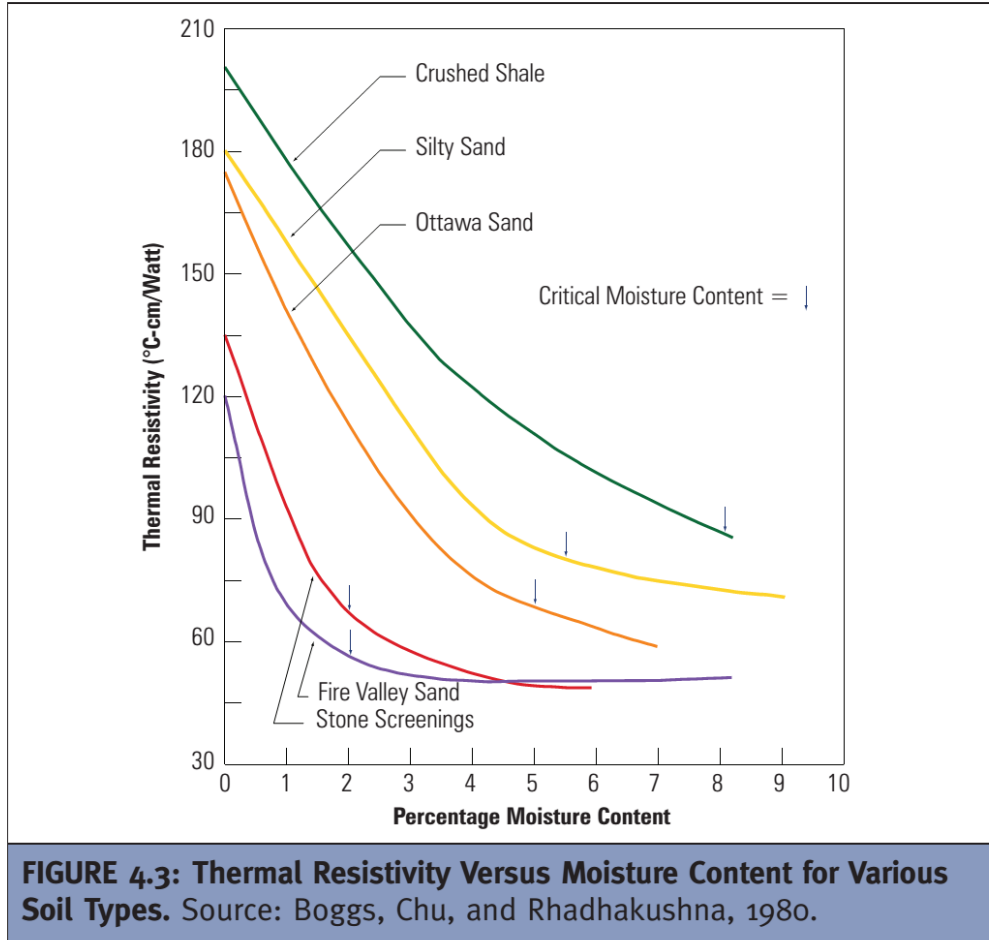


Figura 87. Resistividad térmica contra humedad para varios tipos de suelos. (Nreca, 2008, figura 4.3)

En la tabla de resistividades se encuentra que los suelos arenosos tienen entre 80-90 rho y en la gráfica de Nreca, 2008 se encuentra que la resistividad de los suelos de arena limosa (Silty Sand) varía según su nivel de humedad, no obstante la humedad debería reducirse hasta menos de 4% para aumentar rho sobre 90.

Luego de la discusión anterior se seleccionará rho 120 para tener un valor conservador incluyendo situaciones en las que la tubería atraviese suelos muy secos.

1.3.4.3 TEMPERATURA AMBIENTE DEL SUELO

Es la temperatura normal del suelo a la profundidad de enterramiento del cable que existiría si el cable no estuviera ahí. La temperatura ambiente del suelo debe ser considerado cuando se usan tablas de ampacidad. Cada tabla ha sido calculada para una temperatura ambiente específica, y la elevación de temperatura del conductor es añadida directamente a ella.

La temperatura varía dependiendo de la temporada. La tierra actúa como un sumidero de calor en verano y regresa el calor al aire en invierno.

La figura 88 muestra rangos de temperatura típicos usados en lugares donde la información del subsuelo no está disponible.

TABLE 4.2: Typical Ambient Soil Temperatures at a Depth of 3.5 Feet. Source: ICEA Publication No. P-46-426.		
Location	Temperature, °C	
	Summer	Winter
Northern United States	20 to 25	2 to 15
Southern United States	30 to 35	10 to 20

Figura 88. Temperatura típica del suelo a una profundidad de 3.5 pies en Estados Unidos. (Nreca, 2008, tabla 4.2)

Se puede observar que los rangos son para locaciones en Estados Unidos, no obstante el verano en el sur de los estados unidos tiene características similares a las de El Salvador el resto del año, motivo por el que se utilizarán esos valores de temperatura del suelo para los cálculos de ampacidad.

Temperatura ambiente del suelo será **35 Celsius.**

1.3.4.4 ARREGLO FÍSICO DE LAS FASES

Si las fases se ubican en arreglo triangular “trifoil” o plano “flat” afectará la ampacidad de los conductores.



Figura 89. Configuración en triángulo o “trifoil”. (Nreca, 2008, figura 4.6)

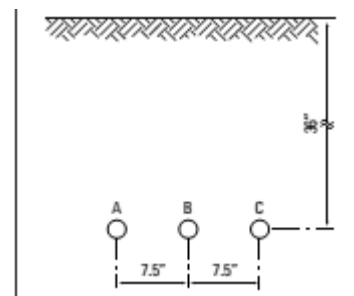


Figura 90. Configuración plana o “flat”. (Nreca, 2008, figura 4.7)

TABLE 4.3: Ampacity Table for 15-kV Copper Conductor, Direct Buried, Single Circuit, 75% and 100% Load Factor.*				
Conductor Size	Trefoil Configuration (Amperes)		Flat-Spaced Configuration (Amperes)	
	75% Load Factor	100% Load Factor	75% Load Factor	100% Load Factor
4/0 (1/3 neut)	404	360	432	377
350 (1/3 neut)	519	460	516	448
500 (1/3 neut)	609	535	572	496
750 (1/3 neut)	696	608	635	548
1,000 (1/6 neut)	814	706	705	605

* IEEE Standard 835-1994
Note. Soil rho = 90, Conductor Temperature = 90°C, Ambient Soil Temperature = 25°C

Figura 91. Tabla comparativa de ampacidades entre configuración plana y triangular. (Nreca, 2008, tabla 4.3)

De las tablas anteriores podemos concluir que cuando se trata de conductores menores la ampacidad de los cables se aumenta en configuración plana, y aumentan en configuración triangular en conductores de ampacidad mayor. Esto se debe a la resistencia de los neutros concéntricos y las pérdidas que se dan en éste por las corrientes circulantes que ahí se inducen por su aterrizamiento efectivo a tierra. Entre mayor sea la resistencia de los neutros menores serán las corrientes inducidas y también las pérdidas. Estas pérdidas que generan calentamientos reducen la ampacidad y sus efectos son mucho más fuertes en conductores grandes que pequeños. Por el motivo anterior no se tomarán en cuenta las pérdidas por arreglo físico de fases.

1.3.4.5 INSTALACIÓN EN CONDUIT O DIRECTAMENTE ENTERRADO

En este apartado solamente se destacarán las ventajas de una instalación en conduit por sobre enterramiento directo según Nreca, 2008.

Tabla 4

Comparación de características entre instalación en conduit o directamente enterrado

Ventajas	Desventajas
El cable es reemplazado fácilmente	Mayor costo de instalación
Protección física mayor	Reducción de ampacidad
Mayor vida útil	
Provisión para crecimiento de carga	

1.3.4.6 INTERFAZ SISTEMA SUBTERRÁNEO-AÉREO

Según el Nreca, 2008 es importante tomar en cuenta la disminución de ampacidad que se da en el conducto vertical que se encuentra en la interfaz aéreo-subterránea debido a que ésta puede limitar la capacidad total del sistema.

No obstante según Nreca, 2008, tabla 4.6 y 4.7 en la que se realizan comparaciones de ampacidad de la IEEE std 835 entre distintas configuraciones de circuitos la disminución de ampacidad se presenta solamente en casos donde el sistema es directamente enterrado o cuando en el conducto vertical de un sistema subterráneo en conduit existe más de 1 circuito. Por tanto debido a que nuestro sistema considera solamente una acometida trifásica no existen limitaciones de ampacidad por éste factor.

1.3.4.7 SELECCIÓN DE CALIBRE DEL ALIMENTADOR

Para seleccionar el calibre del conductor TR-XLPE habrá que encontrar la demanda del sistema y aplicar los factores de corrección requeridos.

En la sección 1.3 se presentó la tabla que presenta las capacidades de los transformadores del nuevo sistema eléctrico basados en carga presente y factores de crecimiento. La capacidad instalada total de los transformadores es de 875 kVA.

Para el dimensionamiento del calibre alimentador será necesario utilizar un factor de crecimiento debido a posibles nuevos proyectos de la universidad. Este factor tiende a ser usualmente 125% cuando no se tiene información disponible, pero en éste proyecto se tomará la decisión de utilizar 150% para eliminar cualquier posibilidad de limitación de capacidad de suministro del sistema de la universidad.

$$I_L = \frac{1012.5 \text{ kVA} * 1.5}{\sqrt{3} * 13.2 \text{ kV}} = 66.42 \text{ A}$$

Ecuación 2. Calculo de corriente nominal del circuito primario.

La capacidad del conductor deberá tener ampacidad para manejar 66.42 A a 13,200kV. Esta ampacidad es cumplida ampliamente por cualquier conductor XLPE permitido tanto por SIGET como por la IEEE std 835 para éste voltaje.

Aunque SIGET permite un conductor AWG #2 como mínimo para ésta aplicación se utilizará AWG # 1/0 para cumplir con los requerimientos mínimos de la IEEE.

En la Figura 92 muestra la tabla de la IEEE std 835, pag. 341 para 3 circuitos de 3 conductores de 5 kV a 15 kV del tipo XLPE en banco de ductos, 25 grados Celsius de temperatura ambiente, para factores de carga de 75% y 100%, y temperatura nominal máxima de 90 grados Celsius.

La razón de utilizar un banco de ductos de 3 circuitos y no uno de 1 es porque se proveerá una tubería extra en el banco de ductos primario. Además en la norma IEEE std. 835 no se encuentran bancos de 2 ductos.

El calibre AWG # 1/0 de cobre con neutro concéntrico al 100% en banco de ductos de 3 circuitos trifásico, con rho 120 y LF 75% tiene capacidad para 173 A continuos. No obstante habrá que aplicar factores de corrección de ampacidad por temperatura ambiente del suelo.

$$I' = \sqrt{\frac{T_c - T_a'}{T_c - 25}} * I$$

*Ecuación 3. Ecuación de corrección por temperatura del suelo
(Nreca, 2008, ec. 4.3)*

Donde:

I' = Ampacidad corregida

T_c = Máxima temperatura del conductor según tabla de ampacidad

T_a' = Nueva temperatura ambiente del suelo

I = Ampacidad mostrada para T_c a temperatura ambiente del suelo de 25 Celsius

De la sección 1.4.4.3 de éste documento se encuentra que la máxima temperatura del suelo en el sur de los Estados Unidos en verano es de 35 Celsius, éste dato puede usarse para El Salvador razón por la que Ta=35

5 to 15 kV Shielded Single Conductor Extruded Dielectric Power Cable
in Underground Duct Bank - Triplexed - Three Circuits
25°C Earth Ambient

Condr Size	Neut. Size	60 Rho		90 Rho		120 Rho	
		75 LF	100 LF	75 LF	100 LF	75 LF	100 LF

90°C - Copper Conductor - Concentric Strand

2	Full	156	143	145	129	136	119
2	1/2	157	144	146	130	136	119
2	1/3	157	144	146	130	136	120
2	1/6	157	144	146	130	136	120
1	Full	177	162	164	146	153	134
1	1/2	178	162	165	147	154	135
1	1/3	179	163	165	147	154	135
1	1/6	179	163	166	147	155	135
1/0	Full	201	183	186	165	173	151
1/0	1/2	202	184	187	166	174	152
1/0	1/3	203	184	187	166	174	152
1/0	1/6	203	185	188	167	175	153
2/0	Full	227	205	209	185	194	169
2/0	1/2	229	208	211	187	196	171
2/0	1/3	230	208	212	188	197	172
2/0	1/6	231	209	212	188	198	172
3/0	Full	255	230	234	207	218	189
3/0	1/2	259	234	238	210	221	192
3/0	1/3	260	235	239	211	222	193
3/0	1/6	262	237	241	213	224	194
4/0	Full	286	257	261	230	243	210
4/0	1/2	292	263	267	236	248	214
4/0	1/3	294	265	269	238	250	216
4/0	1/6	297	268	272	240	253	218

Figura 92. Tabla de ampacidades para conductor de hasta 15 kV XLPE monofásico en configuración triplex, hasta 3 circuitos en un banco de concreto.

(IEEE Std. 835, 1994, pag. 341)

El resto de valores se obtiene de la tabla de ampacidad: $T_c=90$, $I=173$.

Por tanto:

$$I' = \sqrt{\frac{90 - 35}{90 - 25}} * 173 A = 0.92 * 173 A = 159.16 A$$

La capacidad de los conductores de cobre AWG # 1/0 en estas condiciones será de **159**

A.

La capacidad mínima requerida es de **66.42 A** con la capacidad instalada diseñada al 150% de margen de crecimiento. Esto representa una carga de alimentador de menos del 41% de la capacidad total.

1.3.5 CONSIDERACIONES DEL CONDUIT DEL SISTEMA

Como se mostró en la sección anterior la instalación en conduit se prefirió debido a sus ventajas de protección mejorada del conductor contra excavaciones, mayor vida útil del conductor, posibilidad de agregar cable extra o reemplazar cable fallido; aunque inicialmente el costo sea mayor que el de un sistema con conductor directamente enterrado.

1.3.5.1 TIPOS DE SISTEMA SUBTERRÁNEO CON CONDUIT

En general existen 3 tipos de sistemas de este tipo:

- ✓ Conduit directamente enterrado
- ✓ Conduit en banco de concreto
- ✓ Conduit en banco de concreto con pozos de registro y pozos de derivación

Según Nreca, 2008 el primero tiene como ventaja tener un costo inicial bajo y es típicamente usado en cruces de calle, trayectos de un solo circuito o salidas de subestaciones pequeñas y es particularmente preferido donde se requiere poca protección mecánica.

El conduit en banco de concreto se recomienda cuando se necesita protección contra excavación, pero la longitud de éste está limitada por criterios de jalado de cable.

Donde las trayectorias del conduit son muy grandes se deben instalar pozos de registro y pozos de derivación. Estos permiten puntos intermedios de jalado que someterán al conductor a tensiones menores. Además éstos simplificarán el acceso al sistema cuando se requieran futuras ampliaciones y por tanto producen un sistema más flexible.

En la FMOcc donde constantemente se desarrollan proyectos civiles el sistema más adecuado es el de conduit en banco de concreto con pozos de registro y pozos de derivación, pero crear bancos de concreto puede resultar excesivamente caro en proyectos grandes y pequeños razón por la que se utilizará para el relleno de los bancos el **Lodocreto.**

Más adelante se tomarán en cuenta las consideraciones técnicas del diseño de las zanjas.

1.3.5.2 TIPOS DE CONDUIT

Los tipos de conduit que se utilizan en instalaciones subterráneas son de plástico y acero, y cada uno de éstos es ofrecido en distintas configuraciones.

Acero: Se utiliza predominantemente acero galvanizado "Schedule 40". Se usa sobre todo en instalaciones donde se requiere alta protección mecánica como en tubos de subida y aplicaciones de enterramiento directo de conduit. Sus desventajas son que es difícil de doblar, susceptible a corrosión y usualmente más caro.

Plástico: El materia predominante es PVC aunque existe plástico ABS, HDPE y FRE. El ABS es parecido al ABS pero tiende a ser de pared más gruesa. El HDPE es más flexible que el PVC y es útil en aplicaciones de una sola corrida, aunque se debe ser cuidadoso en el momento del enterramiento debido a que presenta cierta "memoria" que genera curvas pequeñas aumentando las tensiones de jalado. Finalmente el FRE tiene una gran dureza y se relaciona con aplicaciones parecidas al del acero galvanizado.

En la figura 93 se presenta una tabla donde se comparan los diferentes tipos de conduit y sus aplicaciones.

Debido al embebido en lodocreto no se pueden utilizar directamente las tuberías de PVC tipo EB para enterrado embebido en concreto, razón por la que se seleccionarán **DB-120 para ductos con circuitos primarios y DB-60 para circuitos secundarios, de iluminación y datos.**

TABLE 9.1: Classifications of Plastic Conduit.				
Conduit Designation	Material	Specification		Description and Application
		NEMA	Other	
EB-20	PVC	TC-6	ASTM F512, UL651A	Encased burial
EB-35	PVC	TC-8	ASTM F512	Encased burial, extra strength
DB-60	PVC	TC-6	ASTM F512	Direct burial
DB-120	PVC	TC-8	ASTM F512	Direct burial, extra strength
Schedule 40, Type II	PE	—	—	Normal duty, direct burial
Schedule 40, Type III	PVC	TC-2	UL 651	Normal duty, above ground
Schedule 80, Type IV	PVC	TC-2	UL 651	Heavy duty, above ground
HDPE, Smooth-Wall	HDPE	TC-7	ASTM D3035 ASTM D2239 ASTM D2160	Normal duty, direct burial
HDPE, Ribbed	HDPE	TC-7	ASTM D3035 ASTM D2239 ASTM D2160	Normal duty, direct burial
HDPE, Corrugated	HDPE	TC-7	ASTM D3035 ASTM D2239 ASTM D2160	Normal duty, direct burial

Figura 93. Clasificaciones de conduit según aplicación (Nreca, 2008, tabla 9.1)

1.3.5.3 DIÁMETRO

Según el NEC la máxima cantidad de espacio que pueden ocupar los conductores dentro de un conduit es:

- ✓ 1 conductor: 53%
- ✓ 2 conductores: 31%
- ✓ 3 o más conductores: 40%

Este requerimiento también se encuentra en las normas nacionales de El Salvador.

A continuación la figura 94 con diferentes tamaños comerciales de conduit y sus áreas de llenado:

TABLE 9.6: Conduit Fill.					
Trade Size (in.)	Inside Diameter (in.)	Area (sq. in.)	1 Cable Area x 53% (sq. in.)	2 Cables Area x 31% (sq. in.)	3 Cables Area x 40% (sq. in.)
2	2.067	3.36	1.78	1.04	1.34
2 1/2	2.469	4.79	2.54	1.48	1.92
3	3.068	7.39	3.92	2.29	2.96
3 1/2	3.548	9.89	5.24	3.06	3.95
4	4.026	12.73	6.75	3.95	5.09
5	5.047	20.01	10.60	6.20	8.00
6	6.065	28.89	15.31	8.96	11.56

Figura 94. Llenado del conduit según cantidad de cables (Nreca, 2008, tabla 9.6)

Esta tabla deberá ser utilizada basada en el área transversal total que utilizan los conductores a instalar en el banco de ductos subterráneo. El área de los conductores varía entre distintos fabricantes razón por la que se utilizará una tabla basada en áreas de sección comunes en el mercado.

La figura 95 muestra que para conductores con aislamiento de 220 mil, aislamiento para 15 kV calibre AWG #1/0, 100% de neutro con 3 conductores por conduit es adecuado utilizar conduit de 3 ½ pulgadas.

No se puede utilizar directamente éste calibre de conduit debido a que aún es necesario tomar en cuenta el “Jam Ratio”. No obstante se seleccionará 3 ½” como diámetro preliminar.

TABLE 9.12: 220-Mil Primary Cable.						
Minimum Size of Conduit Necessary to Accommodate Primary Underground Power Cable: 15-kV Cable – 220-Mil Insulation Wall, Concentric Neutral Construction						
Conductor	Minimum Conduit Size (Inches) for Numbers of Primary Cables, Based on Neutral Construction					
	1 Cable per Conduit		2 Cables per Conduit		3 Cables per Conduit	
AWG or MCM	Full	1/3	Full	1/3	Full	1/3
2S*	2	2	3	3	3 1/2	3 1/2
2	2	2	3	3	3 1/2	3 1/2
1S*	2	2	3	3	3 1/2	3 1/2
1	2	2	3 1/2	3	3 1/2	3 1/2
1/0S*	2	2	3 1/2	3	3 1/2	3 1/2
1/0	2	2	3 1/2	3 1/2	3 1/2	3 1/2
2/0	2	2	3 1/2	3 1/2	4	4
3/0	2	2	4	3 1/2	4	4
4/0	2 1/2	2	4	4	5	4
250	2 1/2	2 1/2	5	4	5	5
350	2 1/2	2 1/2	5	5	5	5
500		3		5		6
750		3		6		6
1,000		3 1/2		6		6

* S = Solid Conductor
Note. Table 9.12 is based on NEC requirements. Maximum conduit fill is 53 percent for one cable, 31 percent for two cables, and 40 percent for three cables in a conduit. Unless noted, conductors are concentric stranded. If different conductors, such as compressed or compacted, are used, see Equation 9.1 for method of calculating. Outside diameters are based on ICEA Publication ANS/ICEA S-94-649-2000.

Figura 95. Tamaño mínimo de conduit para acomodar cable primario de potencia subterráneo para 15kV – pared de aislamiento de 220 mil, neutro concéntrico (Nreca, 2008, tabla 9.12)

1.3.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA FMOCC

1.3.6.1 SISTEMA PRIMARIO

Como primer paso, se muestra en la figura 96 el inicio del anillo de media tensión, comenzando en el Switch Gear “SG1”, éste se ubica por la entrada peatonal de la Facultad, muy cercano a la acometida principal de media tensión, más adelante se especificará a detalle la conexión de este Switch Gear 1, luego se puede observar los diferentes pozos de registro en la trayectoria de la línea primaria que van desde los 6 m a los 50 m de distancia entre pozos en todo el anillo.

Del SG1 al PR1 se tienen 30 m de distancia, Es importante mencionar que en todo el diseño del anillo primario se ha utilizado un cable con un calibre #1/0 del tipo XLPE-TR a 23 kV en una tubería P.V.C de 4” del tipo DB-120. Este tramo se ha diseñado cuidadosamente, tratando de no dañar el área de vivero que se tiene a los alrededores de esta trayectoria. Más adelante se especificará el diseño de la acometida a media tensión.

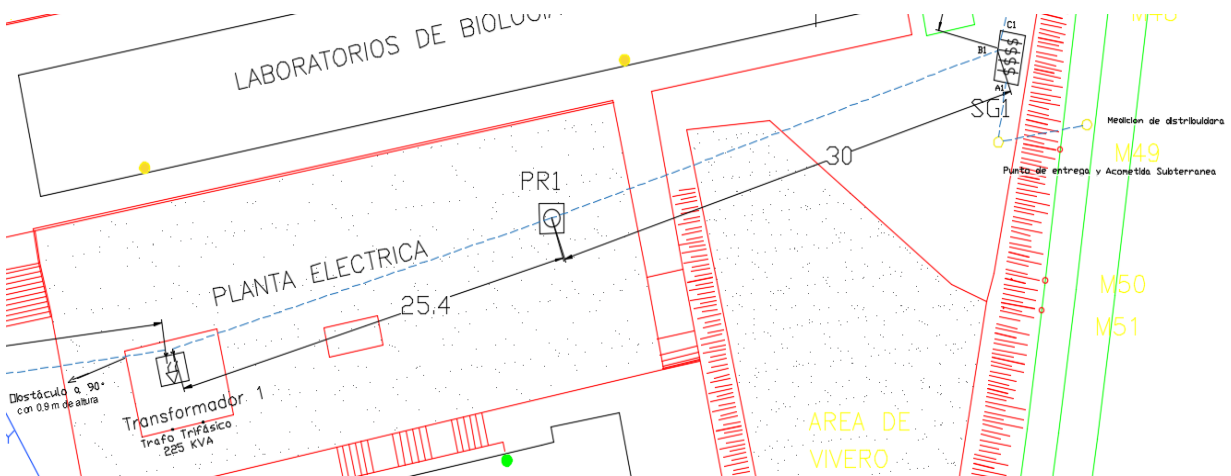


Figura 96. Inicio del anillo en cercanías de entrada peatonal de facultad.

Del Pad-Mounted 1 al PR2 la trayectoria se encuentra con el primer obstáculo, es un muro vertical con 0.9 m de altura. Es importante resaltar que se ha tratado de conservar las ubicaciones anteriores de las subestaciones antiguas, esto se ha hecho para el correcto aprovechamiento de las acometidas subterráneas que ya se tienen en las subestaciones antiguas.

Siguiendo con la prolongación del tramo subterráneo, se muestra en la figura 97, la trayectoria del Pad-Mounted1 al Pad-Mounted 2.

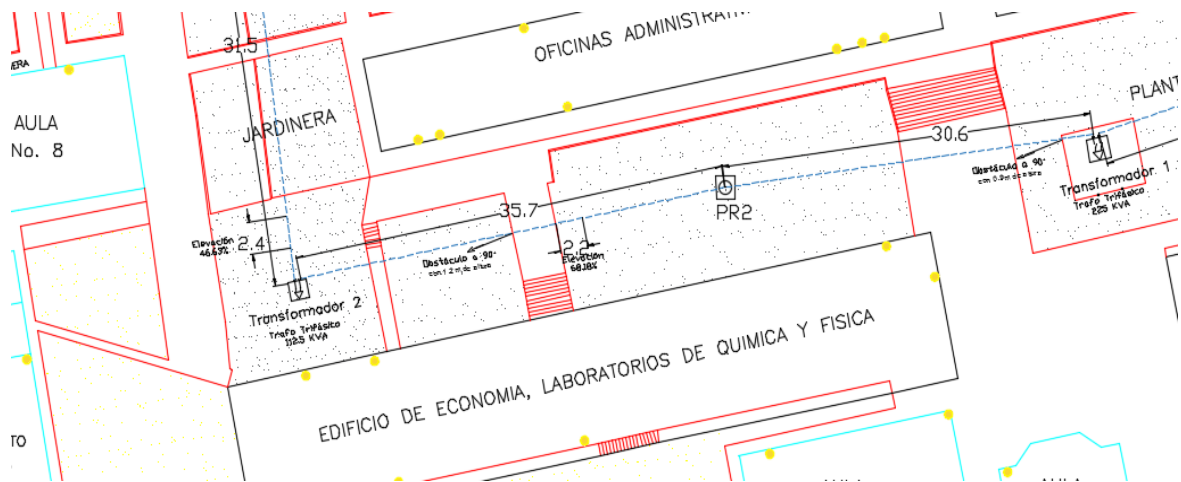


Figura 97 .Prolongación de trayectoria primaria hacia transformador 2.

Comenzando con la descripción, se tiene que del PR2 se llega al Pad-Mounted 2, con una distancia de 35.7 m, con el conductor antes mencionado, en este tramo nos encontramos con dos elevaciones notorias en el tramo.

Luego del Pad-Mounted 2 se continua con el anillo hasta llegar al derivador de media tensión abreviado en el plano como “D1”, en este tramo se ha considerado la instalación de un derivador de media tensión debido a que a futuro, se planea la construcción de un edificio de aulas de cuatro niveles por donde ahora se encuentran las aulas 1, 2, 3, 4, 5, 11 y 12, es por eso que es de vital importancia dejar un medio de alimentación a futuro.

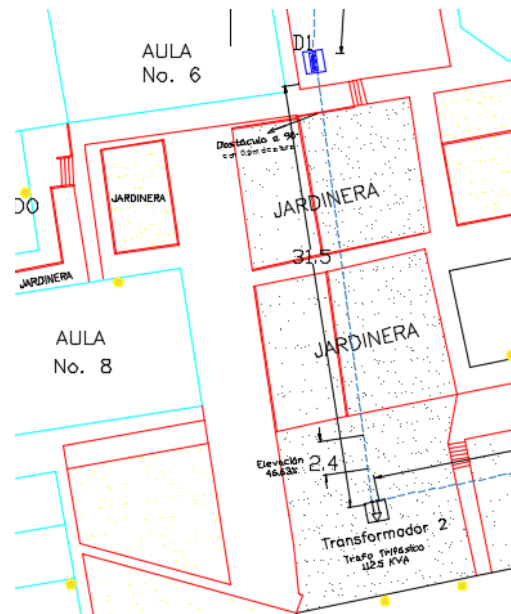


Figura 98. Trayectoria desde transformador 2 hacia derivador 1

Del D1 al Pad-Mounted 3 se trata de crear una trayectoria que no afecte zona verde ni tampoco obstruya construcciones que a futuro se puedan dar por esa zona donde se transporta la canalización.

El Pad-Mounted 3 se ubica atrás de los servicios sanitarios, esta trayectoria se ha diseñado considerando las tuberías que actualmente se encuentran por ese sector, es por eso que se ha diseñado con un margen de distancia razonable para no obstruir la tubería actual. Este trafo tiene una capacidad de 75 KVA, capaz de cubrir la demanda que el trafo anterior ubicado por esta misma zona, era capaz de cubrir, así como también será capaz de cubrir la demanda del edificio “Bunker”, eliminando el trafo monofásico anteriormente ubicado en este edificio, así como también será capaz de alimentar la demanda de las aulas que se ubican a los alrededores del nuevo trafo a ubicar, más adelante se detallará las zonas que cada trafo cubrirá.

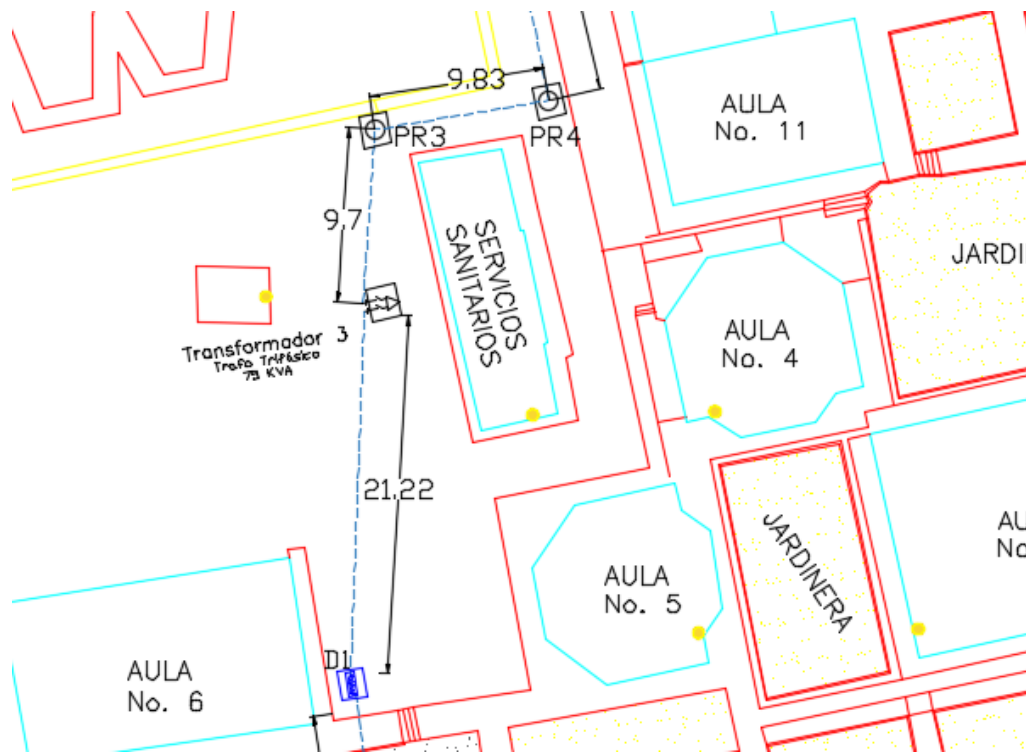


Figura 99. Trayectoria de D1 hacia transformador 3

Del trafo 3 al PR3, se sigue con la misma trayectoria recta subterránea, hasta llegar al PR4, este pozo 4 cambia la trayectoria de la zanja subterránea para rodear el edificio “Bunker” y poder seguir con una trayectoria recta hasta llegar al Switch-Gear 2, como lo muestra la siguiente imagen:

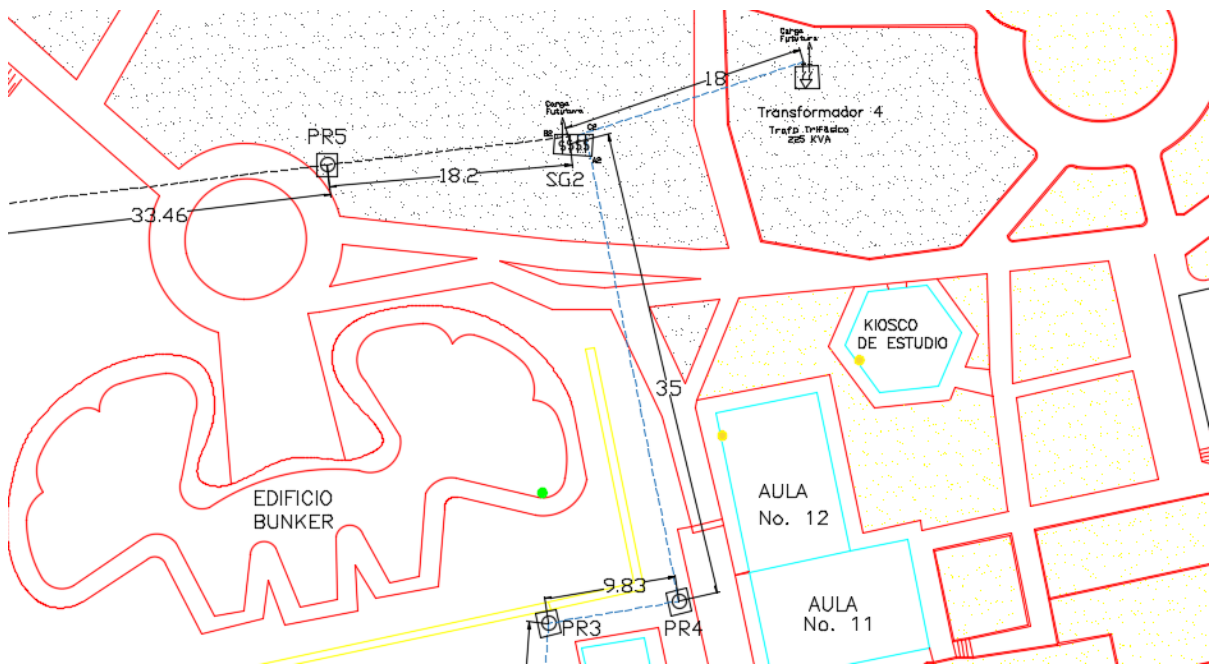


Figura 100. Trayectoria desde zona de baños hacia SG2 y ramales.

Cabe recordar que el tramo subterráneo del SG2, PR5, PR6 y PR7 ya está construido actualmente, es por eso que se ha considerado aprovechar este tramo ya construido en el nuevo diseño, la función de unir el nuevo diseño con el tramo ya construido la tiene el SG2 como se muestra en la figura 100, además este SG2 nos ayuda a derivar la línea primaria hasta el Pad-Mounted 4, este transformador se ubicará en la misma posición que se ubicaba la subestación anterior, enfrente del edificio de usos múltiples. La subestación 4 será capaz de alimentar el edificio de usos múltiples, así como también las aulas N, ciencias jurídicas y la zona de estudio que se encuentra a un costado de usos múltiples.

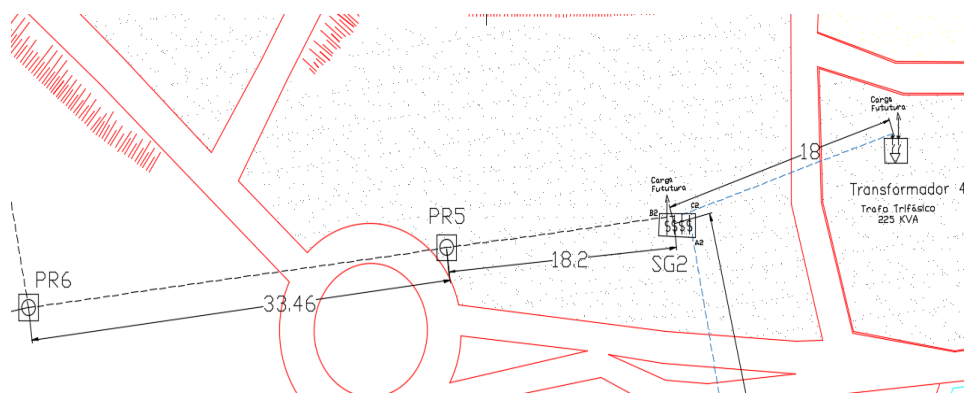


Figura 101. Trayectoria parcial desde SG2 hacia transformador 5

Es importante mencionar que el tramo ya construido del SG2 al PR7 tiene Tres conductores #2 del tipo XLPE, transportados en tubería de 4". Este tramo ya construido se muestra en la siguiente imagen.

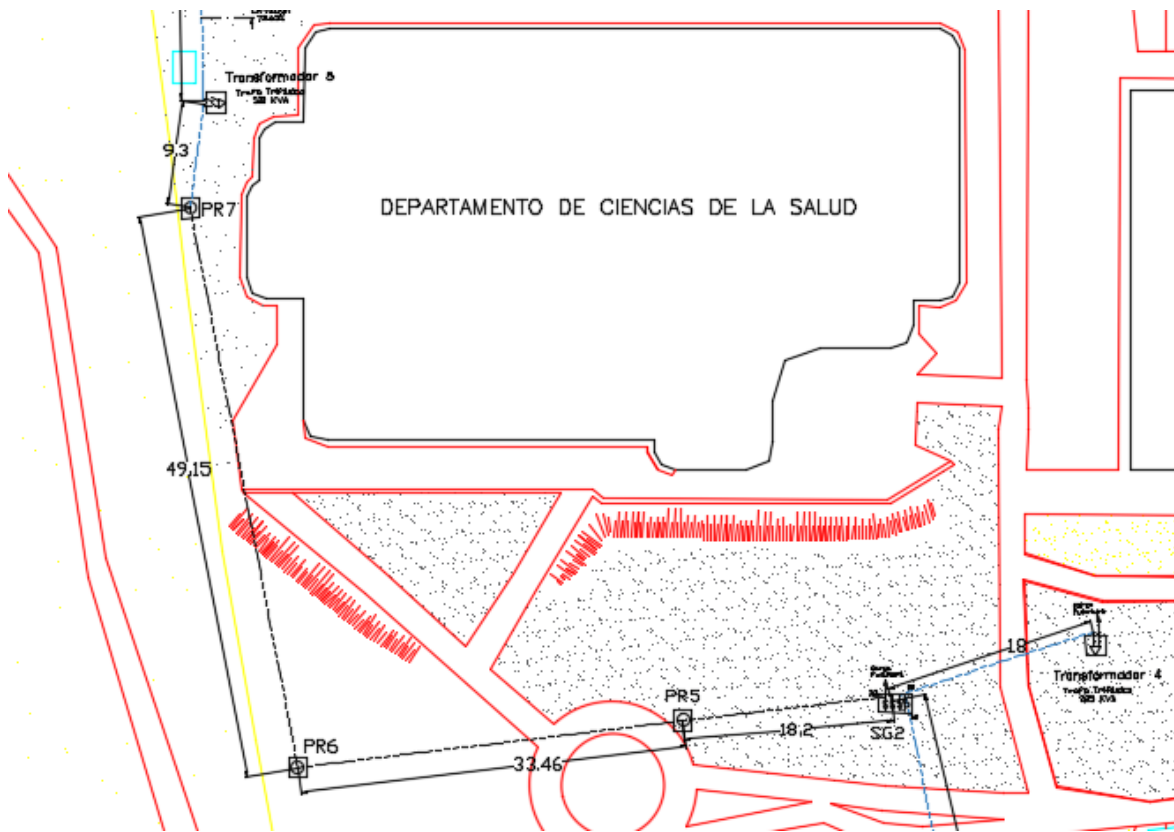


Figura 102. Trayectoria completa entre SG2 y transformador 5

Del PR7 al Pad-Mounted 5, se pretende construir una zanja subterránea de 9.3 m de largo, similar a al diseño nuevo, sin embargo, se pretende utilizar el conductor #2 XLPE que actualmente está en uso en ese tramo, es por eso que la instalación del SG2, se ha movido a la izquierda para poder usar ese cable que sobra en la prolongación del PR7 al Pad-Mounted 5 y de esa forma, evitar empalmes en toda la trayectoria. Este tramo del que se habla, se muestra en la siguiente imagen.

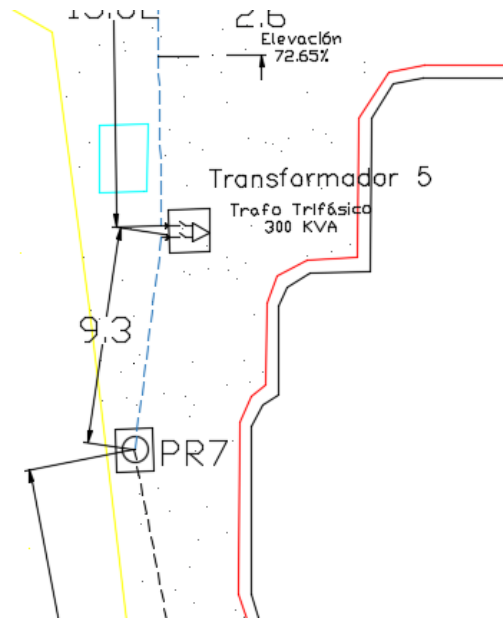


Figura 103. Acercamiento de transformador 5.

En la figura 103, se muestra que del Pad-Mounted 5, el anillo continúa hasta llegar al Derivador de Media Tensión 2, abreviado en el plano como “D2”, este derivador es de vital importancia en el diseño porque garantiza que en un futuro si se decidiera construir en la actual “zona protegida” ubicada a la izquierda de dicho derivador, no existiría ningún problema en prolongar la línea de Media Tensión.

Es importante mencionar que en el tramo del Pad-Mounted 5 al D2, la zanja subterránea cruza un tramo de asfalto, en donde circula desde vehículo liviano hasta pesado, es por eso que esta zanja debe de contar con medidas y acabados especiales, esto será explicado en la descripción de las zanjas y pozos a construir. Además se observa que el tramo pasa por un desnivel notable con una longitud de 2.6 m tal como lo muestra la figura 104.

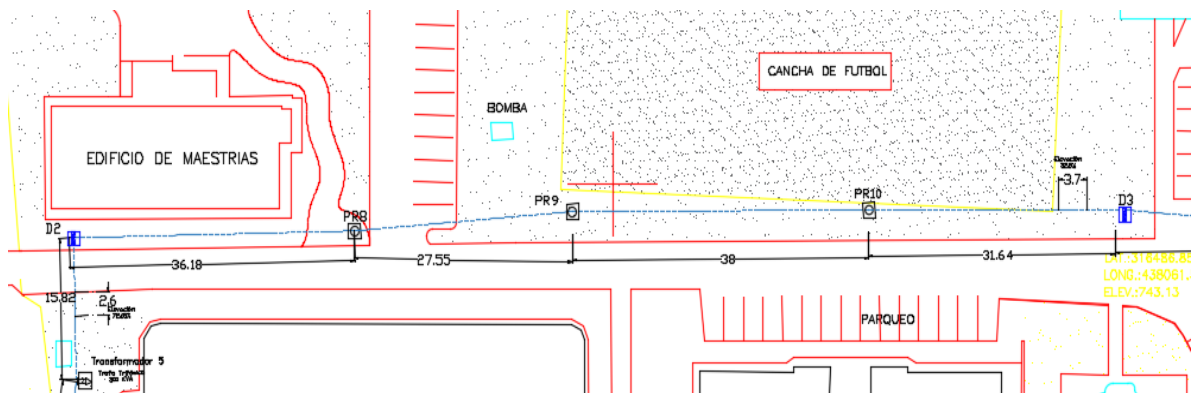


Figura 104. Trayectoria desde transformador 5 hasta derivador 3.

Del D2, la línea primaria continúa hasta el PR8, Es importante mencionar que en la zona entre el Derivador 2 y el pozo PR8 ya se tiene construido un pozo de registro secundario, es por eso que se ha elegido esta misma zona para reconstruir este pozo secundario y modificarlo a un pozo tipo “PS”, este contará con medidas especiales tal como lo recomienda el acuerdo SIGET No. 93 E 2008 y cuya descripción y diseño se mencionara en los siguientes apartados.

Del PR8 al PR9 el tendido primario cruza otro tramo de asfalto como el anteriormente mencionado, por lo tanto será necesario que la zanja subterránea sea excavada con medidas especiales. Del PR9 al PR10 el tendido de media tensión continúa con normalidad, teniendo 39 m de distancia entre ellos.

Como se muestra en la siguiente figura 105, después del PR10, se encuentra ubicado un “D3”, este cumplirá la función de prolongar la línea de media tensión, cuando se decida construir en el área donde actualmente está ubicada la cancha de futbol.

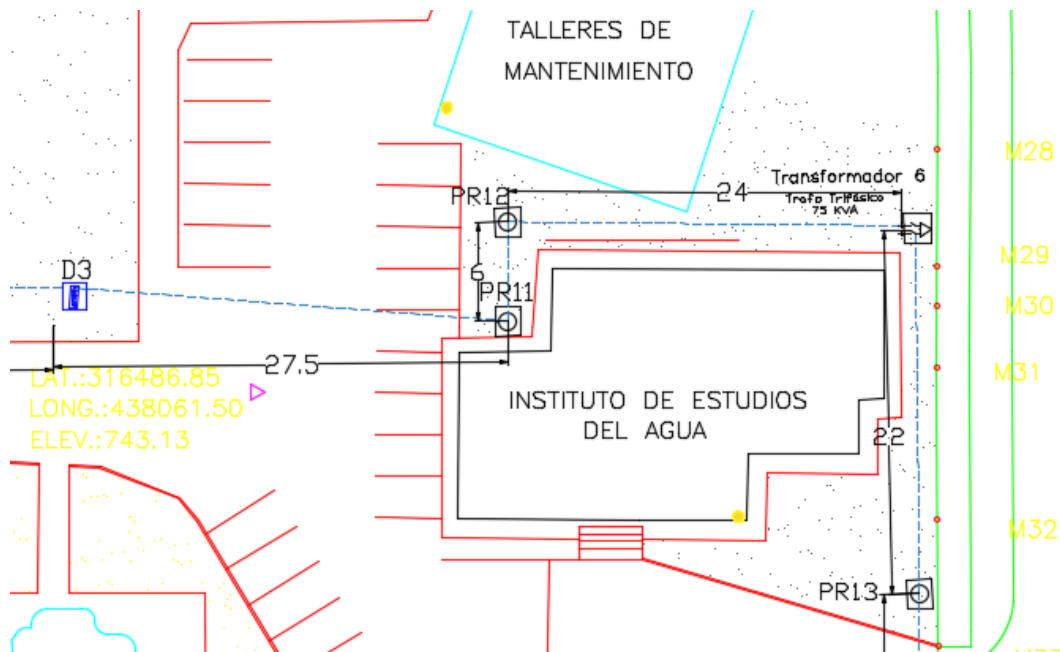


Figura 105. Trayectoria entre D3 y transformador 6.

Del D3 al PR11, se invade nuevamente una zona donde circulan vehículos, es por eso que esta zanja cumplirá medidas diferentes como las anteriormente mencionadas.

Del PR11 al PR12 se cambia de dirección tratando de rodear el Instituto de estudios del agua, hasta llegar al Pad-Mounted 6, este será capaz de suplir la demanda del Instituto del agua, Talleres de mantenimiento, cafetería y el edificio de los deportes.

Del trafo 6 se cambia de dirección la zanja tratando de rodear el Instituto del agua y seguir con el anillo, hasta que se llega al PR13.

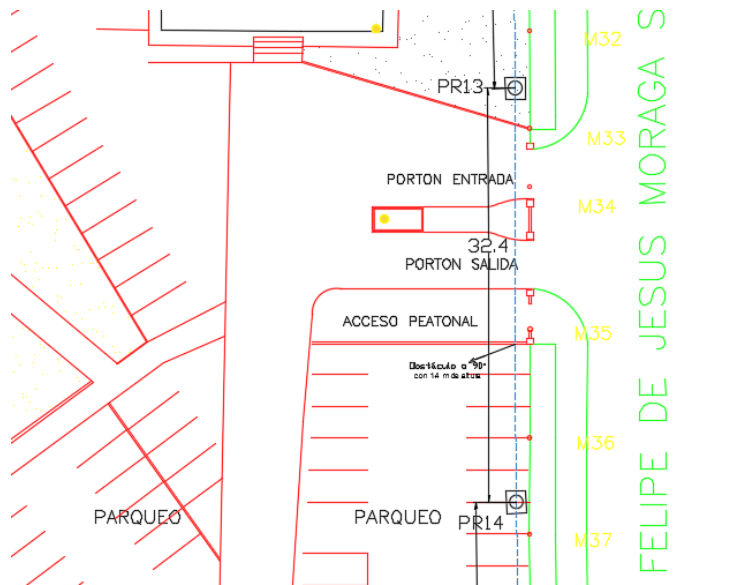


Figura 106. Trayectoria parcial entre transformador 6 y SG1 (De PR13 a PR14).

Como se muestra en la figura 106, del PR13 al PR14 invade la entrada principal de vehículos que tiene la Facultad Multidisciplinario de Occidente, debido a eso se tiene que cumplir con las medidas que nos da el acuerdo SIGET No. 93 E 2008 y como se ha mencionado anteriormente para estos casos.

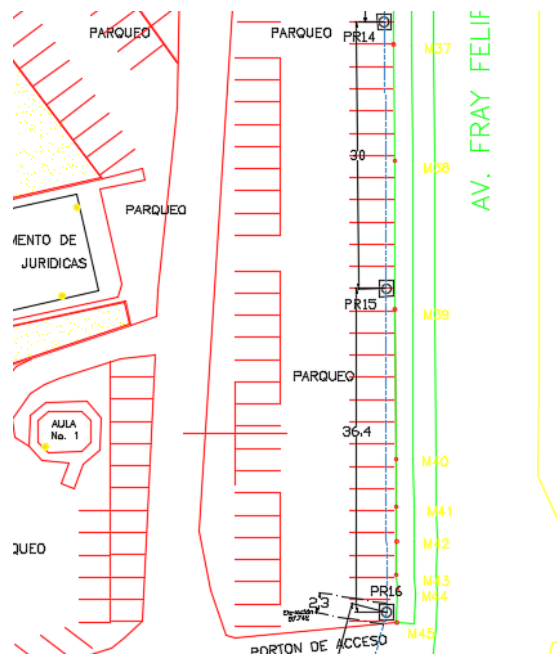


Figura 107. Trayectoria entre PR14 y PR16.

Como se muestra en la figura 107, del PR14 al PR16, el tramo subterráneo se ha diseñado para que pase por un costado del parqueo principal de la Facultad, sin embargo se romperá asfalto, por lo tanto es necesario que ese tramo quede correctamente reparado al finalizar los trabajos de excavación.

Finalizando el anillo, en la figura 108 tenemos el trayecto del PR16 al SG1, de esta manera el anillo de Media Tensión queda correctamente finalizado y listo para ser utilizado.

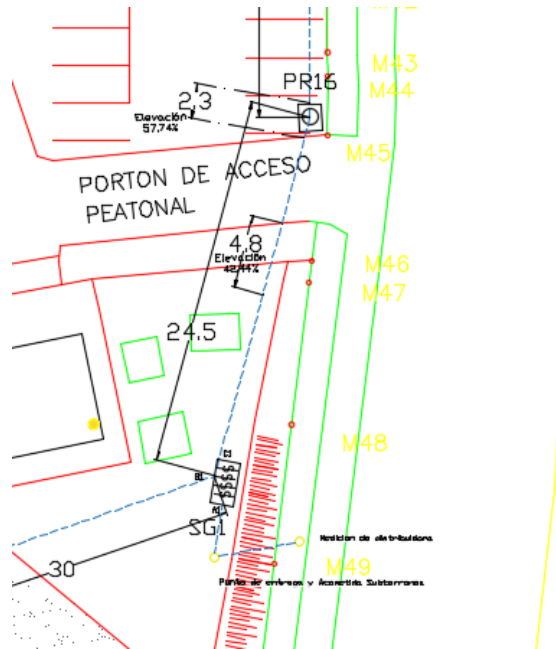


Figura 108. Trayectoria entre PR16 y SG1.

1.3.6.2 SISTEMA SECUNDARIO

En general el sistema secundario se compone desde las boquillas secundarias de los transformadores hacia el tablero de distribución y luego a los tableros de cada edificio. El plano del sistema primario secundario se encuentra en los anexos, y en el CD adjunto al presente trabajo de graduación.

De 6 transformadores se derivan 6 tableros de distribución con sus respectivo Main Breaker y las protecciones ramales. La distribución de éstas líneas se realizará de forma subterránea con conductor THHW en PVC DB-60 a través de trincheras secundarias cuyos detalles se encontrarán más adelante en el presente documento, y sus planos en los anexos.

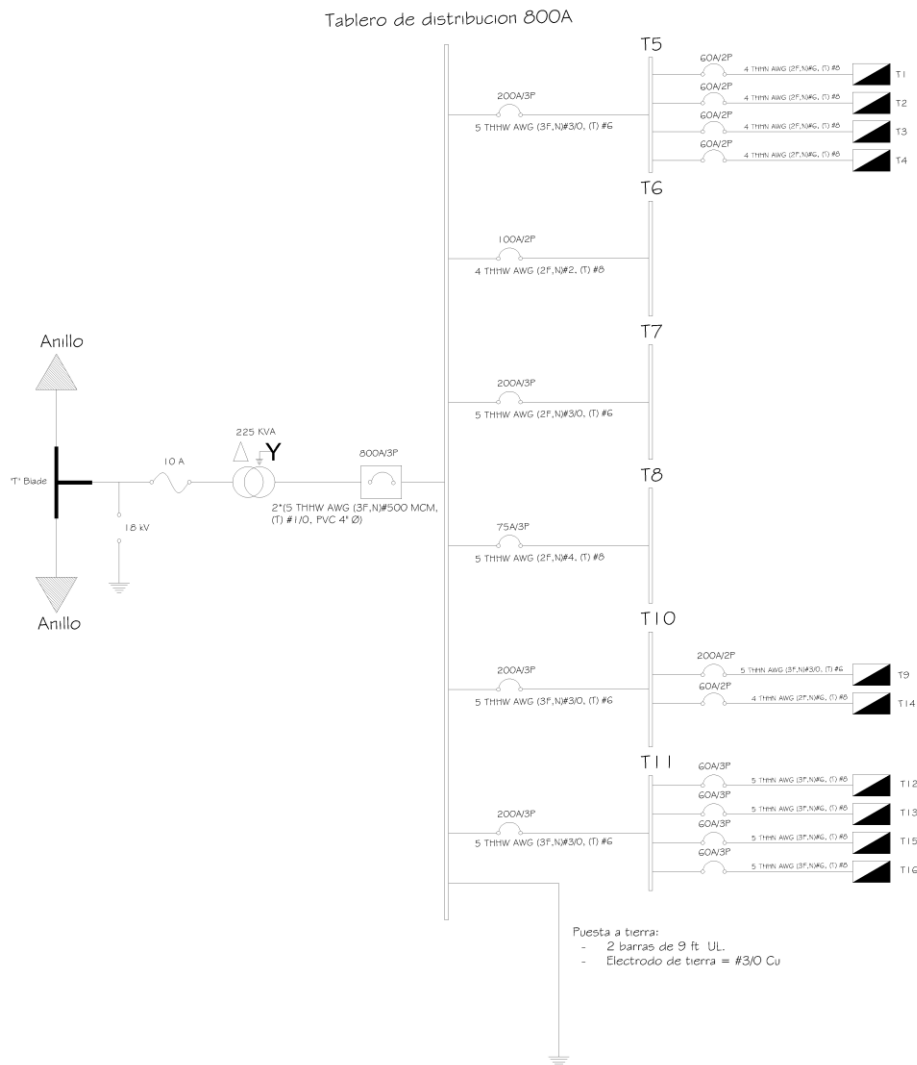


Figura 109. Unifilar secundario de transformador 1

En la figura 109 se muestra el unifilar del secundario del transformador 1 que se ubicará en los alrededores del Auditorium. Como éste se encontrarán 6 unificables en los anexos en los cuales se detalla:

- ❖ Calibre y tipo de cables conductores y de puesta a tierra.
- ❖ Capacidad nominal de circuit breakers.
- ❖ Identificación de tableros.
- ❖ Capacidad de tableros principales.
- ❖ Conexiones entre tableros.

1.3.7 HALADO DE CABLE

1.3.7.1 GENERALIDADES

Muchas empresas encuentran situaciones en las que la mejor instalación es cable en conduit. Este tipo de instalación puede ser un solo conduit enterrado o un banco de conduit encasillado en concreto. Independientemente de la configuración el cable debe ser instalado sin incurrir en daño mecánico que impida el desempeño eléctrico o la longevidad del cable. Por lo tanto un análisis del problema de halado de cable debe ser realizado durante el proceso de diseño. (Nreca, 2008)

Los principales factores limitadores del halado de cable son la tensión y la presión en las paredes del conduit. La tensión debe limitarse para evitar el sobre estrés en el conductor

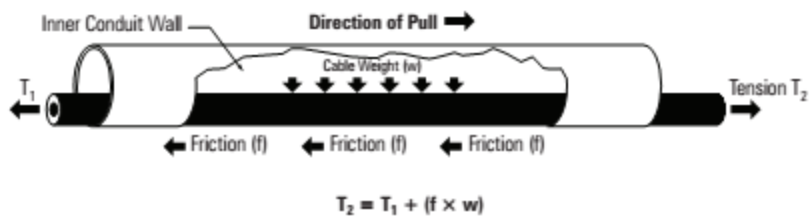


Figura 110. Diagrama de fuerza libre de cable en conduit.

central del cable. Se asume que el conductor central acarrea todas las fuerzas de tensión y éstas fuerzas deben mantenerse debajo de los límites de éste. La presión en las paredes del conduit es aplicada perpendicularmente a la superficie exterior del cable mientras está siendo halado a través de un doblés o curva. El exceso de ésta fuerza distorsionará los componentes del cable, particularmente la chaqueta exterior y el escudo de aislamiento.

1.3.7.2 HALADO DE CABLE EN LÍNEA RECTA

La ecuación clásica para las fuerzas de fricción en un cable halado horizontalmente se muestra en la siguiente ecuación:

$$T = W * W_c * f * I$$

Ecuación 4. Ecuación para halado de cable horizontal.

Donde:

T = Tensión en lb.

W = Peso del cable por unidad de longitud en lb/ft.

W_c = Factor de corrección de peso.

f = Coeficiente de fricción.

I = Longitud del cable, ft.

Para cables con inclinación se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$T = W * I * (f * Wc * \cos\theta + \text{sen}\theta)$$

Ecuación 5. Ecuación para halado de cable en pendientes positivas.

$$T = W * I * (f * Wc * \cos\theta - \text{sen}\theta)$$

Ecuación 6. Ecuación para halado de cable en pendientes negativas.

Donde todos los términos son los mismos que en la ecuación 4 más:

θ = Angulo medido desde la horizontal.

TABLE 9.16: Recommended Dynamic Friction Coefficients for Straight Pulls and Bends Using Soap/Water or Polymer Lubricants.						
Duct Material	Cable Jacket	Soap/Water Lubricants			Polymer Lubricant (SWBP = 200 lb./ft)	
		Straight Pulls		Bends (SWBP > 150 lb./ft)	Static Friction	Dynamic Friction
		One Cable @75°C	Three Cables @75°C			
PVC	XLPE	0.40	0.60	0.15	0.14	0.11
	PE	0.40	0.45	0.15	0.14	0.11
	PVC	0.50	0.60	0.30	0.17	0.12
	Concentric Neutral	0.40	N/A	Not Recommended	N/A	N/A
Steel	XLPE	0.60	0.65	0.25	0.15	0.14
	PE	0.50	0.55	0.25	0.11	0.11
	PVC	0.65	0.70	0.30	0.15	0.15
	Concentric Neutral	0.50	N/A	Not Recommended	N/A	N/A

Note. Use straight-pull values for bends with sidewall bearing pressure (SWBP) < 150 lb./foot.
 For other conduit or cable jackets, see AEIC G5-90; EPRI EL-3333, Vol. 2; or lubricant manufacturer test data.
 Polymer lubricant is American Polywater J. Others may vary.
 N/A = Not Applicable

Figura 111. Coeficientes de fricción dinámica recomendados (Nreca, 2008, Tabla 9.16)

Los coeficientes de fricción de la figura 111 se basan en lubricantes de agua/jabón o de polímeros. Debido a que el diseño presente utiliza 3 cables tipo XLPE con chaqueta de PVC en conduit de PVC se utilizará un coeficiente de **f=0.6** a excepción de curvas con SWBP > 150 lb/ft donde se utilizará **f=0.30**.

1.3.7.3 HALADO DE CABLE EN CURVAS

En tramos curvos se utilizará la siguiente ecuación:

$$T_2 = T_1 * e^{f*W_c*\theta}$$

Ecuación 7. Ecuación para halado de cable en curvas.

Donde además de los términos ya definidos:

e = Número neperiano.

T_2 = Tensión a la salida.

T_1 = Tensión a la entrada.

θ = Angulo del giro en radianes.

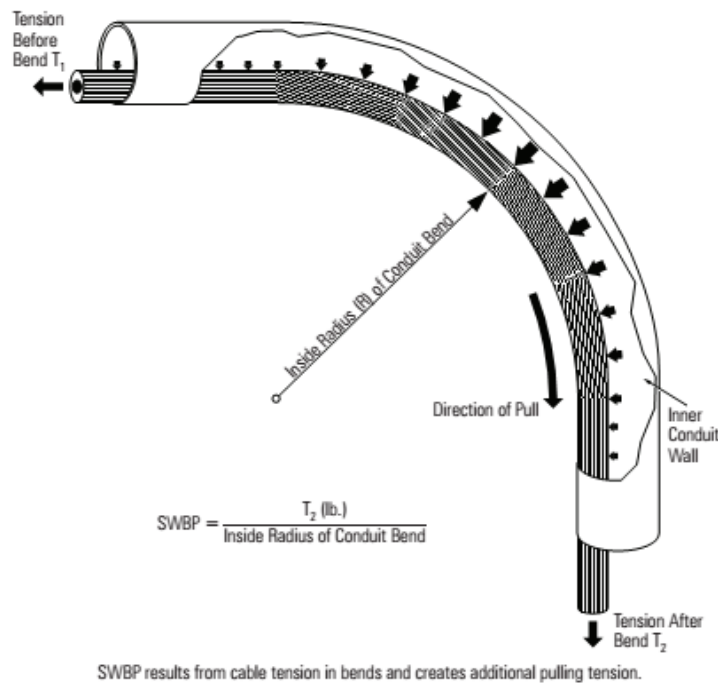


Figura 112. Diagrama de fuerza libre para cable halado en curva de conduit.

1.3.7.4 SWBP

La ecuación de SWBP para cables en configuración "cradled" o acufiados es la siguiente:

$$SWBP = \frac{(3W_c - 2)T_2}{3R}$$

Ecuación. 8. Ecuación para cálculo de fuerza sobre paredes laterales del conduit.

Donde:

T_2 = Tensión de salida

R = Radio de curva del conduit, ft.

Los máximos valores de SWBP permitidos se muestran en la figura 113.

TABLE 9.18: Recommended Maximum Sidewall Bearing Pressures. Source: EPRI EL-3333 (1984).	
Cable Construction Type	Maximum SWBP (lb./ft)
XLPE Insulation - 600V Cable	1,200
<ul style="list-style-type: none"> • PE and XLPE insulation, concentric wire shield: • Without jacket, single conductor • Without jacket, three conductors • With encapsulating jacket 	1,200 750 2,000
PE and XLPE insulation, LC shield, LDPE jacket	1,500
PE, XLPE, EPR insulation, concentric wire or tape shield, LDPE and PVC sleeved jackets	2,000
<i>Note.</i> LDPE = low-density polyethylene; MDPE = medium-density polyethylene.	

Figura 113. Máximos SWBP (Nreca, 2008, Tabla 9.18)

Por tanto el SWBP permitido para conductores de aislamiento XLPE con chaqueta de PVC es de 2000 lb/ft.

Con respecto a los valores de “R” según la norma SIGET 93E 2008 los conductores deben curvarse con un mínimo de 12 veces su diámetro exterior, no obstante también se debe tomar en cuenta que al curvarse el PVC el radio de la curva de los cables será diferente al del conduit como se muestra en la figura 114.

TABLE 9.17: Inside Bend Radius for 90° Schedule 40 Conduits.						
Duct Size	Duct I.D. (Inches)	Bend Centerline Radius				
		18"	24"	30"	36"	48"
2	2.067	1.41'	1.91'	2.41'	2.91'	3.91'
4	4.026	—	1.82'	2.33'	2.83'	3.83'
5	5.047	—	—	2.29'	2.79'	3.79'
6	6.065	—	—	—	2.75'	3.75'

Figura 114. Máxima curvatura para conduits (Nreca, 2008, Tabla 9.17)

El “d” de un AWG # 1/0 tipo TR-TXLPE con aislamiento al 133% de 15 kV tiene un diámetro aproximado de 1.25 in, 12 veces éste valor es 1.25 ft.

Por tanto si se utiliza una curva de 24” en PVC de 4” el radio interno que los conductores verán será 1.82’, es decir 21.84”. Este valor es mayor que el requerimiento mínimo de SIGET por tanto se podrá utilizar éste tipo de curvas a ése diámetro.

Radio interno de curvas será de 24” en PVC de 4”.

1.3.7.5 JAM RATIO

Cuando 3 cables están siendo halados a través de las curvas se pueden generar entrelazamientos entre ellos debido a que la configuración puede pasar continuamente entre triangular y acuñada, esto generara atascamiento del cable. Para controlar esto se debe calcular el “jam ratio” o factor de atascamiento.

La ecuación es la siguiente:

$$J = \frac{D}{d}$$

Ecuación 9. Cálculo de fuerza sobre paredes laterales del conduit.

Donde:

D = Diámetro de conduit, in.

d = Diámetro exterior de un solo cable, in.

Según la figura 115 el valor de “J” determina el tipo de configuración.

Jam Ratio Range	Cable Configuration
$J < 2.4$	Triangular
2.4–2.6	More likely triangular
2.6–2.8	Either triangular or cradled
2.8–3.0	More likely cradled
$J > 3.0$	Cradled

Figura 115. Relación entre razón de atascamiento y configuración. (Nreca, 2008, tabla 9.19)

Por tanto es necesario evitar el rango entre 2.4 y 3.0.

Es preferible un $J > 3.0$ debido a que la configuración “Cradled” evita el posible atascamiento por el apilamiento de los conductores cuando alcanzan el techo del conduit situación que se presenta en la configuración triangular. Por tanto si utilizamos ésta

configuración no será necesario encontrar el “claro” entre el conductor superior y el techo del conduit según la sección 9 de Nreca, 2008. Por tanto:

$$J = 3, \quad d(\text{AWG}\#1/0) = 1.25 \text{ in}; \quad 3 = \frac{D}{1.25 \text{ in}}$$

$$D = 3 * 1.25 \text{ in} = 3.75 \text{ in}$$

Seleccionando un tubo de PVC de 4” in:

$$J = \frac{4 \text{ in}}{1.25 \text{ in}} = 3.2$$

De ésta manera la configuración será siempre acuñada y se evitarán los atascamientos en las curvas de subida o bajada. Una última cosa a tomar en cuenta es la disponibilidad comercial de los diámetros de PVC en El Salvador. En el país se encuentran usualmente diámetros de 3” y 4” para PVC por tanto la opción lógica resultado de los cálculos es PVC de 4”.

Diámetro del PVC igual a 4”.

1.3.7.6 TENSIONES MÁXIMAS

La tensión soportada por el cable será determinada no sólo por el cable mismo sino por el punto de conexión entre éste y la herramienta de halado que puede ser de distintos tipos. En la figura 117 se muestran algunos valores típicos para uso con “ojos de halado” método muy común de halar cables.



Figura 116. Agarraderos de cable o “pulling eyes”

TABLE 9.20: Recommended Maximum Pulling Tension Stress for Pulling Eyes on Copper and Aluminum Conductors. Source: EPRI EL-3333 (1984).

Conductor	Aluminum Compression (lb./cmil)	Solder Filled (lb./cmil)	Epoxy Filled (lb./cmil)
Copper (annealed)	0.011	0.013	—
Aluminum-solid (1/2 to full hard)	0.006	N/A	0.008
Aluminum-stranded (3/4 and full hard)	0.008	N/A	0.011

N/A = not applicable

Figura 117. Tabla para determinar máxima tensión de halado según conductor.

Se puede encontrar de éstas tablas que si se utiliza el método de la figura 117 con un conductor de cobre recocido, el menor valor de lb/cmil es de 0.011.
El conductor central de un cable # 1/0 tiene 105500 cmil de área de sección.

$$T_{max} = 0.011 \text{ lb/cmil} * 105500 \text{ cmil}$$

$$T_{max} = 1160 \text{ lb}$$

Ecuación 10. Calculo de tensión máxima por cable.

Por tanto las tensiones de halado no deben exceder éste valor cuando se trabaja con 1 solo conductor. No obstante en el inicio de ésta sección se discutió sobre esto y según Nreca,2008 los conductores que son halados en grupos de 3 se considera que cargan su tensión entre 2 conductores, por tanto la tensión máxima se convierte en:

$$T_{max_{3C}} = T_{max_{1C}} * 2 = 1160 \text{ lb} * 2 = 2321 \text{ lb}$$

$$T_{max_{3C}} = 2321 \text{ lb}$$

Ecuación 11. Calculo de tensión máxima por circuito.

La tensión máxima de halado de 3 conductores será **2321 lb.**

1.3.7.7 FACTOR DE CORRECCIÓN DE PESO

Es una corrección que debe hacerse debido al aumento de fricción que crean el peso de los conductores apilados sobre el conduit cuando se realiza la tarea de halado. Éste factor dependerá de la configuración de los conduit y las ecuaciones se muestran en la figura 118.

En el presente trabajo se utilizará la configuración acuñada o “Cradled”, por tanto se utilizará la ecuación 9.4 A de Nreca, 2008. Esa ecuación es:

$$W_c = 1 + \frac{4}{3} \left[\frac{d}{D - d} \right]^2$$

Ecuación 12. Ecuación para corrección de peso de configuración “Cradled” o acuñada.

Equation 9.4.A	Equation 9.4.B
3 Cables Cradled $W_c = 1 + \frac{4}{3} \left[\frac{d}{(D-d)} \right]^2$	3 Cables Triangular $W_c = \left\{ 1 - \left[\frac{d}{(D-d)} \right]^2 \right\}^{-0.5}$

where: W_c = Weight correction factor
 D = Conduit inside diameter, in inches
 d = Cable outside diameter, in inches

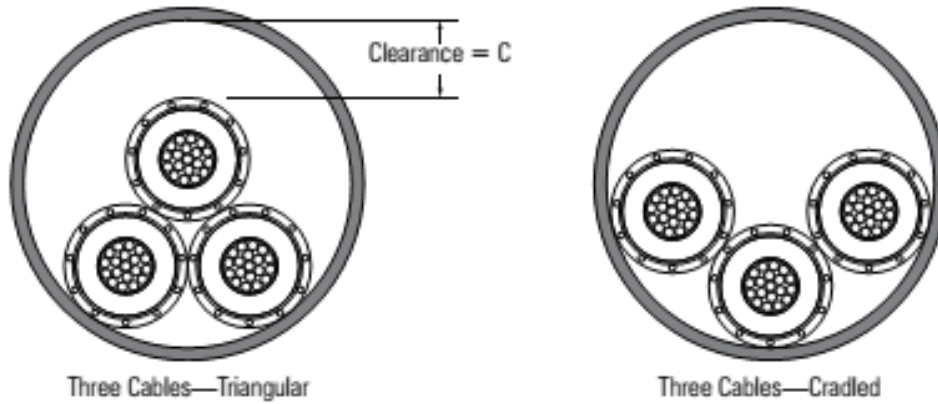


FIGURE 9.11: Cable Configurations in Conduit.

Figura 118. Ecuaciones de corrección de peso para las dos configuraciones comunes de conductores. (Nreca, 2008, figura 9.11)

Si $d = 1.16$ in para calibre awg #1/0 100% neutro y $D=4$ in entonces:

$$W_c = 1 + \frac{4}{3} \left[\frac{1.25}{4 - 1.25} \right]^2 = 1.275$$

W_c será igual a 1.275.

1.3.7.8 CÁLCULOS DE TENSIONES DE HALADO

1.3.7.8.1 Hoja de cálculo de tensiones por tramos

Características del cable						
Calibre	Max T (lb)	Max SWBP (lb/ft)	R mínimo (ft)	Peso (lb/ft)	d (in)	Chaqueta
#1/0	2321	2000	1.25	1.1	1.25	PVC

Conduit		coef. Friccion		Wc	jam ratio	C ratio
Material	D (in)	Sweep R (ft)	f			
PVC	4	1.82	0.6	1.275482	3.2	J>3

Tramo	Seccion	Longitud (ft)	Inclinacion (d°)	Curvatura	Ti (lb)	ΣT (lb)	SWBP
SG1-T1	SG1-P1	98.4	0	0	82.80	82.80	-
	P1-T1	83.312	0	0	70.11	152.91	-
T1-T2	T1-P2	100.368	0	0	84.46	84.46	-
	P2-obstaculo (-34.29°)	39.36	0	0	33.12	117.58	-
	Curva -34.29°	0	0	34.29	319.35	319.35	106.7439
	Inclinación entre curvas 34.29	7.216	-34.29	0	9.49	328.84	-
	Curva +34.29°	0	0	34.29	519.78	519.78	173.7372
	Obstaculo (34.29) - Obstaculo (-90)	12.0376	0	0	9.49	529.27	-
	Obstaculo -90 (Curva -45°)	0	0	45	714.74	714.74	238.9012
	Inclinación entre curvas 45	5.576	-45	0	7.65	722.40	-
	Obstaculo -90 (Curva +45°)	0	0	45	975.54	975.54	326.0719
T2-T3	Obstaculo (-90) - T2	58.4496	0	0	49.19	1024.72	-
	T2 - obstaculo (+25)	8.1344	0	0	6.85	6.85	-
	Curva 25°	0	0	25	9.56	16.40	3.194587
	Inclinacion entre curvas 25	7.872	25	0	9.66	26.07	-
	Curva -25°	0	0	25	36.39	62.46	12.16483
	Obstaculo (+25) - obstaculo (-90)	75.44	0	0	63.48	125.94	-
	Obstaculo (-90) (Curva -45°)	0	0	45	229.67	229.67	76.76817
	Inclinación entre curvas 45	4.1656	-90	0	4.20	233.88	-
T3-SG2	Obstaculo (-90) (Curva +45°)	0	0	45	426.50	426.50	142.5587
	Obstaculo (-90) - D1	8.6264	0	0	7.26	433.76	-
	D1 - T3	66.9776	0	0	56.36	490.13	-
	T3-P3	31.816	0	0	26.77	26.77	-
	P3-P4	32.2096	0	0	27.10	53.88	-
SG2-T4	P4-SG2	114.8	0	0	96.60	150.48	-
	SG2-T4	59.04	0	0	49.68	49.68	-
SG2-T5	SG2-P5,P6,P7,T5	357.52	0	0	300.85	300.85	-
T5-D2	T5- obstaculo (-36)	22.96	0	0	19.32	19.32	-
	Curva -36	0	0	36	31.24	31.24	10.44349
	Inclinacion entre curvas 36	10.496	-36	0	12.92	44.16	-
	Curva +36	0	0	36	71.42	71.42	23.87163
D2-D3	Obstaculo (-36) - D2	19.68	0	0	16.56	87.98	-
	D2-PS1,PS2,P8,P9,P10	334.56	0	0	281.53	281.53	-
	P10 - Obstaculo (+18)	78.72	0	0	66.24	347.78	-
	Curva +18	0	0	18	442.26	442.26	147.8235
	Inclinacion entre curvas 18	12.792	18	0	14.59	456.84	-
D3-T6	Curva -18	0	0	18	515.17	515.17	172.196
	Obstaculo (+18) - D3	15.416	0	0	12.97	528.15	-
D3-T6	D3-P11,P12,T6	185.976	0	0	156.50	156.50	-

T6-SG1	T6-P13	72.16	0	0	60.72	60.72	-
	P13- obstaculo (+90)	65.6	0	0	55.20	115.93	-
	Obstaculo (+90) (Curva +45)	0	0	45	211.40	211.40	70.66173
	Inclinacion entre curvas 45	12.792	45	0	17.56	228.97	-
	Obstaculo (+90) (Curva -45)	0	0	45	417.55	417.55	139.5654
	Obstaculo (+90) - P14	40.672	0	0	34.23	451.77	-
	P14-P16	209.92	0	0	176.65	628.42	-
	P16- obstaculo (-30)	4.756	0	0	4.00	632.42	-
	Curva -30	0	0	30	772.66	772.66	258.2604
	Inclinacion entre curvas 30	8.2	30	0	10.49	783.14	-
	Curva +30	0	0	30	956.80	956.80	319.8092
	Obstaculo (-30) - obstaculo (+23)	18.7944	0	0	15.82	972.61	-
	Curva -23	0	0	23	1134.03	1134.03	379.0486
	Inclinacion entre curvas 23	16.072	23	0	19.36	1153.39	-
	Obstaculo +23	0	0	23	1344.80	1344.80	449.4996
	Obstaculo (+23) - SG1	40.672	0	0	34.23	1379.03	-

Figura 119. Hoja de cálculo de tensiones de halado por tramos en el sistema subterráneo FMOcc.

1.3.7.8.2 Discusión sobre tabla de cálculos de tensiones

Breve descripción de la tabla:

1. *Tramos*: Son longitudes ininterrumpidas de conductores, es decir que dentro de un mismo tramo jamás habrán empalmes.
2. *Sección*: Son longitudes entre puntos de referencia de importancia, un tramo está conformado de varias secciones de conductor.
3. *Longitud*: Distancia en ft de conductor enterrado en una sección.
4. *Inclinación*: Pendiente con respecto a la horizontal, medido hacia abajo es negativo y hacia arriba positivo.
5. *Curvatura*: Grados que deberá girar una curva de PVC.
6. *T_i*: Tensión aportada por la sección, excepto en tramos de curvas.
7. $\sum T$: Sumatoria de tensión hasta la sección actual.
8. *SWBP*: Presión del conductor en paredes del conduit en curvas.

Se puede observar que en ningún punto se alcanza ni se aproxima a la máxima tensión permitida por los conductores, no obstante se recomienda utilizar lubricantes a base de polímeros en tramos largos y de altas tensiones.

Jamás se deberán realizar curvas enterradas de 90 grados en ninguna dirección, a excepción de la acometida. Se utilizarán curvas de 45 unos metros antes del obstáculo para evitar las altas tensiones generadas por las anteriores.

Debido a la configuración acunada de los conductores no será necesario calcular el *claro*, ya que según Nreca, 2008 esto sólo es un problema en sistemas con configuración triangular.

1.3.8 TRINCHERAS

1.3.8.1 GENERALIDADES

El diseño de los pozos y de las canalizaciones que se utilizará en el diseño actual de la red eléctrica subterránea basado en el **ACUERDO SIGET No. 93-E-2008**.

En el actual diseño subterráneo, solamente se permitirán tuberías de uso eléctrico tipo “Conduit” o de “PVC”. Para el empleo de estos ductos debe cumplirse con las normas técnicas y de montaje dadas por los fabricantes.

Los ductos deben estar en perfecto estado, no presentar perforaciones, fisuras, desintegración en escamas, deformaciones en el sentido del eje del ducto (curvatura), deformaciones en el sentido diametral del ducto (disminución del diámetro), signos de deterioro, etc.

Por el acuerdo SIGET el diámetro de la tubería a utilizar dependerá del número de cables, los cuales no serán más de tres aislados con su respectivo neutro, y correspondiente a un único alimentador.

El área transversal libre de la tubería no será inferior en ningún caso al sesenta por ciento (60%) del área total útil.

En el caso del diseño actual, para la trayectoria primaria, los conductores se transportaran en tubería “PVC DB-120”, de 4” de diámetro.

Según el **Art. 46**. Si la zanja se efectúa con equipo mecánico (ejemplo: retroexcavadora), los últimos veinte (20) centímetros de excavación se ejecutarán manualmente. Una vez excavada, compactada y nivelada la zanja, se procederá a la construcción de una base en arena de un espesor de quince (15) centímetros, con el fin de asentar los ductos o cables en toda su longitud.

Si al efectuar la zanja se encuentra en su fondo material de mala calidad (con contenido de materia orgánica, arcillas expansivas, entre otras), éste debe ser extraído y llenarse con el material adecuado para la instalación.

Una vez instalados los ductos las zanjas serán rellenas y compactadas acorde con el sitio de su instalación (carretera, andén, zona verde, etc.). La ductería instalada deberá tener una separación entre ductos no menor de cinco (5) centímetros.

Se deben tomar las medidas de seguridad pertinentes cuando se realicen los trabajos de excavación, relleno y compactación de las zanjas.

La profundidad mínima de los ductos en zona vehicular, andenes o pasajes peatonales será de setenta y seis (76) centímetros entre el terreno rasante y la superficie superior del ducto, en dado caso no se pueda lograr esa distancia, se procederá a aplicar una capa de diez (10) centímetros en toda la zona afectada, pero es de vital importancia mencionar que en ningún caso se permitirá una profundidad menor de cincuenta (50) centímetros.

Con respecto a canalizaciones de servicios de agua, vapor, aire comprimido, entre otros, deberá tenerse una distancia no menor de veinte (20) centímetros a partir del borde externo del ducto.

La zanja para la canalización de ductos se excavará entre pozos de tal forma que se garantice una pendiente apropiada para disponer un efectivo desagüe. La pendiente mínima aceptada es de cero punto tres por ciento (0.3%), lo que corresponde a tres (3) centímetros de descenso por cada diez (10) metros de canalización, tal como lo muestra la figura 120.

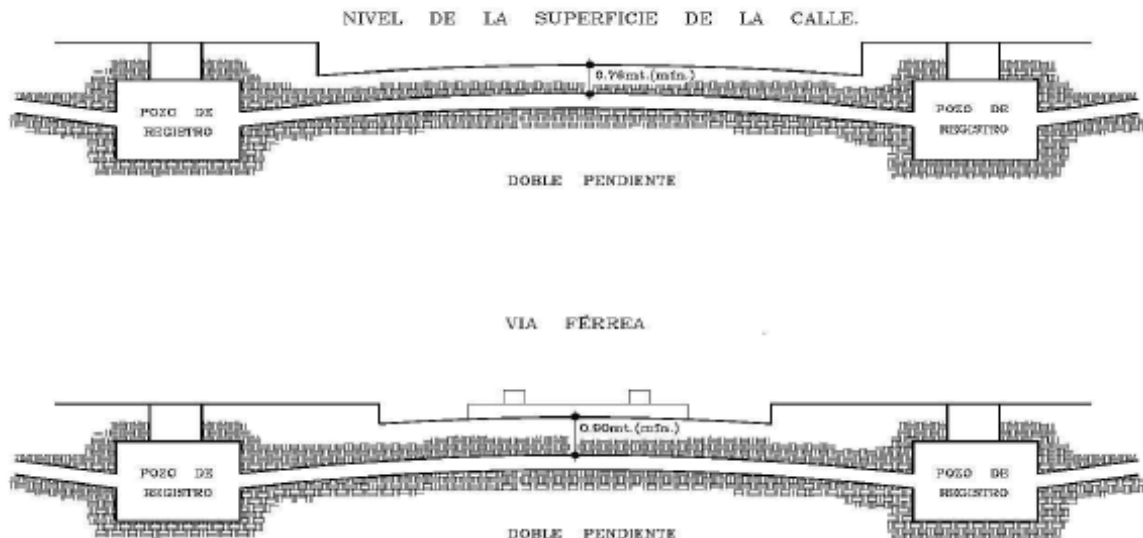


Figura 120. Pendiente requerida en trincheras. SIGET No.93-E-2008

La excavación no debe de tener menos de quince (15) centímetro de lado al lado del ducto, además, debe de poseer una separación de no menos de cinco (5) centímetro de distancia entre ducto y ducto instalado.

Para avisar a constructores, urbanizadores o toda persona que efectúe perforaciones sobre vías o andenes sobre la existencia de canalización eléctrica, se tenderá a lo largo de la misma una cinta de treinta (30) centímetros de ancho con avisos de peligro para la integridad física, y de la existencia de alta tensión, dicha cinta se enterrará a una profundidad de entre quince y veinticinco (15 y 25) centímetros medidos a partir del nivel del suelo. Unas imágenes ilustrativas se muestran en las figuras 121 y 122.



Figura 121. Cinta de precaución siendo colocada en trincheras.



Figura 122. Cinta de precaución es encontrada en sitio de excavación.

En caso se tenga que romper zonas pavimentadas por la construcción de canalizaciones, deberá ejecutarse posteriormente a los trabajos de instalación eléctrica, la respectiva reparación de la vía, cuidando de mantener las características y apariencia original.

Para el diseño actual de las canalizaciones, irán preferiblemente en andenes y zonas verdes. Se evitará al máximo la ubicación de canalizaciones sobre vías vehiculares.

En conclusión a todo lo anteriormente mencionado, se tomará como referencia el siguiente diseño para la ubicación de los ductos primarios.

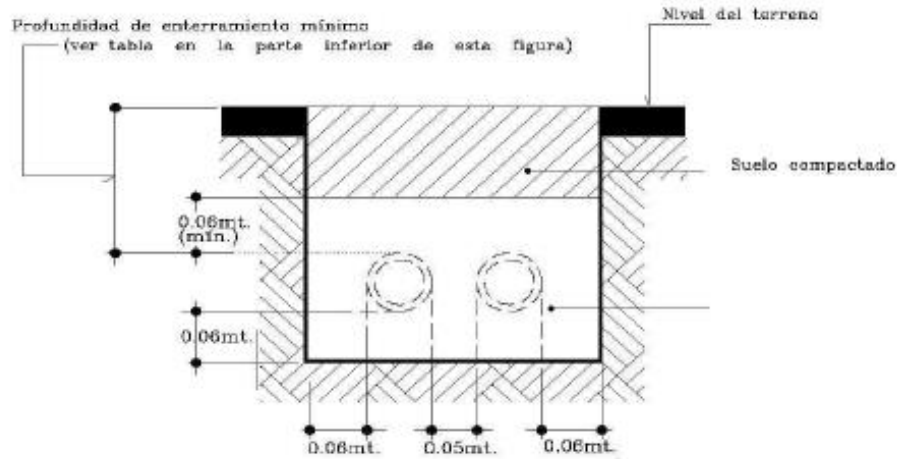


Figura 123. Imagen ilustrativa de instalación de diseño de trincheras.

Es de vital importancia considerar que los PVC se deben instalar en separadores para tubos cada tres metros en toda la trayectoria del banco de ductos, a fin de mantener constantes las distancias de separación entre tubería y los espesores de recubrimiento de concreto.

Sabiendo todo lo anteriormente mencionado y tomándolo en cuenta para el diseño actual, se ha decidido construir tres tipos diferentes de canalizaciones subterráneas, las cuales son:

- Canalización Subterránea Primaria.
- Canalización Subterránea Secundaria.
- Canalización Subterránea Primaria-Secundaria.

1.3.8.2 CANALIZACIÓN SUBTERRÁNEA PRIMARIA:

Para este diseño, se ha seguido todo el acuerdo SIGET anteriormente mencionado, cumpliendo con sus artículos y diseñando una canalización de forma segura y eficiente, se puede observar la base compactada en arena para asentar la tubería de forma

correcta, una vez instalados los ductos separados correctamente a no menos de 5 cm, se procederá a rellenar y compactar con lodocreto la zona de la tubería, luego de “concretar” el banco de ductos primarios se procederá a rellenar con la tierra que se extrajo de la zanja y se compactará, se instala la banda plástica de advertencia a 10 cm del banco primario y se procede a seguir rellenando hasta alcanzar una altura de 50 cm se procede a construir el banco de ductos de datos, y a 27 cm de este banco de datos, se instalará una segunda cinta preventiva, cumpliendo siempre con su respectivo relleno y compactado.

Es importante mencionar que el banco de ductos de datos no puede estar a menos de 30 cm de profundidad y el banco de ductos primarios no puede estar a menos de 50 cm de distancia entre ellos.

Para el caso donde la canalización interrumpa tramos de paso vehicular, se tendrá que rellenar con 10 cm de base asfáltica y 5 cm de sello asfáltico para cumplir con el acuerdo SIGET y dejar intacta la zona donde se interrumpió. En la figura 124 se presenta el diseño de trincheras primarias para FMOcc.

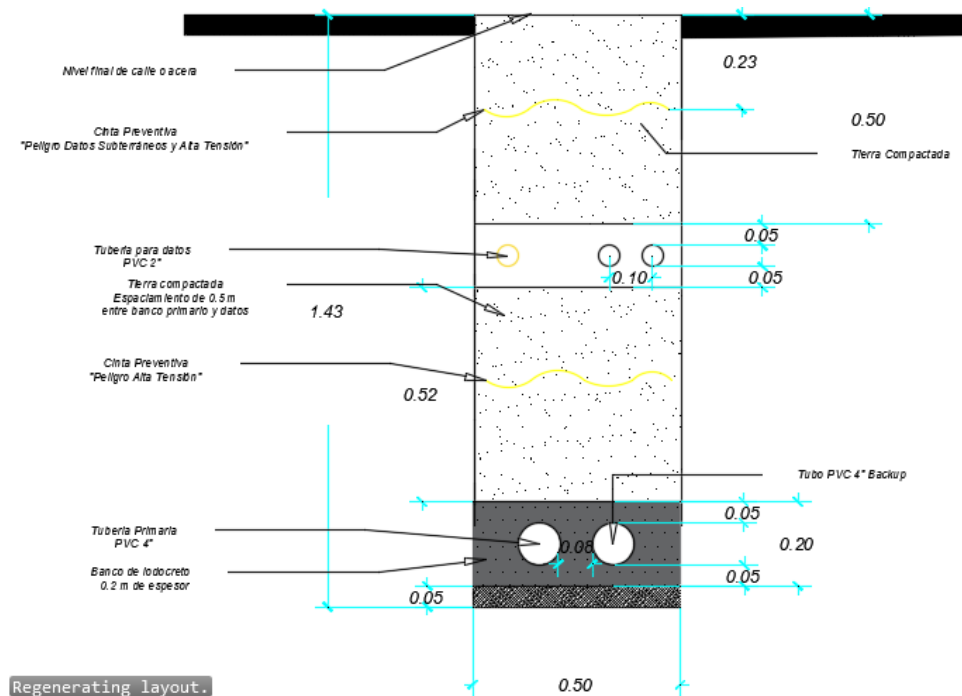


Figura 124. Diseño de trincheras primarias para FMOcc.

1.3.8.3 CANALIZACIÓN SUBTERRÁNEA SECUNDARIA

Para este diseño, se utilizaron los mismos criterios anteriormente mencionados, con la diferencia que esta canalización solo llevará conductores secundarios en tubería de 2 pulgadas, no llevará tubería de datos separada debido a que en casi todos los tramos subterráneos a trazar, sobrarán uno o más ductos sin utilizar en este diseño, por lo tanto siempre quedará espacio para futuros circuitos secundarios que se deseen implementar o también para cualquier tipo de datos que se quiera introducir, es por eso que se ha optado por este diseño holgado.

Cabe resaltar que los dos primeros ductos del banco secundario están reservados para el alumbrado público, esto nos facilita mucho más la distribución de cableado para alumbrado público.

También es importante mencionar que el diseño que se muestra en la figura 125, es la representación del diseño donde más ductos subterráneos se necesitarán, el encargado del proyecto, debe de revisar el plano de detalle del diseño subterráneo secundario e identificar donde se necesitará menos ductos y así poder reducir y optimizar el número de ductos secundarios por cada uno de los bancos a ocupar en este diseño. Esto se decidió así debido a la dificultad de diseñar cada una de las canalizaciones secundarias de todo el diseño subterráneo secundario de este proyecto.

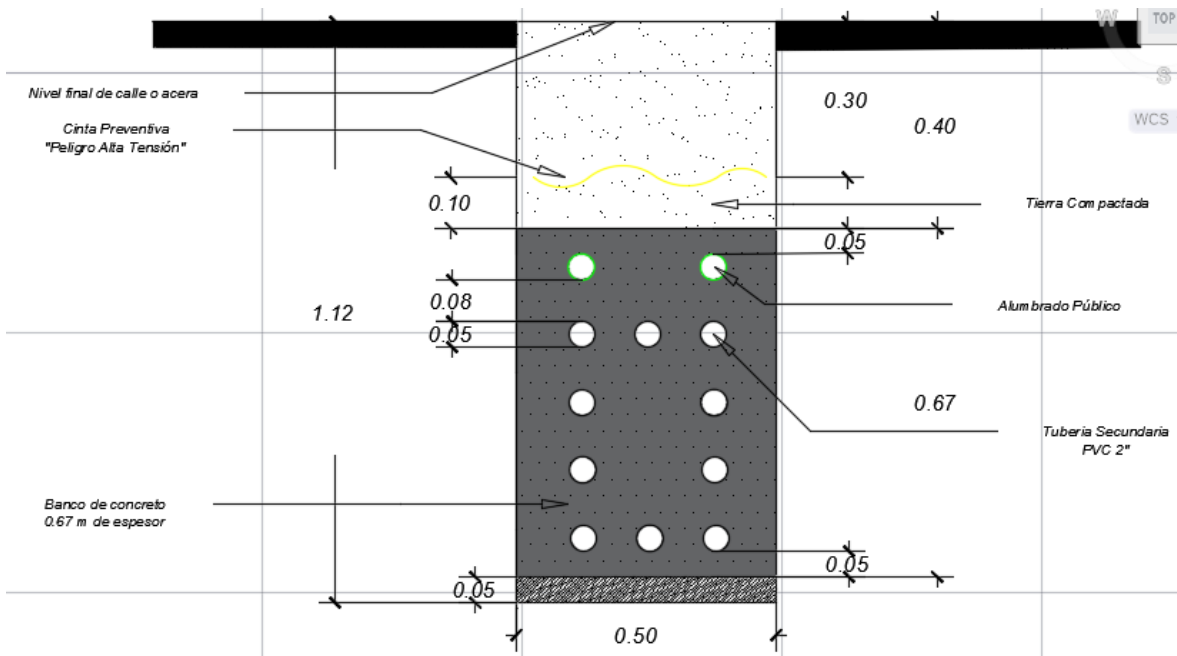


Figura 125. Diseño de trincheras secundarias para FMOcc.

1.3.8.4 CANALIZACIÓN SUBTERRÁNEA PRIMARIA-SECUNDARIA:

Este diseño de canalización será especialmente utilizado cuando en una canalización primaria se necesite transportar canalización secundaria simultáneamente. Este diseño es el más complicado de implementar en la construcción de las canalizaciones subterráneas, debido a la gran cantidad de recursos y profundidad que este requiere para la construcción, pero afortunadamente, en nuestro diseño se utilizará en pocas ocasiones.

Este diseño es la mezcla entre los dos diseños anteriormente mencionados, la construcción del banco primario está construida hasta el fondo de esta canalización, luego 50 cm más arriba se encuentra el banco secundario, 10 cm arriba de este banco se encuentra la primera cinta de advertencia y espaciado 30 cm del banco secundario se encuentra el banco para transportar datos, éste último banco debe de estar distanciado del nivel del suelo, no menos de 30 cm de profundidad.

El procedimiento para la construcción de esta canalización es el mismo que se mencionó en el primero diseño, el constructor de la obra civil podrá de igual forma revisar el plano del diseño subterráneo secundario y decidir el número de ductos secundarios a utilizar en el banco a construir, para este diseño, al igual que el diseño anterior, se tomó en cuenta el mayor número de ductos secundarios que se utilizaran en los tramos a construir este tercer estilo de canalización. A continuación, en la 126 se muestra el diseño de esta.

Nota: Los planos de detalles de diseños de canalizaciones subterráneas, se agregarán en anexos al final de este trabajo.

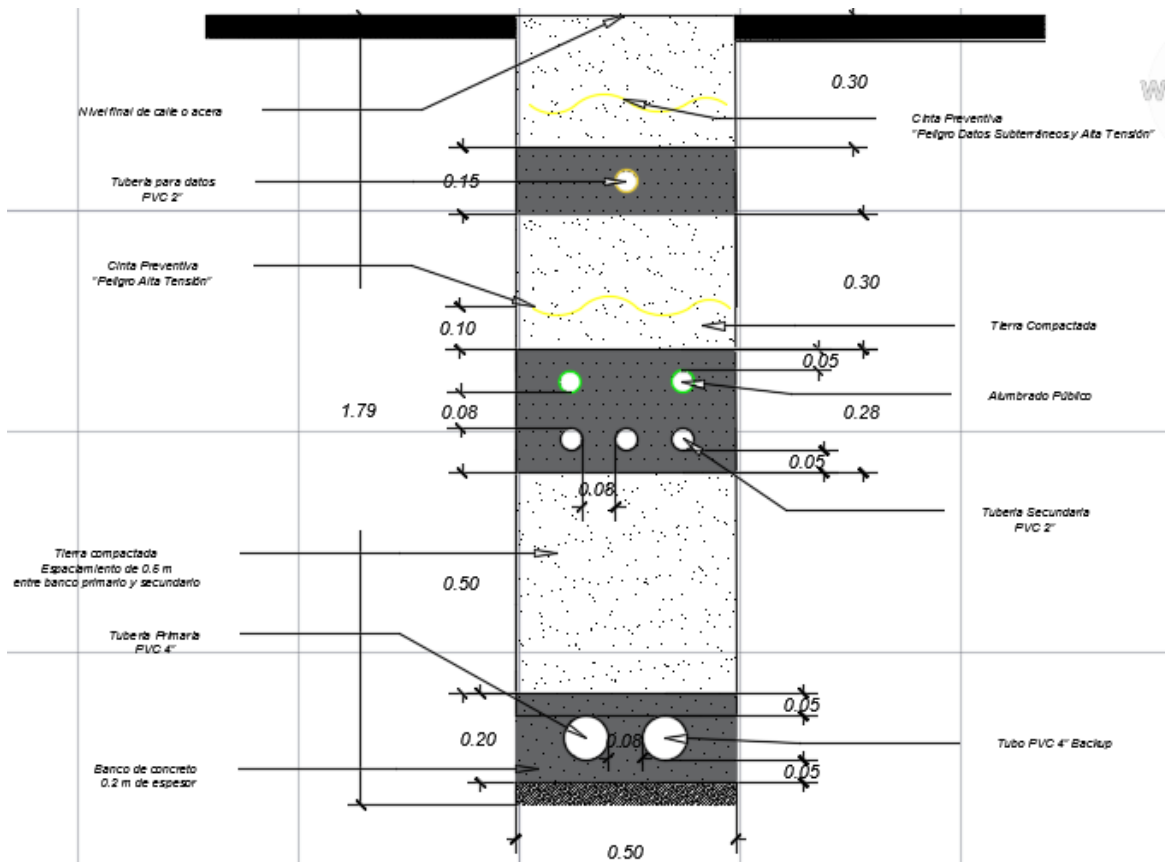


Figura 126. Diseño de trincheras primarias/secundarias para FMOcc.

1.3.9 POZOS DE REGISTRO

Al igual que el diseño de Canalizaciones Subterráneas, para el diseño de los pozos de registro se tomó de referencia el acuerdo SIGET, el cual menciona muchas recomendaciones para la correcta construcción de los diferentes tipos de pozos que se pueden construir para aplicaciones subterráneas, en este apartado se mencionan algunos de los artículos más importantes para el diseño de pozos así como también se muestran los diseños a implementar en este proyecto.

Como se menciona en el artículo 41 del acuerdo SIGET, en el diseño de los pozos de registro se utilizarán pozos del tipo "P", tipo "S" y del tipo "PS".

Para la construcción de los pozos se sabe por el Art. 42, los pozos de registro deben ser construidos de concreto premoldeado reforzado con hierro o de paredes de ladrillo con refuerzos de concreto armado; con aro de hierro fundido y tapadera de hierro fundido o concreto. Cuando en el diseño se contemplen terrenos inclinados, el pozo debe ser construido de forma que su tapadera quede alineada con la superficie del suelo.

La construcción de los pozos de registro se ha llevado a cabo en el poste de punto de entrega, cuando se atraviesen vías públicas, cuando la distancia entre los puntos de entrega y recibo sea mayor de treinta (30) metros, tal como lo dicta el acuerdo SIGET.

Se sabe que los pozos deberán tener las dimensiones mínimas siguientes:

- ❖ La dimensión interior del pozo secundario “S” (para distribución secundaria) es de 1m x 1m x 1m (ancho x longitud x profundidad).
- ❖ La dimensión interior del pozo primario “P” (para distribución primaria) es de 1.4 m x 1.6 m x 1.4 m (ancho x longitud x profundidad).
- ❖ La dimensión interior del pozo primario y secundario “PS” (sin distribución de acometidas secundarias) es de 1.4 m x 1.8 m x 1.6 m (ancho x longitud x profundidad).

Para el actual diseño, se ha considerado usar las siguientes mediciones para los pozos de registro:

Para los pozos primarios se ha tomado en cuenta las restricciones y mediciones que el acuerdo SIGET menciona en sus apartados y se ha decidido ocupar una dimensión de 1.4m x 1.8m x 1.8m (ancho x longitud x profundidad). El diseño a detalle, se mostrará en anexos.

Los pozos secundarios se recomiendan diseñarlos siguiendo siempre lo que dicta el acuerdo SIGET, se ha optado por diseñarlos con 1m x 1m x 1.5m (ancho x longitud x profundidad).

Y para el ultimo diseño de pozo de registro, se trató en la medida de lo posible de no mezclar pozos primarios con pozos secundarios, pero es importante mencionar que existen tramos del diseño actual donde esto fue imposible, es por eso que para estos pozos primarios-secundarios, se optó por diseñarlos con las dimensiones siguientes: 1.4 m x 1.8 m x 2 m (ancho x longitud x profundidad).

Todas las propuestas de diseños de pozos de registros, se encuentran en los anexos al final de este documento.

1.3.10 EQUIPO A INSTALAR

1.3.10.1 FERRORESONANCIA

Descripción

La ferresonancia es un fenómeno eléctrico complejo en circuitos eléctricos que tienen al menos un inductor no lineal y al menos un capacitor lineal que son alimentados por una o más fuentes de voltaje con forma de onda sinusoidal. El inductor no lineal es un elemento del circuito saturable como un núcleo y hierro en un transformador. (Nreca, 2008).

Cuando la ferresonancia ocurre por una operación para energizar o desenergizar un circuito, una respuesta transitoria puede eventualmente convertirse en una respuesta sostenida de estado estable.

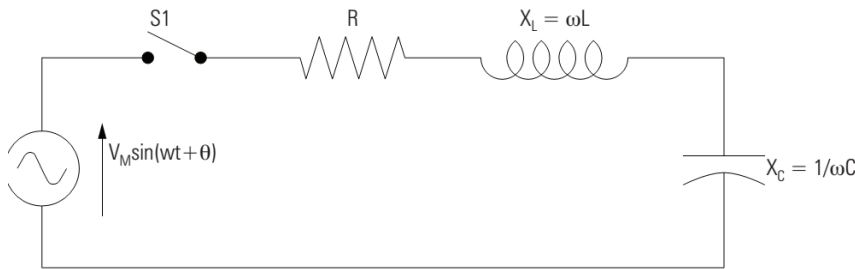


Figura 127. Modelo de circuito resonante

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \text{ radians/second}$$

Ecuación 13. Frecuencia resonante

$$V_L = \frac{\sqrt{\frac{L}{C}}}{R} V_{rms}$$

Ecuación 14. Voltaje de inductor o capacitor

Donde:

- V_L = Voltaje en capacitor o inductor
- ω_0 = Frecuencia resonante, en radianes por segundo.
- L = Inductancia del inductor en Henrios
- C = Capacitancia del capacitor en Faradios
- R = Resistencia del resistor
- V_{rms} = valor rms de la fuente de voltaje

En un circuito como el de la 127 la frecuencia resonante está definida por ω_0 , la frecuencia resonante definida por la ecuación 13 y el voltaje en los capacitores e inductores está dado por la ecuación 14.

Se puede observar cómo el voltaje de los componentes no resistivos puede llegar a ser más grande que el voltaje de la fuente y sin la existencia de resistencia en el circuito los voltajes podrían llegar a ser virtualmente infinitos.

En el circuito de la figura 127 las condiciones iniciales y el ángulo de fase en el momento de cierre no tienen ningún efecto en la respuesta de estado estable, es decir que ésta siempre es la mismos dados los valores de L, C, R y ω constantes. Pero cuando en la presencia de un inductor no lineal, debido a la presencia de núcleos de hierro, las condiciones iniciales y el momento de cierre afectan la probabilidad de ocurrencia de resonancia. Por tanto la respuesta resonante resultante en circuitos que contienen núcleos de hierro se le llama ferroresonancia.

La ferroresonancia puede ocurrir en sistemas de distribución cuando un capacitor es posicionado en serie con un inductor. Esta condición se presenta cuando una o dos fases del primario están abiertas y existe un transformador sin carga aguas abajo del conductor abierto. La capacitancia puede estar aguas arriba o abajo mientras ambos estén aguas abajo del punto de fase abierto.

La figura 128 muestra una situación típica en la cual puede ocurrir ferroresonancia. Un transformador trifásico es alimentado a través de conductores subterráneos. El primario conectado en delta y el secundario en estrella aterrizado sin conexión en el secundario. Los fusibles proveen protección de falla al transformador y el cable están localizados en al estructura de acometida subterránea o en el switchgear.

Cuando el circuito del transformador es energizado o de energizado con switches de polo simple, y sólo uno o dos están cerrados, un circuito LC en serie justo como el de la figura 127 es establecido, a excepción que aquí la inductancia no es lineal.

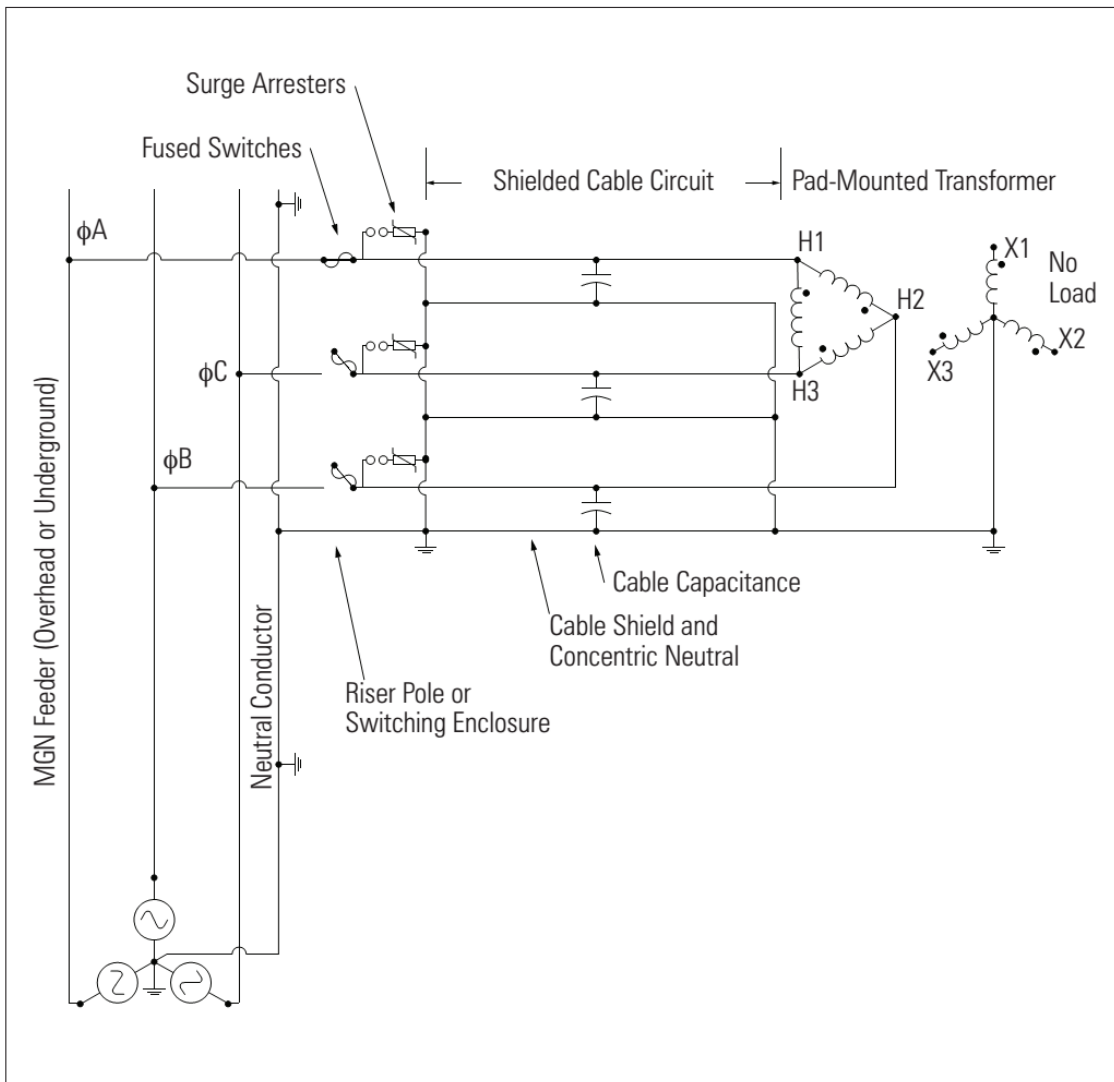


FIGURE 6.3: Cable-Fed Three-Phase Transformer Susceptible to Ferroresonance.

Figura 128. Circuito susceptible a ferroresonancia. (Nreca, 2008, Figura 6.3)

La capacitancia es de los conductores primarios desenergizados y la inductancia no lineal debido al núcleo del transformador. Si los valores de L y C están en un rango específico puede ocurrir ferroresonancia, produciendo sobrevoltajes de fase a fase o línea a línea en las fases abiertas. En la figura W solo la fase A está cerrada, así que pueden ocurrir sobrevoltajes en las fases B y C. Estos sobrevoltajes ocurren mientras una o dos fases primarias estén abiertas. Luego que las tres fases se encuentren abiertas o cerradas para eliminar la condición de una sola fase, la ferroresonancia no es posible.

Equipo Afectado por la Ferroresonancia

Los sobrevoltajes producidos por éste fenómeno puede causar que el aislamiento de equipos principales fallen. Cuando los cables que alimentan transformadores son energizados o desenergizados en una acometida como en la figura 128 las fallas en transformadores pueden ser numerosas, especialmente hace algunas décadas cuando algunos transformadores pad-mounted utilizaban conexiones T-T, creando voltajes tan altos como 9 veces el voltaje pico nominal durante ferroresonancia. (Nreca,2008). Otros componentes dañados por ferroresonancia son los cables y los codos conectores.

La razón por la que la ferroresonancia es de importancia mayor en sistemas subterráneos es porque la capacitancia en éstos es mayor por al menos un factor de 10 que en sistemas aéreos, y debido a ésta capacitancia la ferroresonancia es mucho más posible en sistemas subterráneos que en aéreos.

Según el Nreca, 2008 los sistemas con delta abierto en el primario pueden llegar a causar de 3 a 4 veces el voltaje nominal pico en ferroresonancia, y hay que tomar ciertas medidas para limitar éstos valores a al menos 1.25 p.u. Aunque hay varios tipos de medidas las aplicables a transformadores con delta en el primario mencionadas por el Nreca son:

- ❖ Conectar carga resistiva en el secundario de un transformador trifásico cuando se realice alguna maniobra monofásica.
- ❖ Utilizar solamente protecciones tripolares.
- ❖ Limitar el largo del conductor que alimenta los transformadores.

De las medidas mencionadas solamente las protecciones tripolares son prácticas en el caso del diseño de la FMOcc, debido a que limitar el largo del conductor según el Nreca es demasiado restrictivo y conectar cargas resistivas en el secundario es una medida solo utilizable al realizar maniobras.

Como conclusión el sistema con transformadores en delta abierto en el primario debe tener capacidad para resistir sobre voltajes en sus componentes de 1.25 p.u. siempre que se eviten a toda costa los seccionamientos o interrupciones monopolares. De lo contrario los sobrevoltajes por ferroresonancia podrían dispararse hasta a 3 o 4 p.u.

1.3.10.2 SWITCHGEAR

El equipo switchgear será utilizado para funciones de interrupción de carga e interrupción de fallas al voltaje del sistema, con capacidad de hasta 200 A de carga e interrupción de falla a definir aún por el estudio de cortocircuito del sistema.

Por su facilidad de instalación y estética será de tipo pedestal.

El equipo Interruptor de Distribución Subterránea Vista® SD de S&C Electric Company para voltaje de sistema a 15 kV presenta capacidad interruptiva de 600A de carga y de 16kA de falla simétricos.

La figura 130 obtenida de éste fabricante muestra que aunque la barra principal tiene capacidad para 600A existen versiones para derivadores de 200A. Debido a que la carga del sistema es inferior a 50 A y que los conductores están dimensionados para carga de aproximadamente 160A la versión de 200A es más que suficiente para ésta aplicación.



Figura 129. Foto de Switchgear Vista SD de S&C

Table 1. 50/60-Hz IEEE Ratings. (IEC Ratings in Parentheses)

Voltage, kV			Amperes, RMS						
System Class	Max	BIL	Main Bus Continuous Current	Short-Circuit, RMS, Sym.	Visi-Gap Load-Interrupter Switch			Visi-Gap Fault Interrupter	
					Cont., Load Dropping, and Load Splitting ^①	Mom. and Three-Second, Sym.	Three-Time, Duty-Cycle Fault Closing, Sym. ^②	Cont., Load Dropping, and Load Splitting ^{①③}	Short Circuit Interrupting
15 (12)	17.5 (12)	95 (75)	600 (630)	16 000■	600 (630)	16 000	16 000	600 (630)	16 000■
27 (24)	29 (24)	125 (125)	600 (630)	12 500	600 (630)	12 500	12 500	600 (630)	12 500

① Parallel or loop switching. Load-interrupter switches and fault interrupters can switch the magnetizing current of transformers associated with this rating. Unloaded cable switching capability: 10 amperes at 17.5 kV, 20 amperes at 29 kV. Load-interrupter switches and fault interrupters can also switch single capacitor banks through 1800 kvar.

② Applicable to fault closing into closed position.

③ 200 amperes if fault interrupters are furnished with optional 200-ampere bushing wells.

■ 12 500 amperes if fault interrupters are furnished with optional 200-ampere bushing wells.

Figura 130. Tabla de capacidades del VISTA SD de S&C. Obtenido de la página oficial de S&C.

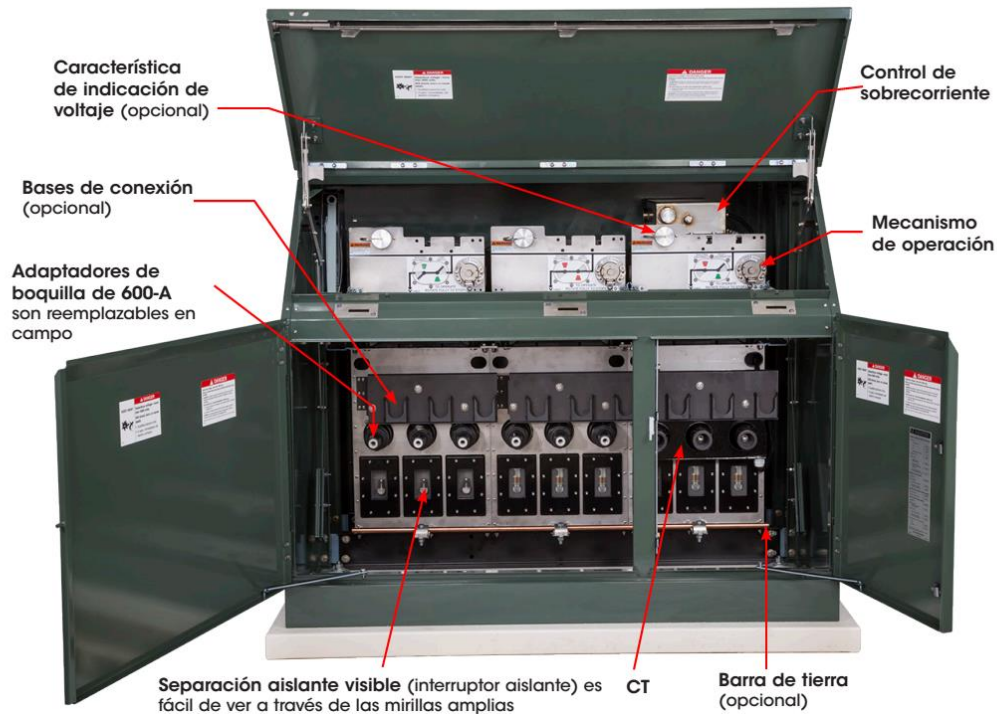


Figura 131. Foto del interior con descripción del switchgear Vista SD de S&C.

Los interruptores de falla “Visi-Gap” de éste switchgear utilizan un interruptor de vacío en serie con un desconectador aislante manualmente operado de dos posiciones para interrupción tripolar viva de circuitos trifásicos de 200A y 600A. Estos interruptores de falla cumplen con la IEEE C37.60.

Se debe tener especial cuidado con las boquillas de 600A al momento de ordenar éste equipo ya que será necesario especificar la inclusión de adaptadores para boquillas de 200A en vez de las estándar de 600A.

El SG1 y SG2 tendrán características ligeramente diferentes debido a su función dentro del anillo abierto.

1.3.10.2.1 SG1

SG1 recibirá el alimentador principal de la acometida subterránea proveniente del servicio de la compañía distribuidora y bifurcará la alimentación a los 2 alimentadores del anillo, por ésta razón solamente se necesitan 3 puertos trifásicos más 1 extra de reserva. Los 4 puertos poseeran protección automática por sobre corriente, según el catálogo de S&C, tendrá que ser el modelo 404. Todos tendrán capacidad de interrupción de falla a 200A de carga nominal.

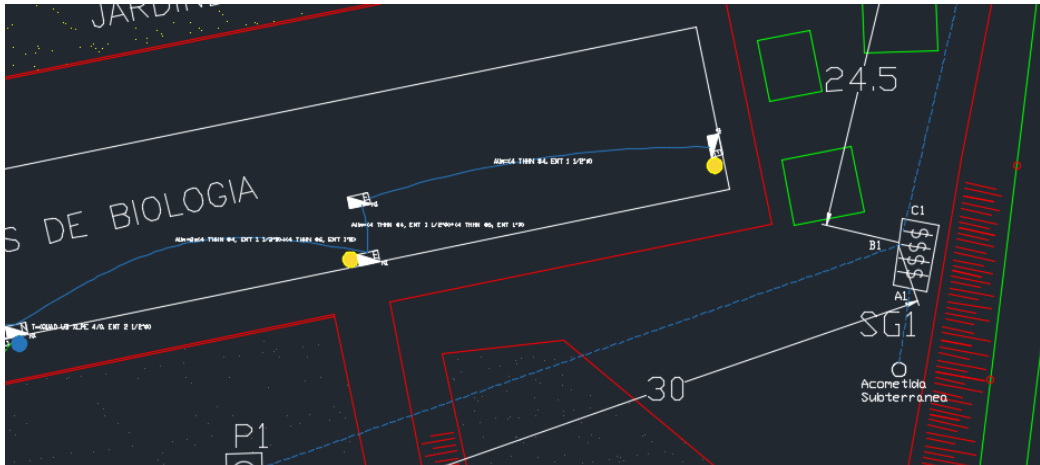


Figura 132. Captura del plano del punto en el sitio donde se ubicará el switchgear 1.

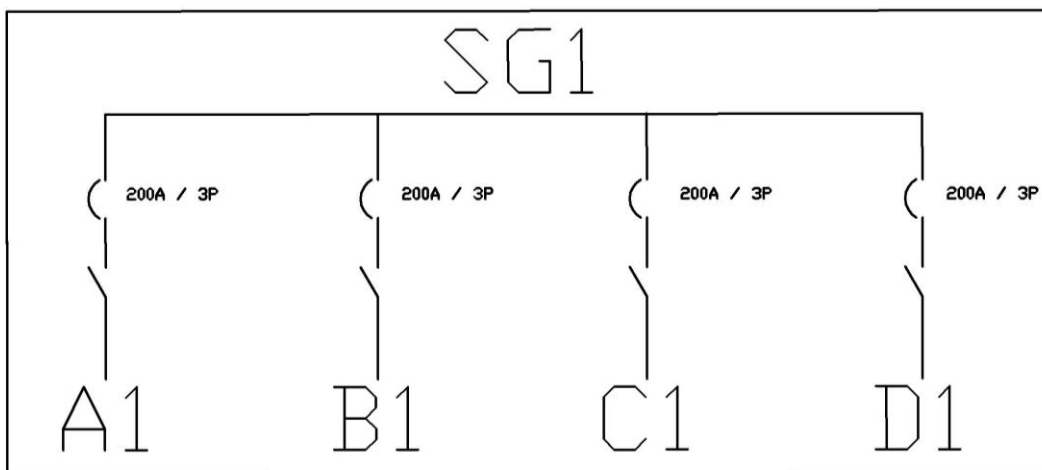


Figura 133. Diagrama de conexiones de switchgear 1.

Descripción de la figura 133:

A1: Alimentador principal del sistema proveniente de la acometida subterránea del sistema.

B1: Alimentador en anillo hacia auditorium.

C1: Alimentador en anillo hacia instituto del agua, deportes y talleres.

D1: Reserva.

1.3.10.2.2 SG2

SG2 estará ubicado en la zona del bunker como se muestra en los planos y será el punto abierto del anillo. Tendrá 2 puertos de entrada para la interconexión del anillo y una de estas estará normalmente abierta. Poseerá también una derivación hacia el transformador del edificio administrativo, por ésta razón de igual manera necesitará 3 puertos trifásicos más 1 extra por reserva. De los 4 puertos los 4 serán solamente seccionadores, según el

catálogo de S&C, tendrá que ser el modelo 440. Todos tendrán capacidad de 200A de carga nominal.

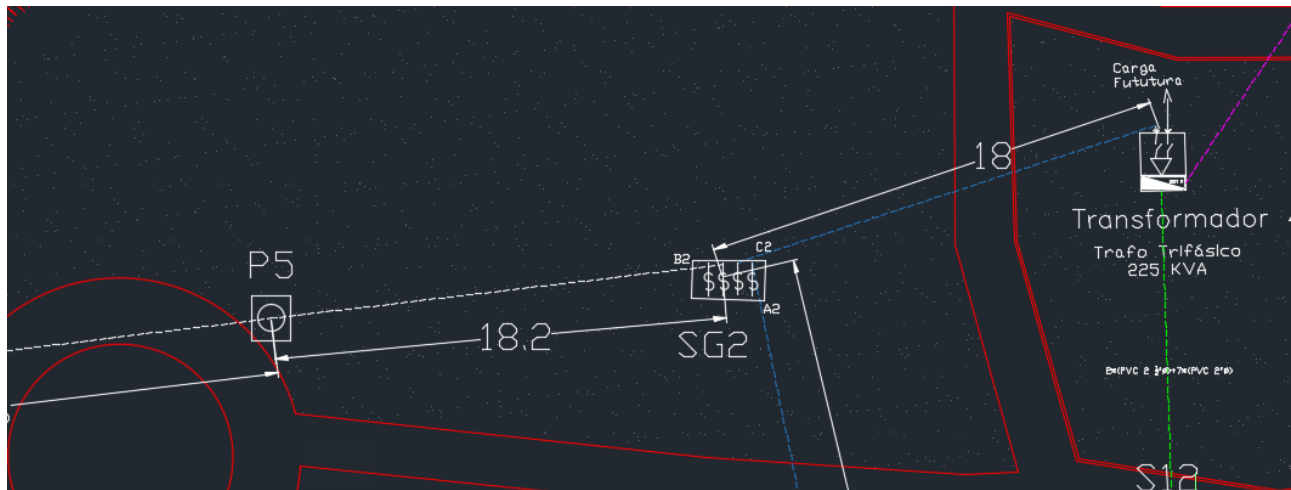


Figura 134. Captura del plano del punto en el sitio donde se ubicará el switchgear 2.

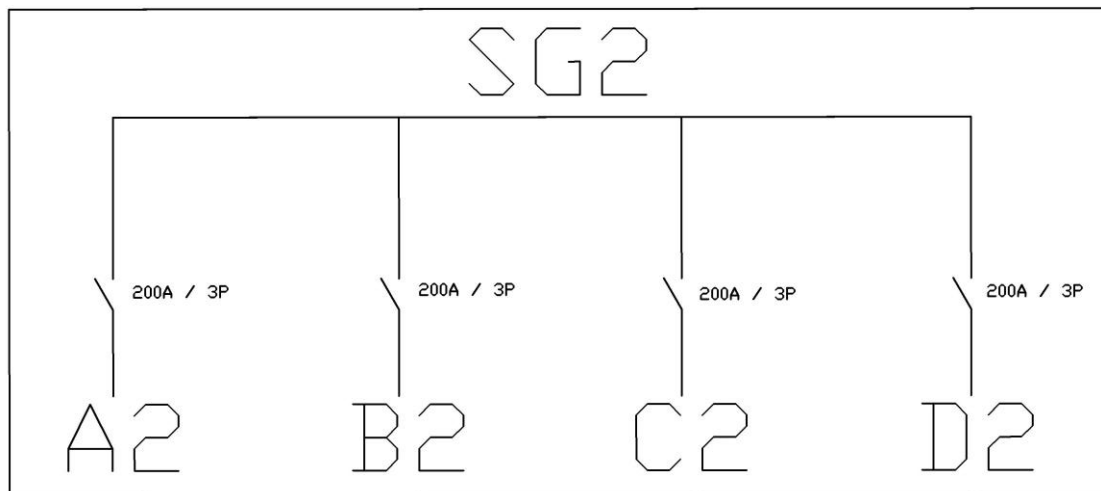


Figura 135. Diagrama de conexiones de switchgear 2.

Descripción de la figura 135:

A2: Alimentador en anillo proveniente del auditorium.

B2: Alimentador en anillo proveniente de medicina (normalmente abierto).

C2: Derivación hacia transformador de edificio administrativo.

D2: Reserva.

En general ambos switchgear deberán incluir:

- ❖ Provisiones de montaje para indicadores de falla
- ❖ Indicadores de potencial
- ❖ Adaptadores de bushings para 200 A
- ❖ Barra de tierra continua
- ❖ Provisiones para disparo externo, en adición al control de sobrecorriente estándar de todos los interruptores de falla. Fuente de poder 110-120Vac, 50/60Hz.
- ❖ Etiquetas en español
- ❖ Kit de cable USB para conexión de PC y el Control de Sobrecorriente Vista
- ❖ Licencia para software de programación del Vista SD

Los datos técnicos fueron tomados del S&C Specification Bulletin 695-31.

1.3.10.3 TRANSFORMADORES

Las capacidades de los transformadores ya fueron definidas en la sección 1.3.

La característica más importante de los transformadores en un sistema en anillo debe ser su capacidad para interactuar con el sistema como un componente “móvil”. Para éste cometido un transformador para sistema en anillo es equipado con 6 boquillas en MT para fases y seccionalizadores que le permiten seleccionar su fuente de alimentación así como aislarse a sí mismo del sistema en caso de una falla para permitir el funcionamiento del resto de transformadores.

Existen diversos mecanismos seccionalizadores.

En el caso de los transformadores de distribución loop feed de GE las capacidades de los switches

según el folleto GEI-79025M de la misma empresa son las mostradas en la figura 137.



Figura 136. Foto de transformador pad-mount en análisis.

Parameter	Two-Position		T Blade	V Blade
Maximum Voltage, kV	38	15	25	35
BIL, kV	150	95	125	150
One-Minute Withstand, kV	70	34	40	50
Maximum Continuous and Loadbreak Current, A	300	600	300	200
Momentary and Fault Close, A RMS sym.	12,000	10,000	10,000	10,000
Momentary and Fault Close, A RMS asym.	19,000	10,000	10,000	10,000

Figura 137. Tabla de capacidades según tipo de seccionamiento primario. Obtenido de la pagina oficial de GE. Folleto GEI-79025M.

Tanto los voltajes como las corrientes máximas de carga y falla son aceptables para el sistema, no obstante éstas últimas serán calculadas en una sección posterior y deberá reconsiderarse su capacidad si éstas exceden en cualquier punto la capacidad del switchgear, los transformadores de distribución o cualquier otro componente del sistema. Debido a su capacidad para soportar 25 kV, lo que da un margen razonable de operación de voltaje, se utilizará la “cuchilla T”.

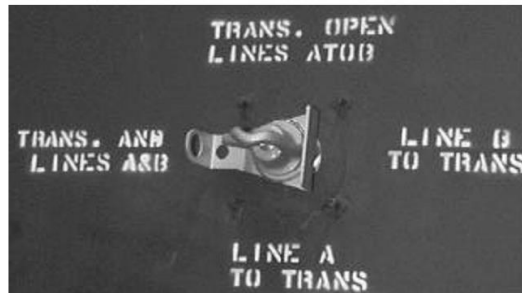


Figura 138. Foto de mecanismo de operación de “Cuchilla T”.

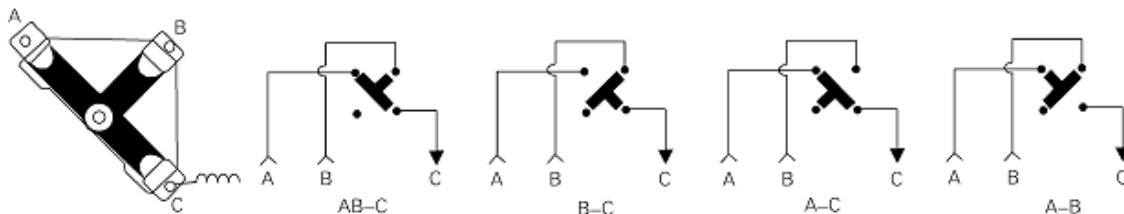


Figura 139. Diferentes posiciones de operación para la “Cuchilla T”.

Los transformadores deberán ser equipados con portafusibles en el lado de media tensión con capacidad suficiente para soportar fusibles de corriente nominal en estado estable de éste.

Para el caso de los transformadores de distribución GE se muestra en la figura 141 con las características de los tipos de compartimentos para fusibles disponibles construidos de fábrica en estos transformadores.

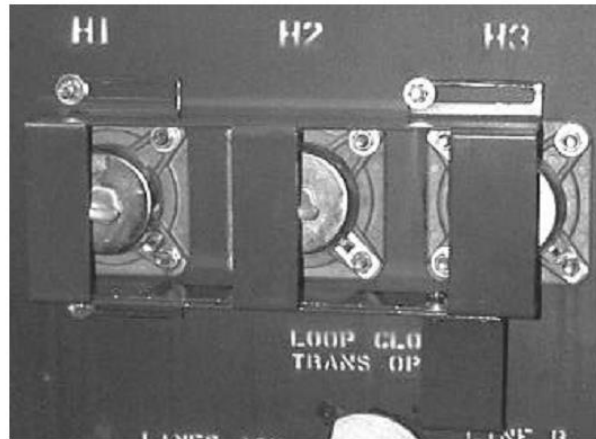


Figura 140. Foto de portafusibles tipo bayoneta.

Maximum Voltage Rating, kV	8.3	15.2	21.1	21.1
BIL, kV	95	125	125	150
HIPOT, kV	34	40	50	50
Corona Extinction, kV	11	19	26	26
Continuous Current Rating, A (unfused)	160	160	160	160
Momentary Current Rating, A RMS symm. 10 cycles (unfused)	10,000	10,000	10,000	10,000
Acceptable Fuses* (must be ordered separately)	2.8 and 4.3 kV all sizes to 100 A; 5.5 kV all sizes to 75 A; 8.3 kV all sizes to 40 A	15.5 kV all sizes to 40 A	23 kV all sizes to 25 A	23 kV all sizes to 25 A

* GE Sureguard™ GP or Cooper Power Systems NX®

Figura 141. Tabla obtenida capacidad de fusibles en transformadores GE. Folleto GEI-79025M

Debido al margen de voltaje que es necesario por ferresonancia y otros fenómenos de sobrevoltaje no se debe utilizar portafusibles de 15.2 kV sino su inmediato superior.

Se seleccionaran portafusibles de 21.1 kV, BIL 125kV.

1.3.10.4 EQUIPO PARA ACOMETIDA SUBTERRÁNEA EN MT

A continuación se presenta la estructura que se utilizará en la acometida subterránea de la FMOcc.

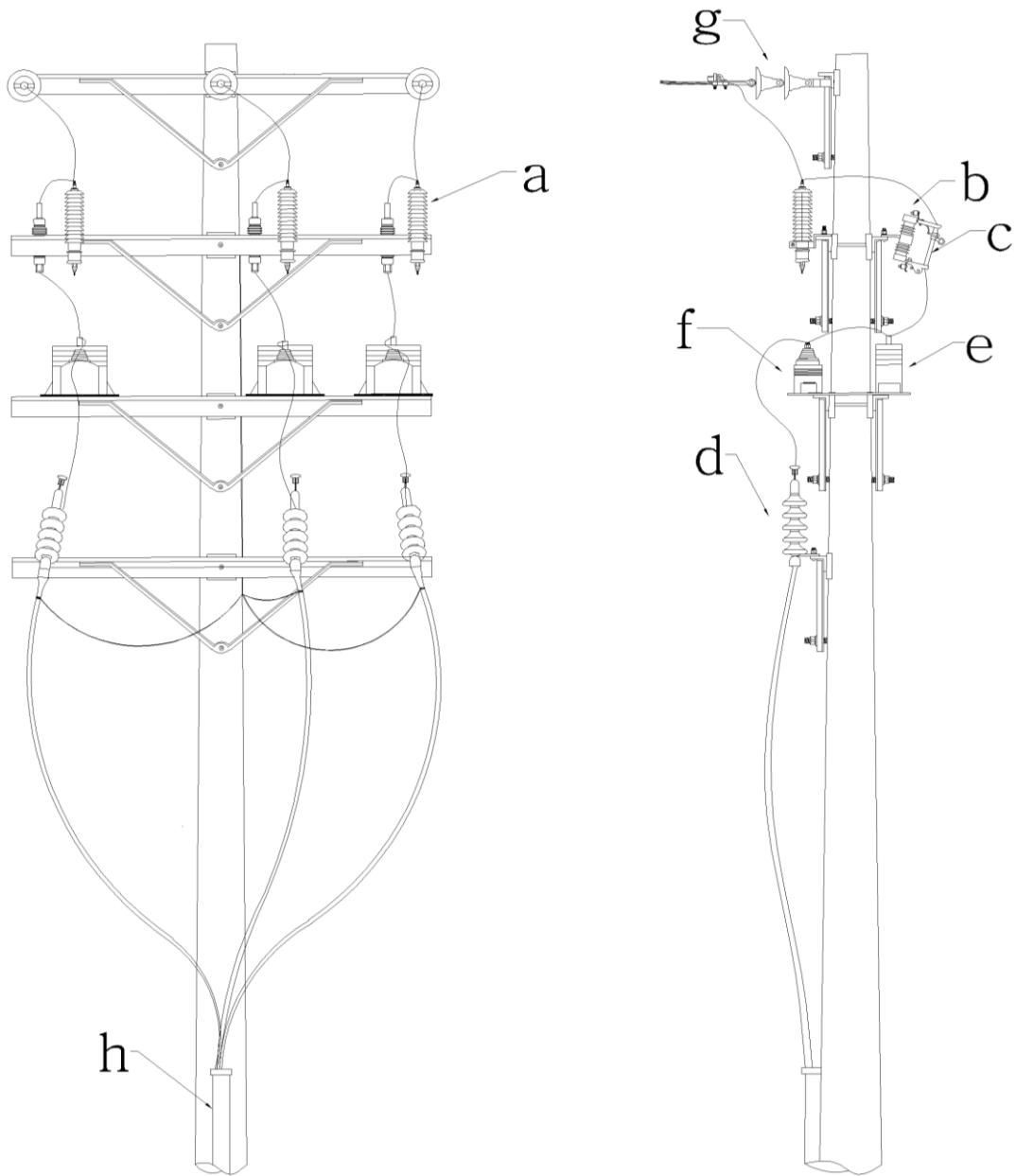


Figura 142. Dibujo de estructura que servirá como acometida primaria de la FMOcc.

Cuadro de simbología	
No	Descripcion
a	Pararrayos de distribucion 10kV
b	Cortacircuito SMD-20 de 14.4kV, VMax 17kV
c	Fusible SMD--20 140A, 14.4kv, Max 17kV tipo T ó K
d	Terminal contráctil en frio de 4 faldones, 14 kV
e	Transformador de voltaje tipo soporte para ext. 13.2 kV.
f	Transformador de corriente tipo soporte para ext. 13.2kV.
g	Aislador de suspension 6" diam tipo ANSI 52-4
h	Tubo de acero galvanizado de 4"

Figura 143. Cuadro de simbología de dibujo de acometida primaria FMOcc.

Esta estructura se ha diseñado basada en el “Estándar de Construcción de Líneas Aéreas de Distribución Subterránea de Energía Eléctrica” de nombre “Instalación de Medición Primaria Unidades Sueltas” aprobada por SIGET en Marzo del 2001 con código 13MPS3. Solamente difiere en el tipo de aisladores primarios que en éste caso consiste en 3 aisladores de suspensión.

Notas sobre especificaciones:

- ✓ Se utilizarán cortacircuitos SMD-20 de S&C para sistemas de 14.4kV nominal mínimo con capacidad de resistir hasta 17kV continuos.
- ✓ Fusibles para cortacircuitos SMD-20 de S&C de 140 A para 14.4 kV nominal mínimo con voltaje de operación máximo de 17kV (velocidad K o T según se defina en coordinación de protecciones).
- ✓ Pararrayo de 1.25 p.u. el voltaje nominal de L-T, es decir 10 kV mínimo.

Terminal contráctil en frío clase 1A de 15kV y 17 kVMax, BIL 125 kV continuos con capacidad para soportar cable de secciones 50mm²-400mm² como mínimo.

Nota: Para la selección de los terminales de potencia se tomaron en cuenta el nivel de tensión, nivel de aislamiento del cable, el uso (interior o exterior) y el calibre del conductor tal y como lo menciona el artículo 5.2 (e) de la norma “Sistema de Distribución de Líneas Subterráneas” de AES El Salvador, Mayo 2011. Además se tomaron en cuenta el BIL y el VMax soportable de la

terminación, ésta última al 1.25 p.u. del voltaje nominal del sistema para soportar sobrevoltajes de ferresonancia.

- ✓ Transformador de Corriente tipo soporte para exteriores 13.2kV o inmediato superior, BIL = 125kV, $I_{PN} = 60$ A, $I_{TH} = 6$ kA, Clase 1, potencia 30 VA, $I_S = 5$ A.
- ✓ Transformador. de Tensión para exteriores monofásico, 13.2kV o inmediato superior, Clase 1.
- ✓ Conductor de cobre AWG #1/0.
- ✓ Para especificaciones mecánicas referirse a la mencionada norma SIGET, pag. 292.

Además para la bajada del tubo hacia el SG se ha tomado del trabajo de graduación “Estándar para la Construcción de Líneas Subterráneas de Distribución de Energía Eléctrica” de Barahona y Rivera, 2009, UES; los planos de detalle mostrado en las figuras 144 y 145.

En la figura 145 se debe notar que la curva de tubería galvanizada posee una curva de radio amplio, está encasillada en concreto y posee una unión de acoplamiento PVC-Tubo Galvanizado. Es importante recalcar de nuevo lo establecido en la sección 1.3.7.4 en la que se define que el radio mínimo de conduit de 4” de diámetro deberá ser de 24”.

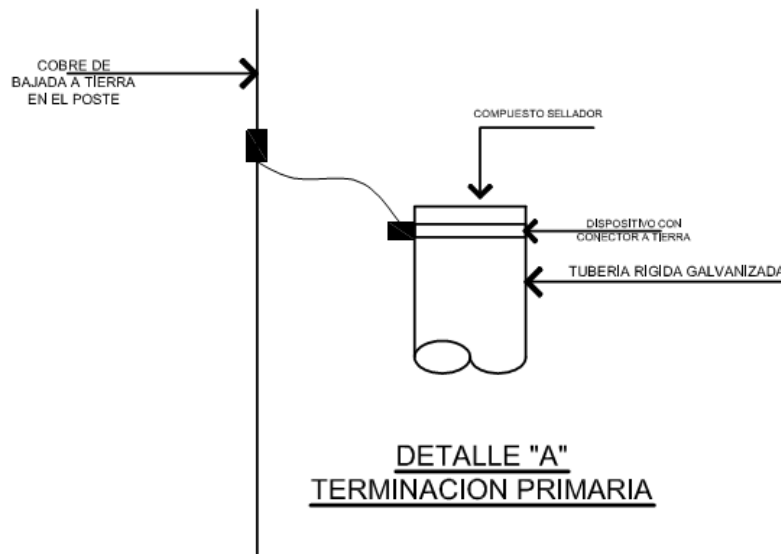


Figura 144. Boca del tubo galvanizado en la acometida primaria. (Barahona y Rivera, 2009.)

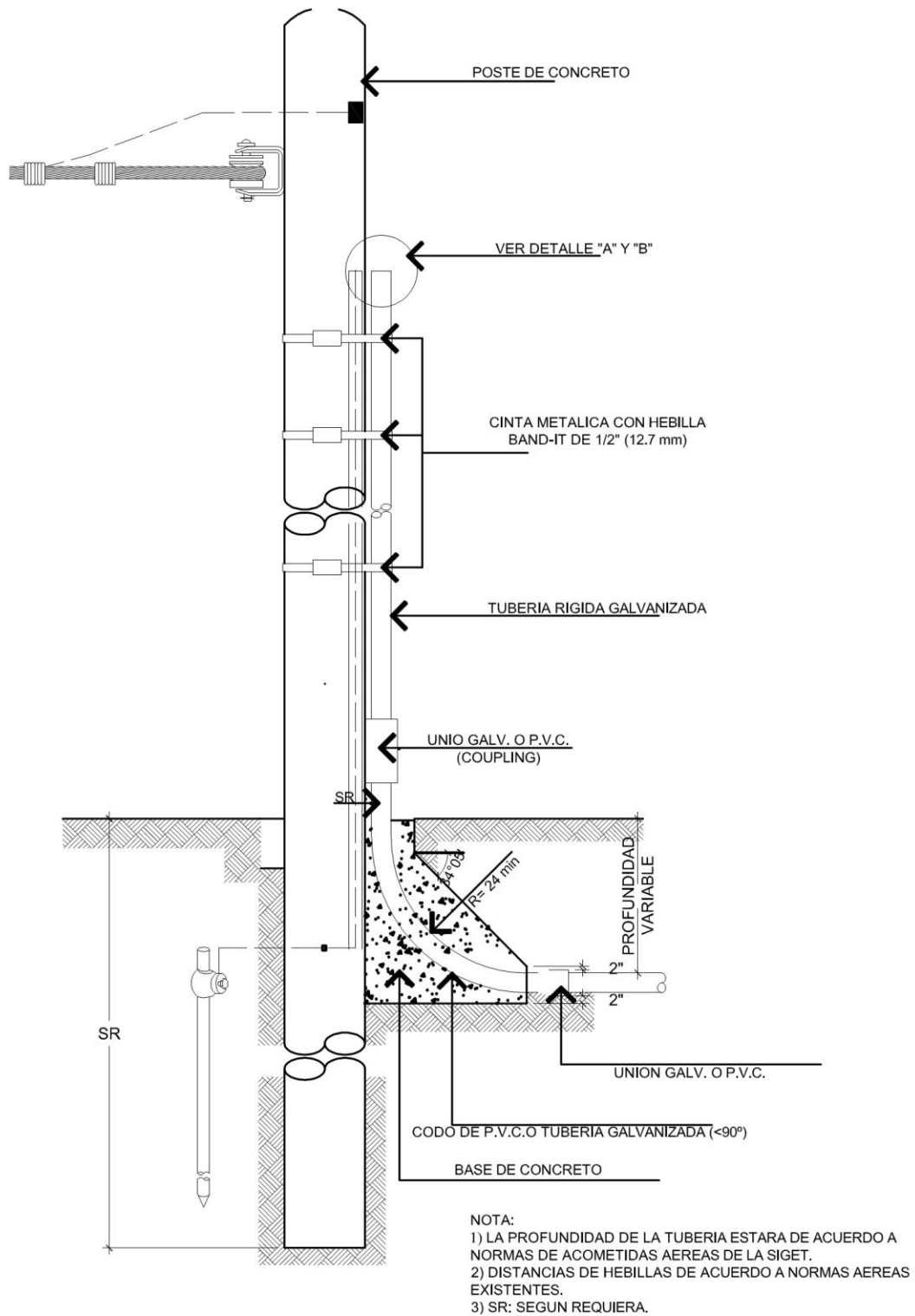


Figura 145. Parte inferior de la estructura de acometida subterránea de FMOcc.
(Barahona y Rivera, 2009.)

1.3.10.5 OTROS ACCESORIOS

1.3.10.5.1 Codos

Los codos deberán ser de 200A con capacidad de suprimir transitorios. El codo de la imagen es un codo Posi-Break® de Eaton's Cooper Power™ conforme a la IEEE std. 386 – 2006 e IEEE std. C62.11 – 2005.



Figura 146. Foto de un codo con supresor de transitorios de Eaton.

Duty Cycle Voltage Rating (kV)	MCOV (kV)	Equivalent Front-of-Wave (kV crest)*	Maximum Discharge Voltage (kV crest) 8/20 μ s Current Wave				
			1.5 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA
3	2.55	11.0	9.0	9.7	10.4	11.4	13.0
6	5.1	22.0	18.0	19.4	20.8	22.7	26.0
9	7.65	31.7	26.0	28.0	30.0	32.8	37.4
10	8.4	33.0	27.0	29.1	31.2	34.1	38.9
12	10.2	41.5	33.9	36.6	39.2	42.9	48.9
15	12.7	51.8	42.4	45.7	49.0	53.6	61.1
18	15.3	62.2	50.9	54.9	58.8	64.3	73.4
21	17.0	66.0	54.0	58.2	62.4	68.2	77.9

* Equivalent front-of-wave voltage is the expected discharge voltage of the arrester when tested with a 5 kA current surge cresting in 0.5 μ s.

Figura 147. Tabla de información técnica sobre codo con supresor de transitorios de Eaton.

Deberá tener capacidad para 18 kV y de 20 kA a las condiciones de prueba especificadas en la figura 147.

1.3.10.5.2 Indicadores de Falla

Los indicadores de falla indican el pasaje de una corriente de falla a través de ellos a través de un LED de alta intensidad. Serán instalados fácilmente con una vara pértiga en los conectores removibles de 200A que se ubican en los transformadores y SG.

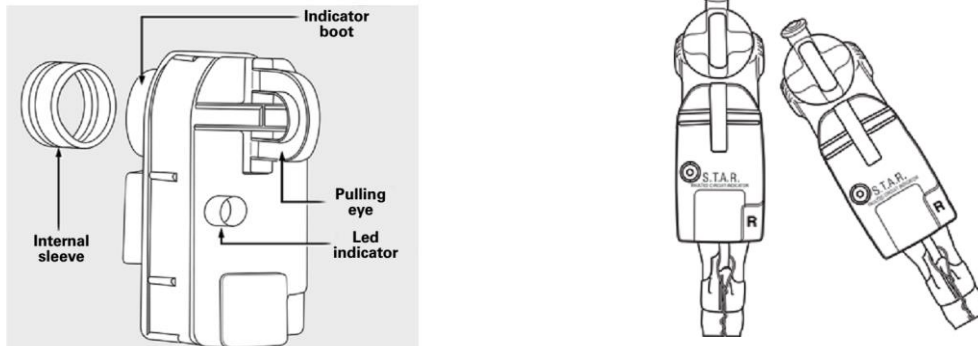


Figura 148. Diagramas de indicadores de falla y su posicionamiento en codos.

Los indicadores de falla son sumergibles y a prueba de ambientes duros.

El uso de estos dispositivos facilitará al personal la localización de componentes fallados y por consecuencia el restablecimiento del sistema en cuestión de minutos.

1.3.10.5.3 Barras derivadoras

Los pozos derivadores utilizarán barras de unión para conectores separables de 200A para 15kV. Las barras de unión de Eaton Cooper Power™ son especiales para pozos y se puede usar para seccionar. Son sumergibles, blindados, resistentes a ambientes agresivos y fabricados de acuerdo al estándar IEEE Std 286 – 2006 “Separable Insulated Connector Systems”.



Figura 149. Foto de barras derivadoras monopolares de Eaton.

Las barras están diseñadas y manufacturadas para ser intercambiables con todos los conectores actualmente disponibles de otros fabricantes que cumplen con los requerimientos del estándar IEEE Std 386 – 2006.

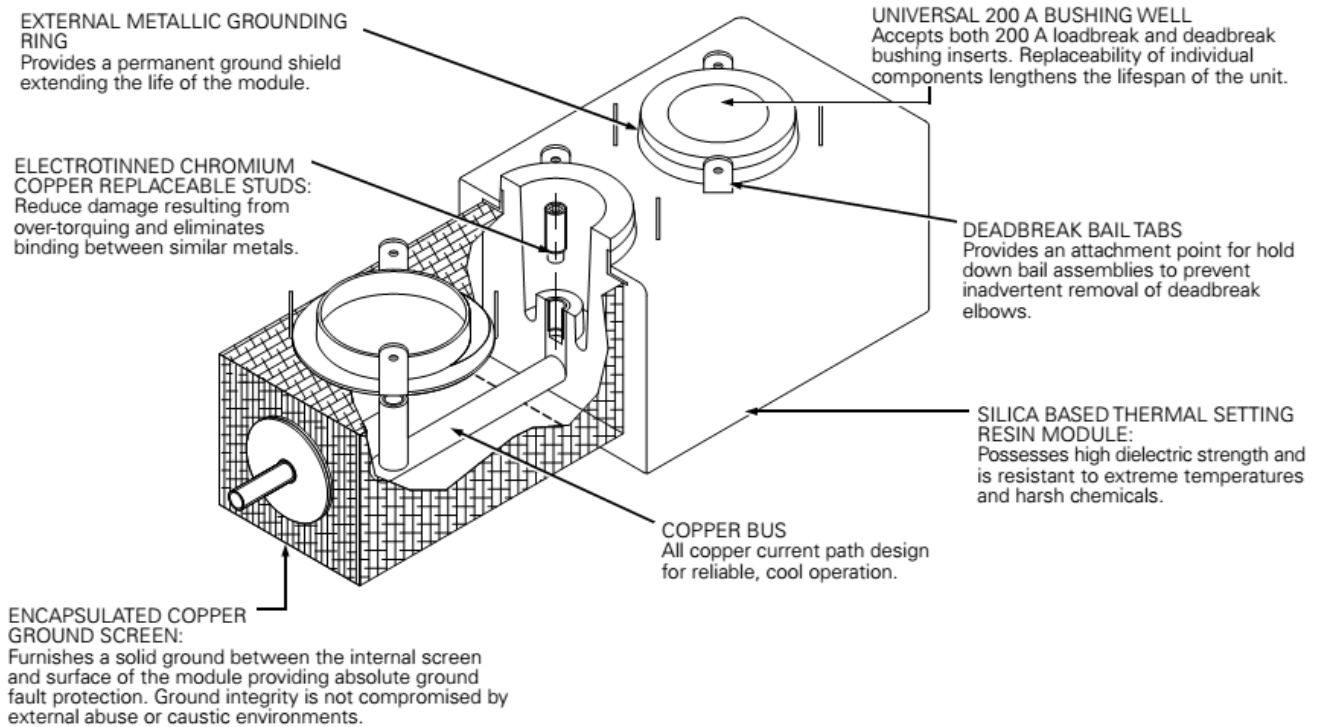


Figura 150. Diagrama descriptivo de barra monopolar de Eaton.

Las barras de unión son simplemente atornilladas a la superficie de montaje. Los conectores de 200A son ensamblados en las uniones como se describe en las instrucciones de instalación de esos conectores. La clase de 15kV, 200A tienen las características mostradas en la figura 151. Se puede notar que todas las características de las barras de unión cumplen de sobra con los requerimientos que la aplicación en el sistema actual requiere.

El tipo de barra de unión serán en “Y” de 9 puntos trifásico para 200A, tal como se muestra en la 1ra fila de la siguiente figura 152.

15 kV Class

Description	kV
Maximum Rating Phase-Ground	8.3
AC 60 Hz 1 Minute Withstand	34
DC 15 Minute Withstand	53
BIL and Full Wave Crest	95
Minimum Corona Voltage Level	11

200 A Class Product

Description	Amperes
Continuous	200 A rms
Short Time	10,000 A rms symmetrical for 0.17 s 3,500 A rms symmetrical for 3.0 s

Figura 151. Tablas con datos de los derivadores de 15kV, 200A de Eaton.

Table 7. Y-Splices 3-Phase, 15/25 kV




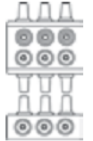
Illustration (not to scale)	Description	Catalog Number	Dimensions							
			Length		Width		Height		Weight	
			mm	in	mm	in	mm	in	kg	lb
	9 Point 3 Phase 3 x 200 A Per Phase	JBY325C3W	330	13	159	6.25	121	4.75	10	21
	9 Point 3 Phase 2 x 600 A 1 x 200 A Per Phase	JBY325C1W2B	330	13	413	16.25	152	6	18	39
	9 Point 3 Phase 3 x 600 A Straight Per Phase	JBY325C3S	386	15.2	267	10.5	406	16	21	45
	12 Point 3 Phase 3 x 600 A 1 x 200 A Per Phase	JBY325C1W3B	330	13	470	18.5	289	11.38	27	60



Figura 152. Selección de barras derivadoras trifásicas de 9 puntos, 200A, 15kV-25kV.

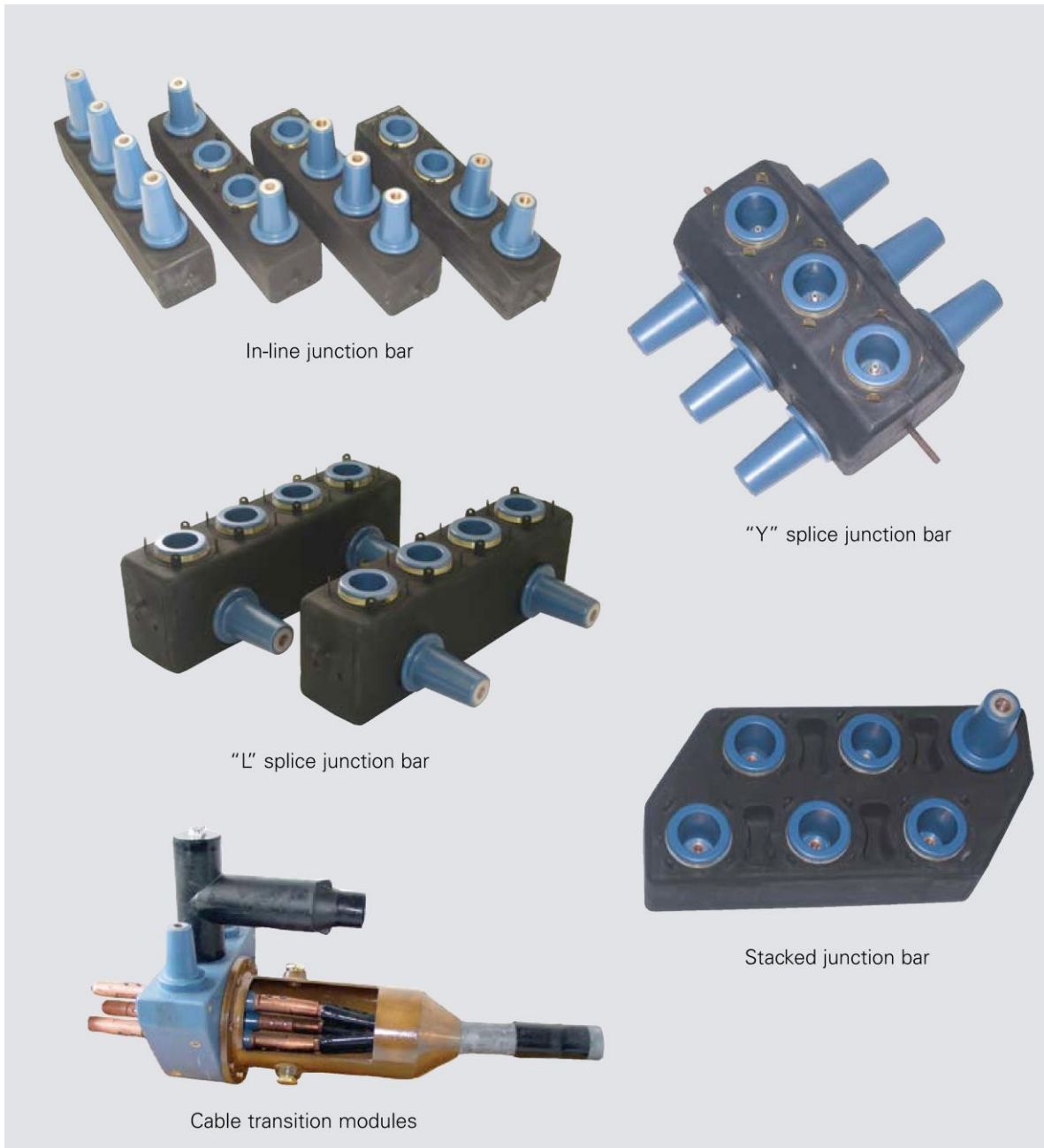


Figura 153. Foto de distintas barras derivadoras de Eaton.

Se puede observar en la tabla de la figura 152 que las dimensiones de ésta barra de unión son adecuadas para los pozos de derivación primarios.

1.3.11 ANALISIS DE FALLAS

ETAP es un software de ingeniería eléctrica para sistemas de potencia, ETAP sirve como herramienta de análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas de potencia eléctricos de generación, distribución e industriales. Para el actual diseño se prestó más importancia a la parte de simulación que este software nos ofrece, además, se utilizó la versión 12.6.0, específicamente se aprovechó para la realización del análisis de cortocircuito en cada tramo de media tensión.

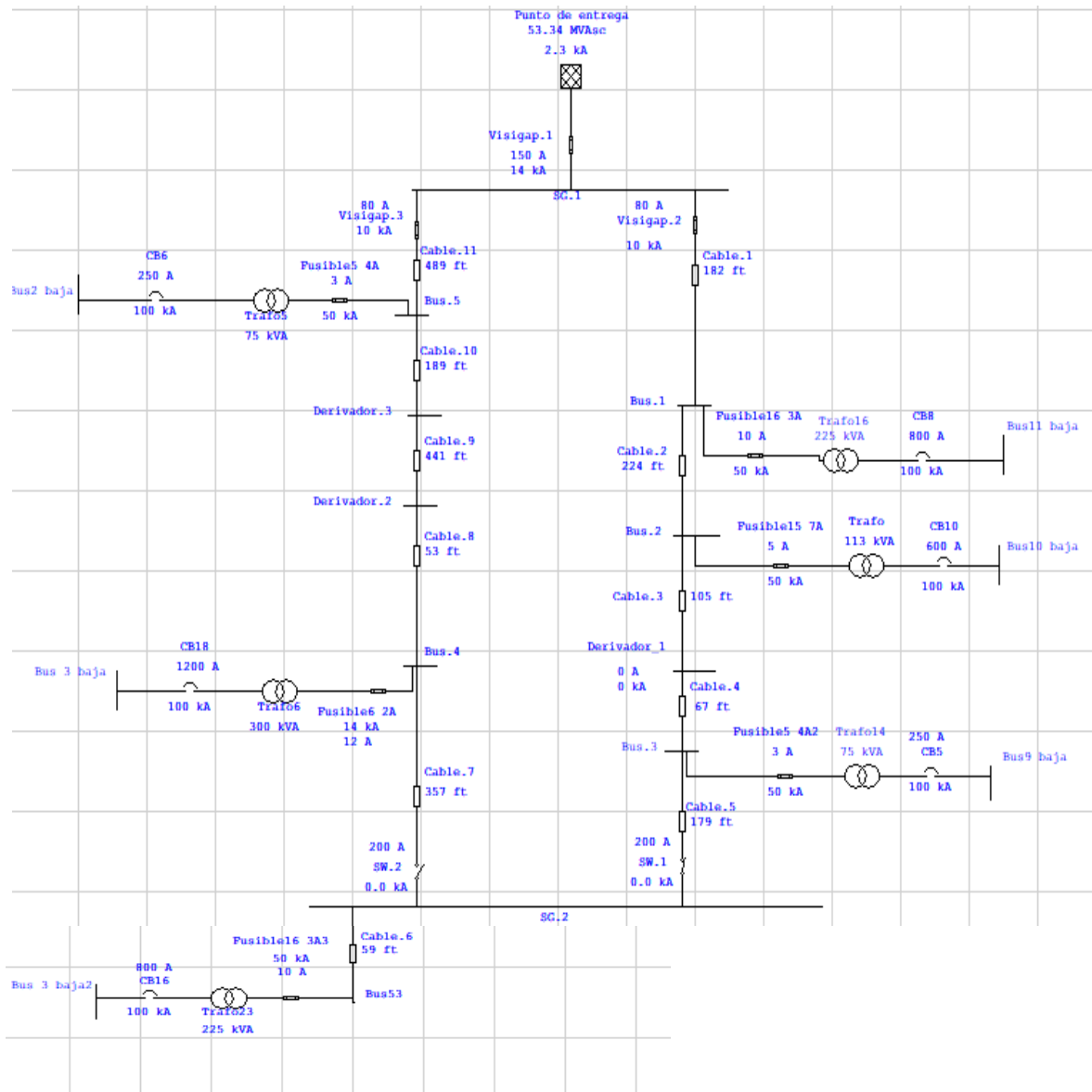


Figura 154. Diagrama unifilar del sistema de distribución subterráneo en la UES FMOcc.

1.3.11.1 PASOS PARA EJECUTAR ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN ETAP.

1. Configuración de los parámetros de red externa, diferentes tramos de cable y parámetros eléctricos de transformadores.
2. Selección del punto de falla.
3. Ejecución del análisis para obtener las Isc.

Como primer paso, se obtuvieron los datos de la acometida “A” trifásica en media tensión, en ese punto se otorgó por parte de la distribuidora la corriente de cortocircuito trifásica, para el medidor #86789043 con un NIC: 1151244, la cual fue de $I_{cc}=2332.7$ A (53.34 MVA_{sc}).

En la figura 155 se muestra la configuración de la red externa que es el punto de entrega por parte de la distribuidora de CLESA.

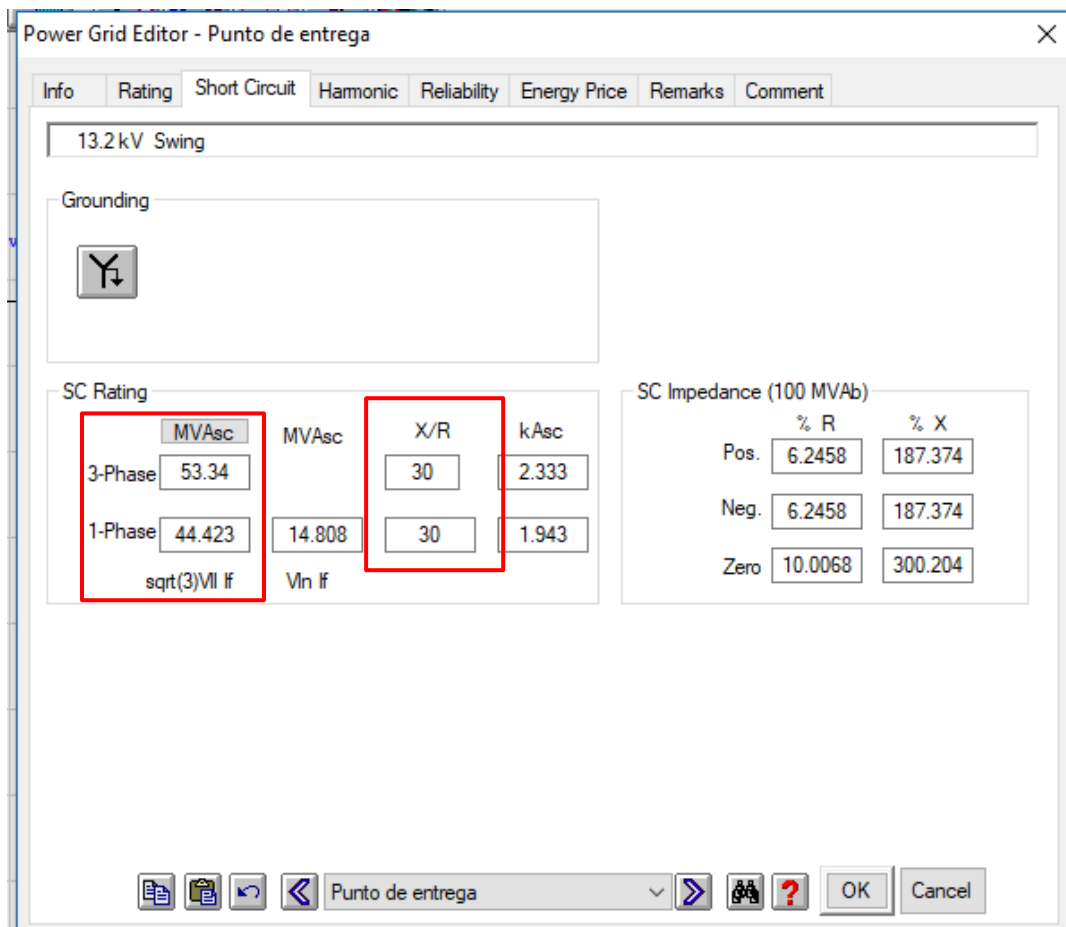


Figura 155. Ventana de configuración de la red externa.

En la ventana Power Grid se ingresa el valor de la potencia de cortocircuito brindada por la distribuidora CLESA, se indica el tipo de configuración de la red que para este caso es estrella sólidamente aterrizada y se coloca la relación de X/R según lo que se muestra en la figura 156.

Table 1.2-3. Typical System X/R Ratio Range (for Estimating Purposes)

Type of Circuit	X/R Range
Remote generation through other types of circuits such as transformers rated 10 MVA or smaller for each 3-phase bank, transmission lines, distribution feeders, etc.	15 or less
Remote generation connected through transformer rated 10 MVA to 100 MVA for each 3-phase bank, where the transformers provide 90 percent or more of the total equivalent impedance to the fault point.	15 – 40
Remote generation connected through transformers rated 100 MVA or larger for each 3-phase bank where the transformers provide 90 percent or more of the total equivalent impedance to the fault point.	30 – 50
Synchronous machines connected through transformers rated 25 to 100 MVA for each 3-phase bank.	30 – 50
Synchronous machines connected through transformers rated 100 MVA and larger.	40 – 60
Synchronous machines connected directly to the bus or through reactors.	40 – 120

Figura 156. Tabla para valores estimados de X/R, extraído del documento de EATON

Ref. No. 0039 enero del 2003.

Continuamos con la configuración de los parámetros de los diferentes tramos de cable, aquí se colocan los valores de impedancia de la tabla 26, las distancias, tipo de ducto, entre otros.

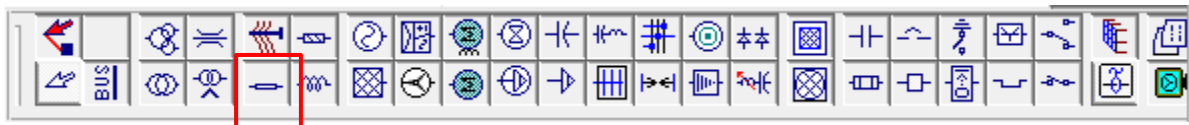


Figura 157. Selección del tramo de cable.

Se selecciona el icono para poder agregar el tramo de cable que deseemos ingresar los parámetros, luego se abre la ventana “Cable editor” y en la pestaña “info” se le coloca el tipo de conexión y la distancia. Esto se muestra en la figura 158.

Figura 158. Ventana para ingresar los parámetros del cable a utilizar.

Luego en la pestaña de "impedance", se colocan los valores de resistencia y reactancia del cable seleccionado. Esto se muestra en la figura 159.

Los valores de impedancia de los conductores fueron obtenidos de la tabla de impedancia de conductores ubicada en los anexos.

Cable Editor - Cable.1

Sizing - Phase	Sizing - GND/PE	Reliability	Routing	Remarks	Comment	
Info	Physical	Impedance	Configuration	Loading	Capacity	Protection

Option

Pos. Lib Zero Lib
 Calc Calc

Units
 Ohms per 1000 ft
 Ohms

Project Frequency
 60 Hz

Library Impedance

	R	X	L	Z	X/R	R/X	Y
Pos.	0.1444	0.0946	0.0002509	0.17263	0.655	1.526	0
Zero	0.406	0.1876	0.0004976	0.44725	0.462	2.164	0

Calculated Impedance

Layout Flat Conduit Type PVC

	R	X	L	Z	X/R	R/X	Y
Pos.	0	0	0	0	0	0	0
Zero	0	0	0	0	0	0	0

Cable Temperature

Base 75 °C Min. 75 °C Max. 90 °C

Impedance Calculation: A cable library must be selected from the Info page.

File Edit View Cable.1 OK Cancel

Figura 159. Asignación de impedancia del cable.

En esta ventana se selecciona si la resistencia y reactancia se coloca en “ohmios” o en “ohmios por cada 1000 m”, en este caso se selecciona en ohmios por cada 1000 m, aparte se puede observar a la frecuencia que trabaja el sistema (60Hz). Luego en la pestaña “Configuration” se asigna el tipo de ducto que se utiliza para transportar los cables y el tamaño de este.

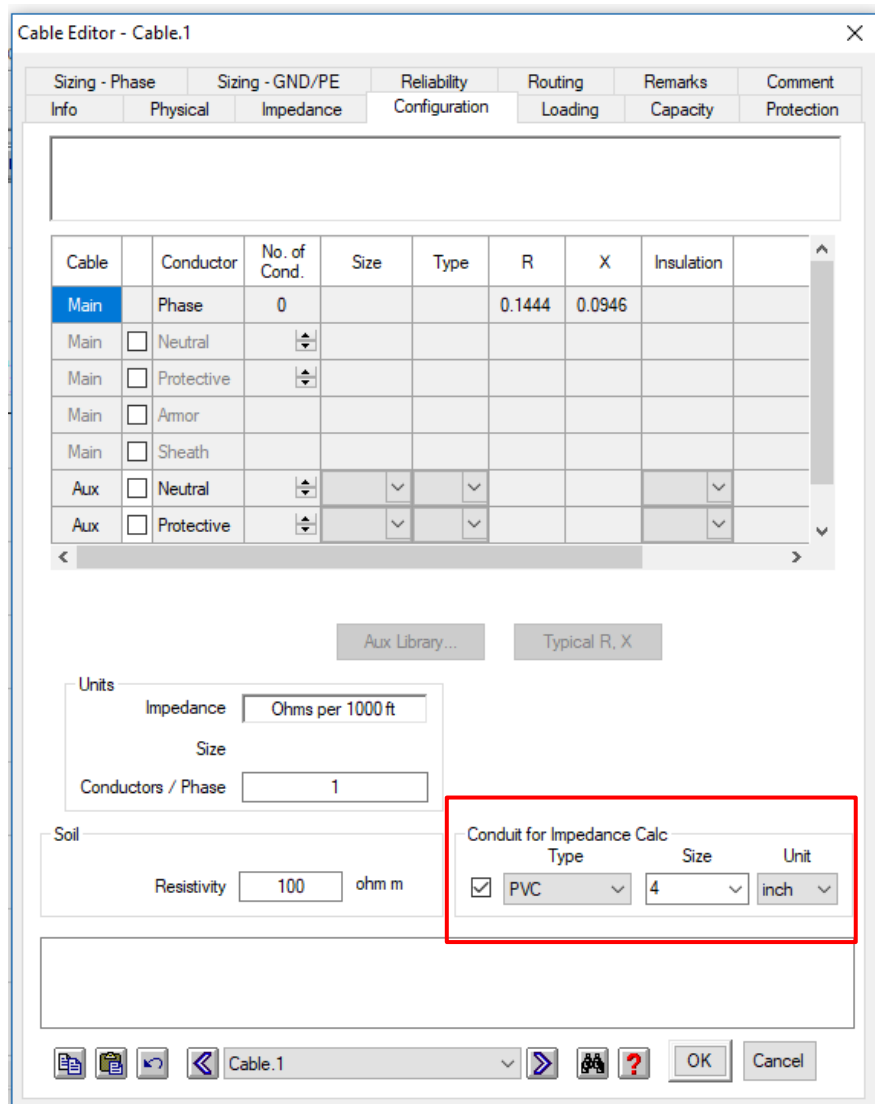


Figura 160. Selección de ducto o tubería a utilizar en el diseño subterráneo.

Configuración de parámetros eléctricos a los Transformadores.

Para el caso de este diseño, se utilizaron transformadores de la marca “General Electric”, en el catálogo de los transformadores de esta marca, se puede encontrar fácilmente una lista con las impedancias típicas de los transformadores a utilizar en el actual diseño. Estas utilizaron estas impedancias para ingresar en los parámetros de ETAP. A continuación se muestra la tabla utilizada.

Typical Impedance	
kVA	% Impedance Range
75	1.50-2.50
112.5	1.70-2.20
150	1.70-3.10
225	2.20-3.40
300	2.60-4.00
500	3.00-5.52
750-5000	5.75

*ANSI Standards allow for 7 1/2% tolerance.

Figura 161. Impedancia de cortocircuito transformadores Pad-Mounted Trifasicos ¹⁰.

A continuación en la figura 162 se muestra la configuración de los transformadores en ETAP.

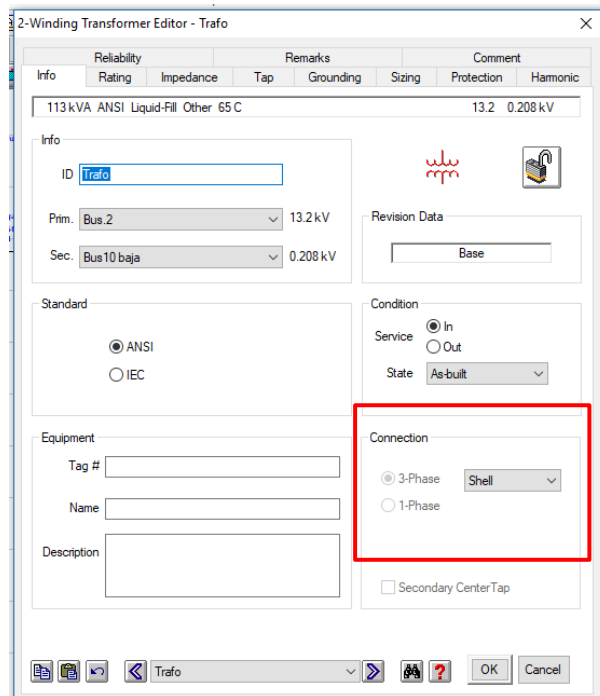


Figura 162. Tipo de transformador a utilizar.

(1): Tabla 10 de la especificación técnica de "CENTROS DE TRANSFORMACIÓN COMPACTOS DE SUPERFICIE TIPO PAD-MOUNTED (E-MT-020)" publicada por la empresa española ENDESA.

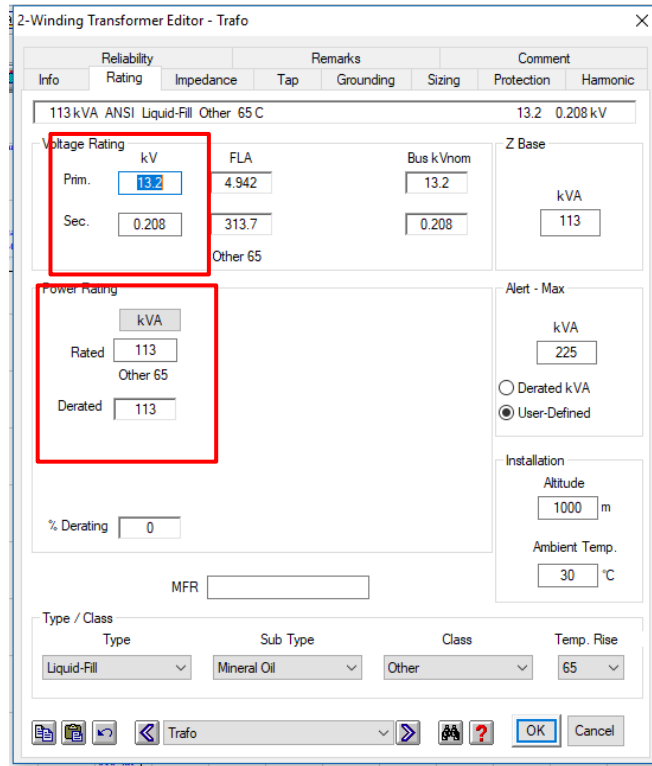


Figura 163. Selección de niveles de tensión y potencia

Es de vital importancia mencionar, que para el actual diseño, se consideró un valor de X/R típico, que el software de ETAP proporciona en función de los otros parámetros del transformador. Esto se logra simplemente haciendo click en "Typical X/R", como se muestra en la figura 164.

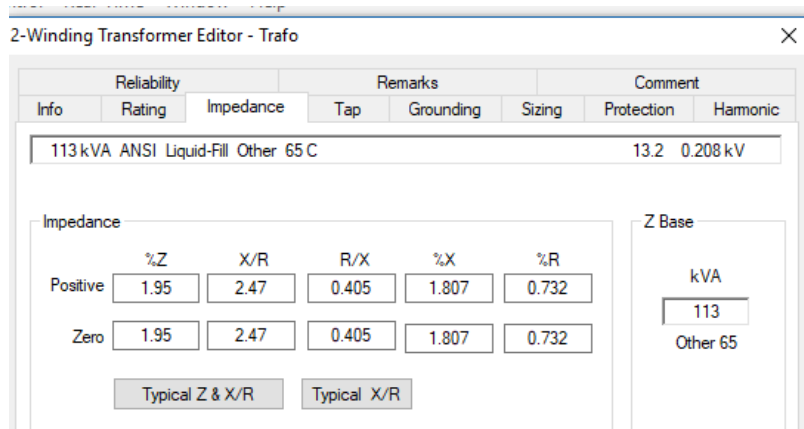


Figura 164. Valor de impedancia de cortocircuito del transformador y su relación de X/R.

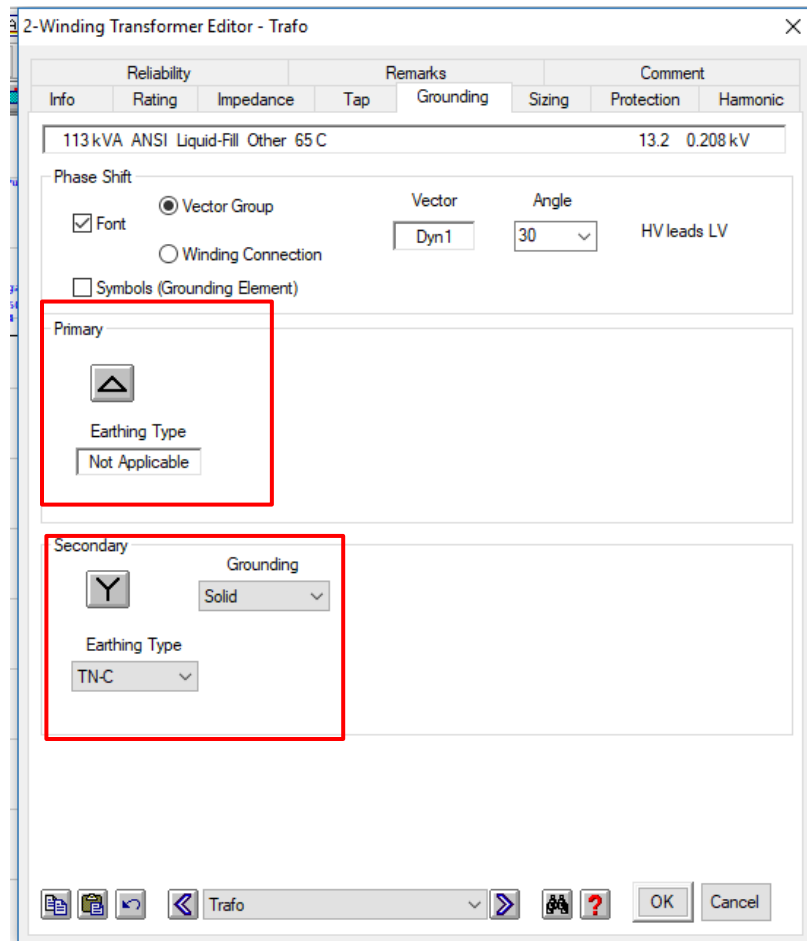


Figura 165. Tipo de conexión del transformador.

Selección del punto de falla.

En la ventana principal, en la parte superior se selecciona el icono que se muestra en la figura 86, para que se realice el análisis de cortocircuito:



Figura 166. Análisis de cortocircuito AC.

Luego se selecciona el icono de Edit Study Case, para que se defina el punto de falla:

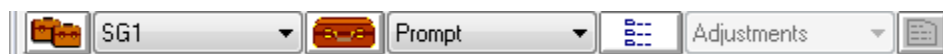


Figura 167. Estudio de casos para análisis de cortocircuito AC.

Luego que se abra la ventana se selecciona el punto de falla, dejando dicho punto en solitario en el recuadro de Fault, y todos los demás puntos se dejan en la columna de Don't Fault.

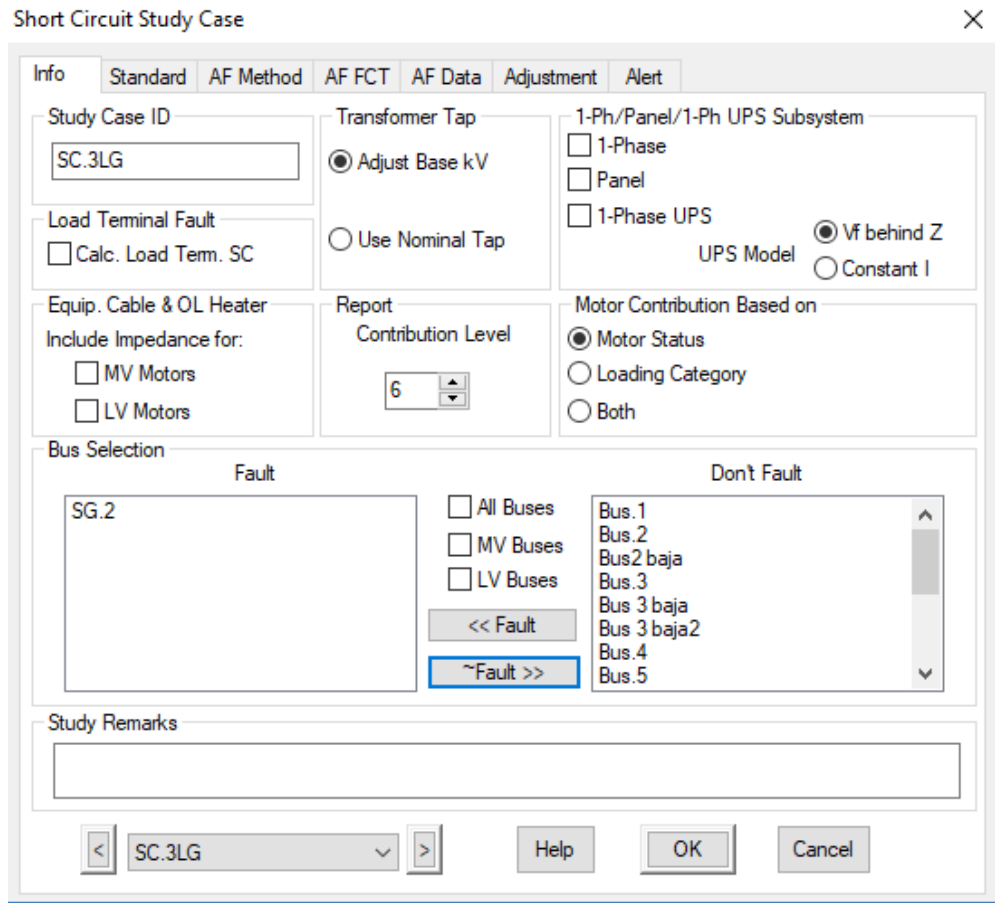


Figura 168. Selección del punto de falla.

Ejecución del análisis para obtener las Isc.

Para que se lleve a cabo el análisis se selecciona el icono Run 3-Phase Dvice Duty ANSI (C37), y se obtiene el resultado presentado en la figura 169.

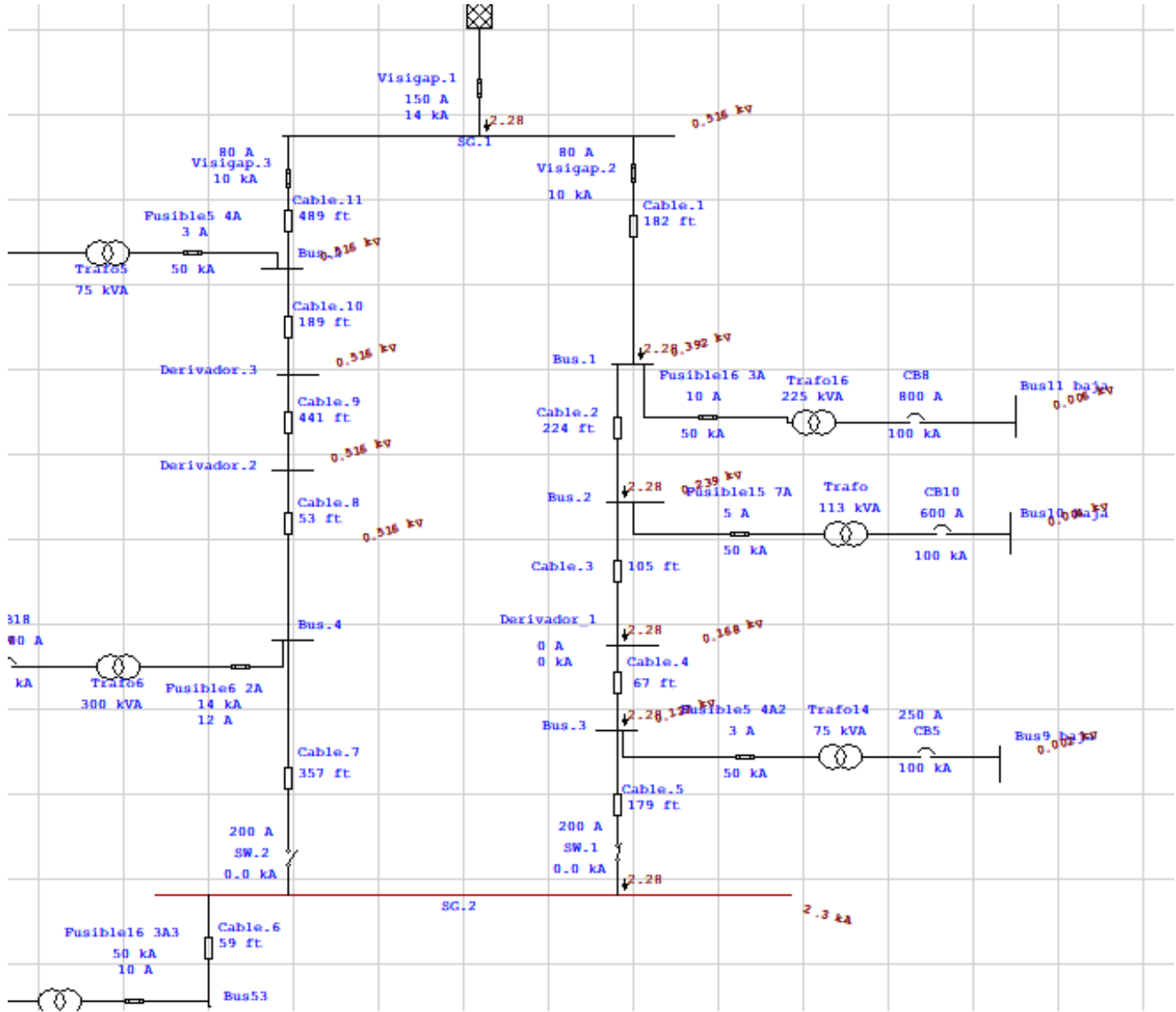


Figura 169. Corriente de cortocircuito en switchgear 2.

En la tabla 4 se observa la recopilación de resultados de corrientes de cortocircuito que se han obtenido en diferentes puntos de la red de distribución subterránea de la Facultad Multidisciplinaria de Occidente siguiendo el procedimiento que se ha explicado detalladamente en los pasos anteriores. Para el actual caso, es de vital importancia saber tanto I_{cckt} trifásica como monofásica.

Tabla 4

Resumen de fallas en cada punto del sistema

Punto de falla	Falla trifásica en el primario	Falla monofásica a tierra en primario(KA)
SG1	2.33	1.94
Bus 1	2.32	1.93
Bus 2	2.3	1.92
Derivador 1	2.3	1.91
Bus 3	2.29	1.9
SG2	2.28	1.89
Bus 4	2.25	1.86
Derivador 2	2.25	1.87
Derivador 3	2.28	1.9
Bus 5	2.3	1.91

1.3.12 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

La coordinación de protecciones es una de las mayores necesidades para tratar a las sobre corrientes, esta se realiza para proteger el equipo que se utiliza en una línea de distribución eléctrica, instalaciones eléctricas industriales, líneas de transmisión entre otros. El fin no es únicamente darle protección al equipo (Transformadores, cables, motores, etc.) sino también a las personas que prestan mantenimiento a las diferentes instalaciones y las que transitan cerca de dichas instalaciones.

En el momento de realizar la coordinación se debe tomar en cuenta un aspecto muy importante que es la “selectividad”, para que al presentarse una falla, se queden sin servicio eléctrico el menor número de cargas posibles.

La coordinación se empieza a realizar desde el interruptor de falla Visigap que se encuentran en las celdas de los switchgear VISTA.

La particularidad de los interruptores Visigap es que son controlados por un microprocesador al cual se le pueden programar diferentes curvas características tiempo corriente (TCC) en la figura 84 se presenta el módulo de control.

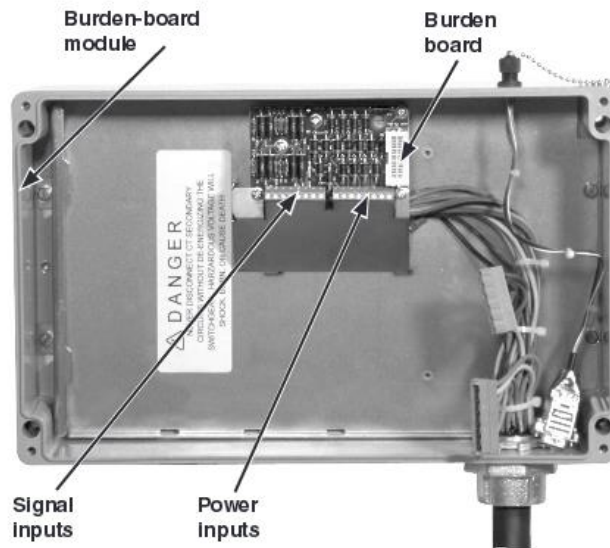


Figura 170. Módulo de control electrónico de S&C, hoja de instrucciones 681-515.

Los diferentes tipos de curvas que se le pueden programar al microprocesador se presentan en el siguiente listado:

- ❖ Velocidad estándar de S&C.
- ❖ Velocidad "K" de S&C.
- ❖ Velocidad del interruptor de derivación.
- ❖ Velocidad moderadamente inversa (U.S., U1).
- ❖ Velocidad inversa (U.S., U2).
- ❖ Velocidad extremadamente inversa (U.S., U4).
- ❖ Velocidad inversa de tiempo corto (U.S., U5).

Las que se utilizan para este proyecto son las curvas tipo "E" o estándar.

En la siguiente tabla se detalla los tipos de protecciones que se instalarán en el sistema de distribución.

Tabla 5
Tipos de protecciones a utilizar en distintas partes del sistema

Tipo	Tensión(KV)	Corriente nominal (A)	Corriente de interrupción
Interruptor de falla VISIGAP	17	200	12.5 KA
Fusible de potencia SMD	14.4kV	140	14 kA
Circuit Breaker. Estado Sólido.	0,24	Variable, ajustable.	100KA
Fusible limitador de corriente	0,24	Variable.	100KA

En la figura 91 se muestra el diagrama unifilar del todo el sistema, la coordinación a media tensión se realizara entre los interruptores de falla VisiGap y los fusibles limitadores de corriente, hay que tomar en consideración que el sistema tiene un punto que se encuentra normalmente abierto y este se halla en la configuración que realizaremos internamente en el Switch Gear 2.

También se ha realizado la coordinación de los circuit breaker que protegen al transformador en el lado de baja tensión con el fusible limitador de corriente que protege al transformador en media tensión. Esto se ha realizado tomando en cuenta la curva de daño y el punto de Inrush de cada uno de los transformadores Pad-Mounted.

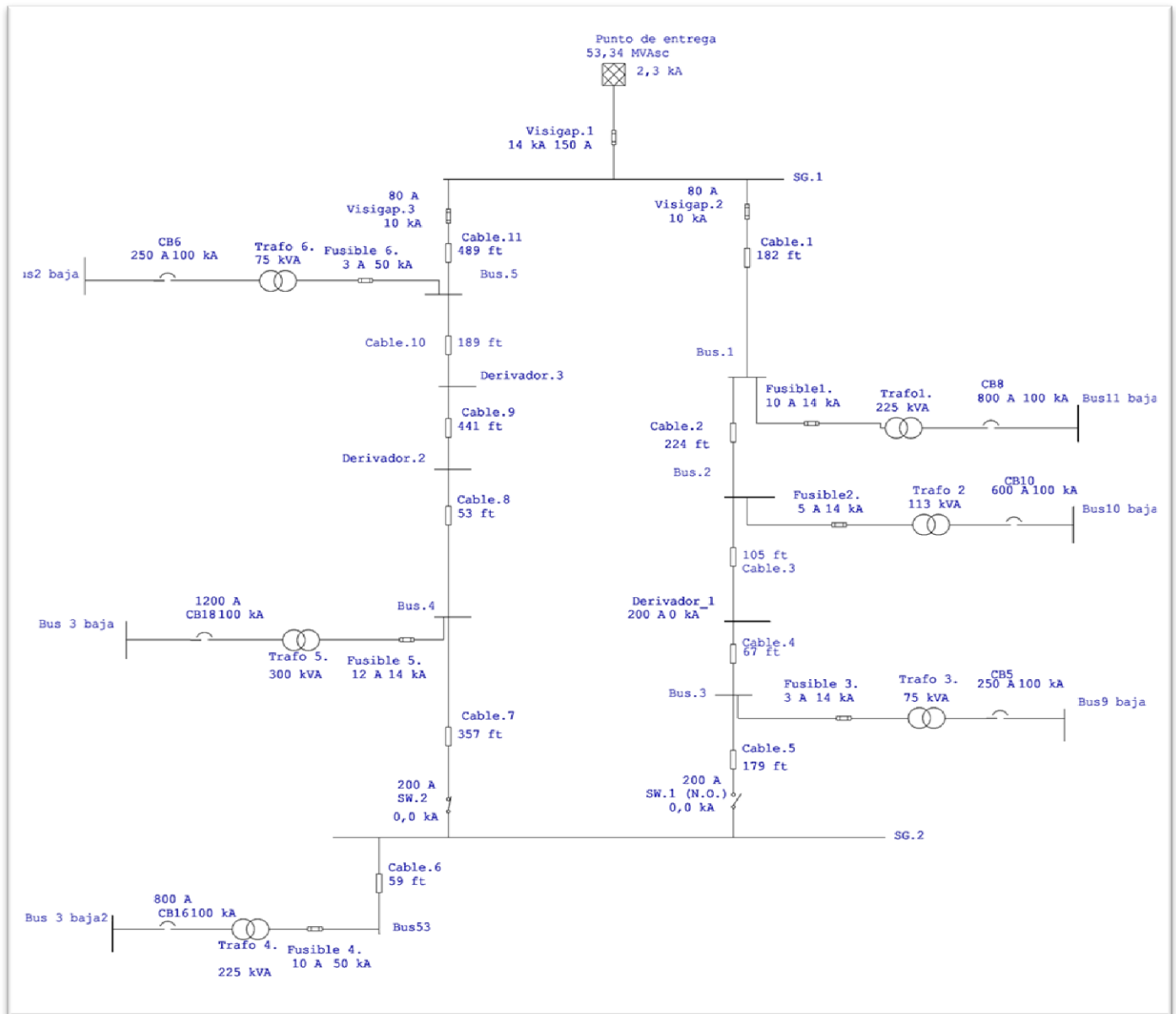


Figura 171. Diagrama unifilar completo de coordinaciones del sistema de distribución eléctrica subterránea de la UES FMOcc.

1.3.12.1 COORDINACIÓN ENTRE LOS INTERRUPTORES DE FALLA VISIGAP 1, VISIGAP 3 Y LOS FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.

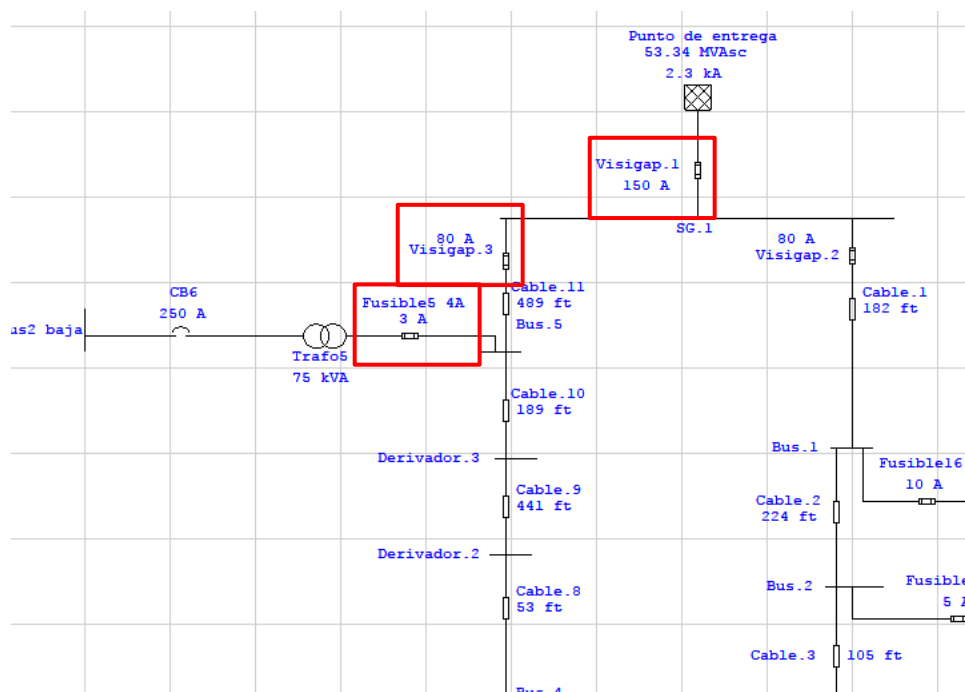


Figura 172. Elementos de protección a ser coordinados .en el diseño.

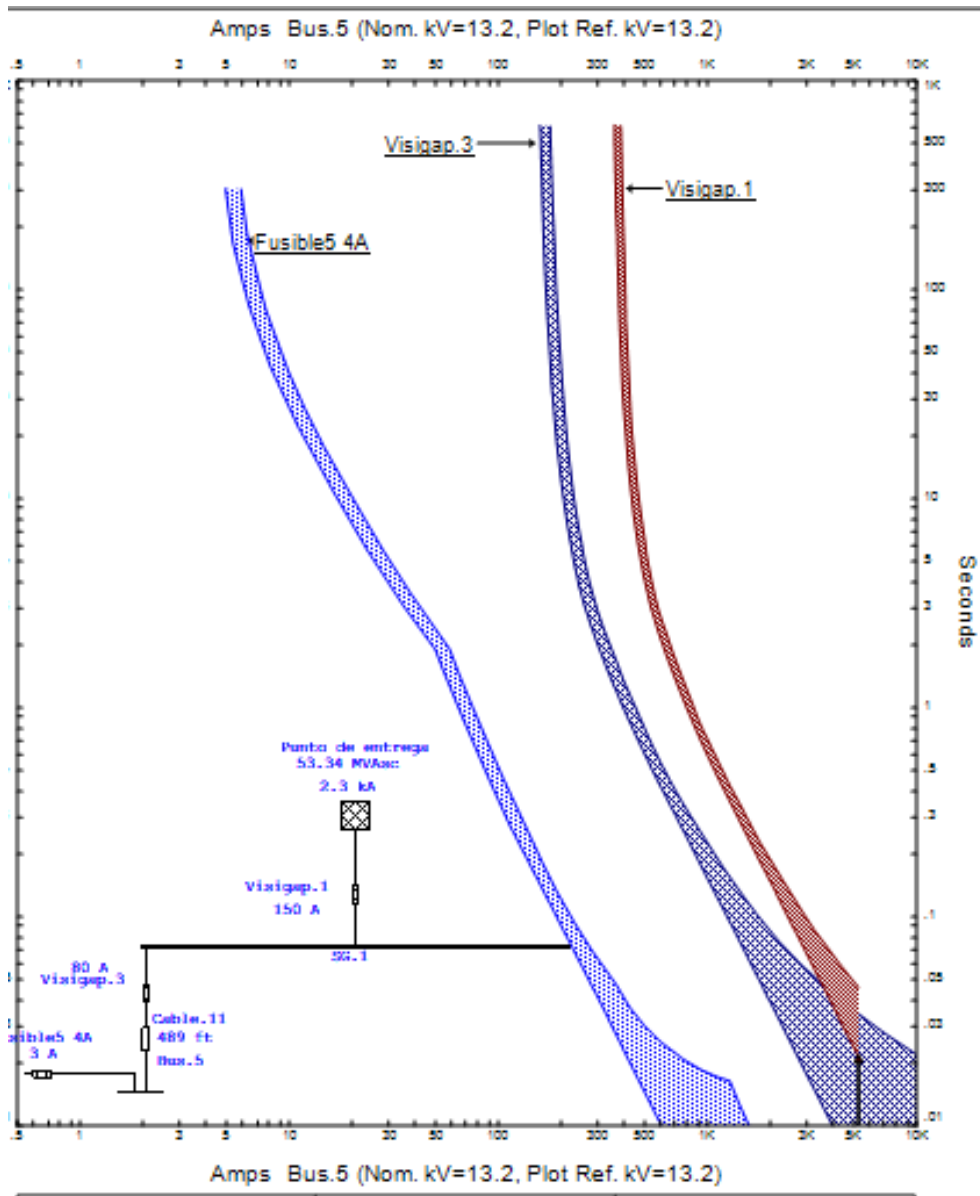


Figura 173. Curvas tiempo-corriente de los dispositivos de protección.

Como se puede observar en la imagen anterior, por la simple vista de las curvas de protección de estos 3 tipos diferentes, se puede observar la correcta coordinación de protecciones entre los las dos protecciones Visigap y el fusible limitador de corriente.

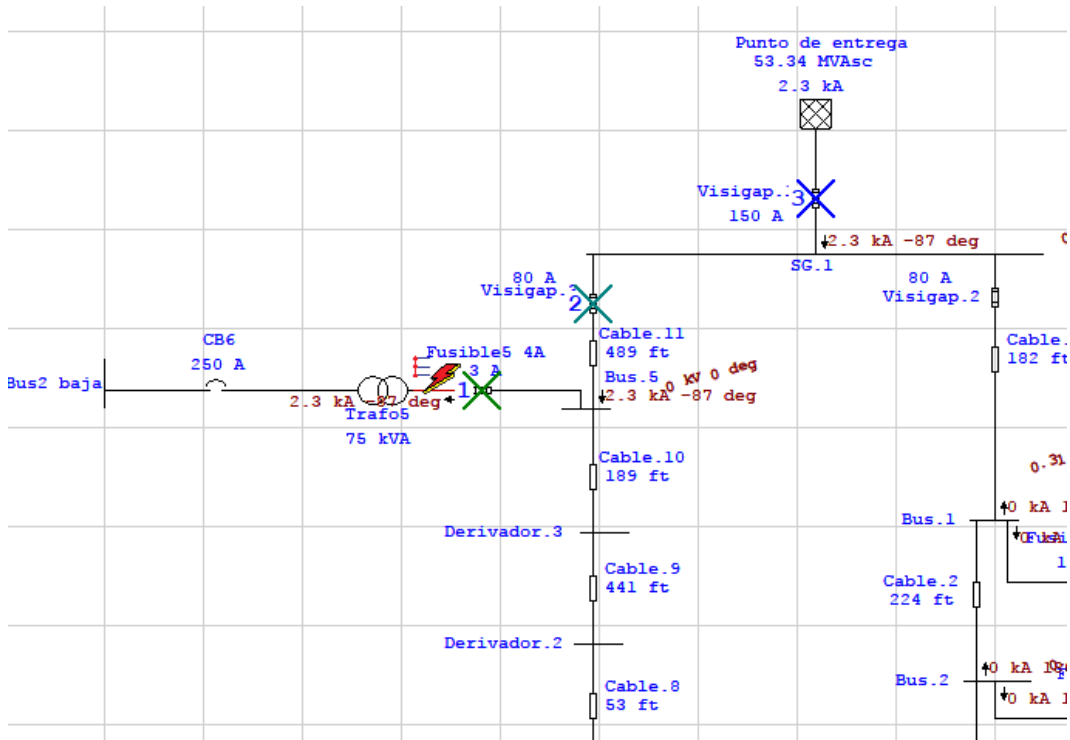


Figura 174. Falla colocada en el lado de alta del transformador 5

Como se observa en la imagen anterior, con la correcta coordinación de las 3 protecciones instaladas, donde se observa que en el dado caso de una falla en el lado de alta de un trafo, la primera en actuar es el fusible limitador del lado de alta del trafo, la segunda en actuar es la protección Visigap 3 y como ultima protección en ser activada es la Visigap 1. Esto nos deja claro que en el caso de una falla a ese nivel, podemos confiar en que las protecciones no dejaran desconectado en ningún momento una parte del circuito que no sea necesario desenergizar.

A continuación se muestra la configuración realizada en ETAP para ambas protecciones.

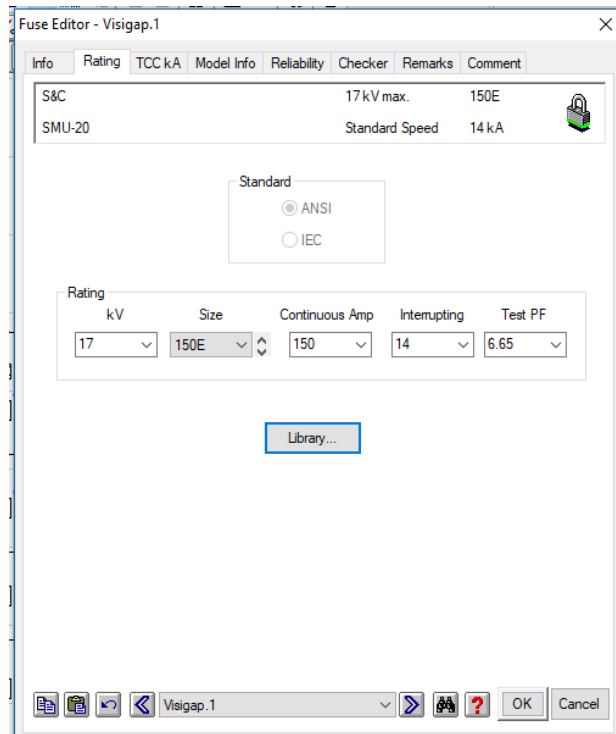


Figura 175. Configuración para Visigap 1

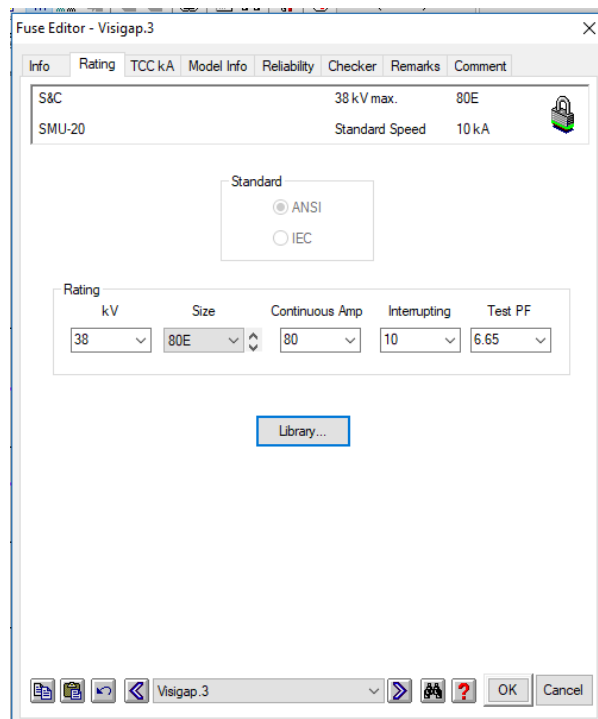


Figura 176. Configuración para Visigap 3.

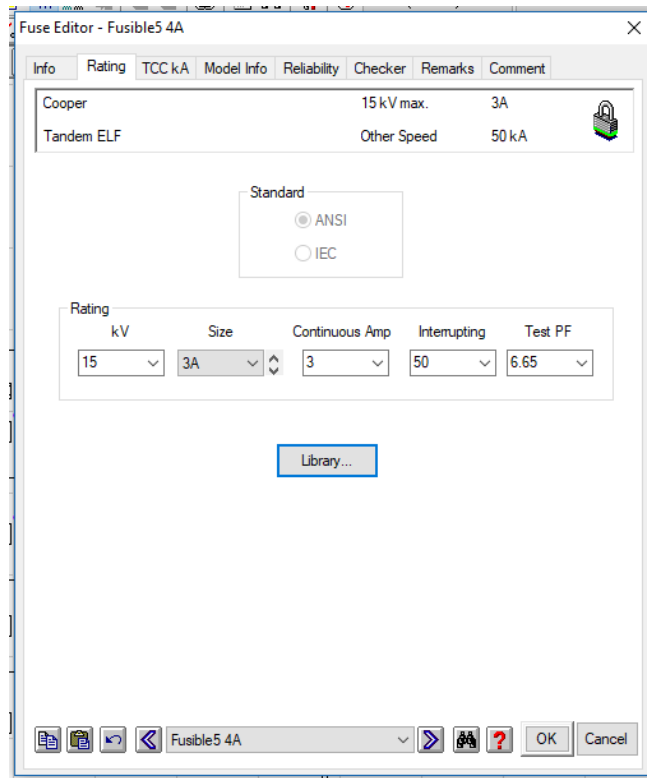


Figura 177. Configuración para Fusible limitador de corriente 5.

1.3.12.2 COORDINACIÓN DE CIRCUIT BREAKER Y FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE EN LOS TRANSFORMADORES PAD-MOUNTED.

Para la coordinación de estos dos dispositivos de protección se debe asegurar que protejan al transformador para que no llegue a operar a los valores de su curva de daño y que las protecciones no se accionen con la corriente de Inrush del mismo.

Tal como se observa en la figura 178 con las protecciones seleccionadas descritas en la tabla 5, se cumplen con la restricción ya que la TCC del fusible limitador de corriente queda por debajo de la curva de daño del transformador.

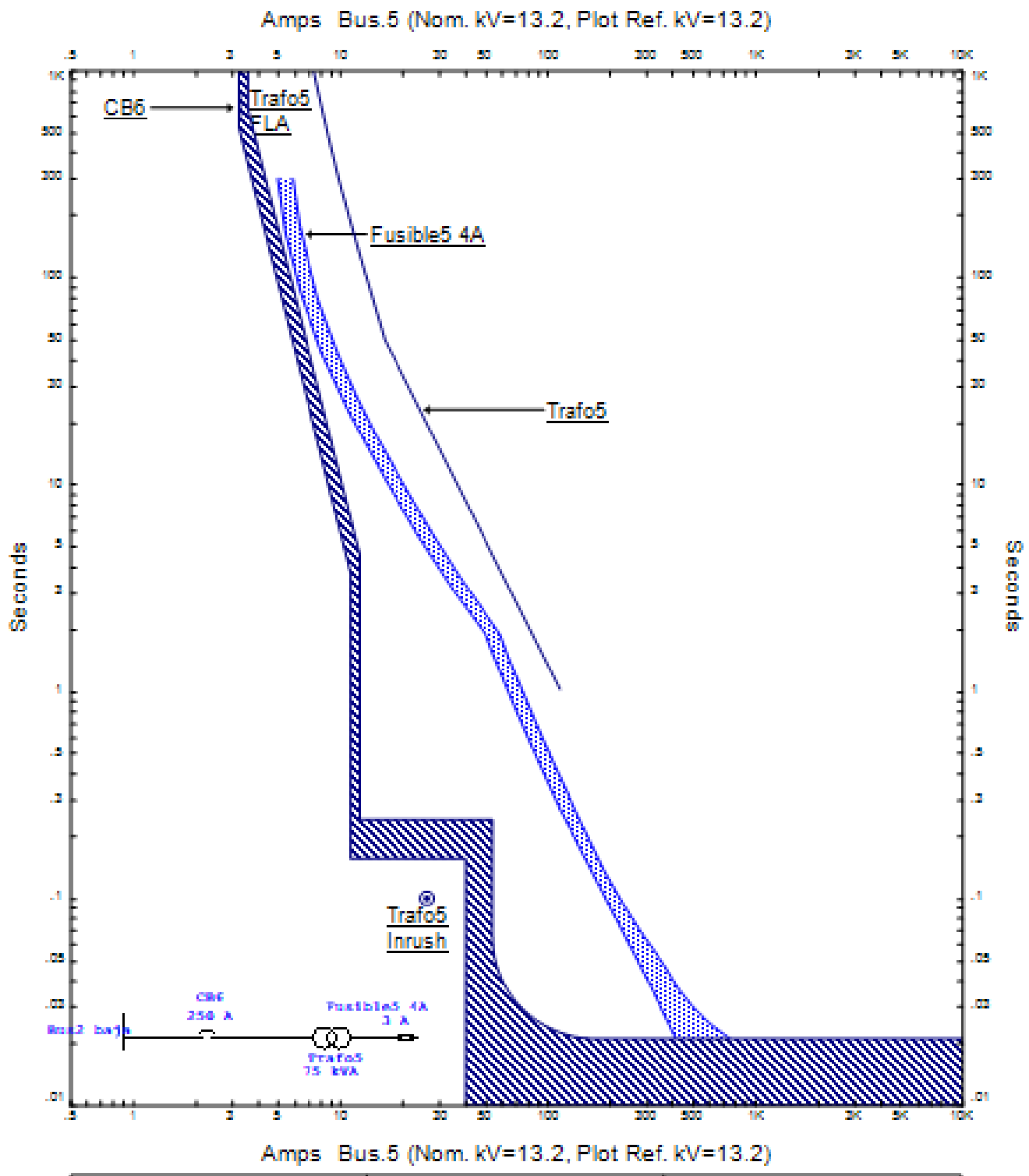


Figura 178. Coordinación de protecciones del transformador Pad-Mounted del instituto de agua en UES FMOcc.

En la figura 179 se observa la simulación realizada en ETAP para dicho transformador, colocando una falla en el lado de baja tensión:

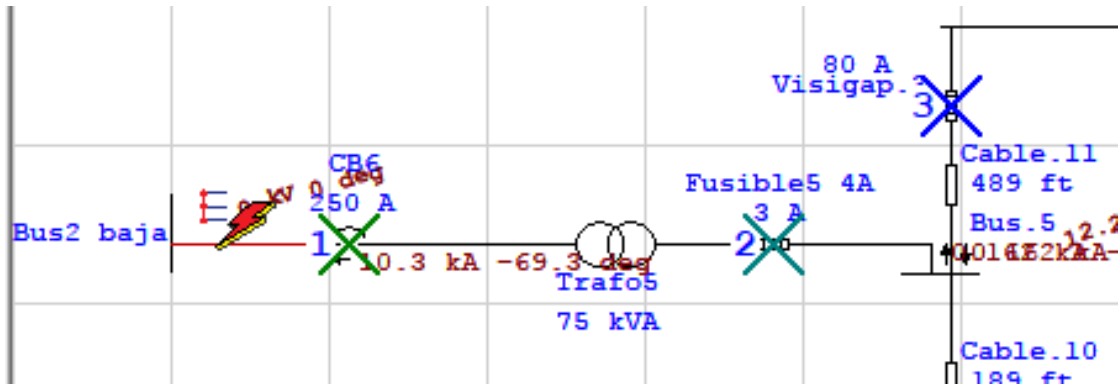


Figura 179. Secuencia de accionamiento de las protecciones obtenida en la simulación en ETAP.

Como se observa en la figura 179, el sistema está correctamente coordinado, debido a que si ocurre una falla en el lado de baja del trafo, la primer protección en accionarse será el CB en baja tensión, aislando el problema sin mayor esfuerzo si este se encuentra en baja tensión, luego de eso, la segunda en accionarse será el fusible limitador de corriente el media tensión, dejando aislado el trafo del sistema en media tensión, y como ultima protección en accionarse, será la protección Visigap 3, aislando todo el ramal izquierdo del sistema en el caso que así se requiera.

En la tabla 6 se pueden encontrar las configuraciones para todas las protecciones en el sistema.

Tabla 6

Dispositivos de protección instalados en coordinación

Protección	Rating	Detalle
Visigap 1.SG1-A, alimentador del sistema.	150 A	Tipo E, Velocidad "Standard"
Visigap 2. SG1-B, alimentador ramal de anillo.	80 A	Tipo E, Velocidad "Standard"
Visigap 3. SG1-C, alimentador ramal de anillo.	80 A	Tipo E, Velocidad "Standard"
Fusible 1. Transformador 1. (MT)	10 A	Tipo E, Velocidad "Standard"
Fusible 2. Transformador 2. (MT)	5 A	Tipo E, Velocidad "Standard"
Fusible 3. Transformador 3. (MT)	3 A	Tipo E, Velocidad "Standard"
Fusible 4. Transformador 4. (MT)	10 A	Tipo E, Velocidad "Standard"
Fusible 5. Transformador 5. (MT)	12 A	Tipo E, Velocidad "Standard"
Fusible 6 Transformador 6. (MT)	3 A	Tipo E, Velocidad "Standard"
Circuit breaker 1. Transformador 1. (BT)	800 A	Inst: 6400 A, Short:3000 A , Long: 608 A.
Circuit breaker 2. Transformador 2. (BT)	600 A	Inst: 4800 A, Short:1320 A , Long: 330 A.
Circuit breaker 3. Transformador 3. (BT)	250 A	Inst: 2000 A, Short: 750 A , Long: 187 A.
Circuit breaker 4. Transformador 4. (BT)	800 A	Inst: 6400 A, Short:3000 A , Long: 608 A.
Circuit breaker 5. Transformador 5. (BT)	1200 A	Inst: 6400 A, Short: 1360 A , Long: 800 A.
Circuit breaker 6. Transformador 6. (BT)	250 A	Inst: 2000 A, Short: 750 A , Long: 187 A

1.3.13 SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA

1.3.13.1 MARCO LEGAL PARA PUESTAS A TIERRA EN EL SALVADOR

Según el acuerdo SIGET 29-E 2000, el marco normativo de El Salvador para sistemas de puesta a tierra en sistemas de distribución eléctrica, en el art. 31 se obliga a conectar a tierra:

- ❖ El conductor neutro
- ❖ Partes no portadoras de corriente
- ❖ Retenidas

En el art. 40 se obliga a conectar todos los neutros primarios y secundarios a tierra, al igual que los neutros comunes a ambos. También los pararrayos y seccionadores de todo tipo.

En el art.58 se obliga a conectar a tierra el secundario de transformadores de corriente y los tubos metálicos por donde circulan los conductores secundarios de éstos. Además las partes no conductoras de corrientes de tableros eléctricos.

En el art. 60, apartado C) se explica que en sistemas subterráneos que se utilice un conductor de puesta a tierra separado se deberá conectar al transformador alimentador y a los accesorios del cable cuando se requiera, además deberá encontrarse en el mismo ducto que los conductores de fase.

Según el art. 61.4 apartado B) para sistemas de corriente alterna con múltiples conexiones a tierra el conductor de puesta a tierra deberá tener capacidad continua de cuando menos igual a un quinto de la capacidad de los conductores del sistema al que esté unido. Según éste mismo artículo apartado C) el calibre menor para las puestas a tierra de pararrayos es AWG No.6 de cobre y según el apartado D) el menor para equipos es AWG No.8 de cobre. Finalmente según el apartado E) del mismo artículo se especifica que el conductor de puesta a tierra debe tener un calibre mínimo para soportar la máxima corriente que puede circular por el conductor hacia el electrodo al que está unido, y tampoco deberá ser mayor que los conductores de fase que suministran la corriente de falla.

Finalmente en el art. 64 se detalla que para sistemas multiaterrizados el neutro de los sistemas de distribución de energía eléctrica deberá estar conectado a un electrodo de puesta a tierra en cada transformador de distribución y a un número suficiente de puntos

adicionales, de tal manera que se tenga no menos de cuatro conexiones a tierra en cada 1.6 Km. de línea, sin incluir las conexiones a tierra de los usuarios.

Finalmente se muestra la tabla No. 22 del Acuerdo.

Tabla 7

Valores máximos permitidos de resistencia de red de tierra de una subestación en función de su capacidad. Tabla 22 de Acuerdo SIGET 29E-2000

Capacidad De La Subestación (MVA)	Resistencia De La Red De Tierra (Ohmios)
≤0.05	12
0.05 - 0.1	6
0.1 - 0.5	2
0.5 - 1	1.5
1-50	1
50-100	0.5
>100	0.2

1.3.13.2 INFORMACIÓN DE FALLA DEL SISTEMA Y CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO

Según el análisis de fallas existe un máximo de 3lo de 1.94 kA.

Además según el estudio de suelos existen suelos de tipo arenosos y limosos en la FMOcc, con ésta información se puede estimar un valor de resistividad del suelo.

TABLE I
TYPICAL SOIL RESISTIVITY OF VARIOUS TYPES OF SOIL

Type of Soil or water	Typical Resistivity (Ω / m)
Sea Water	2
Clay	40
Ground well and spring water	50
Clay and Sand mix	100
Shale, Slates, Sandstone	120
Peat, Loam and Mud	150
Lake and Brook Water	250
Sand	2000
Morane Gravel	3000
Ridge Gravel	15000
Solid granite	25000
Ice	100000

Figura 180. Tabla de resistividad del suelo según tipos de suelo.
(Nasserddine, Rizk y Nasserddine, 2013)

Según la figura 180 los terrenos de mezclas de arena y arcilla ("Clay and Sand mix en inglés) tienen resistividad típica de 100 ohm-metro, razón por la que se utilizará éste valor para el diseño de red de tierra.

Se realizará el diseño igualmente para la subestación con más capacidad, es decir 300 KVA.

También se utilizará un tiempo de despeje de fallas de 0.5 s. Esto es sobredimensionado en cualquier caso en que las protecciones actúen, sin embargo es suficientemente conservador para el sistema.

Tabla 8

Resumen de parámetros generales para puesta a tierra

Parámetro	Valor
I_{lo}	1.94 kA
ρ del suelo (Ω -m)	100 Ω -m
Capacidad instalada de subestación	300 KVA
X/R de subestación (típico)	3.09
Despeje de falla máx.	0.5 s

1.3.13.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema tendrá un neutro corrido multiaterrizado como es requerido por la normativa nacional. Para éste efecto junto a los conductores TR-XLPE se insertará un conductor extra THHW #2 en el PVC DB 120, esto conforme al art. 61.4 B) de SIGET. Este conductor extra correrá paralelo a los conductores de fase y estará interconectado en cada pozo primario a un par de varillas de tierra de 10 ft; además estará conectado al sistema de tierra de cada transformador y switchgear que tendrá que consistir en una rejilla de tierra que mantengan los parámetros de voltaje en dentro de los márgenes de seguridad mientras resiste las corrientes de falla que circularán por éste, todo de acuerdo a la IEEE std. 80 (2013)

Los pozos no se encuentran en el peor de los casos a más de 60 m de distancia, razón por la que se cumple con excedentes el requerimiento de 4 aterrizamientos por cada 1.6 km de SIGET, y en cada pozo la resistencia de tierra será de $< 25 \Omega$.

1.3.13.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para el cálculo de los diferentes parámetros conforme a la norma IEEE std. 80 (2013) se utilizó el programa “R-PAT” realizado como trabajo de grado por Arriola y Rodríguez (2016) en la Universidad de El Salvador. El mencionado programa utiliza una diversa cantidad de insumos tales como resistividad del suelo, duración de fallas, numero de varillas en la red, conductor de red de tierra, resistividad y grosor de capa superficial entre otros para calcular, todo conforme a la IEEE std. 80, las características de la red de tierra y corroborar los parámetros de voltaje de paso y de toque, así como GPR y resistencia a tierra necesarios para que el sistema de tierra garantice la seguridad de la vida humana

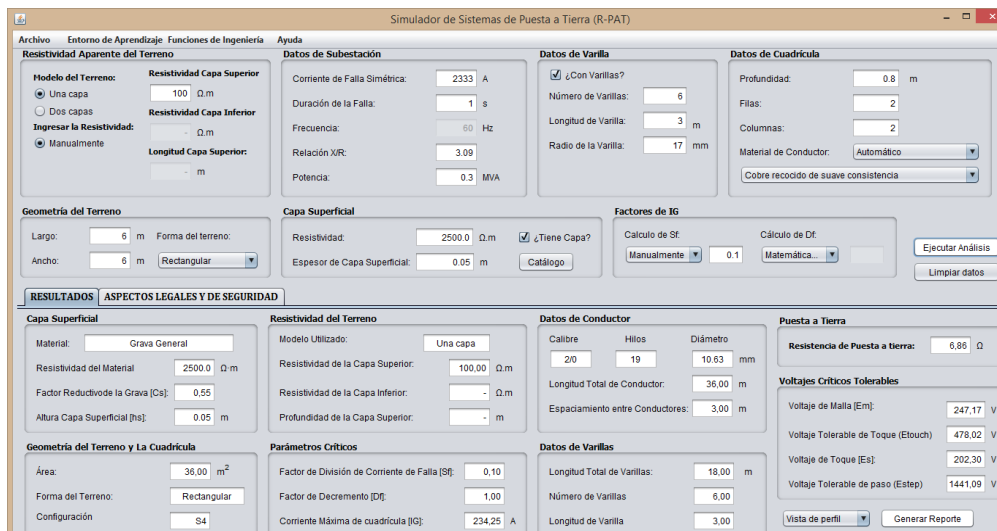


Figura 181. Interfaz de simulador de tierras “RPAT”

En la interfaz de la figura 181 se deben insertar los siguientes parámetros:

- ❖ Resistividad de suelo
- ❖ Corriente de falla simétrica
- ❖ Duración de la falla
- ❖ Relación X/R de transformador
- ❖ Capacidad de transformador
- ❖ Numero de varillas
- ❖ Longitud de varillas
- ❖ Radio de varillas
- ❖ Profundidad de cuadrícula
- ❖ Filas de cuadrícula
- ❖ Columnas de cuadrícula
- ❖ Material del conductor
- ❖ Geometría del terreno
- ❖ Resistividad de capa superficial
- ❖ Espesor de capa superficial
- ❖ Factor Sf
- ❖ Factor Df

Algunos de estos parámetros están definidos por el tamaño del terreno como la cantidad de filas y columnas; y otros por prácticas comunes, como uso de grava para la capa superficial y varillas de cobre de 17 mm de radio y 10 ft de largo.

De todos los parámetros mencionados el único que no se posee es el factor Sf o factor de división de corriente, utilizado para conocer qué porcentaje de la corriente de falla deberá ser conducida por la red de tierra local.

Para ello se utilizará el método de Endrenyi (IEEE std. 80, 2013).

$$Sf = \frac{Z_{eq}}{Z_{eq} + R_g}$$

Ecuación 15. Ecuación de factor Sf.

Donde:

Z_{eq}: Es la impedancia equivalente de los cables neutros conectados a la subestación.

R_g: Resistencia de tierra del sistema de puesta a tierra de la subestación.

$$Z_{eq} = Z_{eq-l} \parallel Z_{eq-f}$$

Ecuación 16. Paralelo de Zeq-l y Zeq-f.

Donde:

Zeq-l: Impedancia de cable de guarda en sistema de transmisión.

Zeq-f: Impedancia de neutro en sistema de distribución.

$$Z_{eq-l} = 0.5 * Z_{sl} + \sqrt{R_{gt} * Z_{sl}} \quad \text{Ecuación 17. Cálculo de Zeq-l.}$$

$$Z_{eq-f} = 0.5 * Z_{sf} + \sqrt{R_{dt} * Z_{sf}} \quad \text{Ecuación 18. Cálculo de Zeq-f.}$$

Donde:

Zsl :Es la auto-impedancia del cable de guarda en el vano promedio.

Zsf: Es la auto-impedancia del cable de neutro en el vano promedio.

Rgt: Es la resistencia de puesta a tierra en cada torre de la línea de transmisión.

Rdt: Es la resistencia de puesta a tierra en cada poste del circuito de distribución.

Para calcular la auto impedancia del conductor neutro o de guarda se utiliza:

$$Z_s = r_a + \frac{r_e}{3} + jx_a + j\frac{r_e}{3} \Omega/mi$$

Ecuación 19. Cálculo de Zs.

Donde:

ra: Es la resistencia del conductor en Ω/mi

xa: Es la reactancia a un pie de separación en Ω/mi

re: Es la resistencia del conductor de retorno por tierra en Ω/mi

xe: Es la reactancia del conductor de retorno por tierra en Ω/m

Si los conductores de tierra son en media tensión de tipo THHW #2, su $r_a=0.825 \Omega/mi$, $x_a=0.506 \Omega/mi$, $r_e=0.286 \Omega/mi$ y $x_e=2.888 \Omega/mi$;

$$Z_{sl} = 0.825 + \frac{0.286}{3} + j0.506 + j\frac{2.888}{3} \frac{\Omega}{mi} = 0.92 + j1.468$$

Y si en baja tensión, considerando el peor de los casos THHW #8, su $r_a=3.317 \Omega/mi$, $x_a=0.333 \Omega/mi$, $r_e=0.286 \Omega/mi$ y $x_e=2.888 \Omega/mi$;

$$Z_{sf} = 3.317 + \frac{0.286}{3} + j0.333 + j \frac{2.888}{3} \frac{\Omega}{mi} = 3.41 + j1.296$$

Por tanto, si las resistencias de puesta a tierra en los pozos y tableros no es mayor a 25 Ω :

$$Z_{eq-l} = 0.5 * (0.92 + j1.468) + \sqrt{25 * (0.92 + j1.468)} = 6.21 + j3.91$$

$$Z_{eq-f} = 0.5 * (3.41 + j1.296) + \sqrt{25 * (3.41 + j1.296)} = 11.09 + j2.36$$

$$Z_{eq} = 6.21 + j3.91 \parallel 11.09 + j2.36 = 4.12 + j1.86$$

Para el último paso necesitamos un valor de R_g , podemos utilizar 6.4 Ω que es un valor preliminar obtenido en los primeros ensayos con R-RPAT:

$$Sf = \frac{4.12 + j1.86}{4.12 + j1.86 + 6.4} = 0.42$$

Por tanto podemos utilizar el valor de $Sf=0.42$ para iniciar las simulaciones finales de diseño en RPAT.

Podemos encontrar en las figuras 182 y 183 la primera simulación con 6 varillas de 3 metros en una configuración de 2 filas y 2 columnas, sobre un terreno de 6x6 m como el disponible en cada subestación además de los otros datos ya mencionados anteriormente. El simulador muestra que el voltaje de toque "Etouch" está elevado sobre los niveles tolerables de seguridad al igual que el GPR, razón por la que se debe realizar una nueva iteración con mayor número de electrodos, o cualquier otra medida que reduzca la R_g .

En las 184 y 185 se realizó la segunda simulación con las mismas características que la anterior, a excepción que se introdujo un modelo con 9 varillas de 3 metros. En éste caso el voltaje de toque "Etouch" se ha controlado bajo niveles tolerables, y aunque el GPR sigue estando por sobre los 5000V y la R_g arriba de los 2 Ω requeridos por SIGET la red de tierra es segura bajo los estándares internacionales de la norma IEEE std. 80, 2013.

Simulador de Sistemas de Puesta a Tierra (R-PAT)

Archivo Entorno de Aprendizaje Funciones de Ingeniería Ayuda

Resistividad Apparente del Terreno

Modelo del Terreno:
 Una capa
 Dos capas

Ingresar la Resistividad:
 Manualmente

Resistividad Capa Superior: 100 $\Omega \cdot m$
 Resistividad Capa Inferior: - $\Omega \cdot m$
 Longitud Capa Superior: - m

Datos de Subestación

Corriente de Falla Simétrica: 1940 A
 Duración de la Falla: 0.5 s
 Frecuencia: 60 Hz
 Relación X/R: 3.09
 Potencia: 0.3 MVA

Datos de Varilla

¿Con Varillas?
 Número de Varillas: 6
 Longitud de Varilla: 3 m
 Radio de la Varilla: 17 mm

Datos de Cuadrícula

Profundidad: 0.8 m
 Filas: 2
 Columnas: 2
 Material de Conductor: Automático
 Cobre recocido de suave consistencia

Geometría del Terreno

Largo: 6 m Forma del terreno: Rectangular
 Ancho: 6 m

Capa Superficial

Resistividad: 2500.0 $\Omega \cdot m$ ¿Tiene Capa?
 Espesor de Capa Superficial: 0.1 m

Factores de IG

Calculo de Sf: Manualmente 0.42
 Cálculo de Df: Matemática...

RESULTADOS ASPECTOS LEGALES Y DE SEGURIDAD

Capa Superficial

Material: Grava General
 Resistividad del Material: 2500.0 $\Omega \cdot m$
 Factor Reductivo de la Grava [Cs]: 0.70
 Altura Capa Superficial [hs]: 0.1 m

Resistividad del Terreno

Modelo Utilizado: Una capa
 Resistividad de la Capa Superior: 100.00 $\Omega \cdot m$
 Resistividad de la Capa Inferior: - $\Omega \cdot m$
 Profundidad de la Capa Superior: - m

Datos de Conductor

Calibre	Hilos	Diámetro
2/0	19	10.63 mm

Longitud Total de Conductor: 36.00 m
 Espaciamiento entre Conductores: 3.00 m

Puesta a Tierra

Resistencia de Puesta a tierra: 6.86 Ω

Voltajes Críticos Tolerables

Voltaje de Malla [Em]: 866.73 V
 Voltaje Tolerable de Toque (Etouch): 806.59 V
 Voltaje de Toque [Es]: 709.42 V
 Voltaje Tolerable de paso (Estep): 2560.25 V

Geometría del Terreno y La Cuadrícula

Área: 36.00 m^2
 Forma del Terreno: Rectangular
 Configuración: S4

Parámetros Críticos

Factor de División de Corriente de Falla [Sf]: 0.42
 Factor de Decremento [Df]: 1.01
 Corriente Máxima de cuadrícula [IG]: 821.45 A

Datos de Varillas

Longitud Total de Varillas: 18.00 m
 Número de Varillas: 6.00
 Longitud de Varilla: 3.00

Vista de perfil

Figura 182. Resultados de primera simulación con 6 varillas.

Simulador de Sistemas de Puesta a Tierra (R-PAT)

Archivo Entorno de Aprendizaje Funciones de Ingeniería Ayuda

Resistividad Aparente del Terreno

Modelo del Terreno:
 Una capa
 Dos capas

Ingresar la Resistividad:
 Manualmente

Resistividad Capa Superior: 100 Ω.m
 Resistividad Capa Inferior: - Ω.m
 Longitud Capa Superior: - m

Datos de Subestación

Corriente de Falla Simétrica: 1940 A
 Duración de la Falla: 0.5 s
 Frecuencia: 60 Hz
 Relación X/R: 3.09
 Potencia: 0.3 MVA

Datos de Varilla

¿Con Varillas?

Número de Varillas: 6
 Longitud de Varilla: 3 m
 Radio de la Varilla: 17 mm

Datos de Cuadrícula

Profundidad: 0.8 m
 Filas: 2
 Columnas: 2
 Material de Conductor: Automático
 Cobre recocido de suave consistencia

Geometría del Terreno

Largo: 6 m Forma del terreno:
 Ancho: 6 m Rectangular

Capa Superficial

Resistividad: 2500.0 Ω.m ¿Tiene Capa?
 Espesor de Capa Superficial: 0.1 m

Factores de IG

Calculo de Sf: Manualmente 0.42
 Cálculo de Df: Matemática...

RESULTADOS

ASPECTOS LEGALES Y DE SEGURIDAD

Aspectos Legales a cumplir según Acuerdo 29-E-2000 (SIGET)

Aspecto a evaluar	Valor Requerido	Condición	Valor Actual	
Incremento del Potencial a Tierra, GPR	5000	>	5631,49 V	✘
Espaciamiento entre conductores paralelos	3	<	3,00 m	✔
Longitud de la Varilla	2.40	<	3,00 m	✔
Diámetro de la Varilla	12.7	<	34,00 mm	✔
Sección Transversal del Conductor	8.37	<	177,50 mm ²	✔
Resistencia a Tierra	2	>	6,86 Ω	✘
Voltaje Tolerable de Toque (Etouch)	806,59	>	866,73 V	✘
Voltaje Tolerable de paso (Estep)	2560,25	>	709,42 V	✔

Aspectos de Seguridad según IEEE 80-2013

Aspecto a evaluar	Valor	
Voltaje de Malla (Em)	866,73 V	
Voltaje de Paso (Es)	709,42 V	
Voltaje Tolerable de Toque (Etouch)	806,59 V	
Voltaje Tolerable de paso (Estep)	2560,25 V	
GPR	5631,49 V	

Comprobación de Condiciones de Seguridad

GPR < Etouch	✘	Conductor > 2/0	✔
Em < Etouch	✘	Es < Estep	✔

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones:
 El Sistema de Puesta a Tierra:
 • No es seguro
 • No cumple las condiciones de seguridad establecidas por el estándar IEEE 80-2013
 • No cumple los aspectos legales establecidos por el Acuerdo 29-E-2000 de la SIGET.

Recomendaciones:
 • Disminuir la resistencia de puesta a tierra Rg aumentando el área del terreno, número de varillas y conductor
 • Colocar o aumentar la profundidad de la capa de material superficial (Ejemplo grava) para aumentar los voltajes tolerables de toque y paso.

Figura 183. Resultados de primera simulación con 6 varillas (2).

Simulador de Sistemas de Puesta a Tierra (R-PAT)

Archivo Entorno de Aprendizaje Funciones de Ingeniería Ayuda

Resistividad Aparente del Terreno

Modelo del Terreno: Una capa Dos capas

Resistividad Capa Superior: 100 $\Omega \cdot m$

Resistividad Capa Inferior: - $\Omega \cdot m$

Ingresar la Resistividad: Manualmente

Longitud Capa Superior: - m

Datos de Subestación

Corriente de Falla Simétrica: 1940 A

Duración de la Falla: 0.5 s

Frecuencia: 60 Hz

Relación X/R: 3.09

Potencia: 0.3 MVA

Datos de Varilla

¿Con Varillas?

Número de Varillas: 9

Longitud de Varilla: 3 m

Radio de la Varilla: 7.93 mm

Datos de Cuadrícula

Profundidad: 0.8 m

Filas: 2

Columnas: 2

Material de Conductor: Automático

Cobre recocido de suave consistencia

Geometría del Terreno

Largo: 6 m Forma del terreno: Rectangular

Ancho: 6 m

Capa Superficial

Resistividad: 2500.0 $\Omega \cdot m$ ¿Tiene Capa?

Espesor de Capa Superficial: 0.1 m

Factores de IG

Calculo de Sf: Manualmente 0.42

Cálculo de Df: Matemática...

RESULTADOS ASPECTOS LEGALES Y DE SEGURIDAD

Capa Superficial

Material: Grava General

Resistividad del Material: 2500.0 $\Omega \cdot m$

Factor Reductivo de la Grava [Cs]: 0.70

Altura Capa Superficial [hs]: 0.1 m

Resistividad del Terreno

Modelo Utilizado: Una capa

Resistividad de la Capa Superior: 100.00 $\Omega \cdot m$

Resistividad de la Capa Inferior: - $\Omega \cdot m$

Profundidad de la Capa Superior: - m

Datos de Conductor

Calibre	Hilos	Diámetro
2/0	19	10.63 mm

Longitud Total de Conductor: 36.00 m

Espaciamiento entre Conductores: 3.00 m

Puesta a Tierra

Resistencia de Puesta a tierra: 6.65 Ω

Voltajes Críticos Tolerables

Voltaje de Malla [Em]: 694.04 V

Voltaje Tolerable de Toque (Etouch): 806.59 V

Voltaje de Toque [Es]: 600.77 V

Voltaje Tolerable de paso (Estep): 2560.25 V

Geometría del Terreno y La Cuadrícula

Área: 36.00 m^2

Forma del Terreno: Rectangular

Configuración: S4

Parámetros Críticos

Factor de División de Corriente de Falla [Sf]: 0.42

Factor de Decremento [Df]: 1.01

Corriente Máxima de cuadrícula [IG]: 821.45 A

Datos de Varillas

Longitud Total de Varillas: 27.00 m

Número de Varillas: 9.00

Longitud de Varilla: 3.00

Vista de perfil

Figura 184. Resultados de segunda simulación con 9 varillas.

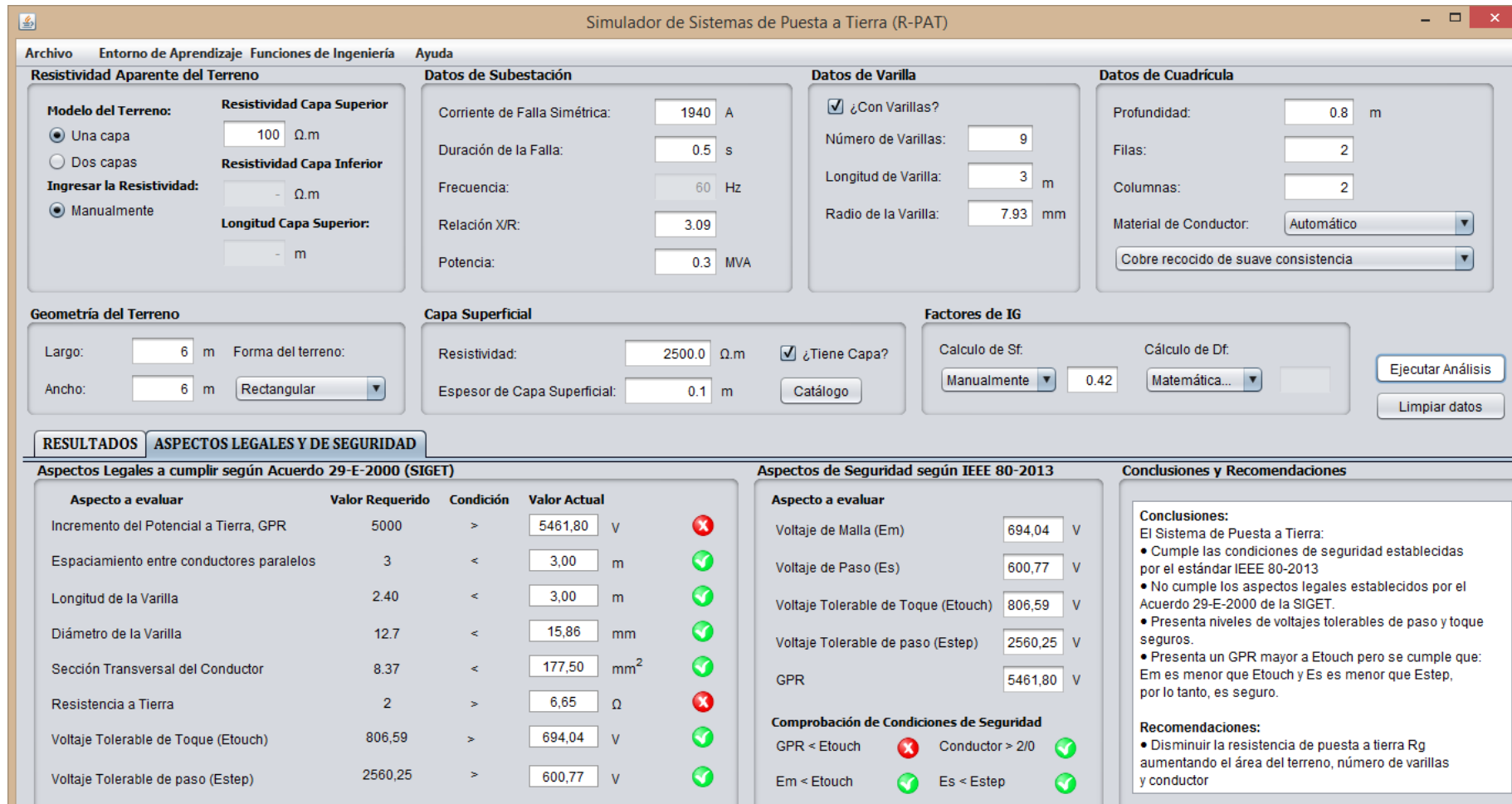


Figura 185. Resultados de segunda simulación con 9 varillas (2).

1.3.13.4 DISEÑO FINAL DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra de la FMOcc contará con las siguientes características:

Malla de tierra S4 de 6x6m enterrada a 0.8 m de profundidad, 36m² con 9 varillas de cobre de 5/8" y 10 ft de largo interconectadas con conductor de cobre desnudo #2/0. Contará con una capa superficial de grava general de 10 cm de grosor sobre todo el terreno de la malla. Para los parámetros anteriores el Rg será de aproximadamente 6.6 Ω, el voltaje de malla Em de 694.04V y de paso Es 600.77V. El GPR podría elevarse hasta 5500V aproximadamente pero sin causar ningún peligro a la seguridad. Se encontrará un reporte de la simulación en los anexos.

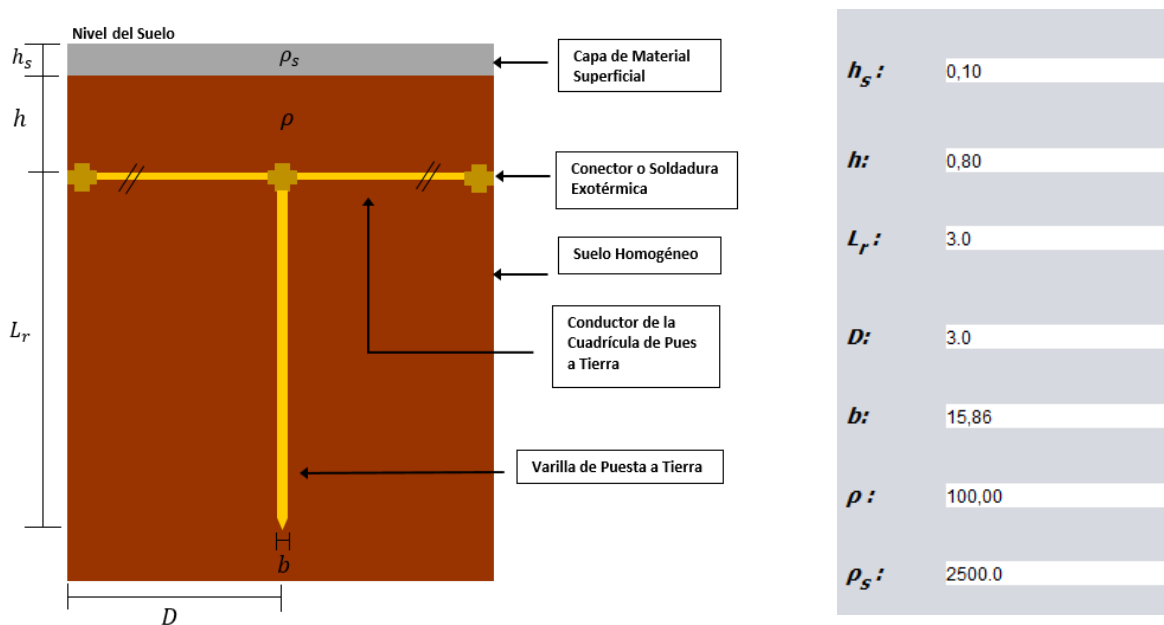


Figura 186. Imagen de colocación de electrodos de tierra en el suelo.

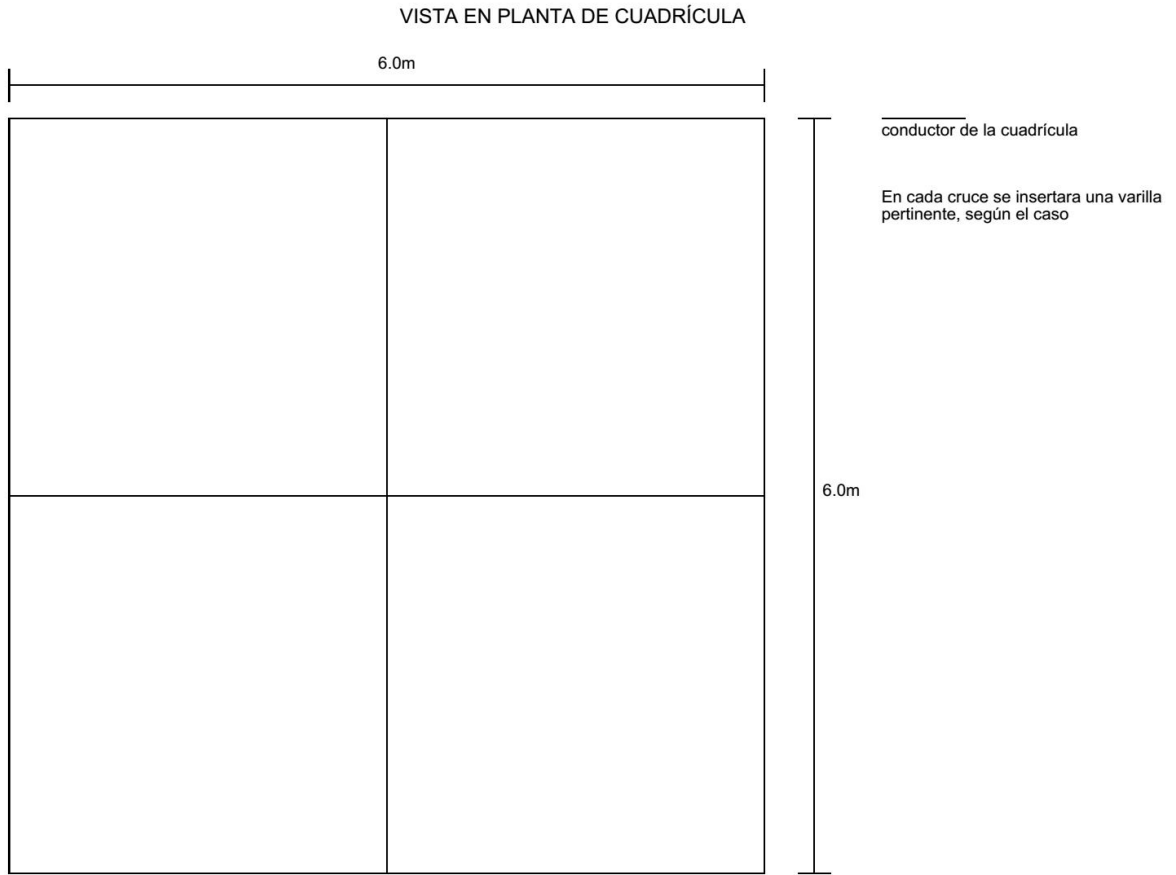


Figura 187. Diseño de cuadrícula de tierra. Se insertarán varillas en cada intersección para el diseño actual.

1.3.14 MEDICIÓN EN BAJA TENSIÓN

Para llevar un registro controlado de la energía eléctrica consumida por cada una de las subestaciones de la FMOcc se instalara un equipo electrónico de medición eléctrica en cada uno de los alimentadores de los tableros generales.

El equipo a instalarse será el Shark 200S Advanced Data Logging WiFi Submeter.



Figura 188. Submedidor electrónico Shark 200S.

El Shark 200S es un submedidor electrónico perfilador de carga con memoria extensiva capaz de medir y almacenar consumo de energía hasta por 2 años. La unidad proporciona mediciones con alta precisión y comunica información a través de protocolo modbus abierto. Los canales de comunicación disponible incluyen RS485, 10/100 BaseT Ethernet o 802.11 WiFi.

Entradas de Voltaje

- 20-416 Voltios Línea a Neutro, (Sub Medidor Shark® 100-S), 20-576 Voltios Línea a Neutro, (Sub Medidor Shark® 200-S)
- 0-721 Voltios Línea a Línea
- Entradas de Voltaje Universales
- Capacidad de Soporte de Entrada – Cumple IEEE C37.90.1 (Capacidad de Soporte de Surge)
- Voltaje Programable a cualquier rango de TP
- Soporta: Sistemas 3 Elementos WYE, 2.5 Elementos WYE, 2 Elementos Delta, 4 Hilos Delta
- Burden: 0.36VA por fase Max a 600V, 0.014VA a 120 Voltios

Entradas de Corriente

- Clase 10: 5 Amp Nominal, 10 Amp Máximo
- Clase 2: 1 Amp Nominal, 2 Amp Secundario.

- Corriente Programable a cualquier ratio de TC
- Burden 0.005VA por fase Máx. a 11Amps
- Corriente de Arranque 5n Pickup para Clase 10
- Corriente de Arranque 1n Pickup para Clase 2

Aislamiento

Todas las Entradas/Salidas Galvanicamente aisladas a 2500 Voltios AC

Medio Ambiente

- Almacenamiento: (-20 a +70)° C
- Operación: (-20 a +70)° C
- Humedad: a 95% HR (No-condensable)

Método de Registro

- RMS
- 400+ Muestras/Ciclo En lecturas de todos los Canales simultáneamente

- %THD Armónico (% de Distorsión Total Armónica)- Solo Sub Medidor Shark®

- Direcciones de Puertos: 0-247
 - 8 Bit, Sin Paridad
 - Protocolos Modbus RTU o ASCII Ethernet
 - 802.11b Inalámbrico
 - Ethernet 10BaseT (RJ45)
 - Protocolo Modbus
- da 6
30Hz)
ps -
cada 60 ciclos (e.g., 1s @ 60Hz)(1 segundo para medición solo de corriente, si no hay tensión de referencia)

Fuente de Poder

- (90 a 400) Voltios AC y (100 a 370) Voltios DC. Suministro Universal AC/DC
- Burden: 16VA Máx.

Formato de Comunicación

- 2 Puertos de Comunicación
- Puerto RS485 (Parte Posterior)
- IrDA (Parte Frontal)
- Protocolo Modbus RTU, Modbus ASCII
- Velocidad de Puertos: (9600 a 57,600)

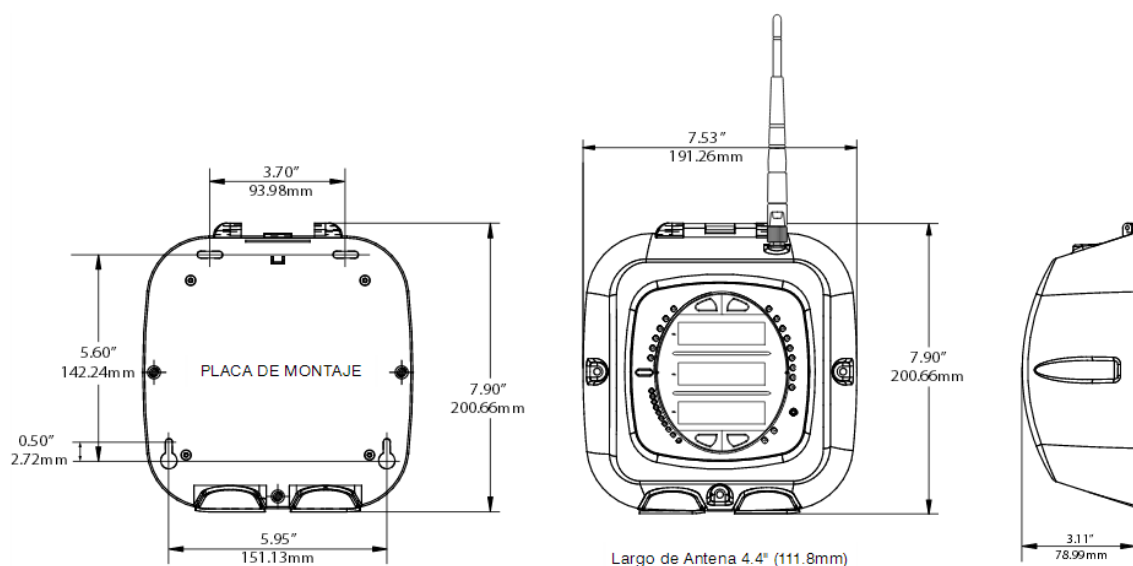


Figura 190. Dimensiones físicas de submedidor electrónico Shark 200S.

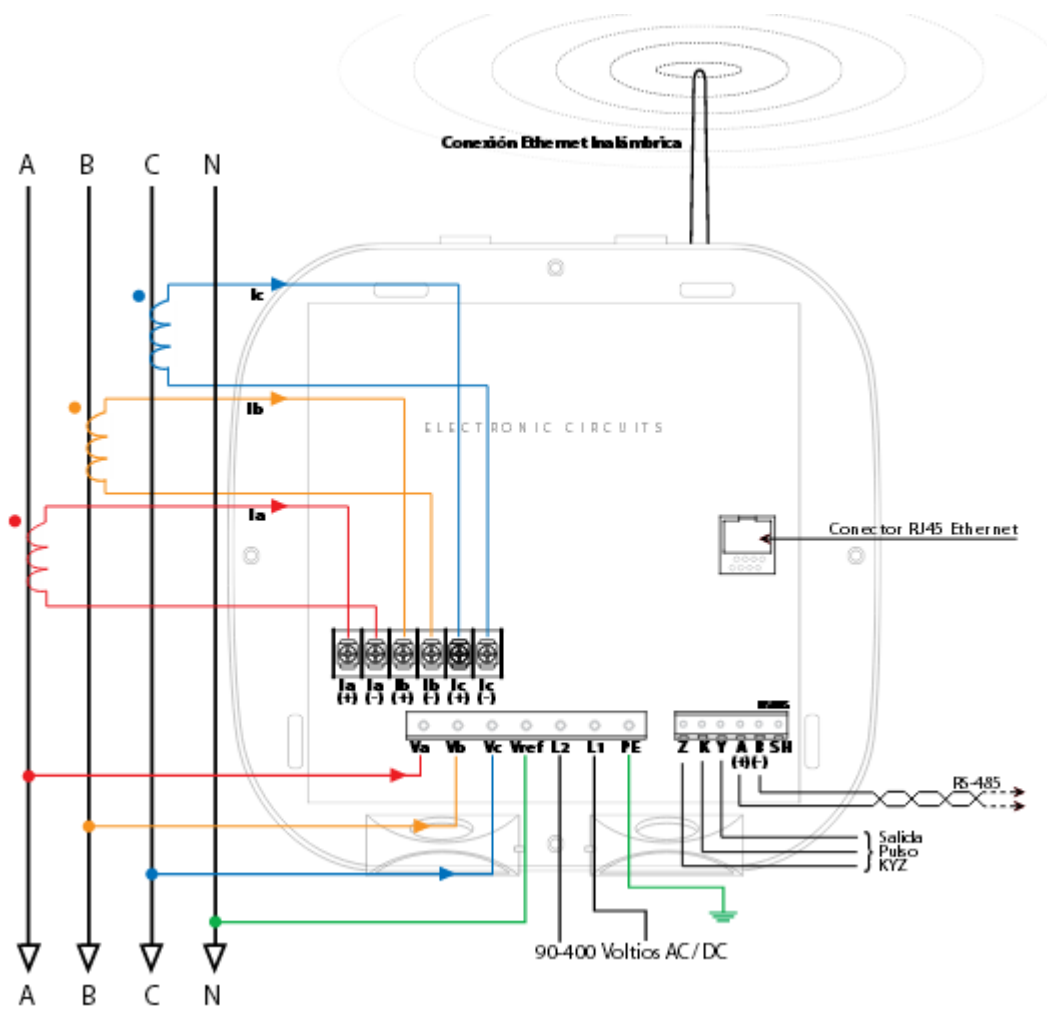


Figura 191. Diagrama de conexiones de submedidor electrónico Shark 200S.

1.3.15 EQUIPO DE SEGURIDAD

El contratista que ejecute el proyecto de distribución eléctrica subterránea deberá proveer de todo el equipamiento de seguridad para realizar trabajos de mantenimiento en la línea de distribución, los diferentes equipos de seccionamiento y subestaciones que se encontrarán en la FIA. También deberá gestionar un programa de entrenamiento o capacitación para el personal de la FIA que se encargara de la inspección y ejecución del mantenimiento preventivo y correctivo, de la línea de distribución subterránea de la FIA.

La descripción del equipamiento de seguridad se describe a continuación:

- ❖ Loadbuster: herramienta portátil para apertura con carga 23/34.5 KV, 38 KV máximo, incluir KIT de elementos de mantenimiento y valija de transporte.
- ❖ Pértiga Escopeta 12.5 pies de largo, con bolsa de almacenamiento y adaptador universal.
- ❖ Pértiga des conectadora telescópica de hasta 40 pies, servicio pesado, con cabeza desconectadora universal, incluir como accesorio serrucho de poda adaptable (C4032213)
- ❖ Guantes aislados clase 00 hasta 500 VAC, con su respectivo guante protector de cuero, manga recta de 14", color amarillo con su correspondiente bolsa de almacenaje
- ❖ Guantes aislados Clase 3 hasta 26.5 KV, con su respectivo guante protector de cuero, manga acampanada de 14", color negro con su correspondiente bolsa de almacenaje.
- ❖ Pértiga mecánica tipo escopeta de 8ft que incorporar mandíbula, soporte de mandíbula, tope de seguridad, barra de seguridad y cierre de tope en acero inoxidable fundido. Aparte debe incorporarse sus bolsas de almacenaje.
- ❖ Sierra 16" de longitud, para conexión a pértiga universal.
- ❖ Cinturón para liniero estándar con cojín de respaldo de 89 mm de ancho, cubierto de oscaría con relleno poliuretano, talla 24-36.
- ❖ Bandola para liniero 5ft-8 pulgadas, con ganchos templados con seguro doble.
- ❖ Arnés de seguridad para liniero con un anillo tipo "D", dos anillos tipo "A", un cojín de respaldo y su bolsa de almacenaje.
- ❖ Casco azul tamaño estándar, con carcasa de polietileno con interruptor de matraca de 4 puntos, se debe incluir forro de invierno para cascos de seguridad estándar echo de sarga de algodón revestido en orlón y con cierres de contacto no metálicos.
- ❖ Guantes de cuero large tipo Mustang para puño mediano/grande, con puño de goma impermeable de 2-1/2" de largo.
- ❖ Set de conexión a tierra de 4 vías, con 4 mangas de 1-1/2", una Stud percha doble, un perno de coctacto, cable 1/0, cuatro virolas y 34ft de largo.

- ❖ Casco con careta protectora de 32 cal/cm^2 , con bolsa de almacenaje para careta protectora y bolsa de lona para almacenar todo el equipo.
- ❖ Manta aislante y antideslizante con orejas de conexión de dos mallas adyacentes, incluir pernos, perno largo de bola, arandelas, tuercas, juego de conexión de tierra con cable #2 de 6 ft con sus casquillos montados y bolsa de almacenaje.
- ❖ Lentes claros de seguridad ultralivianos anti-impacto o rayadura.
- ❖ Lentes de seguridad color ambar tamaño estándar, para protección contra polvo, chispas e impacto de partículas y filtro U.V.
- ❖ Guantes clase 0 talla 10, tipo II flexibles y de 11" de largo.
- ❖ Protector para guante echo de cuero, talla 10 y para un nivel de tensión de 1000V clase 0.
- ❖ Guantes de algodón absorbente de transpiración.
- ❖ Arnés con línea de vida que cuenten con ganchos de acero forjado con seguro doble fabricado con cuerda de nylon de $\frac{1}{2}$ " y su bolas de almacenaje.
- ❖ Bolsa impermeable de lona con borde superior reforzado con soga de $\frac{1}{4}$ " y presillas para cinturón.
- ❖ Barbiquejo con guarda para casco de seguridad.
- ❖ Escalera de fibra de vidrio de 32 ft tipo II, con estilo de varias secciones, con rieles laterales no conductores, unión de peldaños que garanticen antitorsión, peldaños antiderrapantes.
- ❖ Botas dieléctricas de alto aislamiento "IS", con resistencia eléctrica superior al 1000 Mohm en seco y en húmedo.
- ❖ Chaqueta ignifuga 32 cal/cm^2 con capucha removible.
- ❖ Botas Caterpillar interface HI ST punta acero metálica, suela antiderrapante, suela resistente a la abrasión y dieléctrica.
- ❖ Banqueta aislante 45 KV clase 5, fabricada de plástico, con patas antideslizantes, con dimensiones de 500x500x237 milímetros.
- ❖ Agarra soga fabricado con acero inoxidable con anillo tipo "D", con doble seguro (seguro frontal y seguro de gravedad), para cuerda de 5/8".
- ❖ Pértiga aislante de salvamento de 45KV, de 1.75 m de longitud, de un solo tramo fabricado en tubo poliéster y fibra de vidrio de 32 mm de diámetro con obturaciones antihumedad en ambos extremos, guardamanos, empuñadora, contera, cabezal métrico y gancho de salvamento. Adicionar estuche de almacenamiento.
- ❖ Pértiga de puesta a tierra con cabezal de aluminio fundido de bajo peso con grapa tipo C, de 5 metros de largo.

Tabla 9
Cantidad de equipo de seguridad

Equipo	Cantidad
Pértiga telescópica 35ft	1
Pértiga mecánica 8ft	1
Sierra para pértiga universal	3
Guante de hule 27KV	2
Cinturón para liniero	2
bandola para liniero 5ft	2
Arnés de seguridad para liniero	2
Casco azul	2
Guantes de cuero	2
Kit de puesta a tierra	2
Casco con careta protectora de 32 cal/cm ²	3
Manta aislante	3
Lente claro de seguridad	3
Lente ámbar de seguridad	3
Guantes clase 0 talla 10	3
Protector para guantes talla 10	3
Guantes de algodón	3
Arnés con línea de vida	2
Bolsa impermeable 12"x15"	2
Barbiquejo 3M	3
Escalera de fibra de vidrio de 32ft	2
Botas dieléctricas	3
chaqueta ignífuga (32cal/cm ²)	3
Botas caterpillar interface HI ST, dieléctricas	3
Loadbuster 34,5KV-600 A	2
Banqueta aislante 45KV 500x500x237 mm	2
Agarra soga	2
Pértiga aislante se salvamento 45KV, 1,5m	2
Pértiga de puesta a tierra	2

1.3.16 PRESUPUESTO DEL SISTEMA ELECTRICO SUBTERRANEO EN LA FMOCC

Tabla 9

Presupuesto para sistema de distribución subterráneo de la FMOcc, UES.

Ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	P.U. material (\$)	P.U. mano de obra (\$)	P.U. admón. (\$)	P.U. (\$)	P.T. (\$)
1	Suministro e instalación de equipo en MT							
1.1	Acometida aérea-subterránea, compuesta por una estructura de remate de una línea trifásica de 15kV según planos; formada por cable ACSR #1/0 instalado en un poste de concreto de 40 ft. Incluye parrarayos, cortacircuitos, terminales de potencia, aisladores, tubo galvanizado para acometida, fusibles, herrajes y otros accesorios. No incluye transformadores de instrumentación ni panel de medición.	1	U	\$1,252.50	\$300.00	\$543.38	\$2,095.88	\$2,095.88
1.2	Transformadores de corriente y voltaje instalados en poste de acometida para medición primaria. Incluye tablero de medición instalado en el mismo poste y cables en BT desde transformadores de medición hasta tablero.	1	U	\$4,728.66	\$200.00	\$1,725.03	\$6,653.69	\$6,653.69
1.3	Switchgear Vista-SD modelo 404, 17.5KV, 16KA, tipo Pad-Mounted, con equipo de automatización compuestos por sensores de corriente y tensión, moto operador para una vía con su respectivo módulo de control. Interruptores de falla tripolares de 12.5KA. Además incluye embalaje para envío internacional, provisiones de montaje para indicadores de falla, indicadores de potencial, adaptadores de bushings para 200 A, barra de tierra continua, provisiones para disparo externo, en adición al control de sobrecorriente estandar de todos los interruptores de falla con fuente de poder 110-120Vac, 50/60Hz y etiquetas en español.	1	U	\$102,093.98	\$2,500.00	\$36,607.89	\$141,201.87	\$141,201.87
1.4	Switchgear Vista-SD modelo 440, 17.5KV, 16KA, tipo Pad-Mounted, con equipo de automatización compuestos por sensores de corriente y tensión, moto operador para una vía con su respectivo módulo de control. Interruptores de falla tripolares de 12.5KA. Además incluye embalaje para envío internacional, provisiones de montaje para indicadores de falla, indicadores de potencial, adaptadores de bushings para 200 A, barra de tierra continua, provisiones para disparo externo, en adición al control de sobrecorriente estandar de todos los interruptores de falla con fuente de poder 110-120Vac, 50/60Hz y etiquetas en español.	1	U	\$47,120.30	\$2,500.00	\$17,367.10	\$66,987.40	\$66,987.40
1.5	Suministro de kit de cable USB para conexión de PC y el Control de Sobrecorriente Vista. Además una licencia para software de programación del Vista SD.	1	U	\$3,538.52	\$0.00	\$1,238.48	\$4,777.00	\$4,777.00
1.6	Configuración de interruptores del Switchgear Vista-SD de S&C realizado de acuerdo al estudio realizado en el trabajo de graduación de Quintana, E., & Urbina, E. (2017) realizado en la U.E.S.	1	U	\$0.00	\$2,000.00	\$700.00	\$2,700.00	\$2,700.00
1.7	Configuración de curvas ajustables de circuit breaker en B.T. en tablero de distribución general de acuerdo a estudio de coordinación realizado en el trabajo de graduación de Quintana, E., & Urbina, E. (2017) realizado en la U.E.S.	6	U	\$0.00	\$200.00	\$70.00	\$270.00	\$1,620.00
1.8	Suministro de tubería DB-120 de 4".	1456	m	\$6.16	\$1.00	\$2.51	\$9.67	\$14,073.70
1.9	Suministro de tubería DB-120 de 2".	728	m	\$2.87	\$1.00	\$1.35	\$5.22	\$3,803.44
1.10	Convertidores de comunicación serial RS-232 a fibra óptica.	7	U	\$110.00	\$5.00	\$40.25	\$155.25	\$1,086.75
1.11	Suministro de fibra optica duplex.	728	m	\$0.53	\$1.00	\$0.54	\$2.07	\$1,503.68

1.12	Transformador Pad mounted trifásico conexión en anillo y seccionalización "T blade" de 50KVA, 60 Hz, 13.2/7.6 KV, BIL 125KV, lado de baja 208/120 V frente muerto, con fusible tipo bayoneta y fusible limitador de corriente, 2 terminales tipo codo 15KV, conectores para baja tensión tipo espada con 4 agujeros, terminales para baja tensión. Se toma en cuenta la instalación, conexión en baja y media tensión.	2	U	\$3,569.50	\$90.00	\$1,280.83	\$4,940.33	\$9,880.65
1.13	Transformador Pad mounted trifásico conexión en anillo y seccionalización "T blade" de 112.5 KVA, 60 Hz, 13.2/7.6 KV, BIL 125KV, lado de baja 208/120 V frente muerto, con fusible tipo bayoneta y fusible limitador de corriente, 2 terminales tipo codo 15KV, conectores para baja tensión tipo espada con 4 agujeros, terminales para baja tensión. Se toma en cuenta la instalación, conexión en baja y media tensión.	1	U	\$4,396.00	\$230.00	\$1,619.10	\$6,245.10	\$6,245.10
1.14	Transformador Pad mounted trifásico conexión en anillo y seccionalización "T blade" de 225KVA, 60 Hz, 13.2/7.6 KV, BIL 125KV, lado de baja 208/120 V frente muerto, con fusible tipo bayoneta y fusible limitador de corriente, 2 terminales tipo codo 15KV, conectores para baja tensión tipo espada con 4 agujeros, terminales para baja tensión. Se toma en cuenta la instalación, conexión en baja y media tensión.	2	U	\$5,544.50	\$230.00	\$2,021.08	\$7,795.58	\$15,591.15
1.15	Transformador Pad mounted monofásico de 300KVA, 60 Hz, 23/13.2 KV, BIL 125KV, lado de baja 240/120 V con BIL de 30KV, frente muerto, con fusible tipo bayoneta (con curva C08) y fusible limitador de corriente, 2 terminales tipo codo 25KV, conectores para baja tensión tipo espada con 4 agujeros, terminales para baja tensión. Se toma en cuenta la instalación, conexión en baja y media tensión.	1	U	\$6,360.00	\$90.00	\$2,257.50	\$8,707.50	\$8,707.50
1.16	Equipo de medición de diferentes parámetros eléctricos (tensión, corriente, potencia, energía, frecuencia entre otros) modelo Shark 200-S con puerto RS485 . Se incluye el módulo de medición, transductores y equipo de comunicación con central de datos. Incluye adaptadores RS485 a fibra óptica.	7	U	\$2,886.48	\$30.00	\$1,020.77	\$3,937.25	\$27,560.74
2	Obra civil y tendido de cable							
2.1	Canalización primaria para distribución en anillo (2) tuberías de PVC de 4" grado eléctrico DB-120 y una tubería PVC 2" DB-120 (costo de tubería se incluye en otra partida), recubiertas en lodocreto, con separadores cada 3 metros, 3 cables XLPE-TR #1/0 + 1 cable THHW #2 para polarización. Además tendido de cable de fibra óptica. La zanja tendrá un ancho de 0,5 m y profundidad de 1.23m.	484	m	\$72.30	\$3.00	\$26.36	\$101.66	\$49,202.98
2.2	Canalización primaria-secundaria para distribución en anillo (2) tuberías de PVC de 4" grado eléctrico DB-120, una (1) tubería PVC 2" DB-120 y cinco (5) tuberías de PVC 2" y 3" DB-60 (costo de tubería DB-120 se incluye en otra partida). Recubiertas en lodocreto, con separadores cada 3 metros, 3 cables XLPE-TR #1/0 + 1 cable THHW #2 en un tubo de 4", tendido de cable de fibra óptica y conductores en BT de calibres varios para los tubos DB-60 de 2". La zanja tendrá un ancho de 0,5 m y	244	m	\$154.83	\$4.00	\$55.59	\$214.41	\$52,316.96
2.3	Canalización para distribución secundaria compuesta por un máximo de doce tuberías de 2" de PVC DB-60, cubiertas por lodocreto, con separadores de tubo cada tres metros, conductores de fase, neutro y polarización según plano y zanja de 0,5 m de ancho y 1,12 m de profundidad	803	m	\$37.51	\$12.00	\$17.33	\$66.84	\$53,671.32

2.4	Pozos de paso primarios de 1,4x 1,8x 1,8 metros (ancho, largo y profundidad respectivamente), tapaderas de concreto segun planos, base de grava #2, paredesde ladrillo de arcilla de 28x14x16 cm, las paredes deben tener un acabado liso de cemento, estructura de soporte para cables y escalera segun planos.	15	U	\$2,671.15	\$279.60	\$1,032.76	\$3,983.52	\$59,752.73
2.5	Pozos de paso secundario de 1,0x 1,0x 1,5 metros (ancho, largo y profundidad respectivamente), tapaderas de concreto segun planos, base de grava #2, paredes de ladrillo de arcilla de 28x14x6 cm, las paredes deben tener acabado liso de cemento, estructura de soporte para cables y escalera segun planos.	28		\$1,780.77	\$163.10	\$680.35	\$2,624.22	\$73,478.21
2.6	Pozos de paso primario y secundario de 1,4x 1,8x 2.0metros (ancho, largo y profundidad respectivamente), tapaderas de concreto segun planos, base de grava #2, paredes de ladrillo de arcilla de 28x14x16 cm, las paredes deben tener un acabado liso de cemento, estructura de soporte para cables y escalera segun planos.	3		\$3,116.34	\$326.20	\$1,204.89	\$4,647.43	\$13,942.30
2.7	Pozos para instalar derivación 13.2KV, 200 amperios de 9 puntos trifasico. El pozo tendrá dimensiones de 1,4x1.8x1.8 metros, tapaderas de concreto segun planos, paredes de ladrillo de arcilla de 28x14x16 cm, las paredes deben tener acabado liso, estructura de soportes para cables, una escalera segun planos y base de grava #2. Incluye codos de 200 A para 15 kV y accesorios para polarización.	3	U	\$3,338.94	\$349.50	\$1,290.95	\$4,979.39	\$14,938.18
2.8	Pozo de registro para tablero de distribución con dimensiones de 1,0x1,0 x1,42 metros según planos. Las paredes internas del pozo serán de ladrillo de arcilla de 28x14x16 cm, deberán ser reforzadas con columnas para soporte de la caseta del tablero secundario, tendrá por dentro acabado liso de concreto, escalera segun planos, estructura de soportes para cables y tapadera segun planos. La caseta del tablero utilizará block recubierto con ladrillo ceramico gris por la parte externa.	6		\$3,784.13	\$372.80	\$1,454.93	\$5,611.86	\$33,671.15
2.9	Pozo de registro para transformadores Pad-Mounted con dimensiones de 1,8x1,67 x1,97 metros según planos. Las paredes del pozo serán de ladrillo de arcilla de 28x14x16 cm y deberán ser reforzadas con columnas para soporte del transformador, tener acabado liso de concreto, escalaria, estructura de soportes para cables, tapadera segun planos.	6	U	\$2,448.56	\$256.30	\$946.70	\$3,651.56	\$21,909.33
2.10	Pozo de registro para Switchgear con dimensiones de 1,8x1,52 x1,77 metros según planos. Las paredes del pozo serán de ladrillo de arcilla de 28x14x16 cm y deberán ser reforzadas con columnas para soporte del Switchgear, tener acabado liso de concreto, escalaria, estructura de soportes para cables, tapadera segun planos.	2		\$3,227.64	\$337.85	\$1,247.92	\$4,813.41	\$9,626.83
2.11	Bases para equipos pedestal echas con concreto de F'c= 210Kg/cm2, reforzado con varilla de hierro #3, pernos de anclaje grado 60, rodeada de una franja de grava con 50 cm ancho y 20 de profundidad conectado a un pozo impermeabilizado (0.6X0.6X0.6 m) con tubería de 1" TMG o acero al carbón. La base debe instalarse en suelo compactado.	8	U	\$420.00	\$150.00	\$199.50	\$769.50	\$6,156.00
3	Desmontaje de estructuras							
3.1	Desconexión de línea aérea primaria y desmontaje de estructura "H" con banco de tres transformadores. Movilización de equipo con grúa.	3	U	\$250.00	\$50.00	\$105.00	\$405.00	\$1,215.00
3.2	Desconexión de línea primaria y secundaria, desmontaje de banco de tres transformadores en piso. Movilización en equipo en grúa.	1	U	\$150.00	\$50.00	\$70.00	\$270.00	\$270.00
3.3	Desconexión de línea primaria y secundaria, desmontaje de transformadores montados en poste. Movimiento de equipo en grúa.	5	U	\$100.00	\$25.00	\$43.75	\$168.75	\$843.75

3.4	Desconexión y desmontaje de postes de línea primaria y primaria/secundaria de 15KV en los interiores de la FMOcc. Retiro de postes con grúa.	10	U			\$0.00	\$0.00	\$0.00
3.5	Desconexión y desmontaje de postes de línea secundaria de 120/240V en los interiores de la FMOcc. Retiro de postes con grúa.	60	U	\$50.00	\$15.00	\$22.75	\$87.75	\$5,265.00
4	Instalaciones en baja tensión para edificios							
4.1	Alimentadores desde tablero de distribución de transformador 1 en canalización subterránea. Incluye halado y conexión de conductores hacia tableros generales de edificios.	103	m	\$8.00	\$12.00	\$7.00	\$27.00	\$2,781.00
4.2	Tablero general de distribución de 800A en BT, main de 800A de estado solido , protecciones de alimentadores ramales todo acorde segun unifilares y planos. También incluye suministro y montaje de 2 tableros en el edificio de administración academica, con sus alimentadores y protecciones según planos y unifilar. Incluye ampliación de cuarto de tableros con divisiones de tabla roca o similares de bajo	1	U	\$4,926.65	\$15.00	\$1,729.58	\$6,671.22	\$6,671.22
4.3	Alimentadores desde tablero de distribución de transformador 2 en canalización subterránea. Incluye halado y conexión de conductores hacia tableros generales de edificios.	146	m	\$8.00	\$12.00	\$7.00	\$27.00	\$3,942.00
4.4	Tablero general de distribución de 600A en BT, main de 600A de estado solido , protecciones de alimentadores ramales todo acorde segun unifilares y planos. Incluye suministro e instalación de un nuevo tablero de aires acondicionados en edificio de Quimica, Fisica y Economia segun unifilares y planos.	1	U	\$3,507.50	\$15.00	\$1,232.88	\$4,755.38	\$4,755.38
4.5	Alimentadores desde tablero de distribución de transformador 3 en canalización subterránea. Incluye halado y conexión de conductores hacia tableros generales de edificios.	245	m	\$8.00	\$12.00	\$7.00	\$27.00	\$6,615.00
4.6	Tablero general de distribución de 300A en BT, main de 250A , protecciones de alimentadores ramales todo acorde segun unifilares y planos.	1	U	\$1,364.65	\$15.00	\$482.88	\$1,862.53	\$1,862.53
4.7	Alimentadores desde tablero de distribución de transformador 4 en canalización subterránea. Incluye halado y conexión de conductores hacia tableros generales de edificios.	139	m	\$8.00	\$12.00	\$7.00	\$27.00	\$3,753.00
4.8	Tablero general de distribución de 800A en BT, main de 800A de estado solido , protecciones de alimentadores ramales todo acorde segun unifilares y planos.	1	U	\$4,105.54	\$15.00	\$1,442.19	\$5,562.73	\$5,562.73
4.9	Alimentadores desde tablero de distribución de transformador 4 en canalización subterránea. Incluye halado y conexión de conductores hacia tableros generales de edificios.	76	m	\$8.00	\$12.00	\$7.00	\$27.00	\$2,052.00
4.10	Tablero general de distribución de 1200A en BT, main de 1200A de estado solido , protecciones de alimentadores ramales todo acorde segun unifilares y planos.	1	U	\$3,694.99	\$15.00	\$1,298.50	\$5,008.48	\$5,008.48
4.11	Alimentadores desde tablero de distribución de transformador 6 en canalización subterránea. Incluye excavación y canalización, halado y conexión de conductores hacia tableros generales de edificios. Incluye main de 250 A del tablero de distribución y protecciones de alimentadores ramales todo acorde segun unifilares y planos.	94	m	\$8.00	\$12.00	\$7.00	\$27.00	\$2,538.00
4.12	Tablero general de distribución de 300A en BT, main de 250A de estado solido , protecciones de alimentadores ramales todo acorde segun unifilares y planos.	1	U	\$1,228.19	\$15.00	\$435.11	\$1,678.30	\$1,678.30

5	Sistema de puesta a tierra							
5.1	Suministro e instalacion de red de tierra para subestació según diseño. Incluye 41mts de cable de cobre THHN #2/0 y 6 barras coperweld 5/8"x10'. Incluye 2 molde thermoweld cable-cable 2/0,1 molde thermoweld en T 2/0, 1 molde thermoweld cable 2/0 - varilla 5/8",4 pólvora thermoweld #90, 3 chispero thermoweld #90.	6	U	\$605.78	\$80.00	\$240.02	\$925.80	\$5,554.82
6	Miscelaneo							
6.1	Capacitación para electricistas e ingenieros de la Universidad de El Salvador encargados de la inspección y ejecución del mantenimiento de la línea de distribución subterránea. Con duración de una semana y dirigida para 5 personas.	1	U	\$2,000.00	\$0.00	\$700.00	\$2,700.00	\$2,700.00
6.2	Suministro e instalación de banco de capacitores automaticos de 100 KVAR en BT instalados en Edificio de Usos Multiples para corrección de factor de potencia de la FMOcc.	1	U	\$3,400.00	\$245.00	\$1,275.75	\$4,920.75	\$4,920.75
6.3	Balanceo de fases de edificio de Usos Multiples.	1	U	\$1,000.00	\$1,500.00	\$875.00	\$3,375.00	\$3,375.00
6.4	Diseño, suministro e instalación de sistema de iluminación con alimentación subterránea en FMOcc.	1	U	\$20,000.00	\$10,000.00	\$10,500.00	\$40,500.00	\$40,500.00
6.5	Equipamiento de seguridad para ser utilizados por los técnicos encargados de brindar mantenimiento correctivo y preventivo de la línea de distribución eléctrica subterránea de la FIA. La cantidad de equipo se presenta en la tabla 4 de las especificaciones técnicas.	1	S.G	\$13,955.00	\$0.00	\$4,884.25	\$18,839.25	\$18,839.25
Total								\$833,857.73

El presupuesto de la distribución eléctrica subterránea primaria y secundaria de la FMOcc asciende a **\$833,857.73 USD + IVA.**

CAPITULO 2

“DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN DIFERENTES EDIFICACIONES DE LA
UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE
OCCIDENTE”

2.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.1.1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

En los últimos años en El Salvador ha tomado auge la implementación de Sistemas Fotovoltaicos, de tal manera que se está convirtiendo en el país con mejor puntuación en gestión y ejecución de inversión en energías limpias en América Latina y El Caribe. Esto de acuerdo al informe para el año 2014 del Fondo Multilateral de inversiones (FOMIN) del Banco Interamericano de desarrollo (BID) (Ultima hora SV. 2016).

Energía solar.

La energía solar está constituida por la porción de luz que emite el sol y que es interceptada por la tierra. Existen varias maneras de recoger y aprovechar los rayos del sol para generar energía eléctrica, que dan lugar a los distintos tipos de energía solar:

- Fotovoltaica.
- Fototérmica.
- Termoeléctrica.

El presente trabajo va enfocado a aprovechar energía solar del tipo fotovoltaica la cual consiste en la transformación directa de la radiación solar en electricidad, para lograr esto se presenta la necesidad de diseñar e implementar sistemas fotovoltaicos.

¿Que son los Sistemas Fotovoltaicos (SFV)?

Un sistema fotovoltaico se encuentra conformado por paneles solares y otros elementos (como el inversor, que es considerado el corazón del sistema), que producen energía eléctrica, en condiciones de ser aprovechada por el hombre.

Hay dos tipos de SFV que pueden ser utilizados:

- ❖ Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFVCR).
- ❖ Sistema fotovoltaico aislado.

Durante el desarrollo de este proyecto, el SFV se encuentra dirigido hacia el diseño de SFVCR para cada uno de los edificios de la Universidad de El Salvador Facultad Multidisciplinaria de Occidente donde es factible implementar el sistema según el estudio solar que se realizó con anticipación.

Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red (SFVCR).

Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFVCR) consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional.

La instalación de estos sistemas se puede realizar básicamente en cualquier lugar, cuando no se observen problemas de sombras, los diferentes diseños se realizaron para ser implementados en techos de los edificios de la facultad, los cuales consideran el problema de sombra y el tipo de techo donde se realizara la instalación.

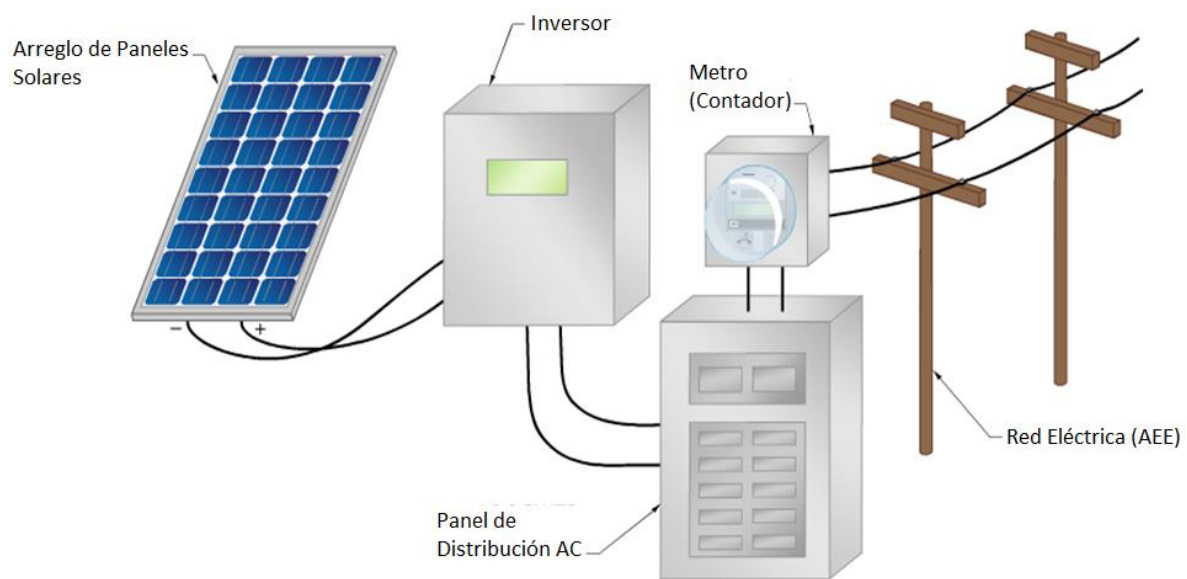


Figura 192. Esquema de un SFVCR

Componentes principales de un SFVCR:

- ❖ Módulos fotovoltaicos.
- ❖ Inversores.

Módulo fotovoltaico.

Para los diseños que se realizaron en este proyecto, se utilizaron módulos fotovoltaicos del tipo policristalino de silicio. Este tipo de celda contiene varias regiones de silicio cristalino que se mantienen juntas a través de un enlace covalente y separados por límites de grano. El silicio pasa a través de un menor número de ciclos de filtración intensiva de energía que los procesos de separación de las células monocristalinas y por lo tanto son

un material de menor costo para los fabricantes. Estas celdas son fabricadas en una forma cuadrada. Esto es debido a que el líquido fundido en los lingotes (cuadrado) no es para ser extruido o ir a través de otro proceso, sino para producir un bloque de silicio fuera de los cuales las pequeñas células son cortadas. Las uniones entre los granos tienen un efecto interesante en la eficiencia de la celda solar.

El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo condiciones estandarizadas que son: radiación de 1000W/m^2 , temperatura de célula de $25\text{ }^\circ\text{C}$ (no temperatura ambiente).

Inversor.

El inversor es considerado el corazón del sistema fotovoltaico por ser el elemento de mayor complejidad e importancia del sistema. La importancia del inversor obedece a que es el encargado de convertir la corriente directa en corriente alterna, esto permite que la distribución de electricidad sea más fácil y barata, ya que si la distribución se realizara en corriente directa los cables serían mucho más robustos y por ende mucho más caros, por las pérdidas que presenta el sistema DC.

La simbología para representar los inversores es la siguiente:

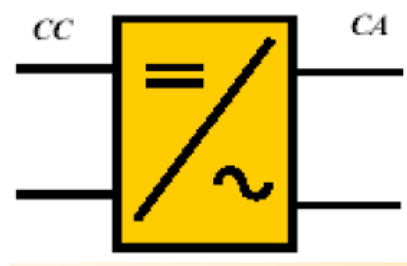


Figura 193. Representación de un inversor monofásico.

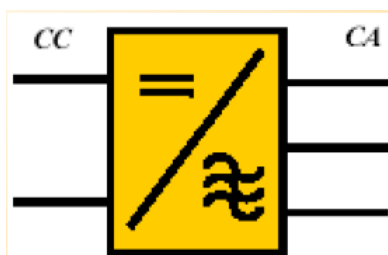


Figura 194. Representación de un inversor trifásico.

Clasificación de inversores.

Se clasifican básicamente por su potencia nominal de salida, sin embargo existen otros parámetros a considerar como los que se mencionan a continuación:

- ❖ Tipo de onda:

Cuadrada, sinusoidal, sinusoidal modificada (cuasi-sinusoidal).

- ❖ Conexión:

Inversores conectados a la red, inversores que se pueden conectar a bancos de baterías para almacenar energía.

La construcción de los inversores considera dos etapas convertidoras, estas son:

- ❖ Sintetizadora

- ❖ Filtradora

La etapa sintetizadora es la encargada de producir una onda de impulsos a partir de una tensión DC, mientras la etapa filtradora se encarga de eliminar los armónicos indeseados de la onda de impulso para obtener a la salida una señal sinusoidal. Estas etapas son las que determinan la eficiencia del inversor, la importancia de la eficiencia de cada inversor dependerá de la aplicación para la que se vaya a requerir.

Los inversores electrónicos que se fabrican hoy en día alcanza eficiencias de hasta el 98.3% (Inversores SMA Sunny Boy TL). Pero para no desaprovechar este alto porcentaje de eficiencia, el diseño de los "string" fotovoltaicos a conectarse a la entrada de cada inversor, deben de ser adecuadamente dimensionados tomando en cuenta las variaciones de tensión y temperatura del MF y el rango o banda de operación en el punto de máxima potencia MPP del inversor.

Topologías de inversores conectados a la red.

Los sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red permiten a los usuarios alimentar sus propios consumos utilizando la energía solar disponible e inyectar el excedente a la red. En estos sistemas generalmente se utilizan cuatro tipos de topologías las cuales se presentan en la figura 195.

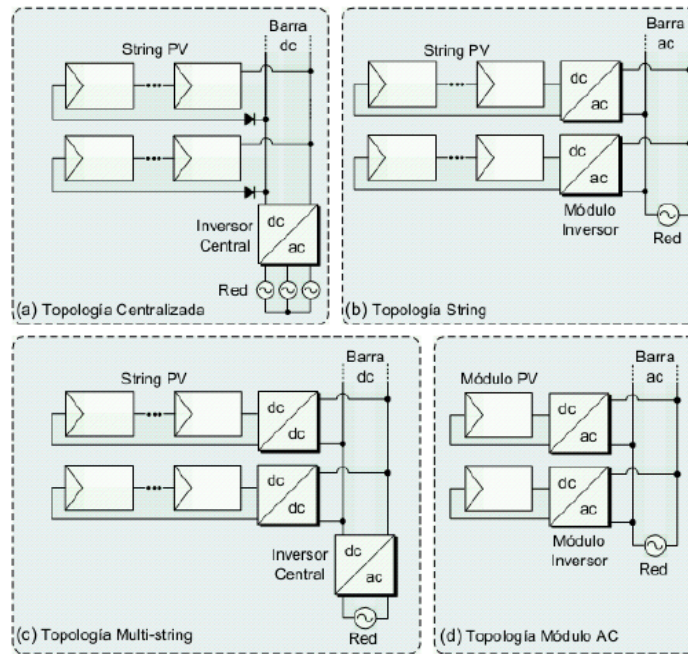


Figura 195. Topologías de inversores fotovoltaicos conectados a la red.

La topología mayormente utilizada por su economía y simplicidad es la “Centralizada” esta solo utiliza un inversor con varios string de módulos fotovoltaicos conectados a él. Pero tiene la desventaja que un solo modulo que se vea afectado por sombras, baja la eficiencia de todo el sistema, por lo que esta topología se utiliza en lugares despejados, como por ejemplo en techos de edificios que no se vean afectados por sombras en el diseño actual a implementar en este proyecto.

2.2 MEMORIA DEL PROYECTO

En el siguiente apartado se detalla en qué consiste el proyecto FV a realizar, especificando el lugar y descripción de la instalación, los cálculos necesarios y decisiones tomadas en base a dichos cálculos.

2.2.1 RECURSO SOLAR DISPONIBLE E ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

2.2.1.1 Ubicación de UES FMOcc

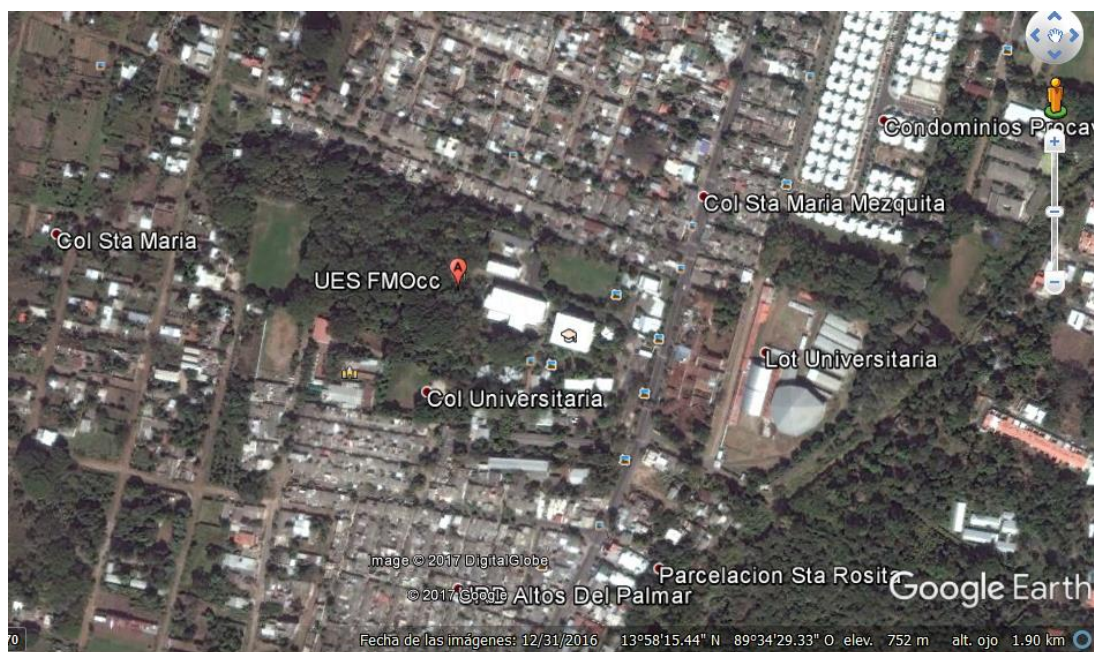


Figura 196. Vista satelital de ubicación UES FMOcc.

Tabla 10

Datos geográficos

Ubicación	13°58'15.55" N, 89°34'29.33" O
Altitud	752 m SNM

Transformación a grados decimales:

Latitud: 13.97096° (norte)

Longitud: -89.57481° (oeste)

2.2.1.2 INCLINACIÓN IDEAL DE PANELES SOLARES EN ÉSTA UBICACIÓN.

$$S_{opt} = 3.7 + 0.69 * \varphi = 3.7 + 0.69 * 13.97^\circ$$

$$S_{opt} = 13.34^\circ$$

2.2.1.3 HERRAMIENTA PARA ANÁLISIS SOLAR: SOLAR PATHFINDER.

Los errores en orientación de estructuras, tamaño de un sistema fotovoltaico o solar en general, especificación de componentes y otros estudios científicos pueden presentar grandes errores cuando los ingenieros fallan en determinar de forma precisa los patrones de sombra en sitios propuestos.

Cuando se combina la información específica de sombras recolectada por el Solar Pathfinder con información meteorológica, se puede realizar un análisis solar del sitio preciso. Esta información puede ser utilizada para proyectos de arquitectura, ingeniería, aplicaciones solares y ecológicas. Toda la información se integra a través del Solar Pathfinder Assistant Software, con el que la información es procesada de una manera sencilla y eficiente.

El Solar Pathfinder utiliza un domo convexo de plástico transparente altamente reflectivo que muestra una vista panorámica de todo el sitio. Todos los árboles, construcciones u otros obstáculos que obstruyan la luz solar son totalmente visibles como reflexiones en la superficie del domo. Un diagrama solar puede ser visto a través del domo transparente al mismo tiempo.



Figura 197. Domo convexo plástico.

El diagrama solar

Los diagramas solares son específicos para cada aplicación, existen diferentes dependiendo de la latitud en la que se realicen los análisis.

Los diagramas son específicos para cada latitud.

Los rayos verticales definen la hora solar.

Los arcos definen la trayectoria promedio del sol en un mes dado.

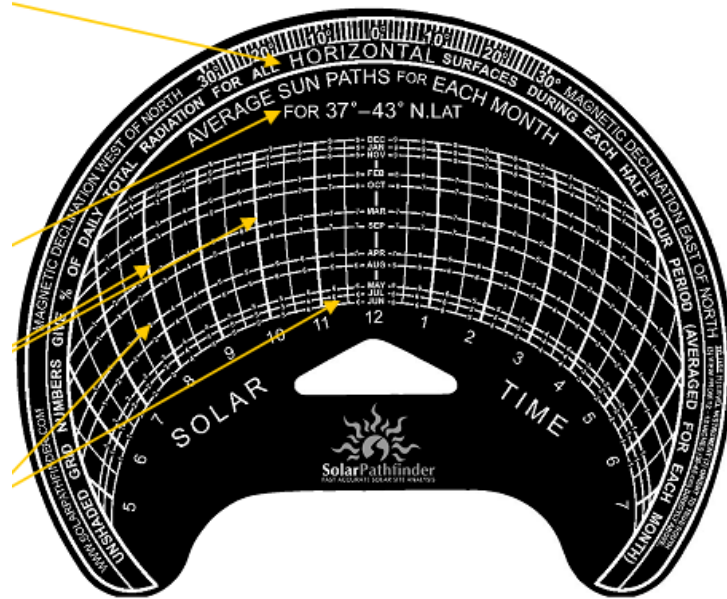


Figura 198. Diagrama solar a utilizar en el domo.

Los pequeños números en cada incremento de media hora proporcionan los incrementos de radiación por cada media hora.

Para seleccionar el tipo de diagrama solar a utilizar se debe conocer la latitud del sitio. En el caso de la FMOcc se encuentra con latitud 13.97° Norte. Con éste valor se selecciona uno de los diagramas disponibles para el Solar Pathfinder de la figura 199. En ella se observa que existen distintos tipos de diagramas: Hemisferio Norte, Sur; y en cada uno de ellos Diagramas Horizontales o De Cara al Sur. Los horizontales son utilizados para aplicaciones con inclinaciones de 0-20 grados, y los De Cara al Sur para aplicaciones que requieren inclinaciones de 20-90 grados. El hemisferio simplemente significa que habrá que usar una carta solar distinta dependiendo del hemisferio donde se ubique el sitio. En el caso de la FMOcc es, obviamente, el hemisferio norte.

Sunpath Diagrams Available

Latitude Bands	Northern Hemisphere		Southern Hemisphere	
	Horizontal	South-Facing	Horizontal	North-Facing
0-4	✓		✓	
4-8	✓		✓	
8-12	✓		✓	
12-16	✓		✓	
16-20	✓		✓	
18-25	✓		✓	
25-31	✓	✓	✓	✓
31-37	✓	✓	✓	✓
37-43	✓	✓	✓	✓
43-49	✓	✓	✓	✓
49-51	✓	✓		
51-53	✓	✓		
54-46		✓		
57-59		✓		
60-62		✓		
63-65		✓		

Figura 199. Diagrama solares disponibles para solar pathfinder.

Instalación del instrumento

El Solar Pathfinder está compuesto de tres partes:

1. **La sección del domo:** Es la parte con el domo translucido.
2. **Sección de instrumentos:** Esta parte es la base del domo y contiene una brújula y un nivel. Aquí se coloca el diagrama solar.
3. **Sección de la base:** Sirve para soporte de las otras dos partes. Consta de un trípode.

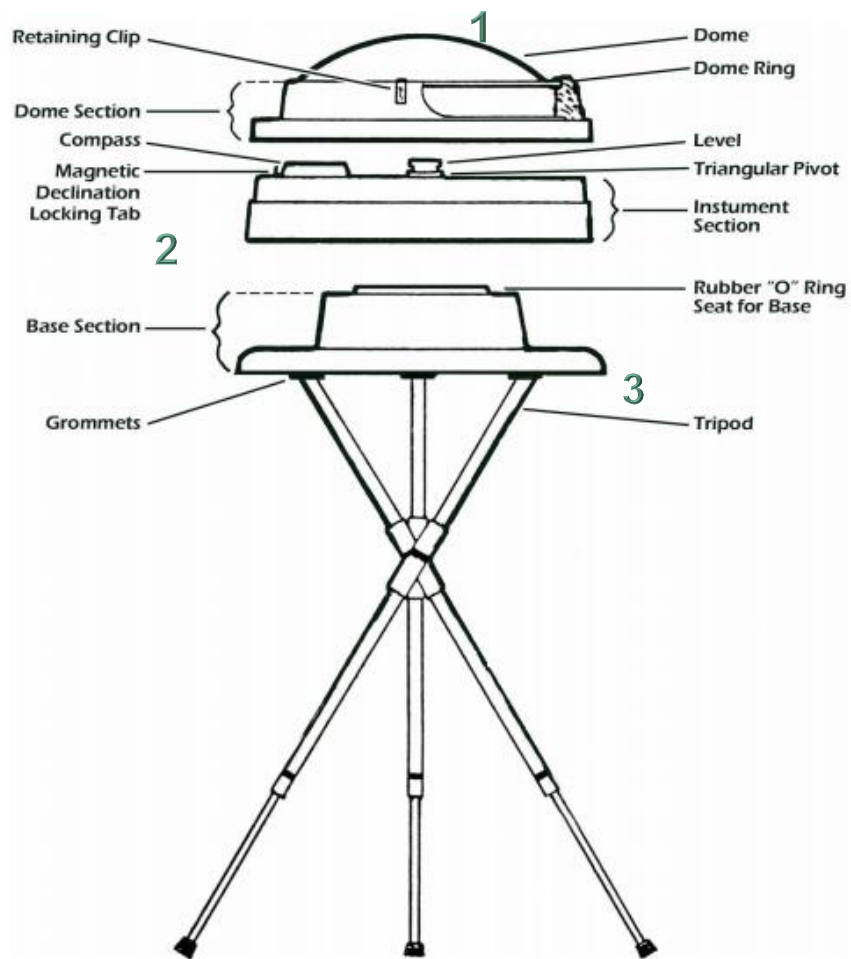


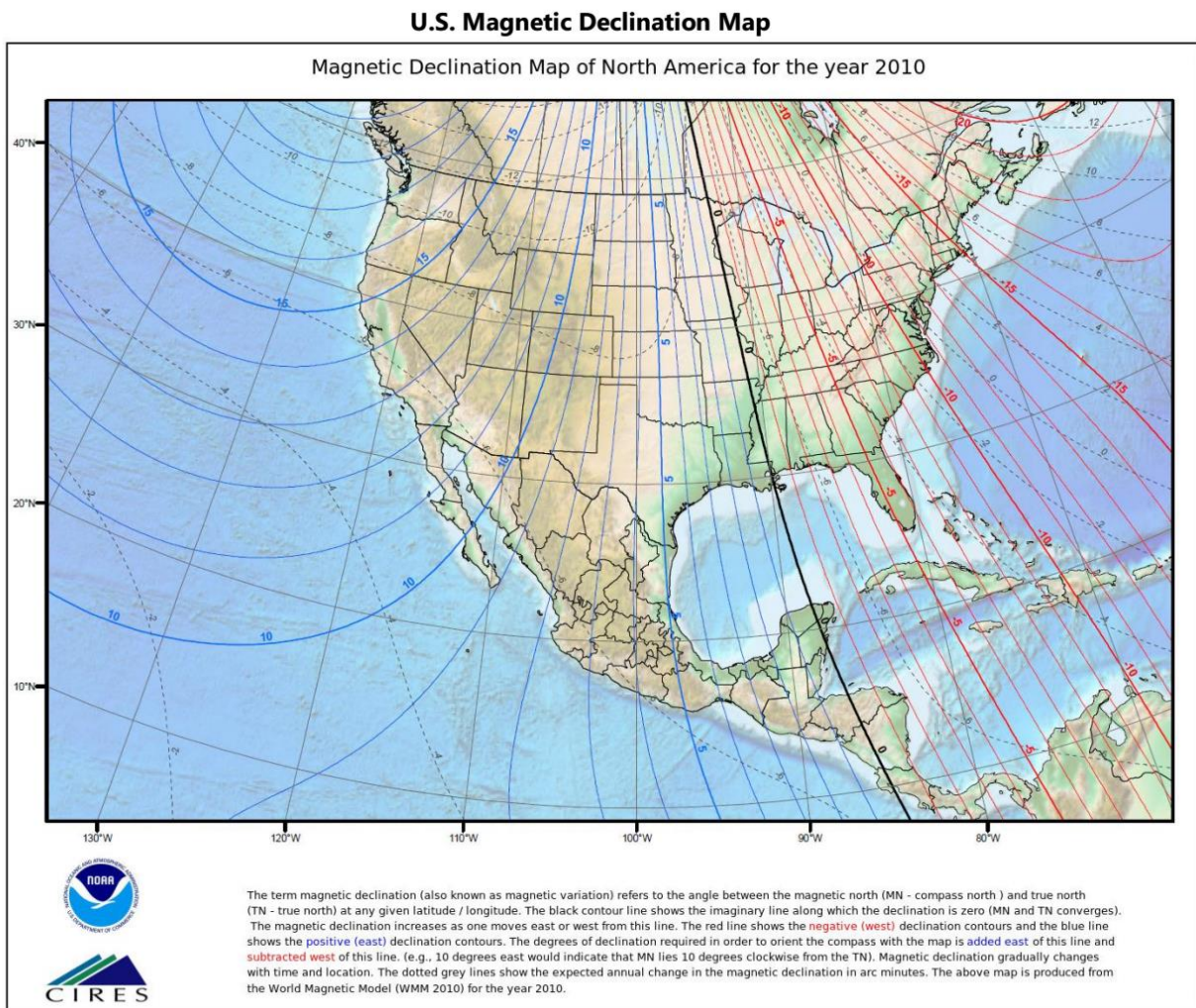
Figura 200. Montaje del solar pathfinder.

Paso 1: Montar el trípode del instrumento (sección 1) en la base del domo (sección 2). Se deben ajustar las patas del trípode para encontrarse aproximadamente a nivel. Más adelante se ajustará con más precisión, con ayuda del nivel de la sección 2.

Paso 2: Insertar un diagrama solar en la base del domo, es decir en la sección 2.

Paso 3: Se debe ajustar el Solar Pathfinder a la declinación magnética correcta. Para realizar ésta acción es necesario conocer la declinación magnética del sitio. Esta puede consultarse en la figura 201. La línea gruesa que pasa sobre Centroamérica es la declinación magnética 0°. Debido a que El Salvador se encuentra muy cerca de ésta zona

su declinación es aproximadamente 0°. Para ajustar la declinación magnética se debe alinear el número de declinación magnética deseada en el perímetro superior del diagrama solar con el punto blanco en la base azul del disco del domo. Se puede observar a detalle lo descrito en la figura 202. No obstante a diferencia de la figura el análisis de la FMOcc se realizará con el punto blanco en 0°.



*Figura 201. Mapa de declinación magnética de
Centroamérica y Estados Unidos.*



Figura 202. Foto de carta solar con ajuste de declinación magnética de 11 grados al Este del Norte (+11°)

Paso 4: Con la carta solar ajustada en su inclinación magnética correspondiente se debe mover la parte superior de la sección 2 sobre su parte inferior para conseguir inclinación horizontal, esto se realiza logrando que la burbuja del nivel se encuentre justo en el centro. A la vez se debe rotar la sección 2 del instrumento para que la flecha roja de la brújula apunte exactamente sobre la “N”.

Paso 5: Se posiciona el domo sobre la sección de instrumentos.

Paso 6: Ubicar el equipo en el punto exacto y tomar una foto perpendicularmente sobre el domo a un 50 cm de altura aproximadamente.

Análisis del sitio con el Solar Pathfinder Assistant Software

El software utiliza fotografías tomadas al instrumento en el sitio junto con información meteorológica de una amplia base de datos para estimar la radiación solar específica del sitio a lo largo del año.

Para iniciar un nuevo análisis se selecciona en la pantalla inicial el ícono de “Nuevo Informe”. Esta acción se observa en la **figura 203**.

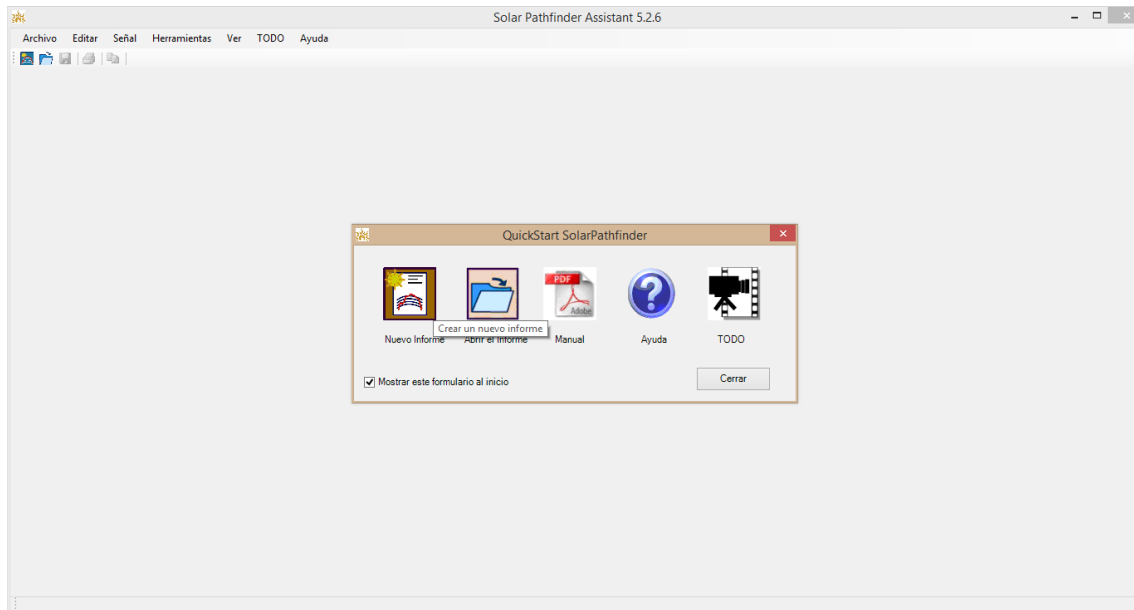


Figura 203. Pantalla de inicio de Solar pathfinder.

Luego aparece la ventana de la figura 204 donde se deberá proporcionar información general del sitio.

Figura 204. Pantalla de datos generales.

The screenshot shows a software window titled "Produce un Nuevo Informe" with a "General" tab. The window contains several input fields and sections:

- Nombre del Informe:** Demostración
- Notas:** Esta es una demostración.
- Tipo de Informe:** FV (dropdown menu)
- Buscador de la Ubicación del Sitio:**
 - Latitud/Longitud (dropdown menu)
 - Latitud del Sitio (Sur es negativo): 13,97
 - Longitud del Sitio (el Oeste es negativo): -89,57
- Información de la Ubicación del Sitio:**
 - Ubicación: Lat/Long especificado
 - Latitud: 13,97
 - Longitud: -89,57
 - Declinación: 0d 40m
- Estación Climática:**
 - Weather Station
 - Other Data Sources
 - ACAJUTLA/SONSONATE, , SLV
 - Altitud: 49 pies
 - Distancia: 33,03 millas
 - Lat: 13,57 Long: -89,83
 - Fuente: TMY3-786500
- Reemplazar Estación del Tiempo
- Configuración de la Superficie de Inclinación:**
 - Use la Latitud
 - Ángulo de Inclinación (grados): 13,97
 - Modo de Inclinación: Angulo Fijo (dropdown menu)

At the bottom of the window are four buttons: Ayuda, << Anterior, Siguiete >>, and Cancelar.

Figura 205. Ingreso de datos generales.

En la pestaña de “Tipo de Informe se selecciona “FV”, que significa fotovoltaico. En “Buscador de la Ubicación del Sitio” se puede buscar por ZIP code o por latitud/longitud introducida manualmente. En nuestro caso seleccionamos latitud/longitud e introducimos las coordenadas de la FMOcc. Automáticamente el programa selecciona la estación meteorológica más cercana para usar su información meteorológica. En la **figura 205** se ha seleccionado automáticamente la estación de Acajutla, Sonsonate en El Salvador al estar ubicada a solo 33 millas. Esto puede modificarse al seleccionar “Reemplazar estación del tiempo” donde accedamos a una base de datos con cientos de estaciones meteorológicas de todo el mundo. Esto puede observarse en la **figura 206**.

Selección de la Estación del Tiempo

Elija su estación del tiempo (haga clic en un encabezado de columna para ordenar por esa columna)

Ubicación	Distancia (millas)	Elevación (pies)	Latitud	Longitud	Fuente
SLV - ACAJUTLA/SONSONATE	33	49	13,57	-89,83	TMY3-78...
SLV - ILOPANGO/S.SALVADOR	36	2.037	13,70	-89,12	TMY3-78...
GTM - GU - GUATEMALA/LA_AURORA	76	4.885	14,58	-90,52	TMY3-78...
HND - Santa Rosa de Copan	77	3.540	14,78	-88,78	TMY3-78...
GTM - GU - San Jose	84	7	13,92	-90,82	TMY3-78...
HND - AMAPALA/LOS_PELONAS	136	16	13,28	-87,67	TMY3-78...
GTM - GU - PUERTO_BARRIOS(MIL)	137	3	15,72	-88,60	TMY3-78...
HND - La Mesa/San Pedro Sula	150	102	15,45	-87,93	TMY3-78...
GTM - GU - HUEHUETENANGO	157	6.237	15,32	-91,47	TMY3-78...
HND - CHOLUTECA	167	157	13,30	-87,18	TMY3-78...
HND - TELA	185	10	15,72	-87,48	TMY3-78...
NIC - CHINANDEGA	188	174	12,63	-87,13	TMY3-78...
GTM - GU - FLORES/SANTA_ELENA	205	377	16,92	-89,88	TMY3-78...
HND - La Ceiba/Goloson	218	10	15,73	-86,87	TMY3-78...
HND - CATACAMAS	252	1.450	14,90	-85,93	TMY3-78...
BLZ - BELIZE_INTL_AIRPORT	261	16	17,53	-88,30	TMY3-78...
NIC - MANAGUA/AUGUSTO_CES	262	164	12,15	-86,17	TMY3-78...
NIC - RIVAS	308	174	11,42	-85,83	TMY3-78...
HND - PUERTO_LEMPIRA	396	43	15,22	-83,80	TMY3-78...
MEX - VERACRUZ	566	46	19,20	-96,13	IWEC Data
CUB - LA_BAJADA	644	13	21,92	-84,47	TMY3-78...
CUB - LA_FE	699	105	21,73	-82,77	TMY3-78...

Aceptar Cancelar

Figura 206. Datos de estaciones meteorológicas de todo el mundo.

No obstante para la demostración actual utilizaremos la estación de Acajutla.

También se puede seleccionar el tipo de inclinación de entre “Angulo Fijo” o seguimiento con uno o dos ejes. Seleccionamos “Angulo Fijo” para nuestra demostración y continuamos dando click en “Siguiente”.

En la **figura 207** se introducimos el acimut del sitio en “Acimut de la Brújula”, y más abajo en “Configuración Ideal” seleccionamos cual es la inclinación óptima del sitio. Usualmente ésta es la misma que la latitud del sitio, no obstante puede modificarse si se pretende instalar paneles en una posición distinta a la horizontal. En la casilla de “Acimut Ideal” insertamos 180 grados, porque en el Hemisferio Norte es la dirección con más exposición solar, a menos que existan obstrucciones claro.

Produzca un Nuevo Informe

TODO

[Utilice la Configuración de Fábrica](#)

Esquema del Estimador de Ángulo
El esquema se utiliza para mostrar los números en la tabla acimut /altitud y los valores de acimut en la parte superior de las columnas del informe. Esto no afecta la Orientación de la Formación.

Por Defecto (Sur = 0 grados) ▼

Orientación de la Formación

Introduzca Acimut de la Brújula

Acimut Real: 194,7

Acimut de la Brújula: 194

Declinación: 0d 40m

Nota Acimut
Norte = 0
Este = 90
Sur = 180
Oeste = 270

Configuración Ideal

Estos valores definen la configuración "ideal" con la que usted desea que su sitio sea comparado (para propósitos de porcentaje).

Inclinación Ideal (grados): 0
[Por Defecto](#)

Normalmente, la inclinación ideal es el mismo valor que la latitud del sitio. Sin embargo, puede que tenga que reemplazar este valor para acatarse a los requerimientos de su reembolso de energía.

Acimut Ideal (grados): 180
[Por Defecto](#)

Normalmente, el acimut ideal es de 180 grados (mirando hacia el Sur) para las instalaciones en el hemisferio Norte. Para instalaciones en el hemisferio Sur, acimut normalmente se establece en 0 grados (mirando hacia el Norte). Sin embargo, puede que tenga que reemplazar este valor si lo requiere su reembolso de energía.

Ayuda << Anterior Siguiete >> Cancelar

Figura 207. Introduccion de acimut.

En la figura 208 se puede seleccionar periodos de análisis específicos. No obstante seleccionamos "Entire Year" y "Daily" para obtener los resultados de todo el año, día por día.

En la figura 209 podemos seleccionar los equipos específicos que utilizaremos en nuestra aplicación solar, al igual que podemos definir el costo de la energía. Esto será utilizado por el Solar Pathfinder Assistant Software para realizar cálculos de eficiencia y de ahorros monetarios. En nuestro caso sólo necesitamos el análisis de energía por lo que seleccionamos de la base de datos un inversor, el SMA "SB9000 TL-US 12", seleccionamos el número de inversores y paneles de nuestro sistema como 1 en ambos casos y definimos la potencia de nuestro sistema en 100 Vatios o Watts DC. Damos click en "Siguiete".

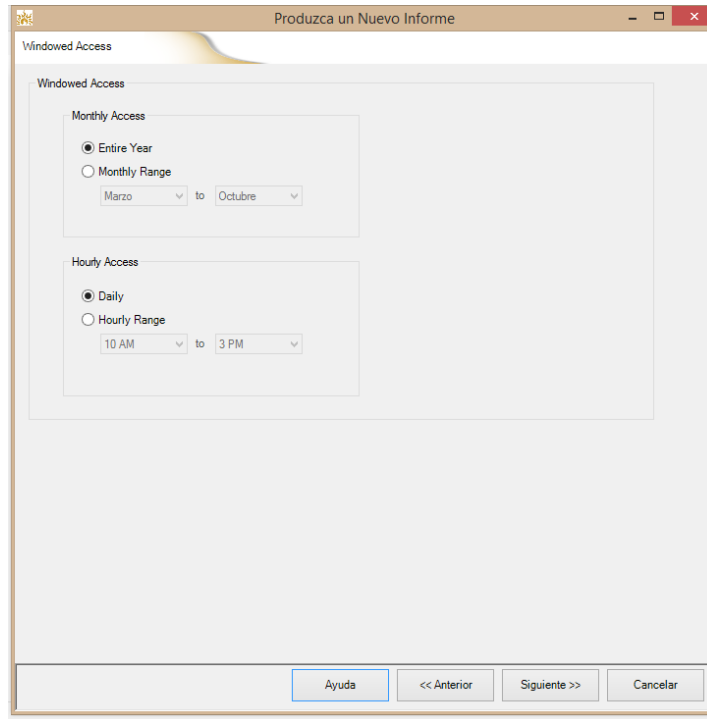


Figura 208. Pantalla de acceso de tiempo.

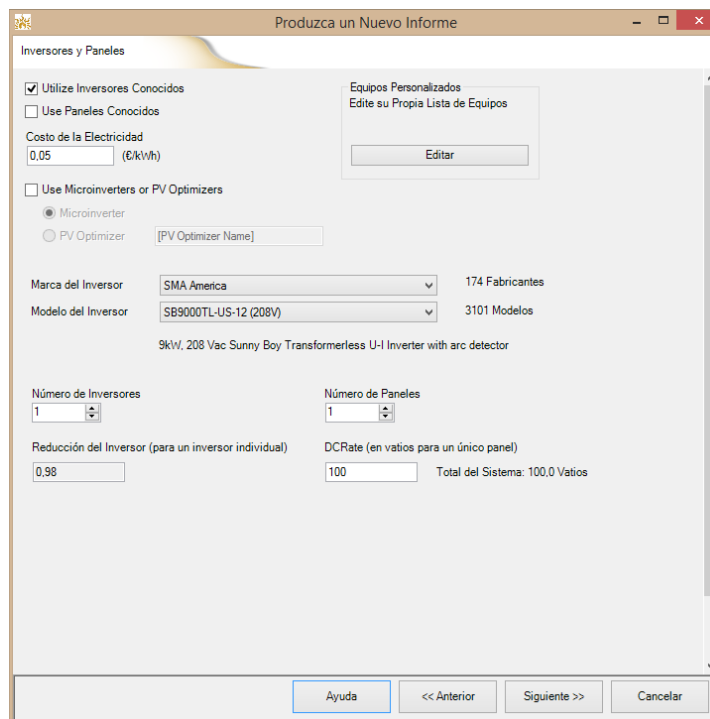


Figura 209. Selección de equipo a usar.

Luego nos encontramos con una ventana en la que el software nos solicita qué aproximaciones de pérdidas debe tomar en cuenta. No obstante los valores por defecto proporcionan la aproximación más precisa cuando no se tiene información del campo. Seleccionamos “Use Default Values” en la **figura 210** y damos click en “Siguiente”.

Componente de Factores de Degradación	Configuración de Degradación Personalizada	Gama de PV/Watts
Placa de clasificación DC del módulo PV	2,0	2,0
Desigualdad	0,0	0,0
Diodos y conexiones	2,0	2,0
Alambrado de DC	2,0	2,0
Alambrado de AC	0,5	0,5
Suciedad	1,5	1,5
Disponibilidad del sistema	1,0	1,0
Age	0,0	0,0
Edad	3,0	3,0
Factor de reducción general de DC a AC	11,4 %	<input checked="" type="checkbox"/> Use Default Values

Figura 210. Aproximación de pérdidas.

En la **figura 211** seleccionamos el tipo de “Señalización”. Con esto el programa nos pregunta en que puntos específicos de nuestro sitio realizamos los análisis. Si seleccionamos “Señal Sencilla” solo insertaremos una foto digital del Solar Pathfinder en el centro del sitio, si seleccionamos “Señales de Cuatro Esquinas” serán 4 puntos en el mismo sitio, y “Personalizado” nos da la oportunidad de insertar más puntos de análisis. Para nuestro ejemplo seleccionaremos “Señal Sencilla”, y procederemos dando click en “Aceptar”.

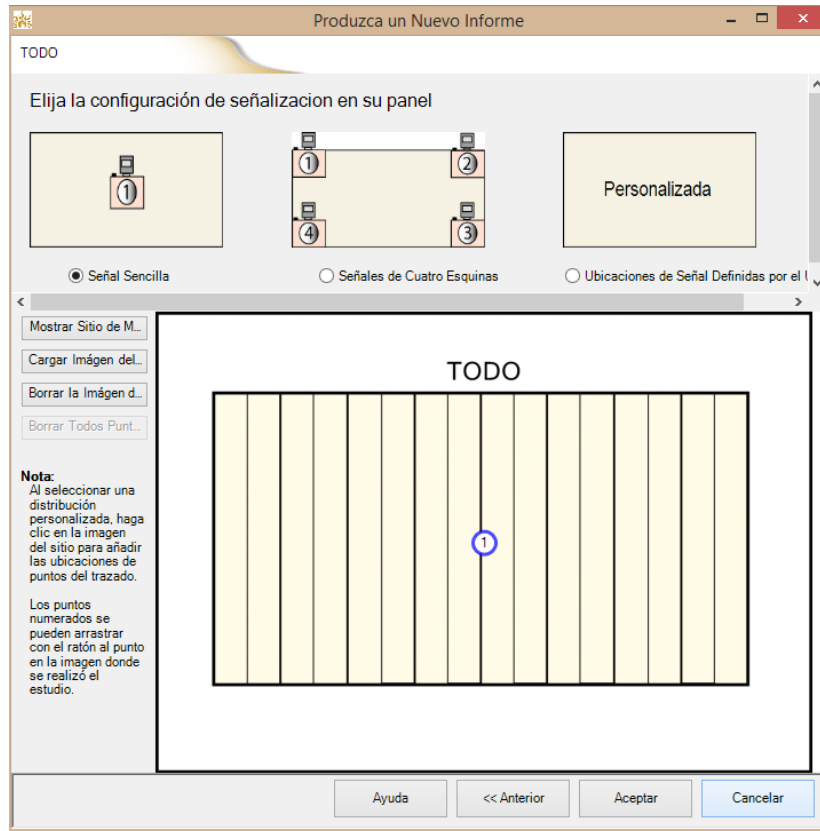


Figura 211. Pantalla de señalización del panel.



Figura 212. Reporte del sitio.

Con esto el software nos genera un reporte del sitio con la información proporcionada como en la **figura 212**. Ahora solo resta hacer click en la figura gris con cruz verde de la izquierda e insertar la foto digital del análisis del sitio realizado con el Solar Pathfinder.

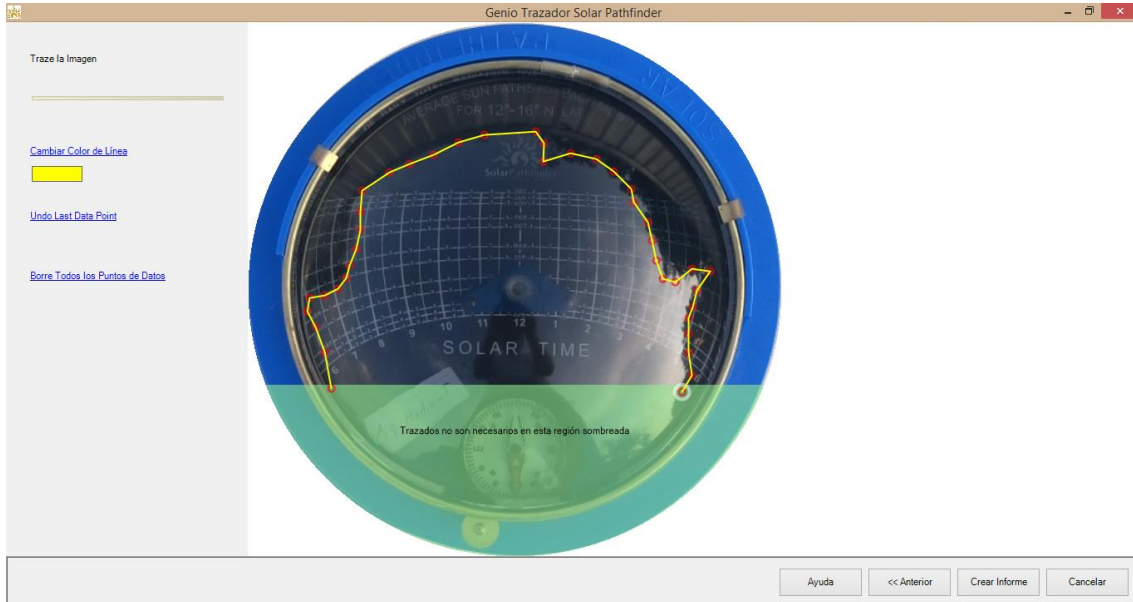


Figura 213. Análisis de sombra con el solar pathfinder

En la **figura 213** se observa el procedimiento para el análisis de sombra. Con una herramienta se seleccionan todas aquellas zonas del domo que están siendo obstruidas para ser restadas de la energía solar diaria, mensual y anual que se proporciona en éste sitio específico. Para indicaciones más precisas y recomendaciones de cómo realizar éste procedimiento se puede acceder a la página web del Solar Pathfinder y descargar los manuales del software. Finalmente se da click en "Crear Informe".

En la figura 214 se observan los resultados del análisis solar con un solo punto.

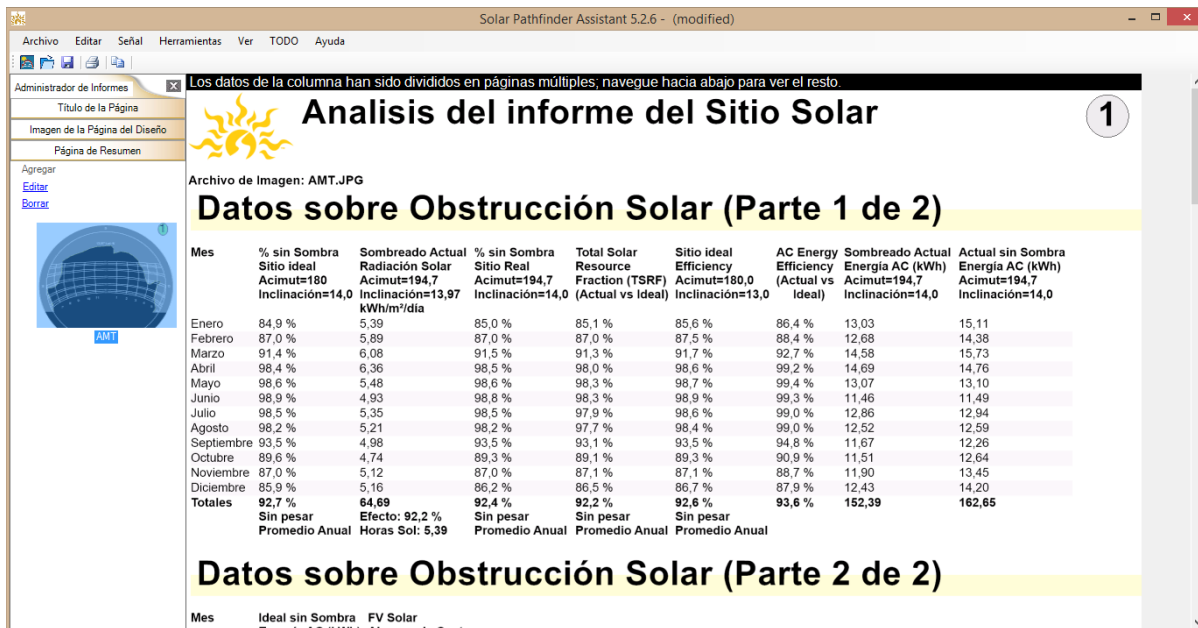


Figura 214. Reporte final del solar pathfinder.

En ella podemos observar diferentes datos, entre ellos el más importante es las Horas Sol Pico (HSP) promedio anual que es en éste caso analizado 5.39 HSP. No obstante también se muestran las HSP mensuales y los porcentajes de eficiencia mensuales entre distintas inclinaciones con y sin sombra que pueden ser utilizados para comparar distintos sitios antes de realizar una instalación de paneles.

Los “Datos sobre Obstrucción Solar Parte 2 de 2” es una continuación con información económica del sitio y la energía producida en el sitio sin sombra con las inclinaciones y orientaciones ideales.

2.2.1.4 PROGRAMA A UTILIZAR PARA ANÁLISIS DE DATOS:

✓ Solar Pathfinder Assistant 5.0

Estaciones meteorológicas disponibles en el programa:

1. Acajutla, Sonsonate, SLV
Altitud: 49 pies
Distancia: 32.92 millas
Lat: 13.57
Long:-89.83
2. Ilopango,S.Salvador, SLV
Altitud: 2037 pies
Distancia: 36.03 millas
Latitud: 13.70
Longitud: -89.12

Luego de realizar pruebas preliminares la estación meteorológica con resultados más pesimistas es la de Ilopango, razón por la que se utilizará para el análisis con el Solar Pathfinder Assistant.

Estación meteorológica utilizada: Ilopango S. Salvador SLV.

2.2.2 ANÁLISIS DE EDIFICIOS.

2.2.2.1 EDIFICIO DE USOS MÚLTIPLES FMOCC.

Este edificio posee un techo relativamente nuevo de Aluminio-Zinc debido a su reciente construcción, no más antiguo de 15 años. Se puede observar que posee 10 aguas con 4 orientaciones diferentes, apuntando cada dirección a 90 grados de la otra. Del total de aguas del techo las más utilizables para la instalación de paneles son las externas apuntando hacia afuera del centro del edificio debido a que en las interiores existe una estructura que genera sombra al tragaluz interno del edificio. No obstante se puede considerar la instalación de hileras de paneles extras en las zonas interiores del techo con la ayuda de estructuras de soporte.

Todas las pendientes son iguales, no obstante las longitudes de los techos son diferentes. El sur del edificio es el frente donde posee su única entrada, el norte la parte trasera, el ala izquierda está ubicada al oeste y el ala derecha al este.

Inclinación de techos: 15%

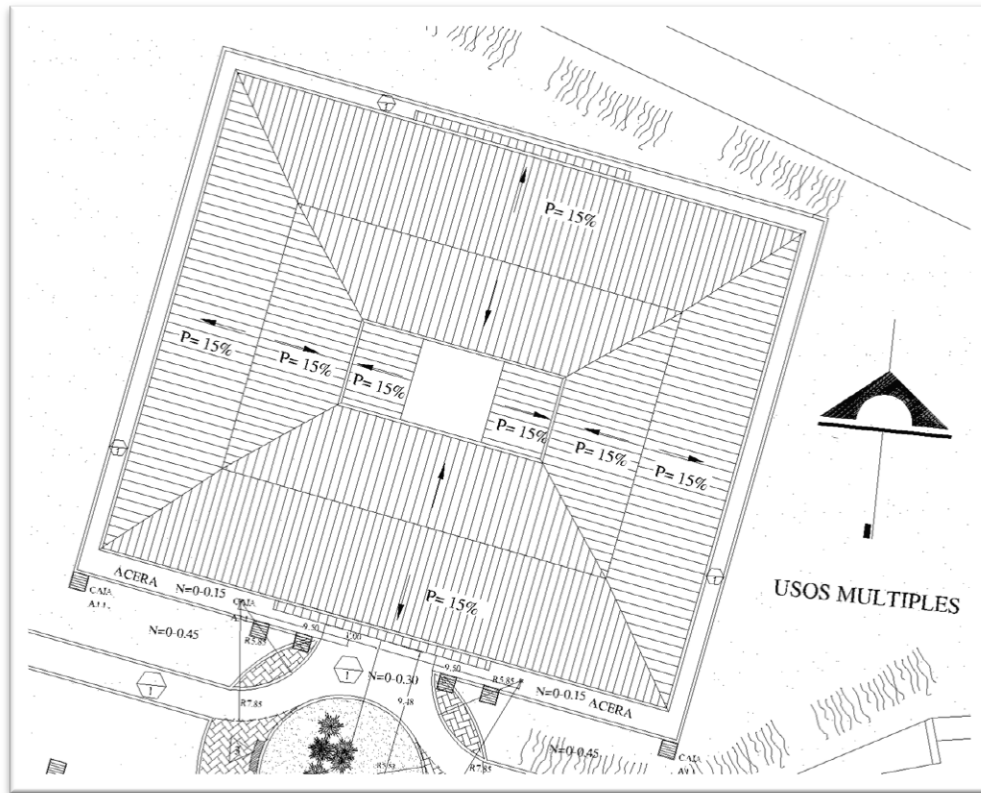


Figura 215. Vista en planta de techo del edificio de usos múltiples.

Características de Ala Frontal.

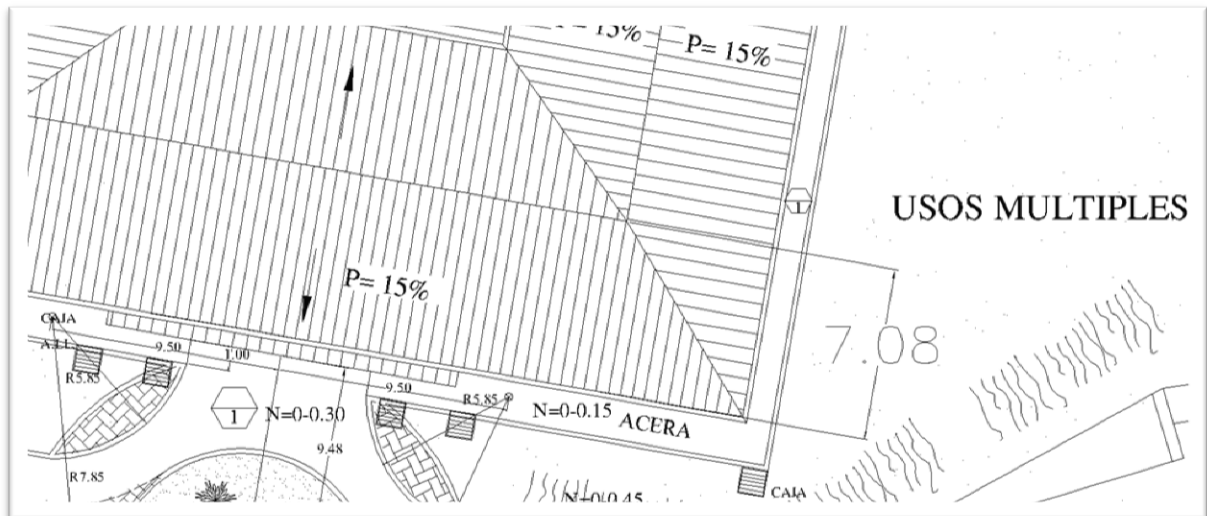
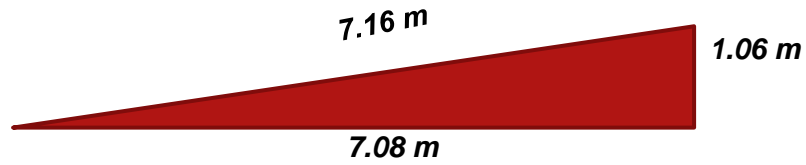


Figura 216. Vista de ala frontal de techo de usos múltiples.

Ancho área frontal externa: 7.08 m

$$0.15 = \frac{\text{alto}}{\text{ancho}} = \frac{\text{alto}}{7.08 \text{ m}} = \tan(S)$$

$$\text{alto} = 7.08 \text{ m} * 0.15 = 1.06 \text{ m}$$



$$\text{elevación} = \tan^{-1}(0.15) = 8.53^\circ$$

$$\text{Elevación total} = \text{latitud} + \text{inclinación techo} = 13.97^\circ + 8.53^\circ = 22.5^\circ$$

El ángulo azimut de la inclinación frontal se midió respecto al sur:

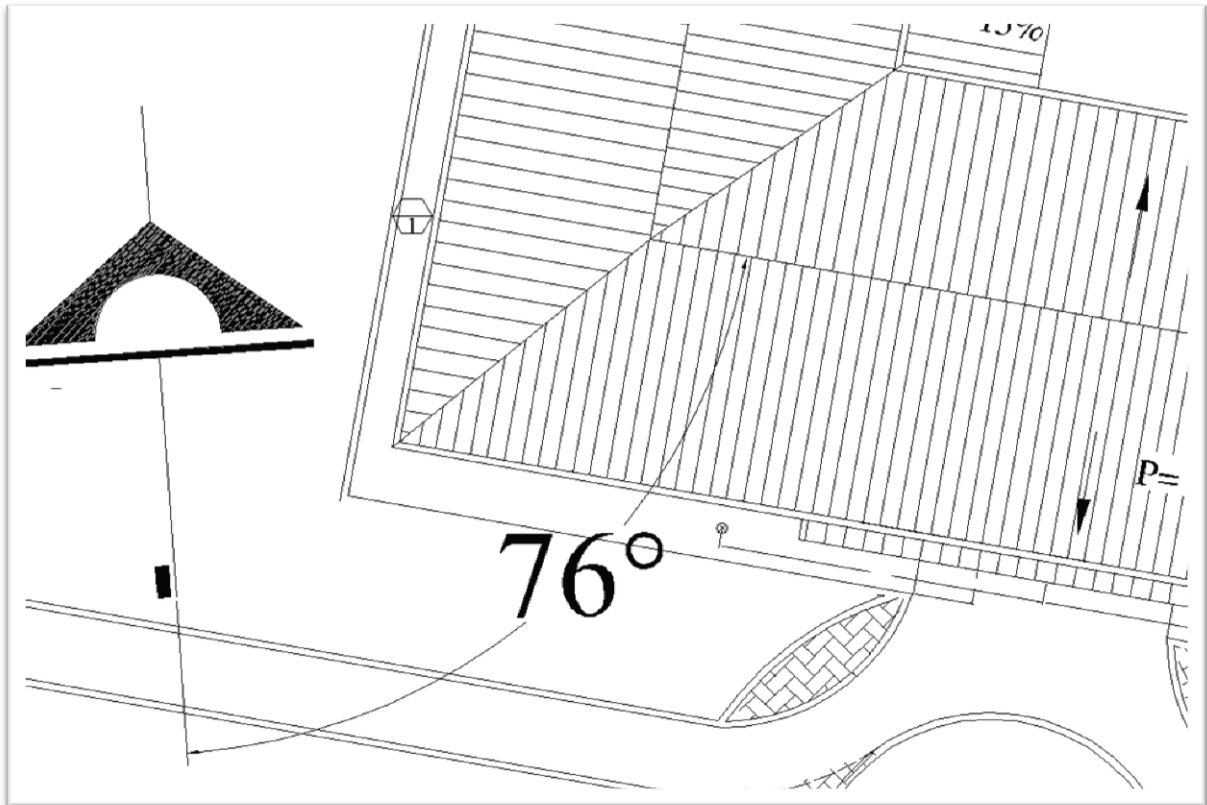


Figura 217. Angulo Azimut medido respecto al sur.

El techo está inclinado 8.53° orientado 14 grados al oeste del sur. Por tanto el ángulo azimut es 194° medido en dirección horaria desde el norte a 0 grados (tal como en el Solar Pathfinder Assistant).

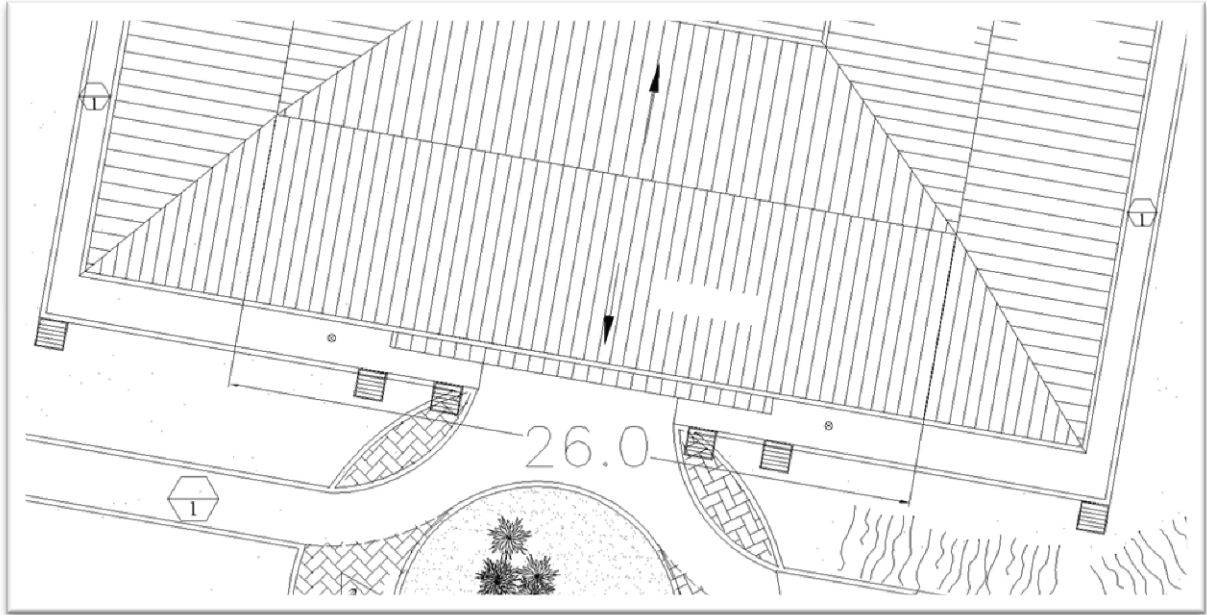


Figura 218. Longitud de ala interna de edificio de usos múltiples.

Longitud interna: 26.0 m



Figura 219. Longitud de ala externa de edificio de usos múltiples.

Longitud externa: 19.05 m

Área total disponible para paneles en agua frontal: 229.5m².

Características de área Lateral Externa (Derecha E Izquierda).

Debido a que la pendiente es la misma el ángulo de inclinación también lo será.



Figura 220. Ala lateral de edificio de usos múltiples.

El agua exterior derecha del techo está inclinada 8.53° orientado 76 grados al este del sur. Por tanto el ángulo azimut es 104° si el sur se toma como 180° (tal como en el Solar Pathfinder Assistant).

De igual manera se observa que el agua exterior izquierda estaría orientada a $180+104$ grados al oeste del sur, es decir un ángulo azimut de 284° .

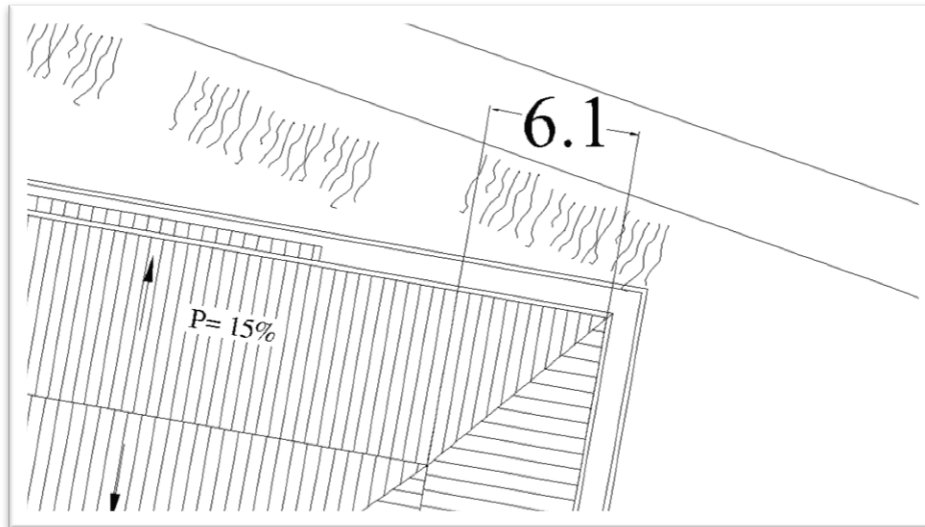


Figura 221. Ancho de ala derecha de edificio de usos múltiples.

Ancho ala derecha: 6.1 m

El ala izquierda tiene la misma longitud.

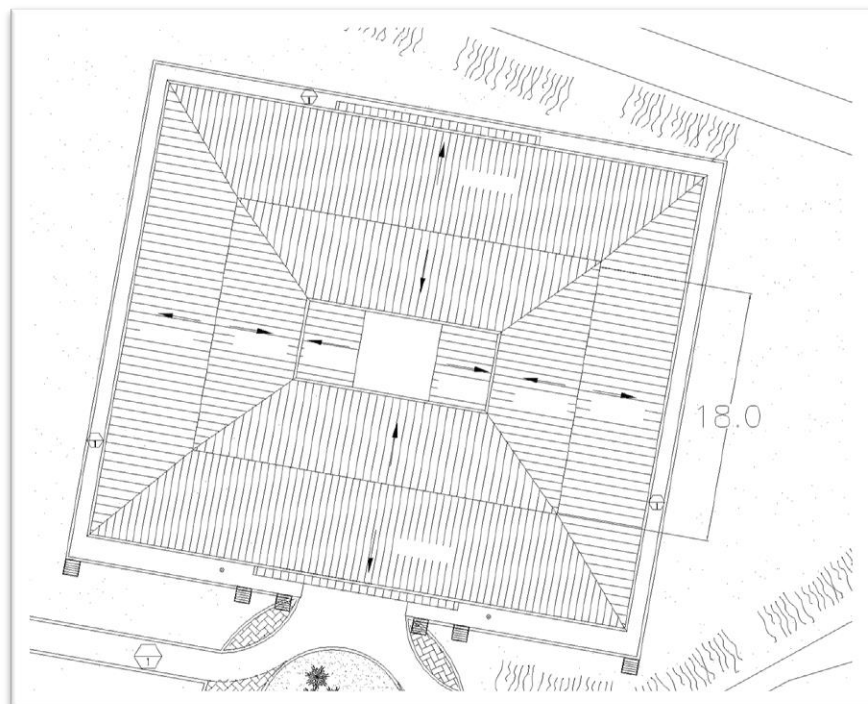


Figura 222. Largo lateral interno de edificio de usos múltiples.

Largo lateral interno: 18.00m

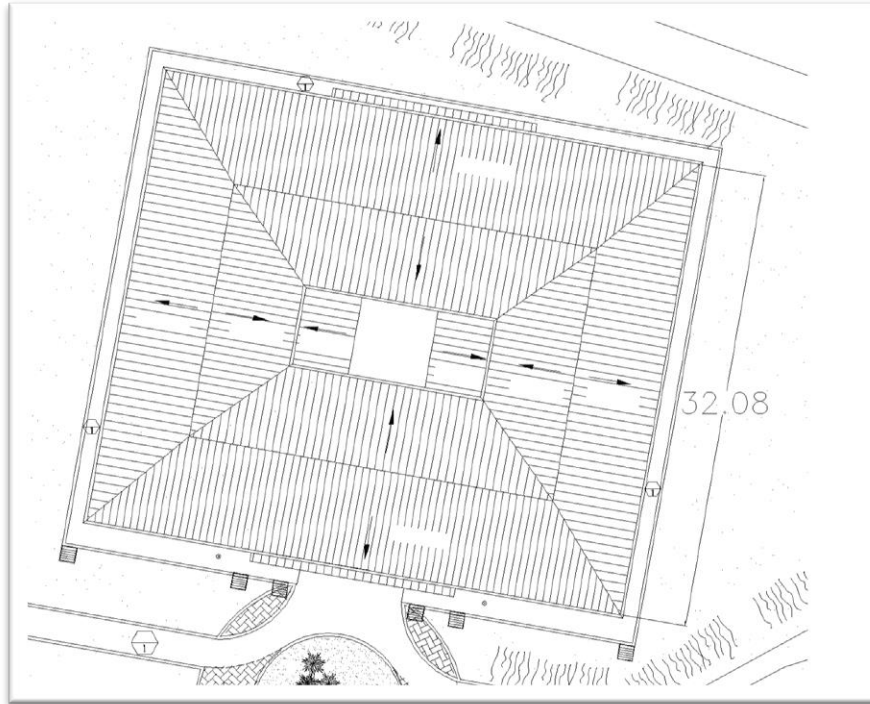
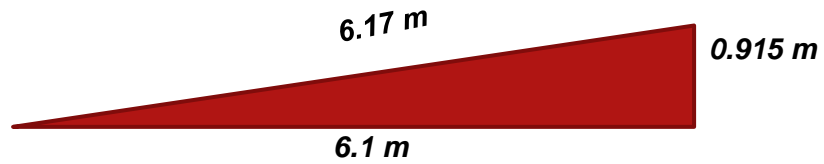


Figura 223. Largo lateral externo de edificio de usos múltiples.

Largo lateral externo: 32.08m

$$0.15 = \frac{\text{alto}}{\text{ancho}} = \frac{\text{alto}}{6.1 \text{ m}} = \tan(S)$$

$$\text{alto} = 6.1 \text{ m} * 0.15 = 0.915 \text{ m}$$



Área total disponible para paneles en agua derecha: 154.5 m²

Área total disponible para paneles en agua izquierda: 154.5 m²

2.2.2.1.1 Resultados del análisis solar con solar pathfinder assistant 5.0

2.2.2.1.1.1 Reporte de ala frontal.



Informe del Sitio

Nombre del Informe	Edificio Usos Múltiples UES FMOcc prueba 1
Fecha del Informe	21/09/2017
Declinación	0d 42m
Ubicación	Lat/Long especificado
Lat/Long	13,97 / -89,57
Estación Climática	ILOPANGO/S.SALVADOR, , Altitud: 2.037 Pies, (13,700 / -89,117)
Distancia del Sitio	36 Millas
Tipo de Informe	FV
Tipo de Formación	Angulo Fijo
Angulo de Inclinación	22,50 gr
Angulo Ideal de Inclinación	13,34 gr
Acimut	194,70 gr
Acimut Ideal	180,00 gr
Costo Eléctrico	0,05 (€/kWh)
Marca del Panel	<no especificado>
Modelo del Panel	<no especificado>
Module Type	Standard
Número de Paneles	1
Clasificación del CC (por panel)	100,0 Vatios
TSRF	97,8 %
STC System Size	0,10 kW
DC System Size	0,10 kW
AC System Size	0,08 kW
Marca del Inversor	<no especificado>
Modelo del Inversor	<no especificado>
Número de Inversores	1
Inverter Efficiency	98,0 %
System Loss Percentage	11,4 %
AC Energy Efficiency	98,7 %
Configuración del Plano	Cuatro Esquinas
Conteo de los Puntos del plano	4

Notas: [Ninguna]

Figura 224. Informe del sitio con "Solar Path-finder".



Informe Resumido

Datos sobre Obstrucción Solar (Parte 1 de 2)

Mes	% sin Sombra Sitio ideal Acimut=180,0 Inclinación=14,0	Sombreado Actual Radiación Solar Acimut=194,7 Inclinación=22,5 kWh/m²/día	% sin Sombra Sitio Real Acimut=194,7 Inclinación=22,5	Total Solar Resource Fraction (TSRF) (Actual vs Ideal)	Sitio ideal Efficiency Acimut=180,0 Inclinación=13,3	AC Energy Efficiency (Actual vs Ideal)	Sombreado Actual Energía AC (kWh) Acimut=194,7 Inclinación=22,5
Enero	97,1 %	6,48	96,8 %	102,1 %	97,1 %	103,2 %	15,77
Febrero	98,1 %	6,66	98,0 %	100,8 %	98,1 %	101,8 %	14,63
Marzo	98,5 %	6,53	98,6 %	98,5 %	98,6 %	99,7 %	15,78
Abril	99,1 %	6,07	99,0 %	95,5 %	98,9 %	96,5 %	14,14
Mayo	99,5 %	4,98	99,4 %	94,1 %	99,3 %	94,6 %	12,04
Junio	99,4 %	4,41	99,2 %	92,8 %	99,2 %	93,2 %	10,32
Julio	99,5 %	4,96	99,3 %	93,1 %	99,3 %	93,6 %	12,02
Agosto	99,1 %	5,09	99,0 %	94,5 %	98,9 %	95,4 %	12,36
Septiembre	98,5 %	4,77	98,4 %	96,5 %	98,2 %	97,6 %	11,33
Octubre	98,3 %	4,95	97,7 %	99,0 %	97,5 %	99,9 %	12,19
Noviembre	97,7 %	5,85	97,1 %	101,4 %	96,9 %	102,6 %	14,00
Diciembre	97,6 %	6,03	97,1 %	103,0 %	97,1 %	104,1 %	14,82
Totales	98,5 % Sin pesar Promedio Anual	66,78 Efecto: 97,8 % Horas Sol: 5,56	98,2 % Sin pesar Promedio Anual	97,8 % Sin pesar Promedio Anual	98,2 % Sin pesar Promedio Anual	98,7 %	159,41

Datos sobre Obstrucción Solar (Parte 2 de 2)

Mes	Actual sin Sombra Energía AC (kWh) Acimut=194,7 Inclinación=22,5	Ideal sin Sombra Energía AC (kWh) Acimut=180,0 Inclinación=13,3	FV Solar Ahorros de Costo 0,05 (€/kWh)
Enero	16,13	15,29	0,79 €
Febrero	14,84	14,38	0,73 €
Marzo	15,88	15,82	0,79 €
Abril	14,17	14,65	0,71 €
Mayo	12,05	12,73	0,60 €
Junio	10,34	11,07	0,52 €
Julio	12,04	12,85	0,60 €
Agosto	12,38	12,96	0,62 €
Septiembre	11,38	11,61	0,57 €
Octubre	12,35	12,20	0,61 €
Noviembre	14,24	13,65	0,70 €
Diciembre	15,08	14,23	0,74 €
Totales	160,88	161,44	7,97 €

Notas: [Ninguna]

Figura 225. Datos sobre obstrucción solar con “Solar Path.finder”.



Imagen del Diseño del Sistema

Tipo de Distribución Cuatro Esquinas
Conteo de los Puntos del plano 4

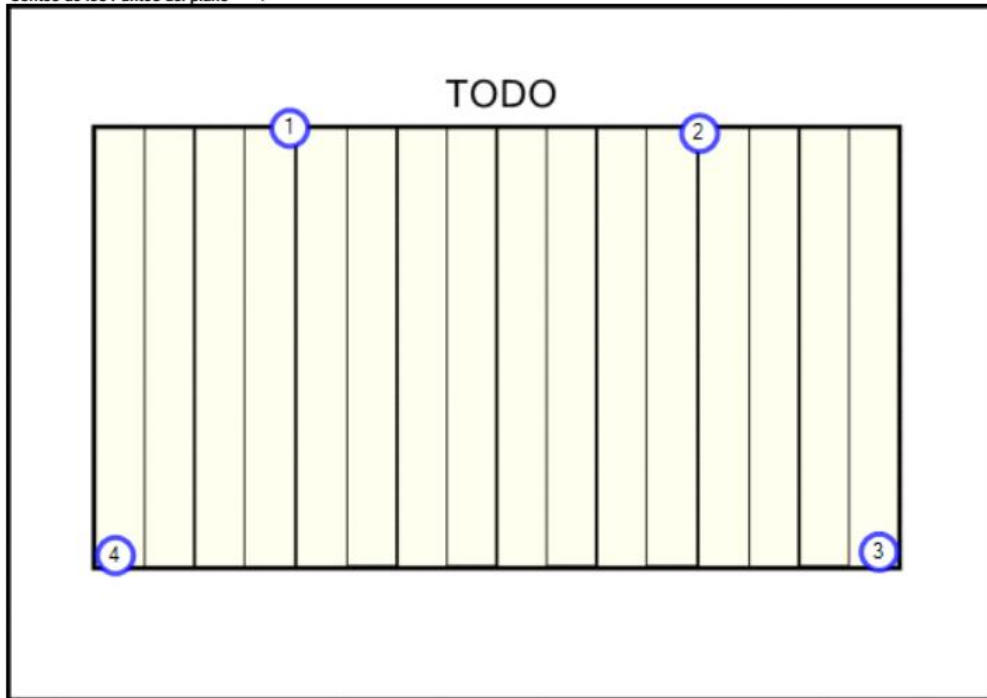


Figura 226. Vista en planta del método de 4 esquinas con "Solar Path-finder".

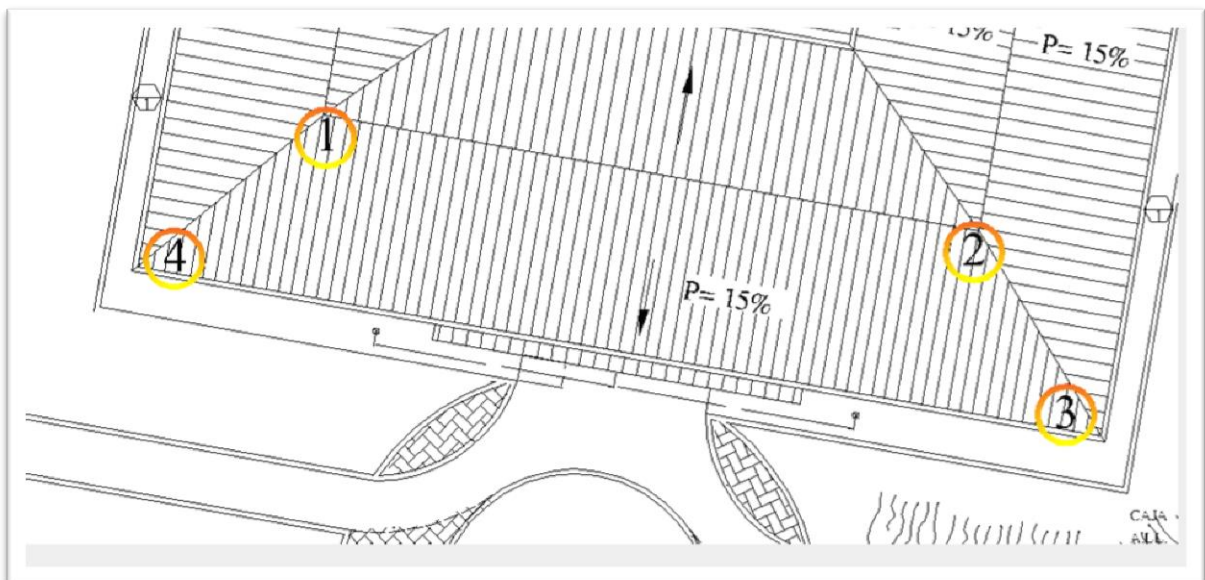


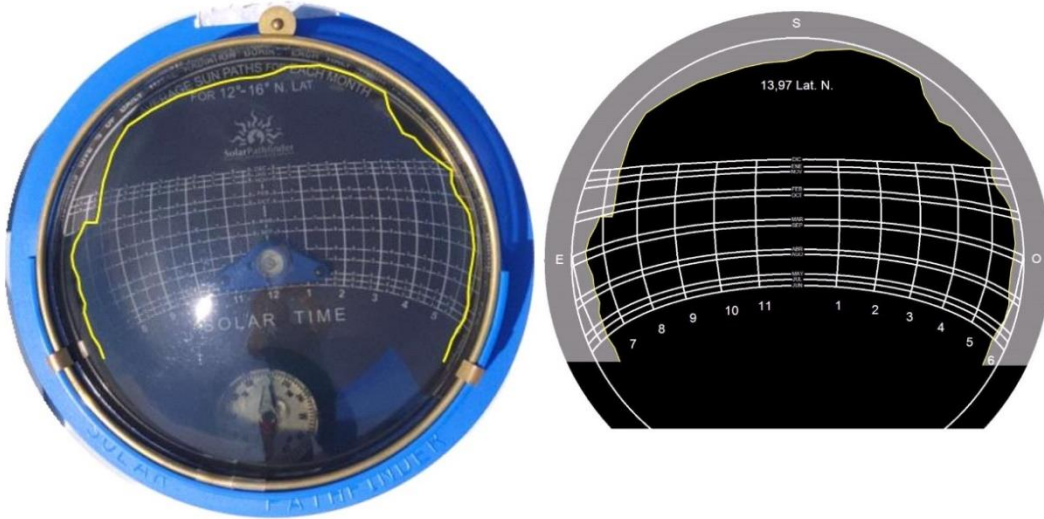
Figura 227. Vista de campo del método de 4 esquinas en "Solar Path-finder".



Analisis del informe del Sitio Solar

1

Archivo de Imagen: FI1.jpg



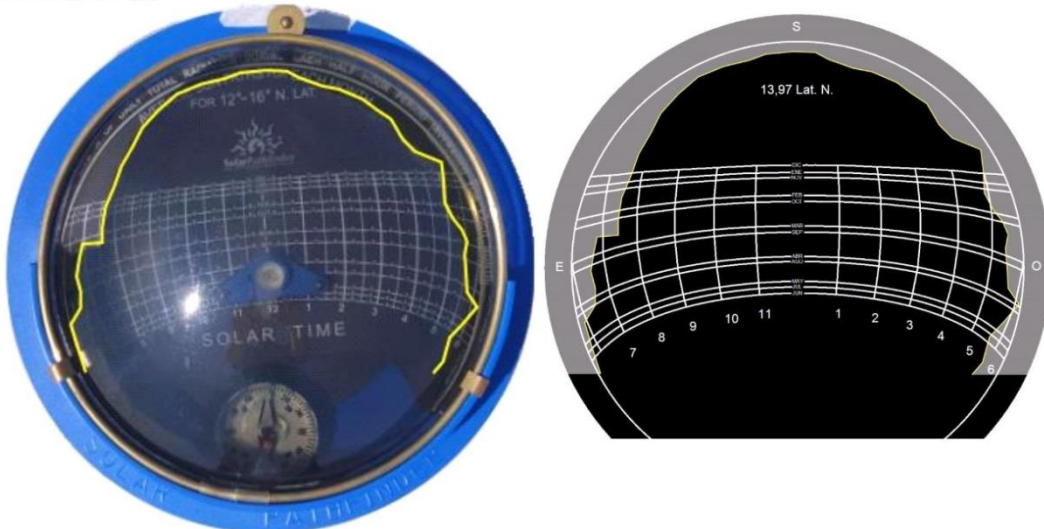
Notas: Frente Interno Izquierdo



Analisis del informe del Sitio Solar

2

Archivo de Imagen: FI2.jpg



Notas: Frente Interno Derecho

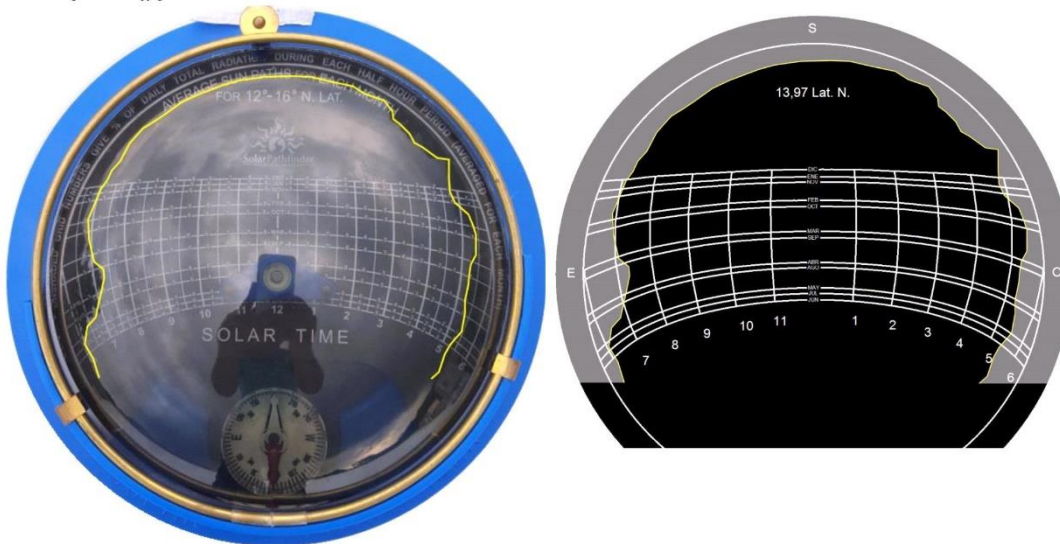
Figura 228. Análisis de sombra en todo el año con "Solar Path-finder", parte frente interno izquierdo y derecho.



Analisis del informe del Sitio Solar

3

Archivo de Imagen: FED.jpg



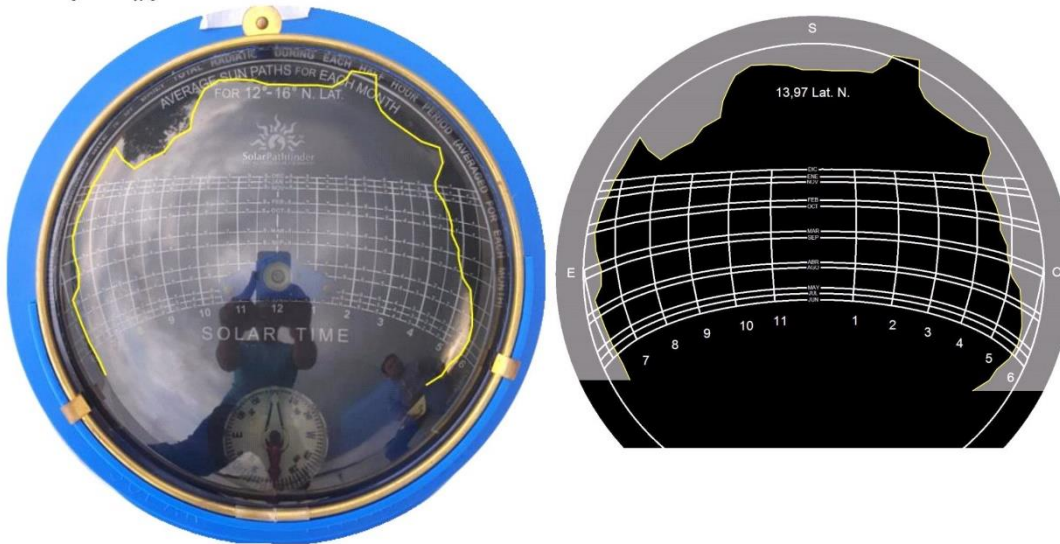
Notas: Frente Externo derecho



Analisis del informe del Sitio Solar

4

Archivo de Imagen: FEI.jpg



Notas: Frente Externo Izquierdo

Figura 229. Análisis de sombra en todo el año con “Solar Path-finder”, parte frente externo izquierdo y derecho.

2.2.2.1.1.2 Reporte de ala derecha



Informe del Sitio

Nombre del Informe	Edificio Usos Multiples UES FMOcc.Agua derecha externa
Fecha del Informe	21/09/2017
Declinación	0d 42m
Ubicación	Lat/Long especificado
Lat/Long	13,97 / -89,57
Estación Climática	ILOPANGO/S.SALVADOR, , Altitud: 2.037 Pies, (13,700 / -89,117)
Distancia del Sitio	36 Millas
Tipo de Informe	FV
Tipo de Formación	Angulo Fijo
Angulo de Inclinación	22,50 gr
Angulo Ideal de Inclinación	13,34 gr
Acimut	104,70 gr
Acimut Ideal	180,00 gr
Costo Eléctrico	0,05 (€/kWh)
Marca del Panel	<no especificado>
Modelo del Panel	<no especificado>
Module Type	Standard
Número de Paneles	1
Clasificación del CC (por panel)	100,0 Vatios
TSRF	93,5 %
STC System Size	0,10 kW
DC System Size	0,09 kW
AC System Size	0,08 kW
Marca del Inversor	<no especificado>
Modelo del Inversor	<no especificado>
Número de Inversores	1
Inverter Efficiency	98,0 %
System Loss Percentage	11,4 %
AC Energy Efficiency	94,1 %
Configuración del Plano	Cuatro Esquinas
Conteo de los Puntos del plano	4

Notas: [Ninguna]

Figura 230. Informe del sitio con “Solar Path-finder”.



Informe Resumido

Datos sobre Obstrucción Solar (Parte 1 de 2)

Mes	% sin Sombra Sitio ideal Acimut=180 Inclinación=14, 0	Sombreado Actual Radiación Solar Acimut=104,7 Inclinación=22, 5 kWh/m ² /día	% sin Sombra Sitio Real Acimut=104,7 Inclinación=22, 5	Total Solar Resource Fraction (TSRF) (Actual vs Ideal)	Sitio ideal Efficiency Acimut=180,0 Inclinación=13, 3	AC Energy Efficiency (Actual vs Ideal)	Sombreado Actual Energía AC (kWh) Acimut=104,7 Inclinación=22, 5
Enero	98,1 %	5,61	97,5 %	88,4 %	97,7 %	89,0 %	13,61
Febrero	98,4 %	6,03	98,0 %	91,3 %	98,5 %	91,8 %	13,20
Marzo	98,6 %	6,17	98,4 %	93,0 %	98,8 %	93,3 %	14,76
Abril	98,0 %	6,08	97,9 %	95,7 %	98,7 %	96,1 %	14,07
Mayo	99,7 %	5,19	99,5 %	98,1 %	99,5 %	98,6 %	12,55
Junio	99,5 %	4,73	99,2 %	99,7 %	99,2 %	100,6 %	11,14
Julio	99,5 %	5,32	99,4 %	99,8 %	99,3 %	100,5 %	12,90
Agosto	98,1 %	5,25	98,2 %	97,5 %	98,7 %	98,5 %	12,77
Septiembre	97,8 %	4,68	97,5 %	94,7 %	98,3 %	95,7 %	11,11
Octubre	97,9 %	4,55	97,1 %	90,9 %	98,1 %	91,3 %	11,13
Noviembre	97,8 %	5,10	96,3 %	88,5 %	97,7 %	89,1 %	12,16
Diciembre	97,7 %	5,10	96,5 %	87,1 %	97,7 %	87,6 %	12,47
Totales	98,4 % Sin pesar Promedio Anual	63,82 Efecto: 93,5 % Horas Sol: 5,32	97,9 % Sin pesar Promedio Anual	93,5 % Sin pesar Promedio Anual	98,5 % Sin pesar Promedio Anual	94,1 %	151,88

Datos sobre Obstrucción Solar (Parte 2 de 2)

Mes	Actual sin Sombra Energía AC (kWh) Acimut=104,7 Inclinación=22, 5	Ideal sin Sombra Energía AC (kWh) Acimut=180,0 Inclinación=13, 3	FV Solar Ahorros de Costo 0,05 (€/kWh)
Enero	13,83	15,29	0,68 €
Febrero	13,40	14,38	0,66 €
Marzo	14,92	15,82	0,74 €
Abril	14,33	14,65	0,70 €
Mayo	12,56	12,73	0,63 €
Junio	11,15	11,07	0,56 €
Julio	12,92	12,85	0,65 €
Agosto	12,95	12,96	0,64 €
Septiembre	11,33	11,61	0,56 €
Octubre	11,42	12,20	0,56 €
Noviembre	12,59	13,65	0,61 €
Diciembre	12,88	14,23	0,62 €
Totales	154,30	161,44	7,59 €

Notas: [Ninguna]

Figura 231. Datos sobre obstrucción solar con “Solar Path.finder”.



Imagen del Diseño del Sistema

Tipo de Distribución Cuatro Esquinas
Conteo de los Puntos del plano 4

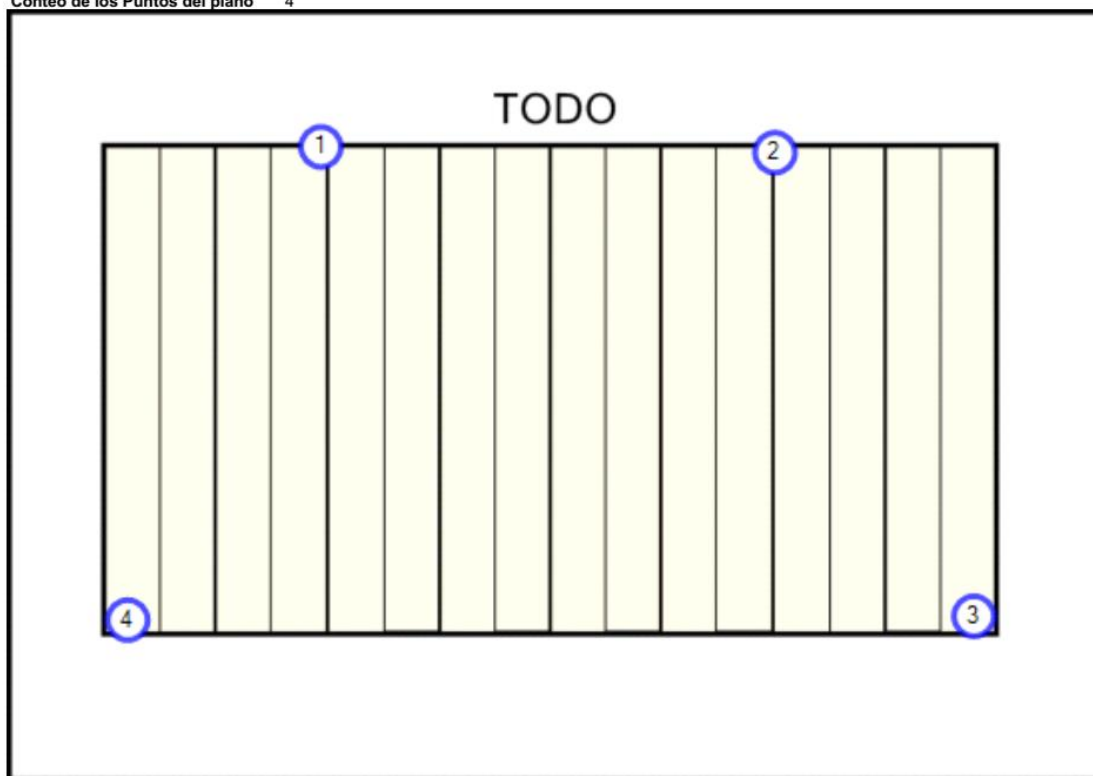


Figura 232. Vista en planta del método de 4 esquinas con "Solar Path-finder".

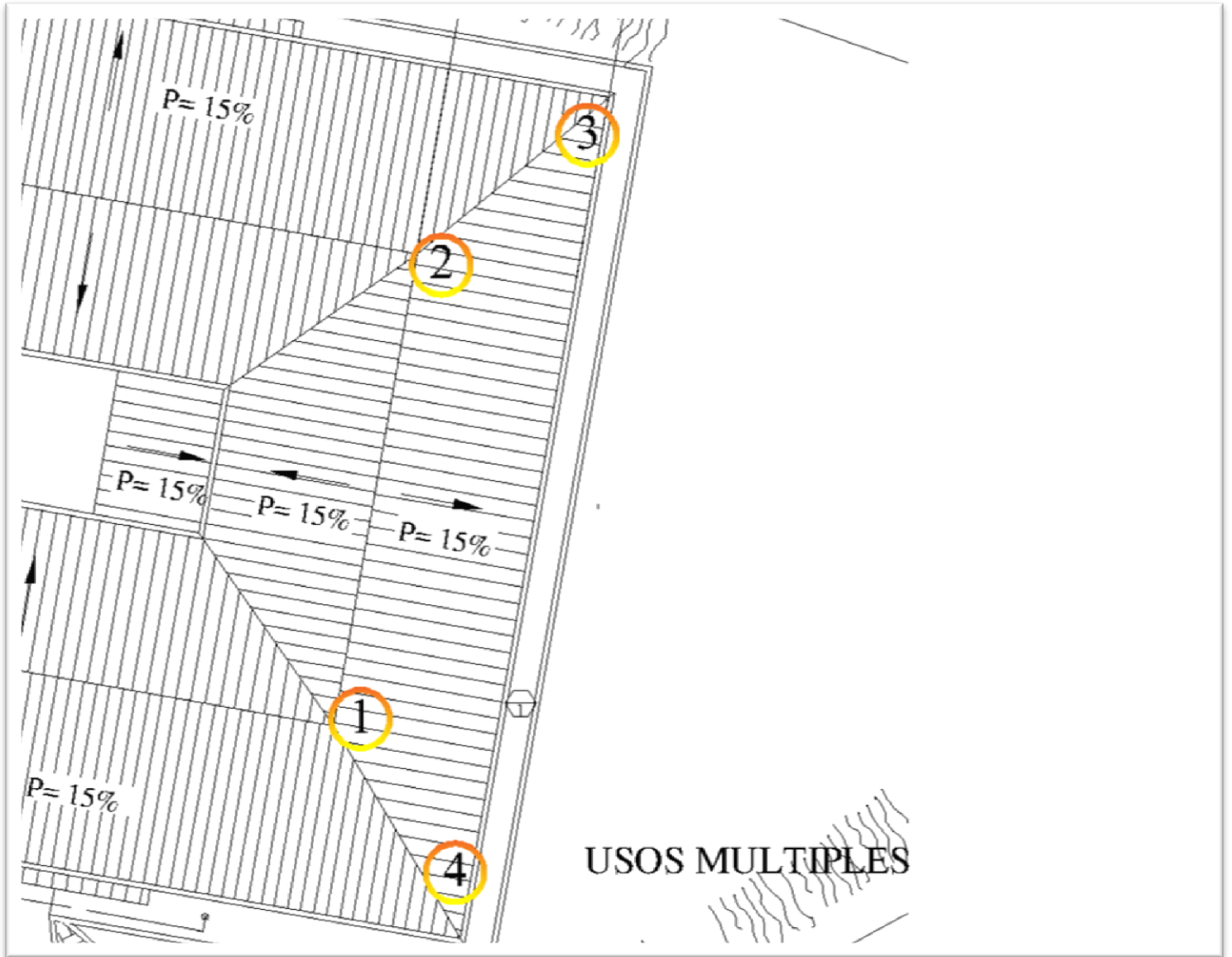


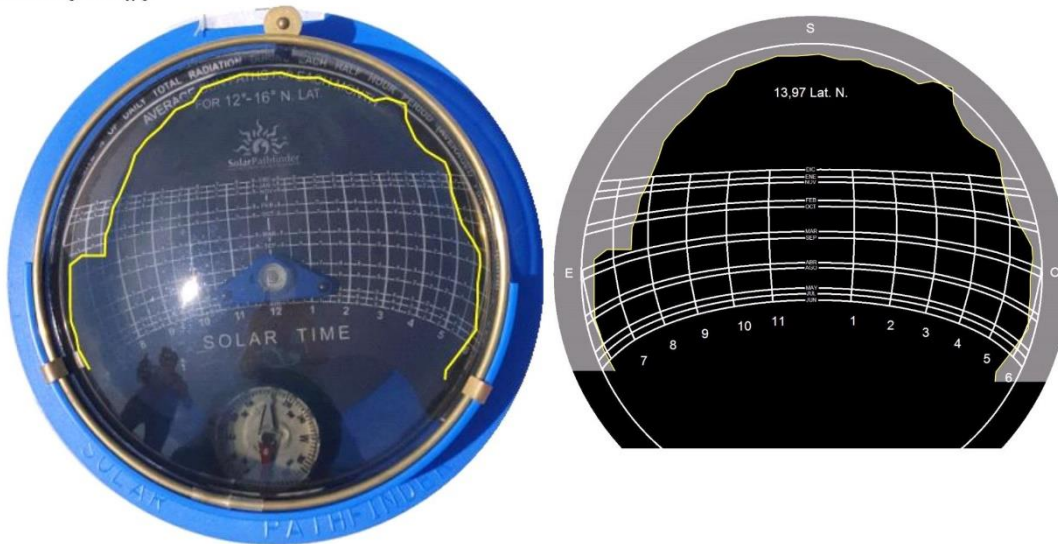
Figura 233. Vista de campo del método de 4 esquinas en "Solar Path-finder".



Analisis del informe del Sitio Solar

1

Archivo de Imagen: TII.jpg



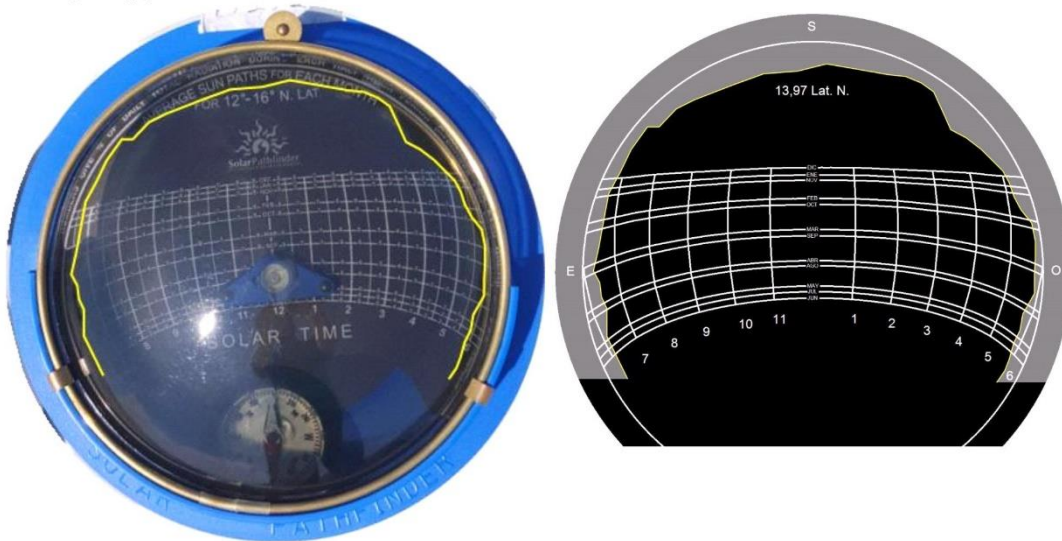
Notas: Trasero Izquierdo Interno



Analisis del informe del Sitio Solar

2

Archivo de Imagen: FII.jpg



Notas: Frente Izquierdo Interno

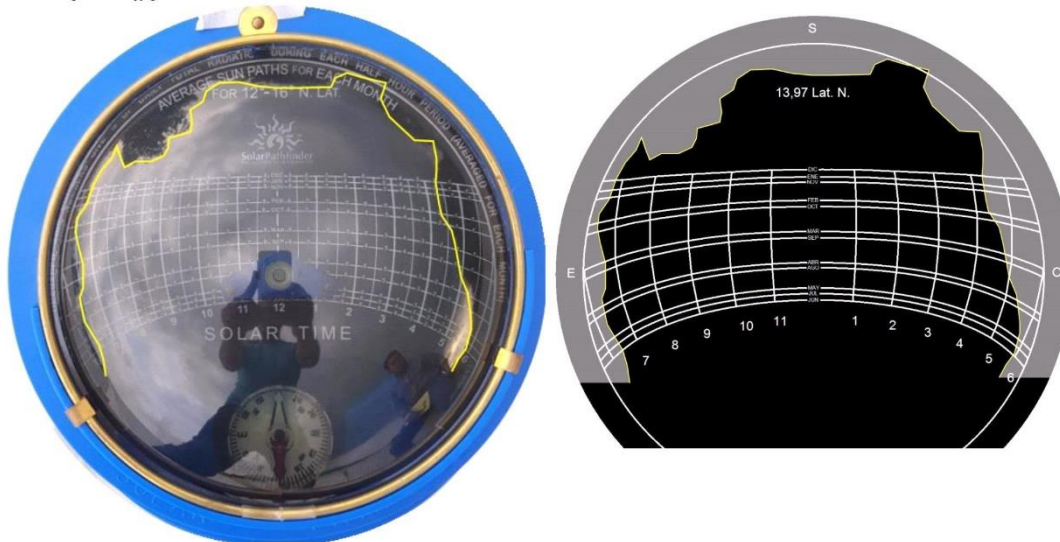
Figura 234. Análisis de sombra en todo el año con “Solar Path-finder”, parte trasero y frente interno izquierdo.



Analisis del informe del Sitio Solar

3

Archivo de Imagen: FEI.jpg



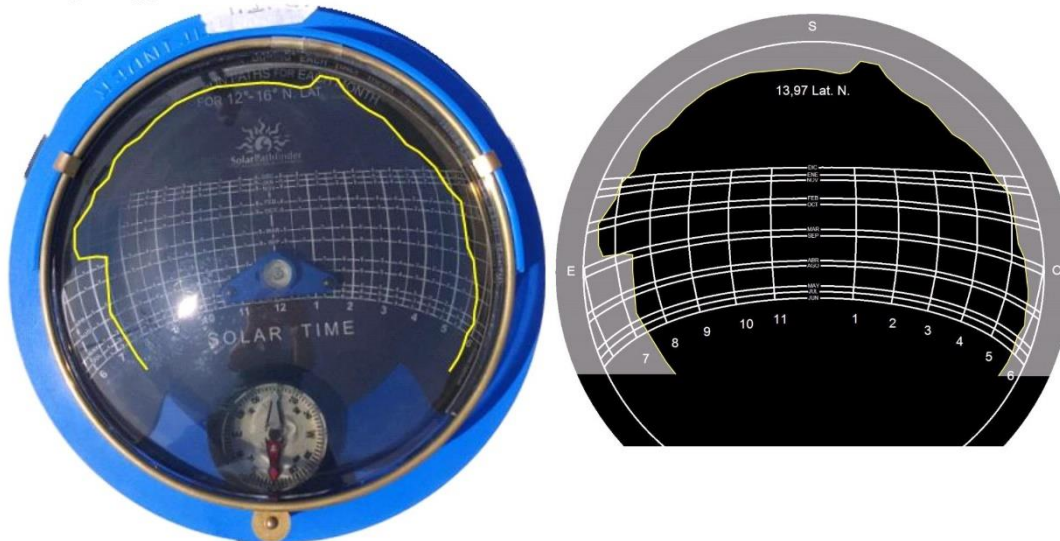
Notas: Frente Exterior Izquierdo



Analisis del informe del Sitio Solar

4

Archivo de Imagen: TIE.jpg



Notas: Trasero Izquierdo Exterior

Figura 235. Análisis de sombra en todo el año con “Solar Path-finder”, parte frente y trasero exterior izquierdo.

2.2.2.1.1.3 Reporte de ala izquierda



Informe del Sitio

Nombre del Informe	Edificio Usos Multiples UES FMOcc.Agua izquierda externa
Fecha del Informe	21/09/2017
Declinación	0d 42m
Ubicación	Lat/Long especificado
Lat/Long	13,97 / -89,57
Estación Climática	ILOPANGO/S.SALVADOR, , Altitud: 2.037 Pies, (13,700 / -89,117)
Distancia del Sitio	36 Millas
Tipo de Informe	FV
Tipo de Formación	Angulo Fijo
Angulo de Inclinación	22,50 gr
Angulo Ideal de Inclinación	13,34 gr
Acimut	284,70 gr
Acimut Ideal	180,00 gr
Costo Eléctrico	0,05 (€/kWh)
Marca del Panel	<no especificado>
Modelo del Panel	<no especificado>
Module Type	Standard
Número de Paneles	1
Clasificación del CC (por panel)	100,0 Vatios
TSRF	87,8 %
STC System Size	0,10 kW
DC System Size	0,09 kW
AC System Size	0,08 kW
Marca del Inversor	<no especificado>
Modelo del Inversor	<no especificado>
Número de Inversores	1
Inverter Efficiency	98,0 %
System Loss Percentage	11,4 %
AC Energy Efficiency	88,2 %
Configuración del Plano	Cuatro Esquinas
Conteo de los Puntos del plano	4

Notas: [Ninguna]

Figura 236. Informe del sitio con “Solar Path-finder”.



Informe Resumido

Datos sobre Obstrucción Solar (Parte 1 de 2)

Mes	% sin Sombra Sitio ideal Acimut=180 Inclinación=14,0	Sombreado Actual Radiación Solar Acimut=284,7 Inclinación=22,5 kWh/m ² /día	% sin Sombra Sitio Real Acimut=284,7 Inclinación=22,5	Total Solar Resource Fraction (TSRF) (Actual vs Ideal)	Sitio ideal Efficiency Acimut=180,0 Inclinación=13,3	AC Energy Efficiency (Actual vs Ideal)	Sombreado Actual Energía AC (kWh) Acimut=284,7 Inclinación=22,5
Enero	96,7 %	4,67	96,6 %	73,6 %	97,3 %	73,2 %	11,19
Febrero	96,9 %	5,22	97,0 %	79,0 %	97,8 %	79,0 %	11,36
Marzo	97,6 %	5,82	97,8 %	87,8 %	98,4 %	88,7 %	14,04
Abril	98,8 %	6,03	98,7 %	95,0 %	98,6 %	95,8 %	14,03
Mayo	99,1 %	5,33	98,9 %	100,8 %	98,7 %	101,7 %	12,95
Junio	99,1 %	4,84	98,8 %	101,9 %	98,6 %	102,8 %	11,37
Julio	99,2 %	5,40	98,9 %	101,2 %	98,8 %	101,9 %	13,09
Agosto	98,8 %	5,19	98,7 %	96,3 %	98,6 %	96,7 %	12,54
Septiembre	98,2 %	4,46	98,2 %	90,2 %	97,9 %	90,6 %	10,52
Octubre	98,5 %	4,28	98,4 %	85,6 %	98,2 %	85,8 %	10,46
Noviembre	97,9 %	4,43	98,0 %	76,8 %	97,3 %	76,9 %	10,50
Diciembre	97,3 %	4,27	97,4 %	73,1 %	96,9 %	72,6 %	10,34
Totales	98,2 % Sin pesar Promedio Anual	59,95 Efecto: 87,8 % Horas Sol: 5,00	98,1 % Sin pesar Promedio Anual	87,8 % Sin pesar Promedio Anual	98,1 % Sin pesar Promedio Anual	88,2 %	142,38

Datos sobre Obstrucción Solar (Parte 2 de 2)

Mes	Actual sin Sombra Energía AC (kWh) Acimut=284,7 Inclinación=22,5	Ideal sin Sombra Energía AC (kWh) Acimut=180,0 Inclinación=13,3	FV Solar Ahorros de Costo 0,05 (€/kWh)
Enero	11,49	15,29	0,56 €
Febrero	11,67	14,38	0,57 €
Marzo	14,29	15,82	0,70 €
Abril	14,13	14,65	0,70 €
Mayo	13,01	12,73	0,65 €
Junio	11,43	11,07	0,57 €
Julio	13,15	12,85	0,65 €
Agosto	12,62	12,96	0,63 €
Septiembre	10,58	11,61	0,53 €
Octubre	10,56	12,20	0,52 €
Noviembre	10,59	13,65	0,53 €
Diciembre	10,48	14,23	0,52 €
Totales	144,00	161,44	7,12 €

Notas: [Ninguna]

Figura 237. Datos sobre obstrucción solar con “Solar Path.finder”.



Imagen del Diseño del Sistema

Tipo de Distribución

Cuatro Esquinas

Conteo de los Puntos del plano

4

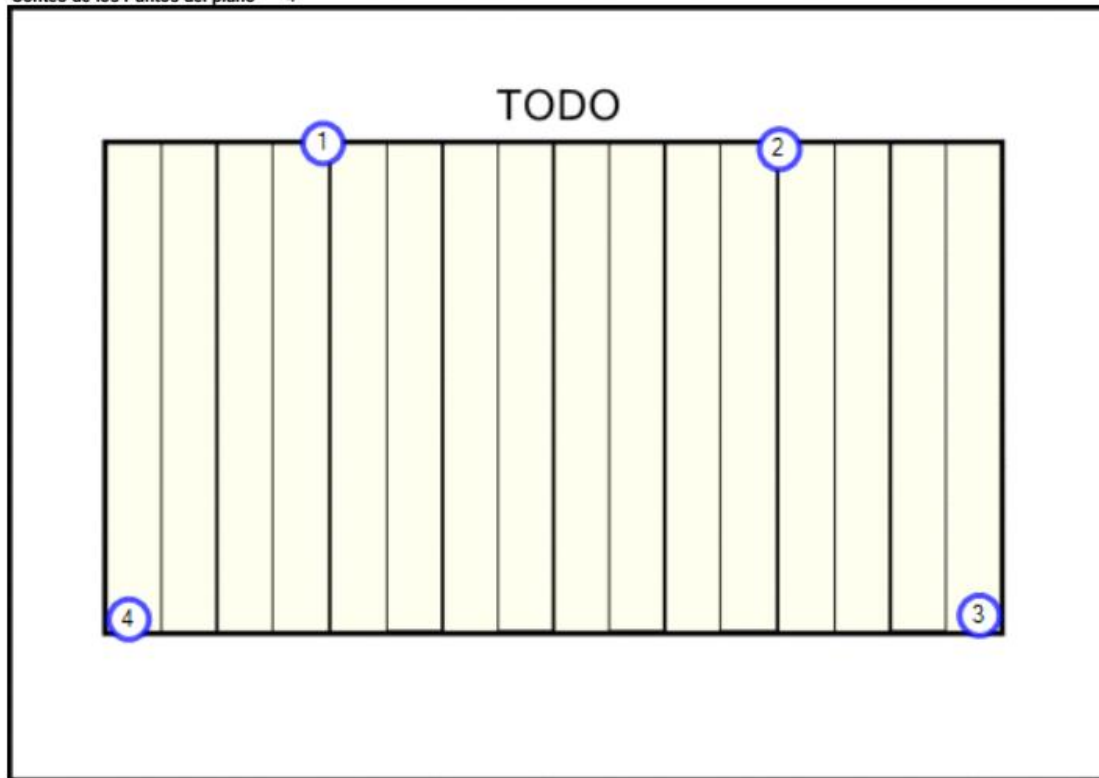


Figura 238. Vista en planta del método de 4 esquinas con "Solar Path-finder".

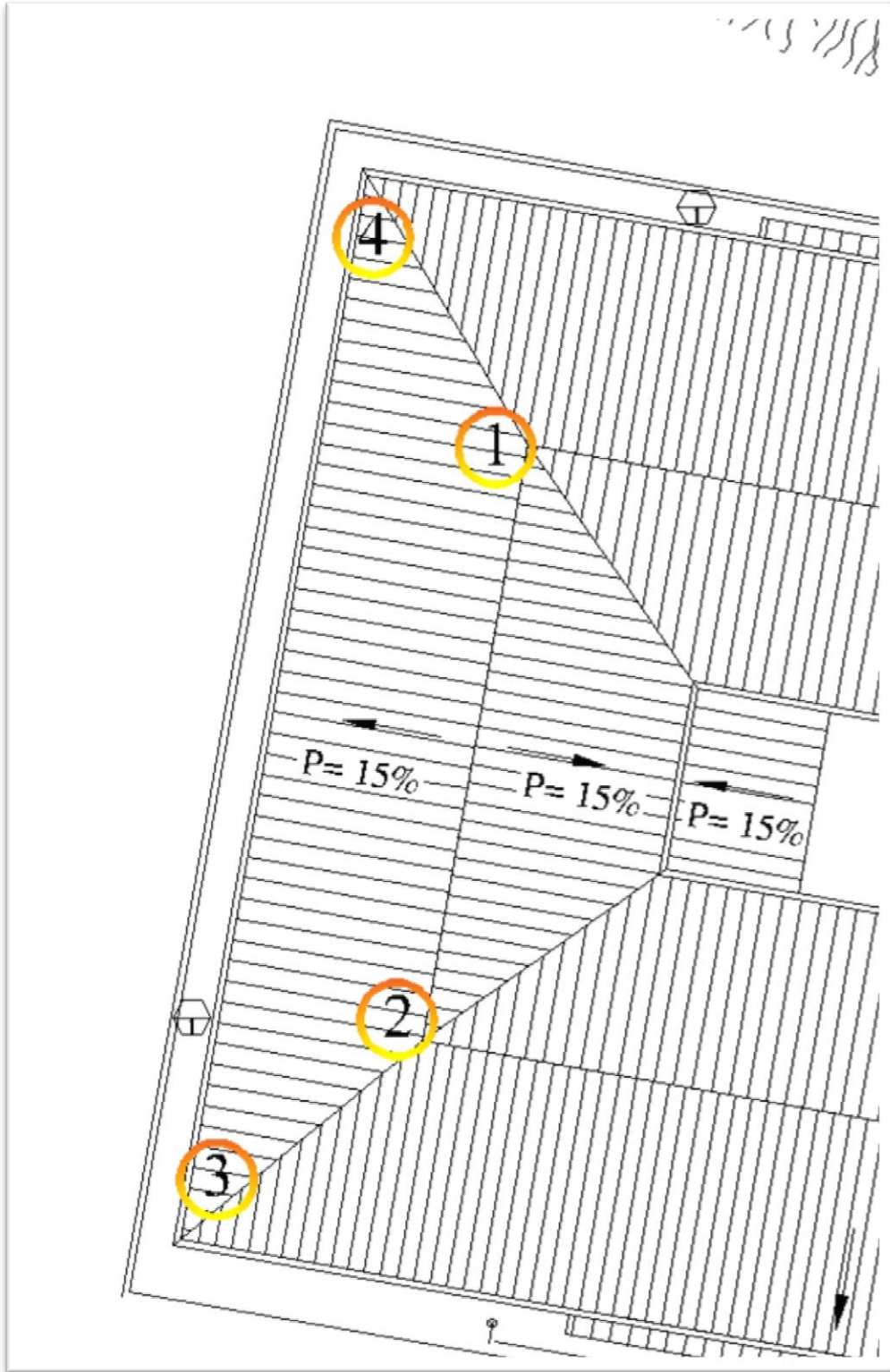


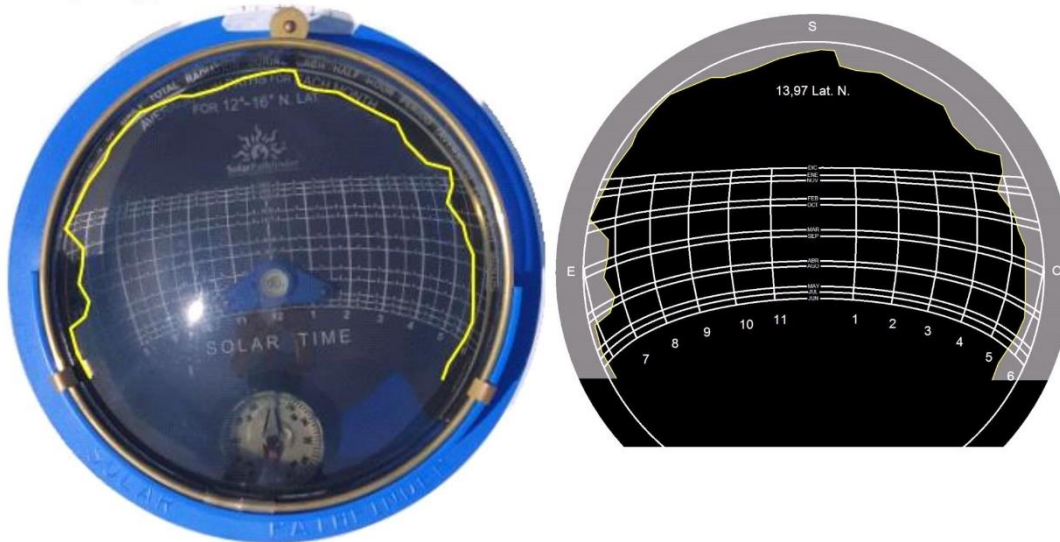
Figura 239. Vista de campo del método de 4 esquinas en "Solar Path-finder".



Analisis del informe del Sitio Solar

1

Archivo de Imagen: FID.jpg



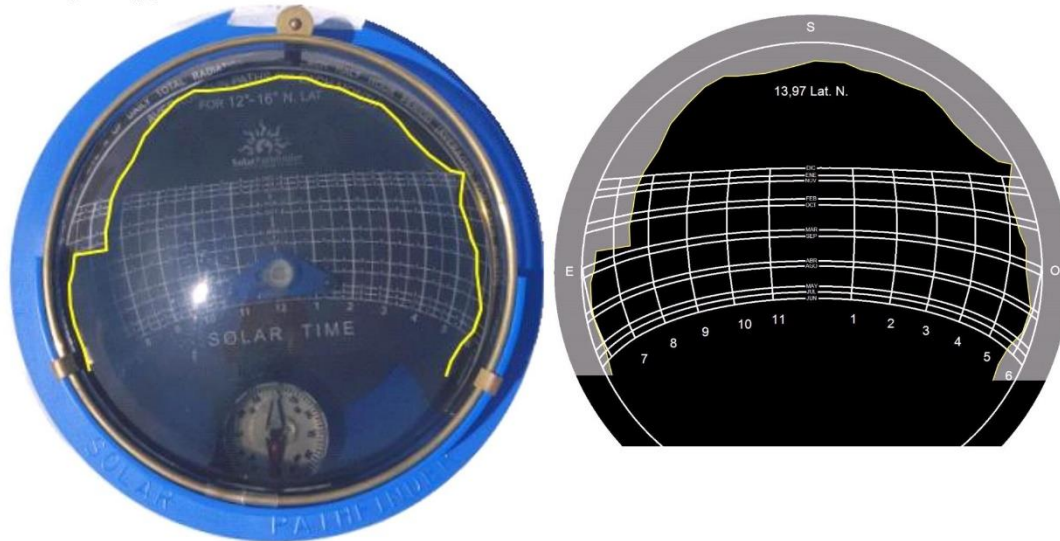
Notas: Frente Interno Derecho



Analisis del informe del Sitio Solar

2

Archivo de Imagen: TID.jpg



Notas: Trasero Interno Derecho

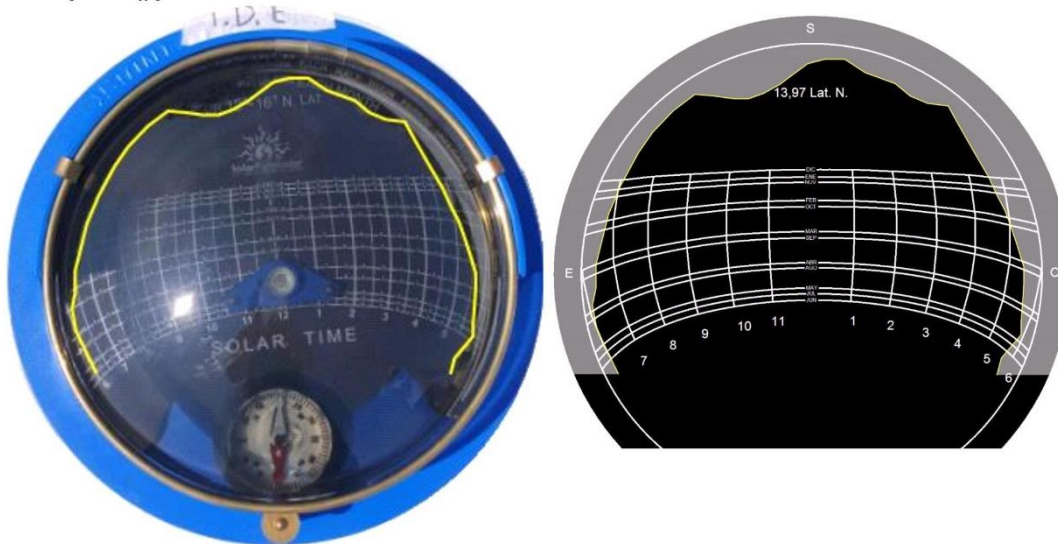
Figura 240. Análisis de sombra en todo el año con “Solar Path-finder”, parte trasero y frente interno derecho.



Analisis del informe del Sitio Solar

3

Archivo de Imagen: TDE.jpg



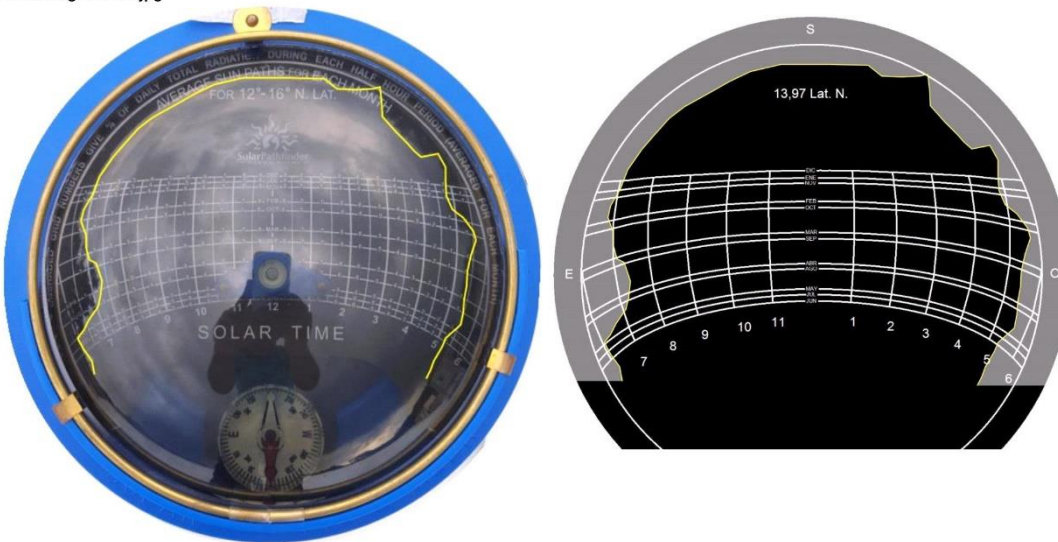
Notas: Trasero Derecho Externo



Analisis del informe del Sitio Solar

4

Archivo de Imagen: FED.jpg



Notas: Frente Externo Derecho

Figura 241. Análisis de sombra en todo el año con "Solar Path-finder", parte trasero y frente externo derecho.

2.2.2.2 EDIFICIO DE MEDICINA

2.2.2.2.1 Descripción

Este edificio posee el mismo tipo de techo que el edificio de usos múltiples y fue construido unos pocos años después de éste.

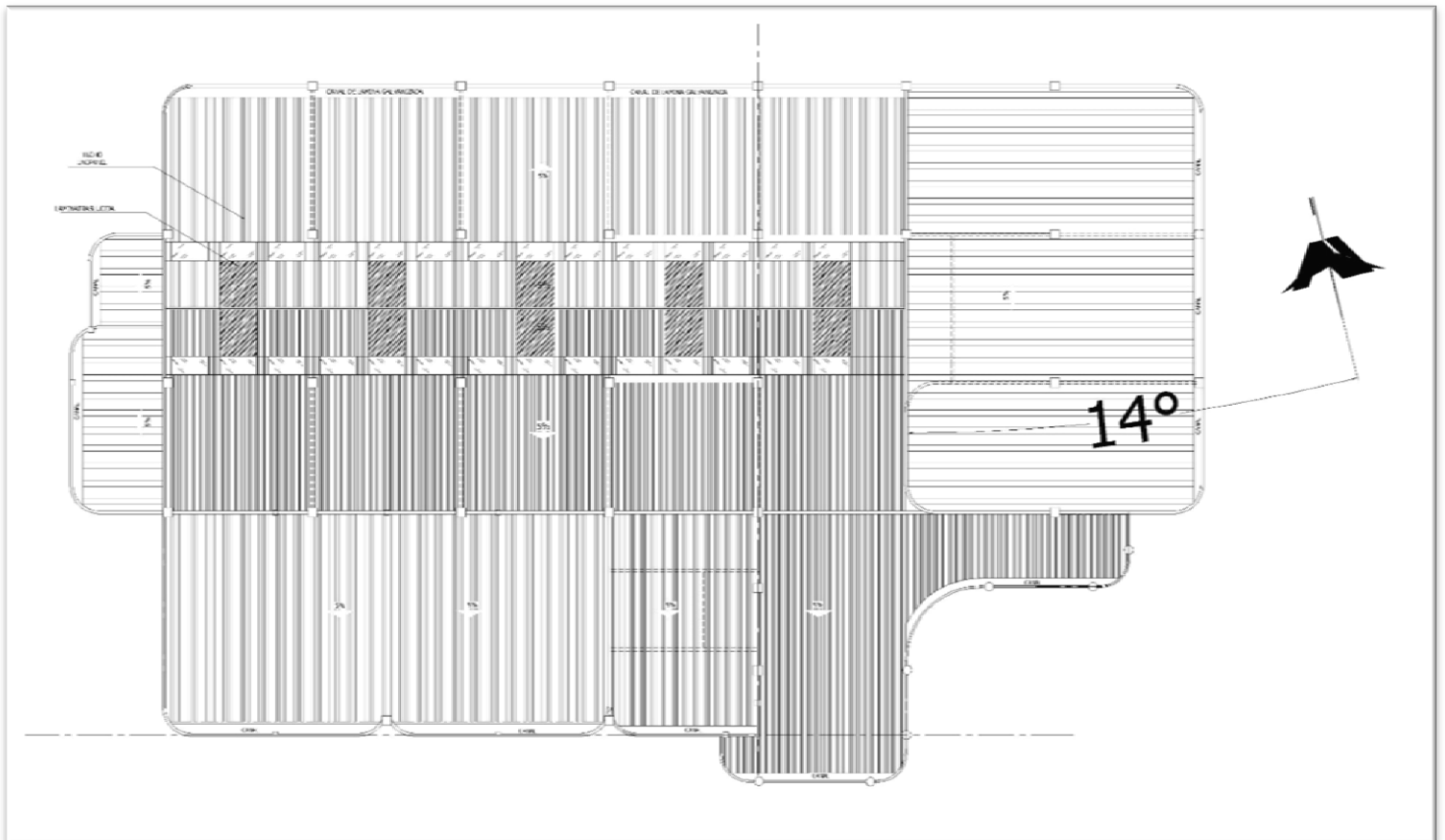


Figura 242. Vista en planta del techo de "Edificio de medicina".

Posee diferentes aguas a diversas alturas rodeado de vegetación densa razón por la que el estudio de sombra ha resulta vital aquí.

Todas las aguas poseen inclinación al 5%, es decir 2.86°.

Inclinación total: $13.97^\circ + 2.86^\circ = 16.83^\circ$

Las aguas mayores son las centrales que poseen tragaluces de vidrio en los planos y el azimut de su orientación es 346° el ala norte y 194° el ala sur.

Tras realizar inspecciones visuales se ha podido determinar que el plano de diseño no coincide en su totalidad con la construcción, debido a que no existen tales tragaluces de vidrio sino más bien láminas translucidas plásticas que deberán ser sustituidas.



Figura 243. Fotografías del techo de "Edificio de medicina".

Las áreas utilizadas serán las siguientes más una hilera de paneles en el agua norte con la ayuda de estructuras de soporte. Las áreas en rojo son las ideales, y las en amarillo son techos de 1 nivel que permanecen bajo sombra la mayor parte del día.

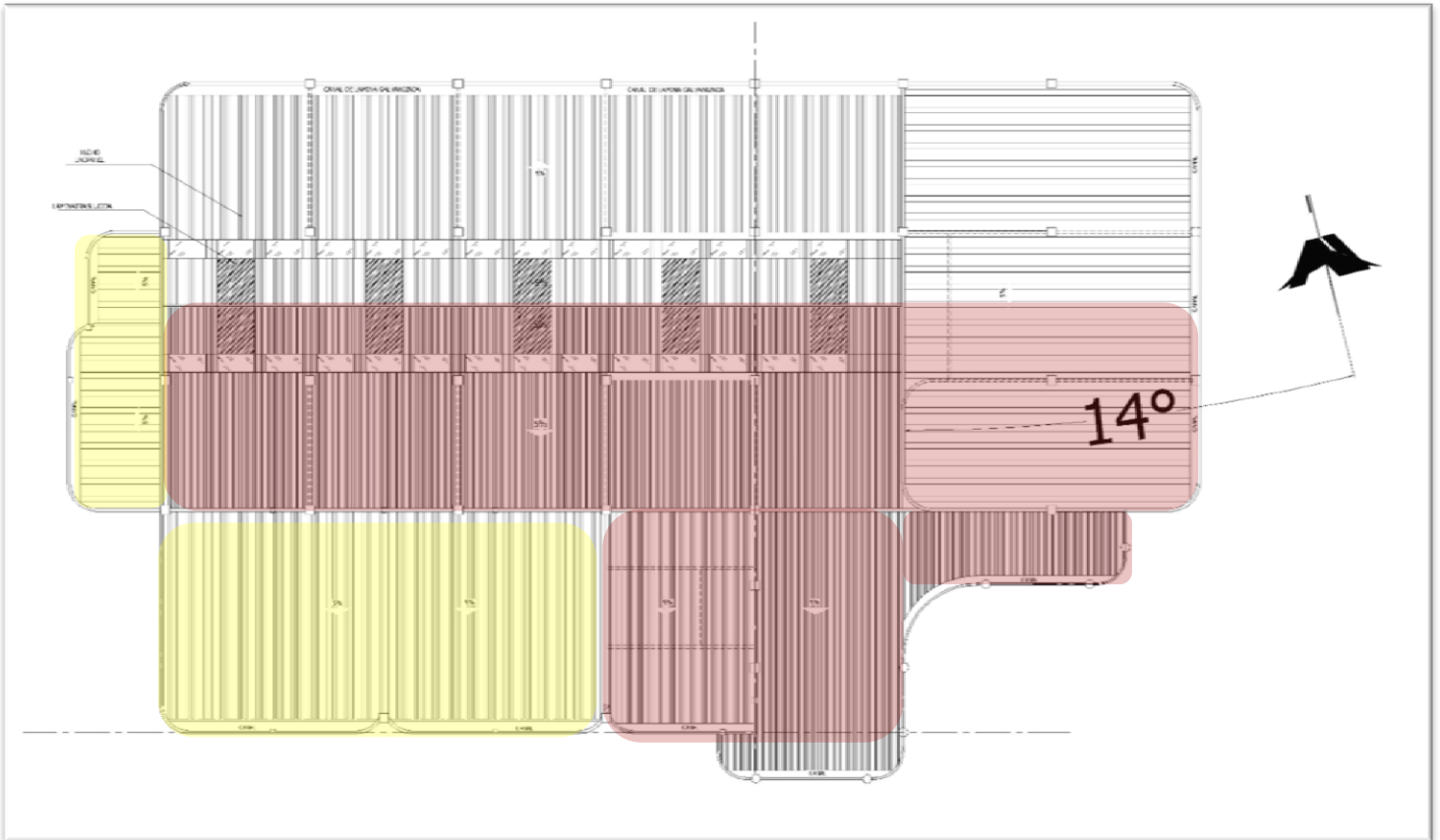


Figura 244. Distribución y área a ocupar con MFV en “Edificio de medicina”.

2.2.2.2 Análisis con Solar Pathfinder.



Informe del Sitio

Nombre del Informe	Edificio Medicina. UESFMOcc.
Fecha del Informe	21/09/2017
Declinación	0d 42m
Ubicación	Lat/Long especificado
Lat/Long	13,97 / -89,57
Estación Climática	ILOPANGO/S.SALVADOR, , Altitud: 2.037 Pies, (13,700 / -89,117)
Distancia del Sitio	36 Millas
Tipo de Informe	FV
Tipo de Formación	Angulo Fijo
Angulo de Inclinación	16,83 gr
Angulo Ideal de Inclinación	13,34 gr
Acimut	194,70 gr
Acimut Ideal	180,00 gr
Costo Eléctrico	0,05 (€/kWh)
Marca del Panel	<no especificado>
Modelo del Panel	<no especificado>
Module Type	Standard
Número de Paneles	1
Clasificación del CC (por panel)	100,0 Vatios
TSRF	95,4 %
STC System Size	0,10 kW
DC System Size	0,10 kW
AC System Size	0,08 kW
Marca del Inversor	<no especificado>
Modelo del Inversor	<no especificado>
Número de Inversores	1
Inverter Efficiency	98,0 %
System Loss Percentage	11,4 %
AC Energy Efficiency	96,6 %
Configuración del Plano	Personalizada
Conteo de los Puntos del plano	6

Notas: [Ninguna]

Figura 245. Informe del sitio con "Solar Path-finder".



Informe Resumido

Datos sobre Obstrucción Solar (Parte 1 de 2)

Mes	% sin Sombra Sitio ideal Acimut=180 Inclinación=14, 0	Sombreado Actual Radiación Solar Acimut=194,7 Inclinación=16, 83 kWh/m ² /día	% sin Sombra Sitio Real Acimut=194,7 Inclinación=16, 8	Total Solar Resource Fraction (TSRF) (Actual vs Ideal)	Sitio ideal Efficiency Acimut=180,0 Inclinación=13, 3	AC Energy Efficiency (Actual vs Ideal)	Sombreado Actual Energía AC (kWh) Acimut=194,7 Inclinación=16, 8
Enero	93,5 %	6,05	93,4 %	95,2 %	94,0 %	96,5 %	14,75
Febrero	94,4 %	6,29	94,4 %	95,3 %	95,0 %	96,6 %	13,89
Marzo	95,1 %	6,33	95,3 %	95,4 %	95,8 %	96,8 %	15,32
Abril	96,3 %	6,05	96,5 %	95,3 %	96,7 %	96,5 %	14,13
Mayo	96,5 %	5,03	96,6 %	95,0 %	96,8 %	95,9 %	12,21
Junio	96,8 %	4,50	96,8 %	94,6 %	97,0 %	95,6 %	10,58
Julio	96,6 %	5,04	96,6 %	94,5 %	96,9 %	95,5 %	12,26
Agosto	96,5 %	5,11	96,5 %	94,9 %	96,7 %	96,0 %	12,45
Septiembre	96,2 %	4,72	96,3 %	95,6 %	96,4 %	96,9 %	11,25
Octubre	96,4 %	4,84	96,2 %	96,7 %	96,3 %	97,8 %	11,93
Noviembre	95,1 %	5,56	94,9 %	96,3 %	95,0 %	97,8 %	13,35
Diciembre	93,6 %	5,58	93,5 %	95,4 %	93,8 %	96,8 %	13,78
Totales	95,6 % Sin pesar Promedio Anual	65,10 Efecto: 95,4 % Horas Sol: 5,42	95,5 % Sin pesar Promedio Anual	95,4 % Sin pesar Promedio Anual	95,8 % Sin pesar Promedio Anual	96,6 %	155,88

Datos sobre Obstrucción Solar (Parte 2 de 2)

Mes	Actual sin Sombra Energía AC (kWh) Acimut=194,7 Inclinación=16, 8	Ideal sin Sombra Energía AC (kWh) Acimut=180,0 Inclinación=13, 3	FV Solar Ahorros de Costo 0,05 (€/kWh)
Enero	15,58	15,29	0,74 €
Febrero	14,55	14,38	0,69 €
Marzo	15,89	15,82	0,77 €
Abril	14,50	14,65	0,71 €
Mayo	12,51	12,73	0,61 €
Junio	10,82	11,07	0,53 €
Julio	12,58	12,85	0,61 €
Agosto	12,76	12,96	0,62 €
Septiembre	11,52	11,61	0,56 €
Octubre	12,26	12,20	0,60 €
Noviembre	13,85	13,65	0,67 €
Diciembre	14,53	14,23	0,69 €
Totales	161,32	161,44	7,79 €

Notas: [Ninguna]

Figura 246. Datos sobre obstrucción solar con "Solar Path.finder".



Imagen del Diseño del Sistema

Tipo de Distribución Personalizada
Cuento de los Puntos del plano 6

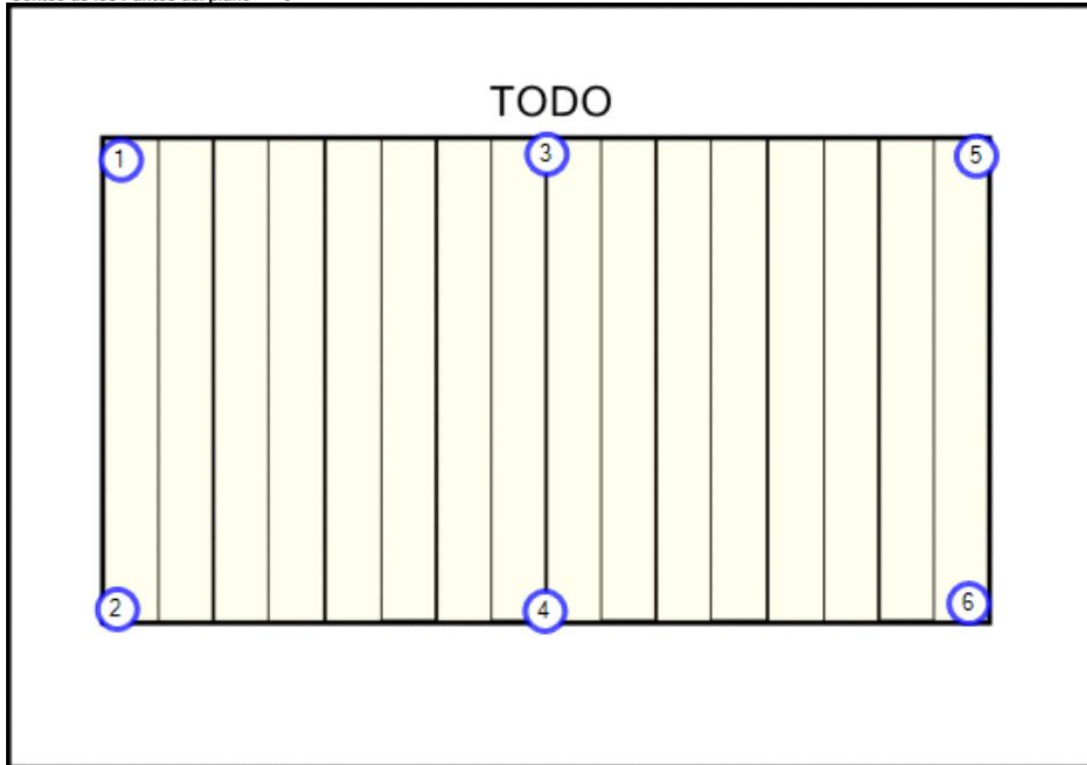


Figura 247. Vista en planta del método de 4 esquinas con "Solar Path-finder".



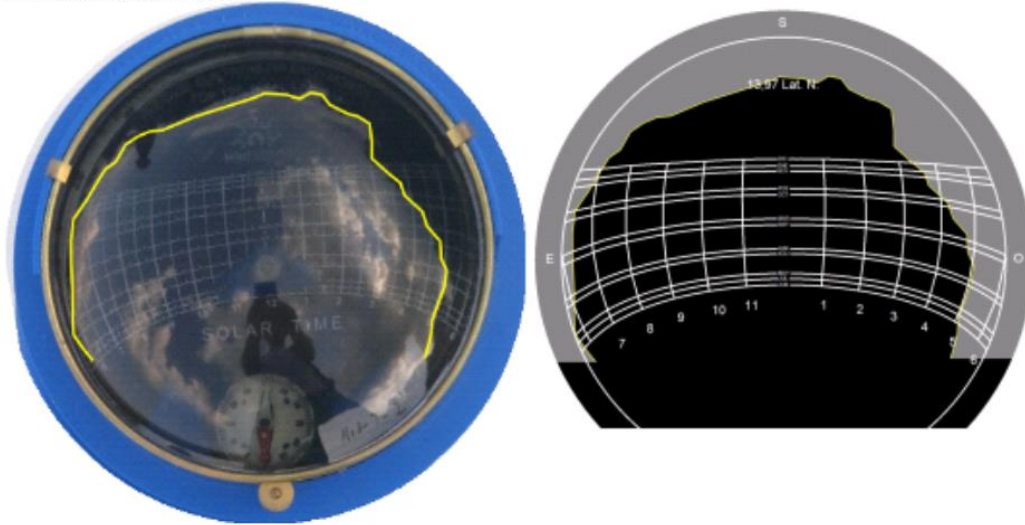
Figura 248. Vista de campo del método de 4 esquinas en "Solar Path-finder".



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 1

Archivo de Imagen: MED TI.JPG



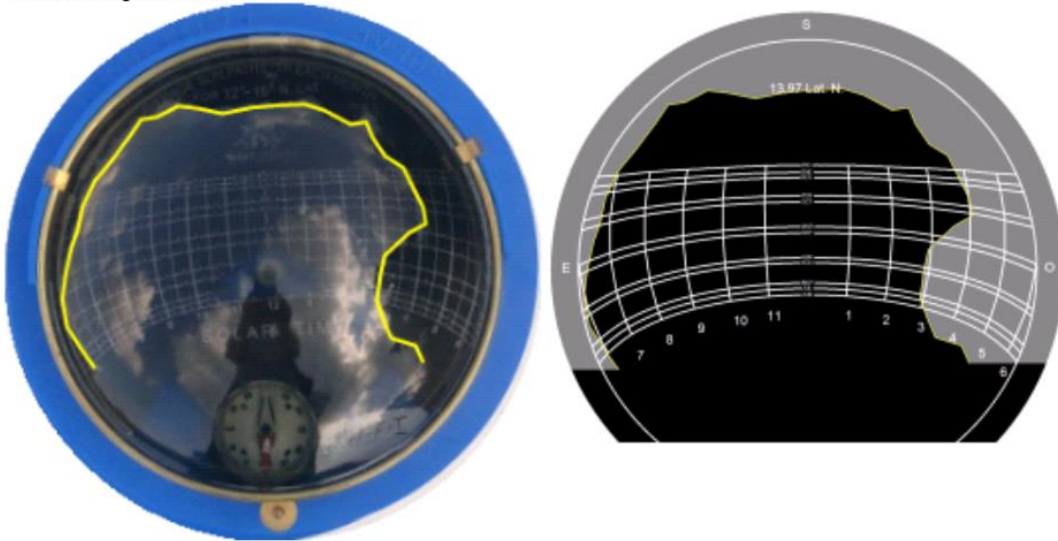
Notas: Med trasero izquierdo



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 2

Archivo de Imagen: MED FI.JPG



Notas: MED frente izquierdo

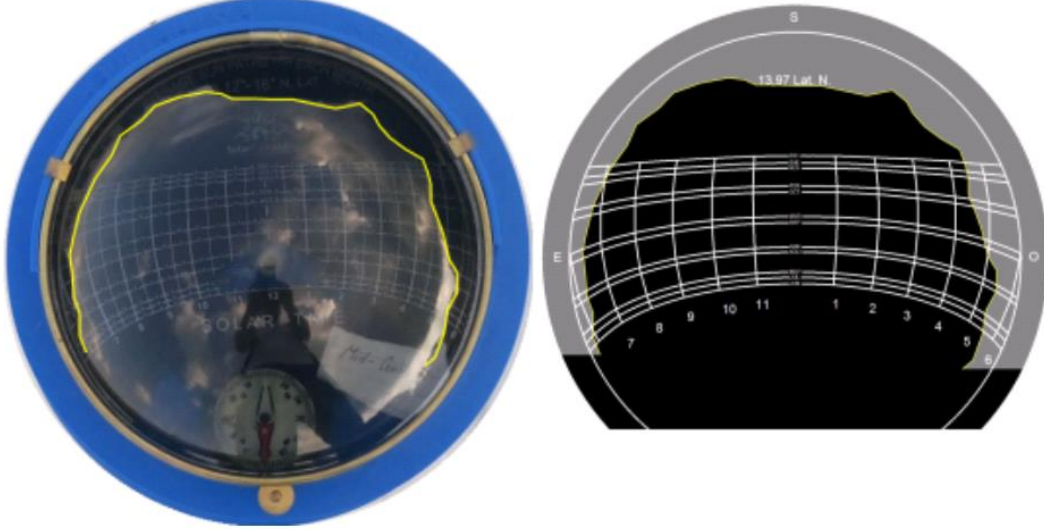
Figura 249. Análisis de sombra en todo el año con “Solar Path-finder”, parte trasero y frente izquierdo.



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 3

Archivo de Imagen: MED CENTRO T.JPG



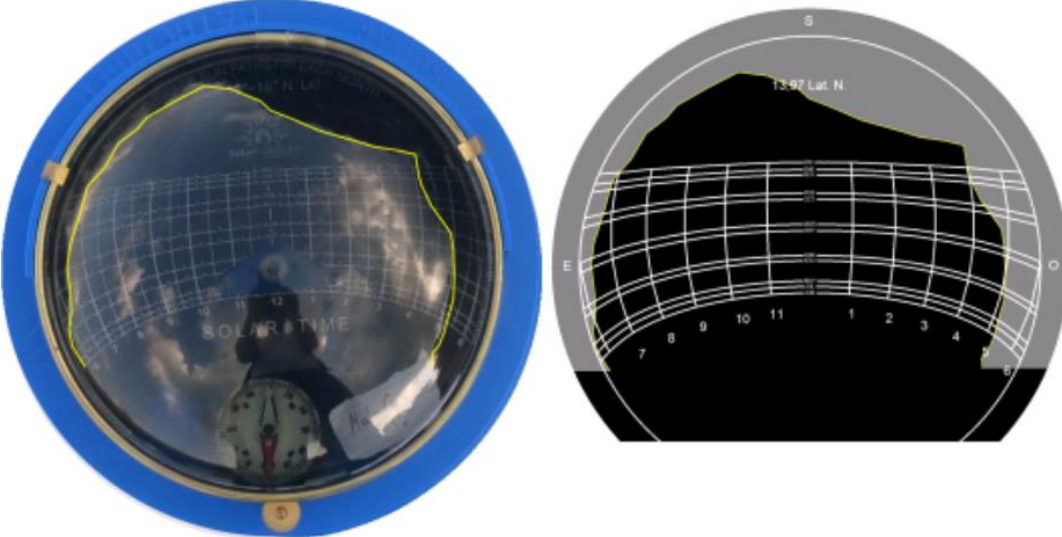
Notas: MED centro trasero



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 4

Archivo de Imagen: MED CENTRO F.JPG



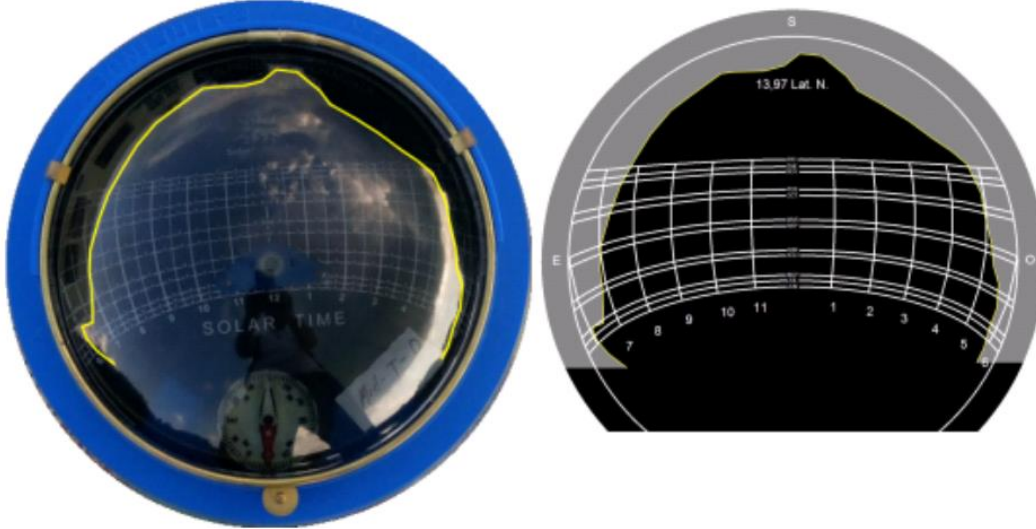
Notas: MED centro frente

Figura 250. Análisis de sombra en todo el año con “Solar Path-finder”, parte trasero y frente centro.



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 5
Archivo de Imagen: MED T DERECHO.JPG

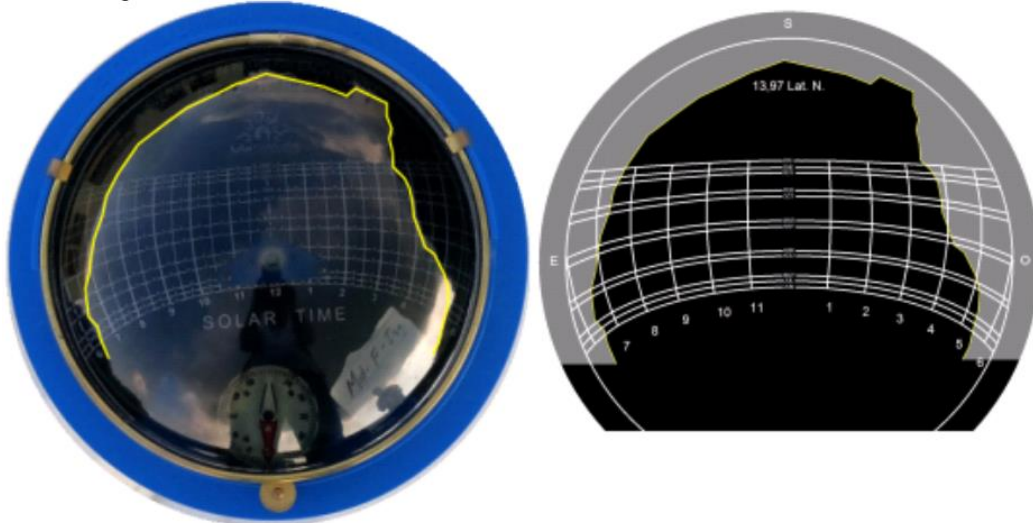


Notas: MED trasero derecho



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 6
Archivo de Imagen: MED FRENTE D.JPG



Notas: MED frente derecho

Figura 251. Análisis de sombra en todo el año con “Solar Path-finder”, parte trasero y frente derecho.

2.2.2.3 EDIFICIO DE MAESTRÍA.

2.2.2.3.1 Descripción.

Este edificio posee el mismo tipo de techo que el Edificio de Usos Múltiples y Medicina. Fue construido más recientemente que éstos, hace menos de 5 años. Posee una agua inclinada hacia el sur y otra hacia el norte, el techo de éste edificio está flanqueado en su lado oeste por densa vegetación y en su lado sur por el edificio de Medicina. El estudio de sombras es necesario.

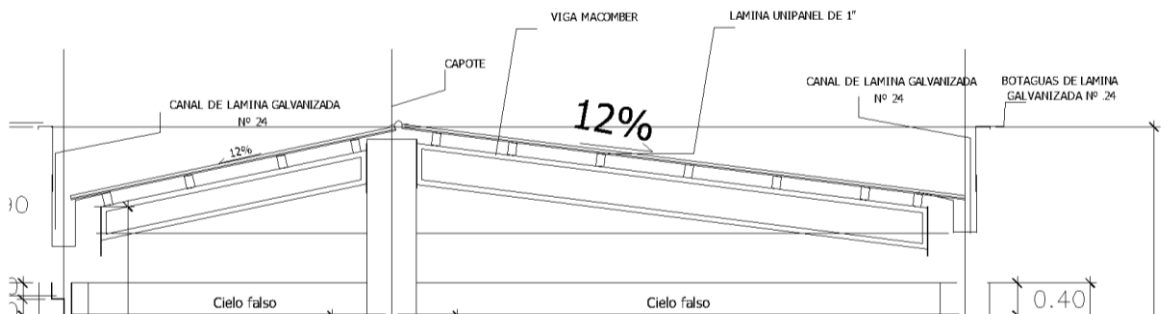


Figura 252. Vista lateral del plano de edificio de maestría.

En el corte transversal del techo de Maestría se encuentra que ambas aguas tienen 12% de inclinación, esto es igual a 6.84° . Inclinación total: $13.97^\circ + 6.84 = 20.81^\circ$.

Los paneles se colocarán en el agua orientada hacia el sur, la cual posee un azimut igual al edificio de medicina. Este es 194° .



Figura 253. Vista de planta del techo de edificio de maestría.

2.2.2.3.2 Análisis con Solar Pathfinder.



Informe del Sitio

Nombre del Informe	Edificio Maestrias. FMOCC
Fecha del Informe	10/10/2017
Declinación	0d 41m
Ubicación	Lat/Long especificado
Lat/Long	13,97 / -89,57
Estación Climática	ILOPANGO/S.SALVADOR, , Altitud: 2.037 Pies, (13,700 / -89,117)
Distancia del Sitio	36 Millas
Tipo de Informe	FV
Tipo de Formación	Angulo Fijo
Angulo de Inclinación	20,81 gr
Angulo Ideal de Inclinación	13,34 gr
Acimut	194,70 gr
Acimut Ideal	180,00 gr
Costo Eléctrico	0,05 (€/kWh)
Marca del Panel	<no especificado>
Modelo del Panel	<no especificado>
Module Type	Standard
Número de Paneles	1
Clasificación del CC (por panel)	100,0 Vatios
TSRF	93,3 %
STC System Size	0,10 kW
DC System Size	0,09 kW
AC System Size	0,08 kW
Marca del Inversor	<no especificado>
Modelo del Inversor	<no especificado>
Número de Inversores	1
Inverter Efficiency	98,0 %
System Loss Percentage	11,4 %
AC Energy Efficiency	94,5 %
Configuración del Plano	Cuatro Esquinas
Conteo de los Puntos del plano	4

Notas: [Ninguna]

Figura 254. Informe del sitio con “Solar Path-finder”.



Informe Resumido

Datos sobre Obstrucción Solar (Parte 1 de 2)

Mes	% sin Sombra Sitio ideal Acimut=180 Inclinación=14,0	Sombreado Actual Radiación Solar Acimut=194,7 Inclinación=20,81 kWh/m ² /día	% sin Sombra Sitio Real Acimut=194,7 Inclinación=20,8	Total Solar Resource Fraction (TSRF) (Actual vs Ideal)	Sitio ideal Efficiency Acimut=180,0 Inclinación=13,3	AC Energy Efficiency (Actual vs Ideal)	Sombreado Actual Energía AC (kWh) Acimut=194,7 Inclinación=20,8
Enero	95,1 %	6,30	94,9 %	99,2 %	95,6 %	100,3 %	15,34
Febrero	95,7 %	6,47	95,7 %	98,0 %	96,3 %	99,1 %	14,25
Marzo	96,1 %	6,39	96,3 %	96,4 %	96,8 %	97,8 %	15,47
Abril	90,6 %	5,63	91,2 %	88,7 %	92,0 %	89,9 %	13,17
Mayo	89,2 %	4,55	89,7 %	86,0 %	90,4 %	87,2 %	11,10
Junio	88,2 %	3,99	88,5 %	84,0 %	89,2 %	85,2 %	9,43
Julio	89,0 %	4,52	89,3 %	84,8 %	90,0 %	86,0 %	11,05
Agosto	90,6 %	4,72	90,9 %	87,6 %	91,5 %	88,9 %	11,52
Septiembre	95,2 %	4,64	95,4 %	93,9 %	95,5 %	95,2 %	11,05
Octubre	97,5 %	4,93	97,3 %	98,4 %	97,4 %	99,3 %	12,12
Noviembre	96,4 %	5,75	96,1 %	99,6 %	96,2 %	100,9 %	13,78
Diciembre	94,8 %	5,81	94,5 %	99,3 %	95,0 %	100,6 %	14,32
Totales	93,2 % Sin pesar Promedio Anual	63,70 Efecto: 93,3 % Horas Sol: 5,31	93,5 % Sin pesar Promedio Anual	93,3 % Sin pesar Promedio Anual	94,0 % Sin pesar Promedio Anual	94,5 %	152,60

Datos sobre Obstrucción Solar (Parte 2 de 2)

Mes	Actual sin Sombra Energía AC (kWh) Acimut=194,7 Inclinación=20,8	Ideal sin Sombra Energía AC (kWh) Acimut=180,0 Inclinación=13,3	FV Solar Ahorros de Costo 0,05 (€/kWh)
Enero	15,98	15,29	0,77 €
Febrero	14,77	14,38	0,71 €
Marzo	15,90	15,82	0,77 €
Abril	14,28	14,65	0,66 €
Mayo	12,19	12,73	0,55 €
Junio	10,49	11,07	0,47 €
Julio	12,21	12,85	0,55 €
Agosto	12,50	12,96	0,58 €
Septiembre	11,43	11,61	0,55 €
Octubre	12,33	12,20	0,61 €
Noviembre	14,14	13,65	0,69 €
Diciembre	14,93	14,23	0,72 €
Totales	161,14	161,44	7,63 €

Notas: [Ninguna]

Figura 255. Datos sobre obstrucción solar con “Solar Path.finder”.



Imagen del Diseño del Sistema

Tipo de Distribución Cuatro Esquinas
Cuento de los Puntos del plano 4

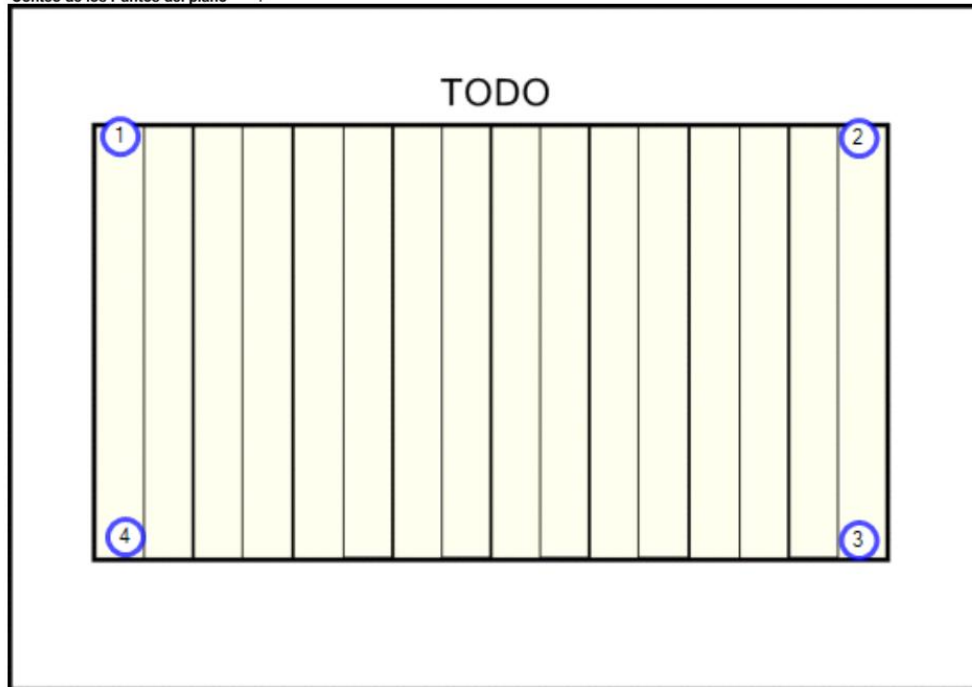


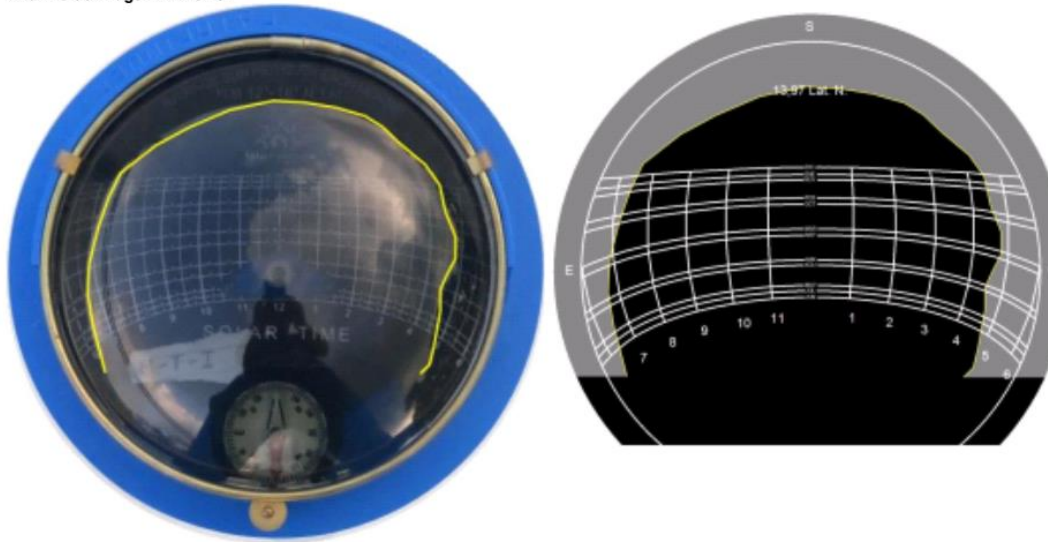
Figura 256. Vista en planta del método de 4 esquinas con "Solar Path-finder".



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 1

Archivo de Imagen: MTL.JPG



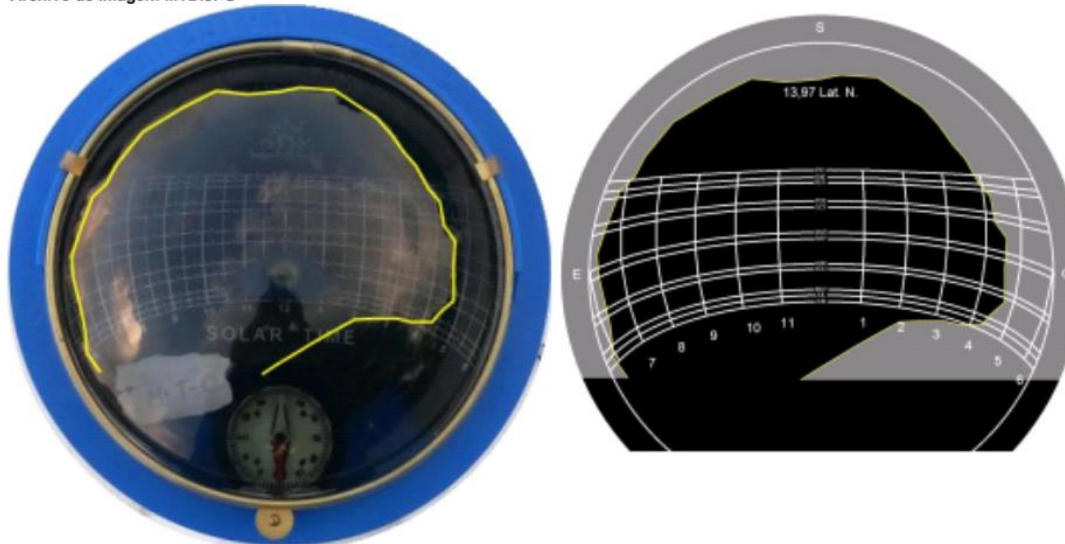
Notas: Trasero izquierdo



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 2

Archivo de Imagen: MTD.JPG



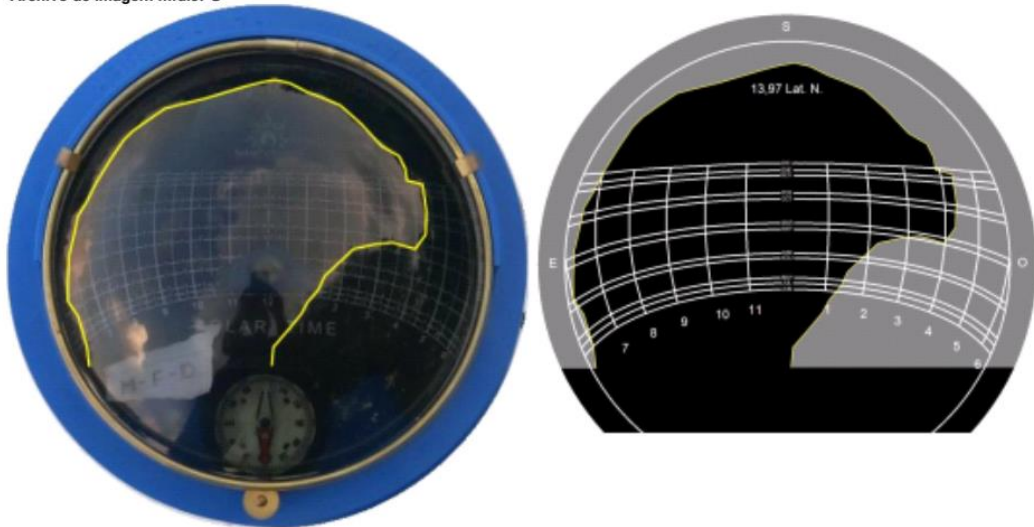
Notas: Trasero derecho

Figura 257. Análisis de sombra en todo el año con “Solar Path-finder”, parte trasero derecho e izquierdo.



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 3
Archivo de Imagen: mfd.JPG

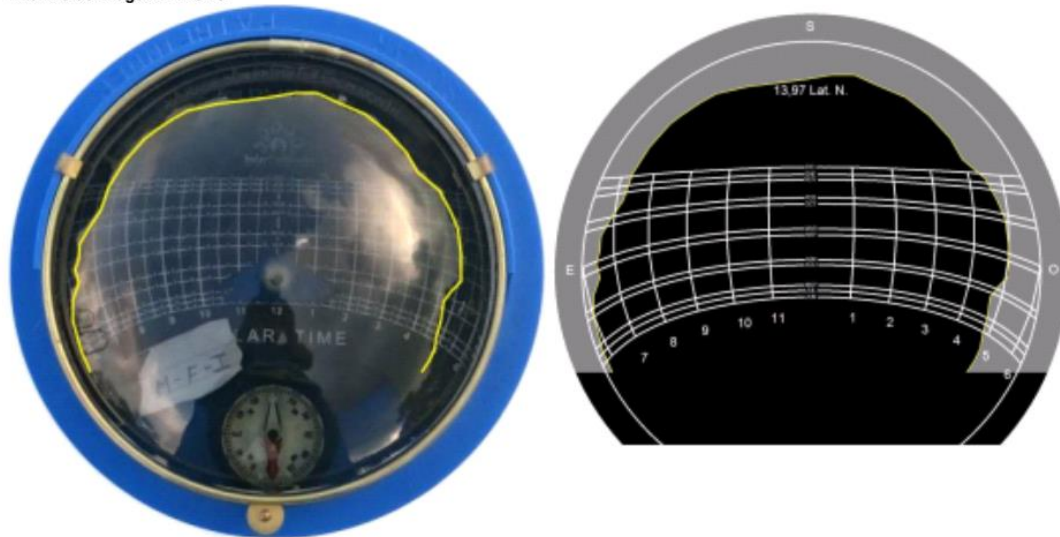


Notas: Frente Derecho



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 4
Archivo de Imagen: MFI.JPG



Notas: Frente Izquierdo

Figura 258. Análisis de sombra en todo el año con “Solar Path-finder”, parte frente derecho e izquierdo.

2.2.2.4 EDIFICIO DE ARQUITECTURA.

2.2.2.4.1 Descripción.

Este edificio posee el mismo tipo de techo que el Edificio de Usos Múltiples, Medicina y Maestrías. Fue construido hace menos de 5 años. Posee una sola agua inclinada hacia el sur pero rodeada de vegetación densa en todas las direcciones. No se cuenta con planos de éste edificio. No obstante de mediciones de campo se observó:

Aguas con 10% de inclinación, esto es igual a 5.71° .

Inclinación total: $13.97^\circ + 6.84 = 19.68^\circ$



Figura 259. Vista en planta de edificio de aulas N.

Los paneles se colocarán en el agua orientada hacia el sur, la cual posee un azimut de 1 grado, prácticamente está orientada directamente hacia el Sur, 180° .

2.2.2.4.2 Análisis con Solar Pathfinder



Informe del Sitio

Nombre del Informe	Arquitectura. FMOCC
Fecha del Informe	10/10/2017
Declinación	0d 41m
Ubicación	Lat/Long especificado
Lat/Long	13,97 / -89,57
Estación Climática	ILOPANGO/S.SALVADOR, , Altitud: 2.037 Pies, (13,700 / -89,117)
Distancia del Sitio	36 Millas
Tipo de Informe	FV
Tipo de Formación	Angulo Fijo
Angulo de Inclinación	19,68 gr
Angulo Ideal de Inclinación	13,34 gr
Acimut	180,70 gr
Acimut Ideal	180,00 gr
Costo Eléctrico	0,05 (€/kWh)
Marca del Panel	<no especificado>
Modelo del Panel	<no especificado>
Module Type	Standard
Número de Paneles	1
Clasificación del CC (por panel)	100,0 Vatios
TSRF	87,8 %
STC System Size	0,10 kW
DC System Size	0,09 kW
AC System Size	0,08 kW
Marca del Inversor	<no especificado>
Modelo del Inversor	<no especificado>
Número de Inversores	1
Inverter Efficiency	98,0 %
System Loss Percentage	11,4 %
AC Energy Efficiency	89,0 %
Configuración del Plano	Personalizada
Conteo de los Puntos del plano	6

Notas: [Ninguna]

Figura 260. Informe del sitio con “Solar Path-finder”.



Informe Resumido

Datos sobre Obstrucción Solar (Parte 1 de 2)

Mes	% sin Sombra Sitio ideal Acimut=180,0 Inclinación=14,0	Sombreado Actual Radiación Solar Acimut=180,7 Inclinación=19,68 kWh/m ² /día	% sin Sombra Sitio Real Acimut=180,7 Inclinación=19,7	Total Solar Resource Fraction (TSRF) (Actual vs Ideal)	Sitio ideal Efficiency Acimut=180,0 Inclinación=13,3	AC Energy Efficiency (Actual vs Ideal)	Sombreado Actual Energía AC (kWh) Acimut=180,7 Inclinación=19,7
Enero	80,7 %	5,37	80,6 %	84,6 %	81,0 %	85,5 %	13,08
Febrero	85,7 %	5,82	85,6 %	88,1 %	85,8 %	89,3 %	12,84
Marzo	87,9 %	5,86	88,1 %	88,4 %	88,1 %	89,6 %	14,17
Abril	91,7 %	5,71	91,8 %	89,8 %	91,7 %	90,9 %	13,32
Mayo	92,4 %	4,71	92,4 %	89,0 %	92,3 %	90,3 %	11,49
Junio	92,6 %	4,21	92,6 %	88,6 %	92,5 %	90,1 %	9,97
Julio	92,6 %	4,73	92,6 %	88,7 %	92,5 %	90,1 %	11,57
Agosto	92,0 %	4,82	92,0 %	89,4 %	91,9 %	90,7 %	11,75
Septiembre	89,6 %	4,39	89,5 %	88,9 %	89,5 %	90,1 %	10,47
Octubre	87,8 %	4,44	87,4 %	88,7 %	87,5 %	89,9 %	10,97
Noviembre	83,0 %	4,97	82,8 %	86,2 %	83,1 %	87,6 %	11,95
Diciembre	79,7 %	4,91	79,6 %	83,9 %	80,0 %	85,1 %	12,11
Totales	88,0 % Sin pesar Promedio Anual	59,94 Efecto: 87,8 % Horas Sol: 4,99	87,5 % Sin pesar Promedio Anual	87,8 % Sin pesar Promedio Anual	87,8 % Sin pesar Promedio Anual	89,0 %	143,70

Datos sobre Obstrucción Solar (Parte 2 de 2)

Mes	Actual sin Sombra Energía AC (kWh) Acimut=180,7 Inclinación=19,7	Ideal sin Sombra Energía AC (kWh) Acimut=180,0 Inclinación=13,3	FV Solar Ahorros de Costo 0,05 (€/kWh)
Enero	16,01	15,29	0,65 €
Febrero	14,79	14,38	0,64 €
Marzo	15,89	15,82	0,71 €
Abril	14,35	14,65	0,67 €
Mayo	12,26	12,73	0,57 €
Junio	10,57	11,07	0,50 €
Julio	12,30	12,85	0,58 €
Agosto	12,61	12,96	0,59 €
Septiembre	11,52	11,61	0,52 €
Octubre	12,37	12,20	0,55 €
Noviembre	14,23	13,65	0,60 €
Diciembre	14,97	14,23	0,61 €
Totales	161,87	161,44	7,18 €

Notas: [Ninguna]

Figura 261. Datos sobre obstrucción solar con "Solar Path.finder".



Imagen del Diseño del Sistema

Tipo de Distribución Personalizada
Cuento de los Puntos del plano 6

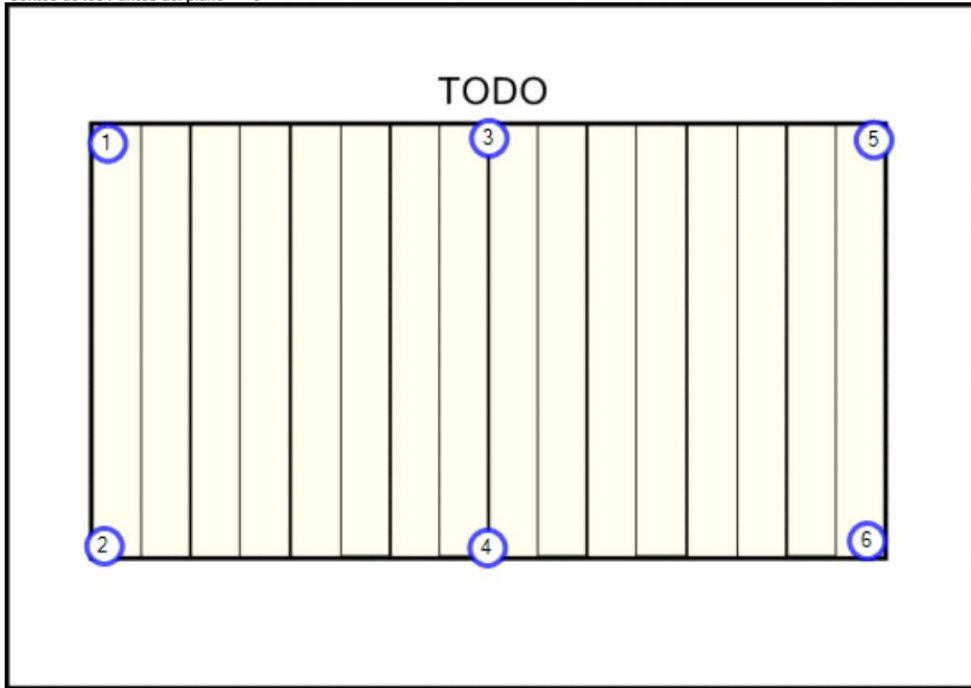


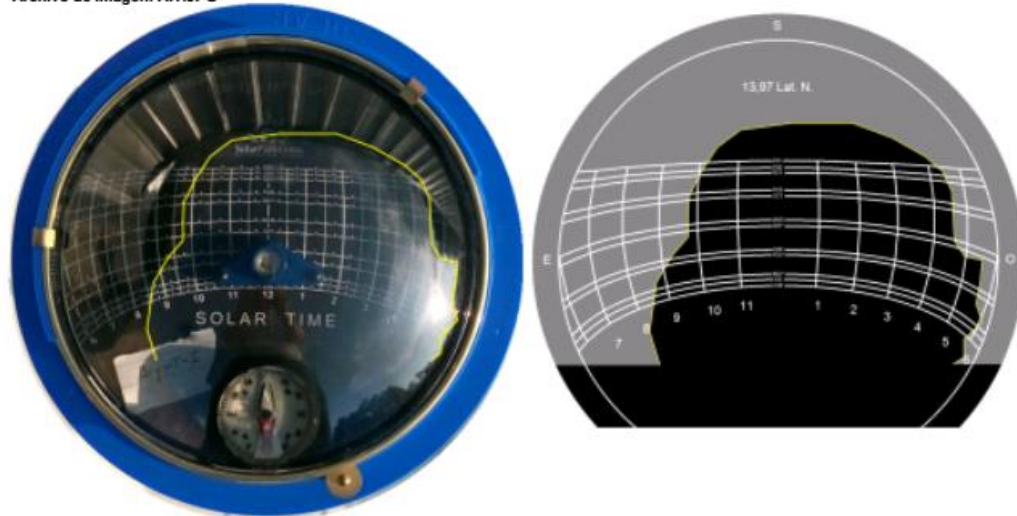
Figura 262. Vista en planta del método de 4 esquinas con "Solar Path-finder".



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 1

Archivo de Imagen: AIT.JPG



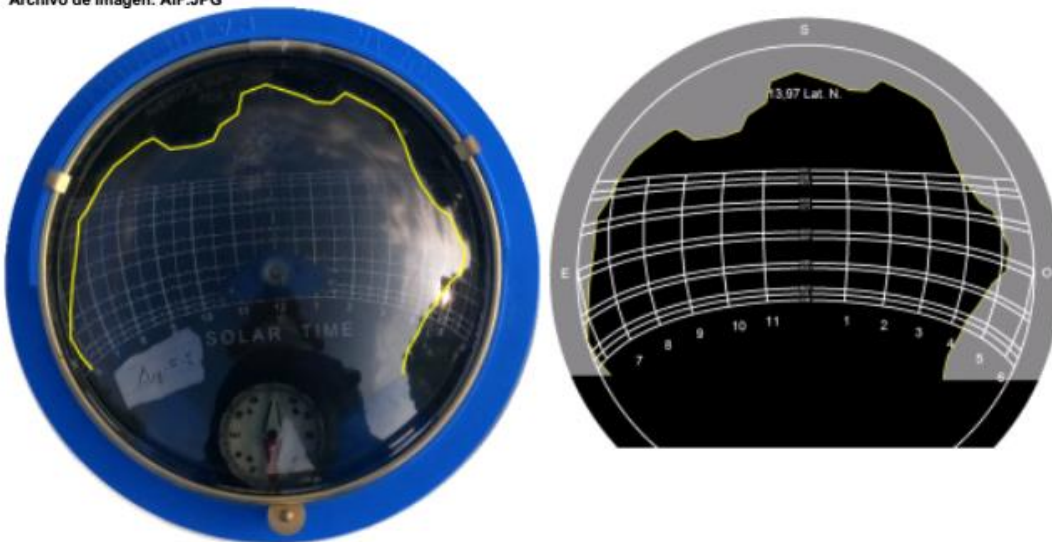
Notas: Izquierdo trasero



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 2

Archivo de Imagen: AIF.JPG



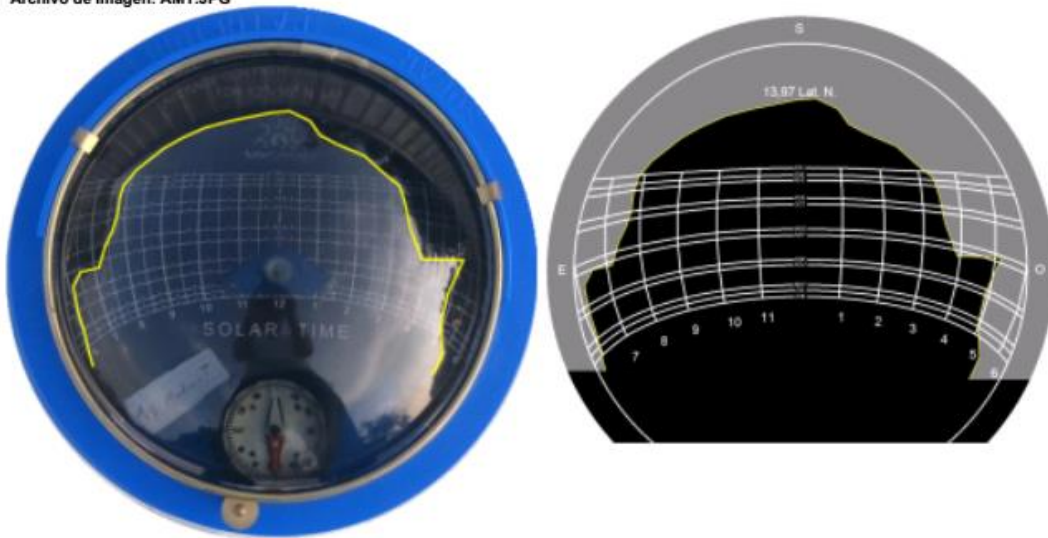
Notas: Izquierda Frente

Figura 263. Análisis de sombra en todo el año con “Solar Path-finder”, parte trasero y frente izquierdo.



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 3
Archivo de Imagen: AMT.JPG

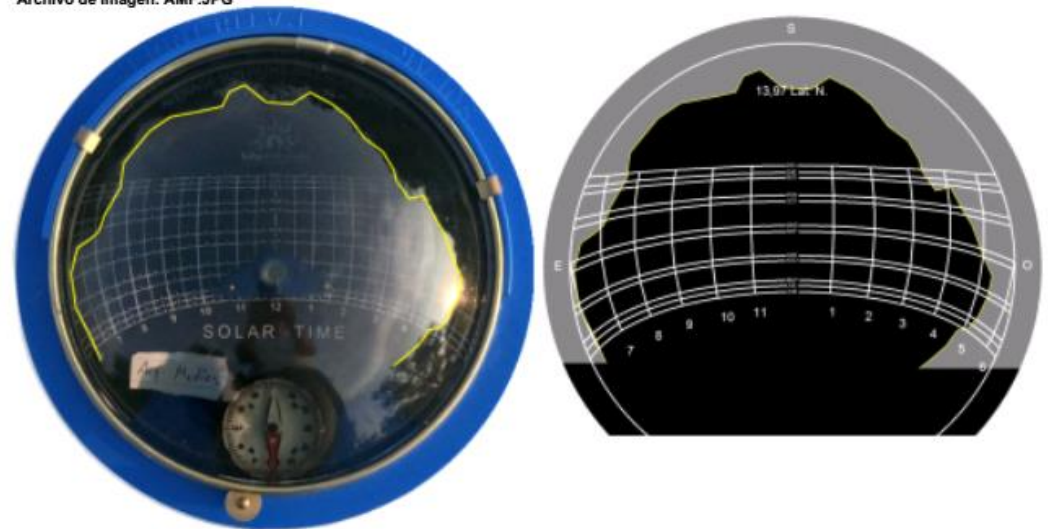


Notas: Medio Trasero



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 4
Archivo de Imagen: AMF.JPG



Notas: Medio Frente

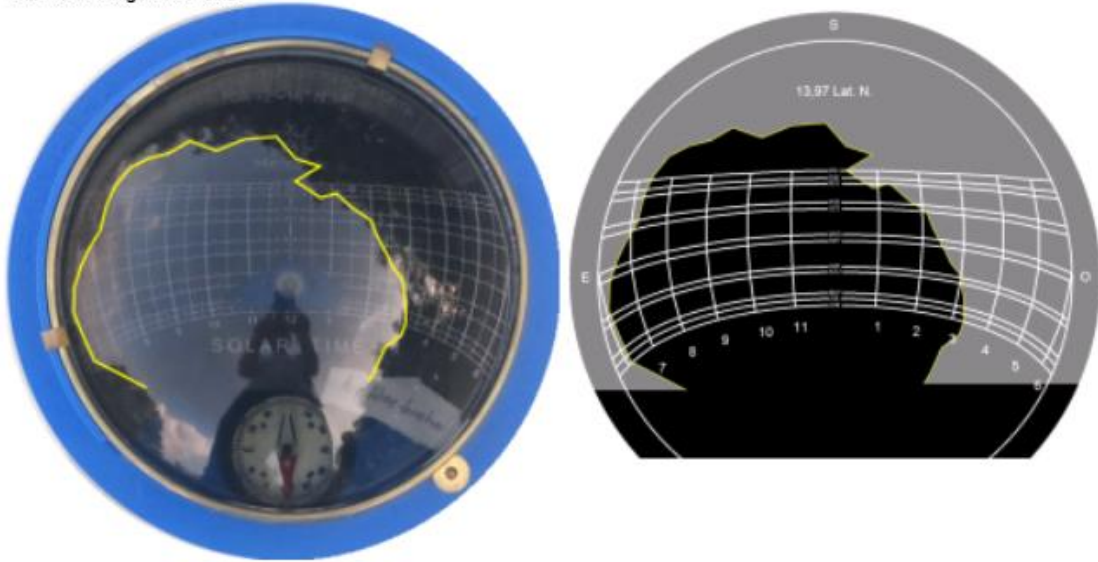
Figura 264. Análisis de sombra en todo el año con “Solar Path-finder”, parte medio trasero y frente.



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 5

Archivo de Imagen: ADT.JPG



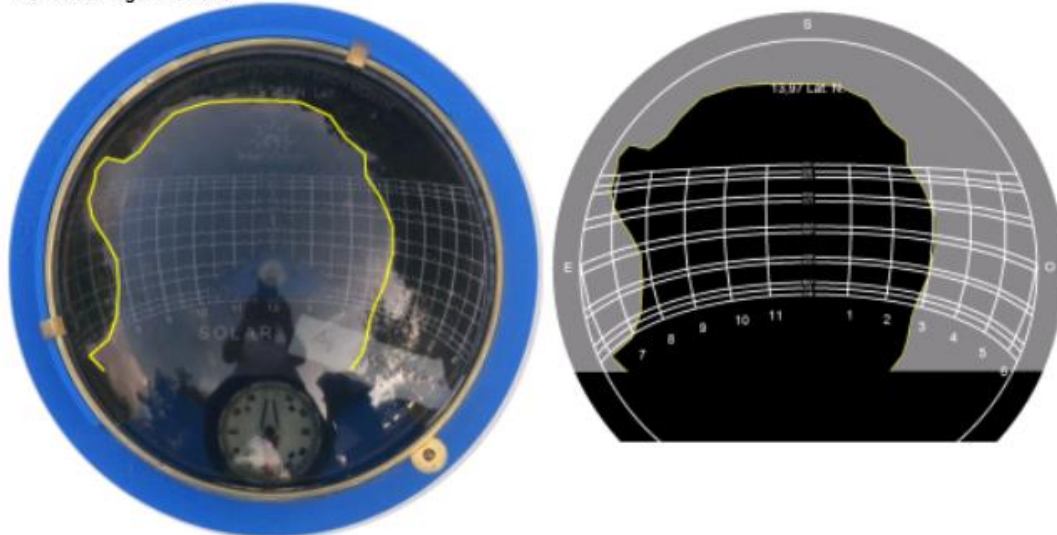
Notas: Derecho Trasero



Analisis del informe del Sitio Solar

Punto de Distribución 6

Archivo de Imagen: ADF.JPG



Notas: Frente Derecho

Figura 265. Análisis de sombra en todo el año con “Solar Path-finder”, parte derecha trasero y frente.

2.2.3 CONCLUSIONES DE ANÁLISIS.

Los análisis se realizaron utilizando como referencia un sistema solar representativo de 100Wp en el techo de cada edificio, esto arroja la estimación de energía producida por mes y año por cada 100Wp instalados.

Además de las pérdidas por sombra el análisis incluye perdidas en el sistema DC, AC de 11.4% por defecto en el programa y eficiencias de inversor de 98%.

Tabla 11.

Resumen de análisis de todos los edificios a instalar módulos fotovoltaicos.

Ubicación	HSP Anual (kWh/m ² /di a)	Yf por edificio (KWh/año* kWp)	Capacidad Instalada (kWp)	Producción según estudio in situ (kWh/año)	Producción con Yf=1426 kWh/kWp- UES (kWh/año)
Edificio Usos					
Múltiples.	5.56	1594.1	30.69	48,922	43,763
Agua Frontal.					
Edificio Usos					
Múltiples.	5.32	1518.8	10.23	15,537	14,588
Agua					
Derecha.					
Edificio Usos					
Múltiples.	4.00	1423.8	10.23	14,565	14,588
Agua					
Izquierda.					
Medicina	5.42	1558.8	96.72	150,767	137,922
Maestría	5.31	1526.0	51.15	78,054	72,940
Arquitectura	4.99	1437.0	30.69	44,101	43,764
Total	-	-	229.71	351,946	327,564

Se puede observar en la tabla 11 que la productividad anual en los sitios de la FMOcc es mayor a los calculados con los análisis realizados basados en los datos de la EIE. No obstante consideramos esto normal debido a que de diversos estudios de potencial solar en El Salvador los de la EIE son los que presentan productividad menor con $Y_p=1426$ kWh/kWp, no así datos del sistema de las Oficinas Centrales de CEL con $Y_p=1656$ kWh/kWp que se encuentran entre los más elevados. Esta información puede encontrarse en la Tabla 6 que recopila diversos Y_p del AMSS que se incluye en el trabajo de postgrado de la UES “Índice de Producción Fotovoltaica en el AMSS” de Mejía y Ortiz, San Salvador, 2015.

2.3 DISEÑO DEL SISTEMA FV DE CADA EDIFICIO.

La instalación solar fotovoltaica proyectada aquí, se ubicará sobre los edificios de la Facultad Multidisciplinaria de Occidente citados en el apartado anterior, El generador fotovoltaico estará formado por paneles marca ALBATECH (o equivalentes), la potencia máxima del generador variará de acuerdo a la capacidad de colocación de MFV en el área del techo de cada edificio. Estos módulos fotovoltaicos se situarán sobre soportes metálicos fijos que se detallará más adelante.

La instalación eléctrica del proyecto se ha dividido en tres circuitos diferentes de conductores de sección distinta desde los paneles solares hasta el punto de conexión a la red de baja tensión. El primer circuito tendrá el arreglo de MFV hacia una caja de conexión de “strings” de generadores fotovoltaico, de esta saldrá solo dos cables para conectarlo al inversor, siendo este el circuito dos, el tercer circuito implementará la conexión del inversor hacia la red de baja tensión.

Para determinar los tipos de Inversores y MFV a utilizar en este proyecto, se tomaron en cuenta varios criterios, los cuales son:

Requerimientos de voltaje, requerimientos de corriente DC y AC tanto a la entrada como a la salida de los diferentes equipos, monofásicos o trifásicos.

Debido a que los inversores de conexión a red permiten operar a los MFV en el punto de máxima potencia MPPT, debe asegurarse que el voltaje de trabajo del conjunto de MFV o String, se ejecute dentro del rango de operación donde el inversor controla el MPPT.

Intervalo de operación del campo FV

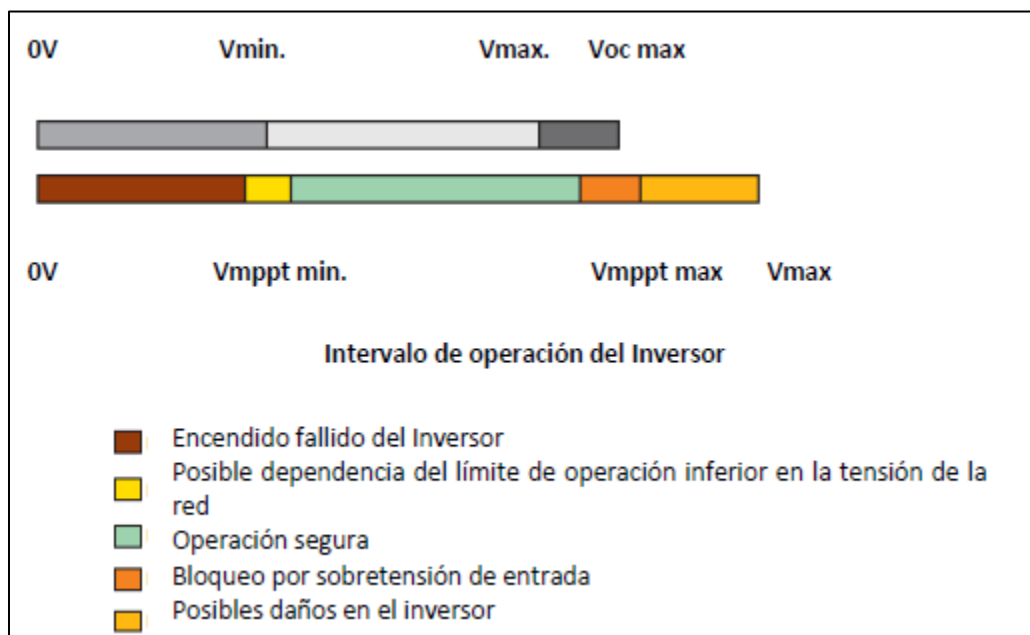


Figura 266. Intervalo de operación en DC del campo FV y del inversor (Martínez y Rodríguez, 2016, figura 13).

Los MFV, tienen un voltaje en vacío V_{oc} mayor, en aproximadamente un 15% al voltaje de trabajo V_{mppt} , es necesario asegurarse que el voltaje resultante de la configuración de MFV, string, no sobrepase el voltaje máximo que soporta el inversor a su entrada.

En El Salvador la temperatura de operación de los MFV puede alcanzar los 70°C , y de igual manera, la temperatura ambiente varía, dependiendo de la zona, entre los 5°C y 40°C , estas variaciones afectan la operación de los MFV, su potencia y sus voltajes de trabajo y de vacío, por tanto, es necesario evaluar los cambios y asegurarse de que estos no superen los voltajes y corrientes de operación del inversor. El fabricante proporciona los coeficientes de temperatura de sus MFV, útiles para efectuar los cálculos.

Las protecciones del sistema tanto en DC como en AC se deben instalar tomando en cuenta que cada String de MFV, debe tener su respectiva protección basados en la corriente de cortocircuito I_{sc} , y considerando que dicha corriente corresponde a una irradiancia de $1000\text{W}/\text{m}^2$, y que esta puede bajo condiciones especiales ser mayor, lo que incrementaría la corriente en el sistema por encima de los valores normalizados.

Las protecciones contra transitorios de sobretensión por descargas eléctricas y conmutación también deben de instalarse en la entrada DC de cada inversor y en el tablero de inversores AC.

En general, aunque se ha diseñado la instalación a un nivel de tensión inferior a 600 voltios DC, el nivel de aislamiento del cableado DC será para 1000 voltios.

Los MFV se escogerán de manera tal que la relación $KWp/\text{Área}$ sea la más grande posible, para asegurar un mejor aprovechamiento del espacio disponible, en ese sentido las tecnologías de MFV a emplear serán mono cristalinas o policristalinas.

El cableado entre MFV se debe efectuar instalando los MFV en oposición, facilitando que los conductores + y – se **canalicen juntos**, con el objeto de disminuir el campo magnético en la instalación.

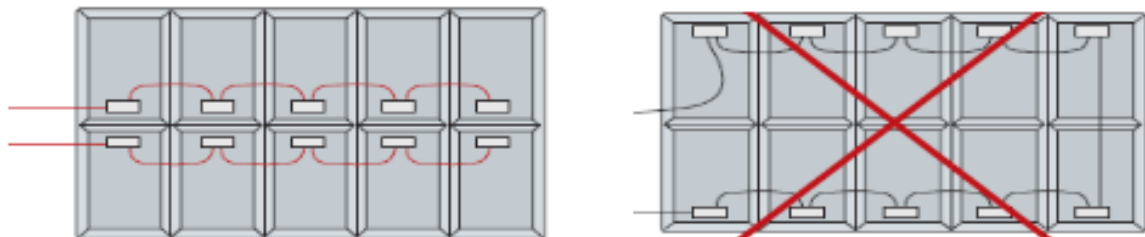


Figura 267. Conexión entre Módulos Fotovoltaicos (Martínez y Rodríguez, 2016, figura 14).

Se evitará que en los MFV, se tengan problemas de sombra por árboles, edificaciones y entre filas. Se dispondrán en forma horizontal o vertical, para minimizar dichos efectos y acomodando los módulos fotovoltaicos al espacio que se tiene en la instalación en cada edificio. En cuanto a la ubicación de los MFV en los diferentes edificios, la figura muestra algunas alternativas que pueden emplearse.

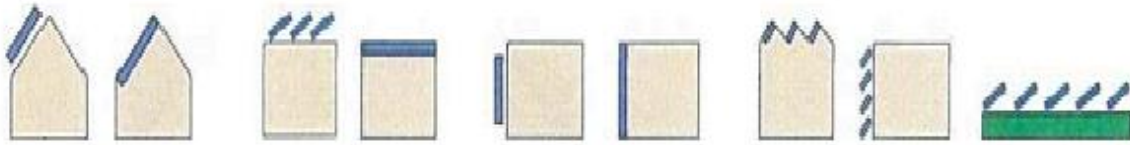


Figura 268. Formas de instalar los MFV. Sobre techos inclinados, integrado al techo, en techos planos, en la fachada, como tragaluz, como cubre sol, en el piso, en la FMOcc se instalarán sobre techo inclinado y losa.

2.3.1 CRITERIOS PARA DETERMINAR EL TAMAÑO DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.

Se evaluaron diferentes tamaños de MFV de manera que la relación KWp/área sea la mayor, con lo cual se optimiza el área disponible, así como también es de vital importancia evaluar con cuales tipos de módulos fotovoltaicos se cuenta en el país, para evitar cualquier tipo de contratiempo en el proyecto. La figura 269 muestra los resultados de la evaluación y entre los módulos que tiene un mayor índice de relación KWp/área se encuentra el de 310W, el cual se utilizará en este proyecto.

DIMENSIONES		POTENCIA	ÁREA	RELACIÓN	TECNOLOGIA
LARGO(M)	ANCHO(M)	W	m ²	W/Área	
1,2	0,6	85	0,72	118,06	Placa delgada CdTe
1,58	0,8	200	1,26	158,23	Mono o Poli
1,65	1,75	220	2,89	76,19	Monocristalino
1,68	1	240	1,68	142,86	Monocristalino
1,68	0,99	245	1,66	147,31	Monocristalino
1,65	0,99	245-270	1,63	165,30	Monocristalino
1,95	0,99	300	1,93	155,40	Monocristalino
1,95	0,996	310	1,94	159,61	Policristalino
1,56	1,04	315	1,62	194,16	Monocristalino
1,65	1,42	320	2,34	136,58	Policristalino
1,56	1,56	325	2,43	133,55	Monocristalino

Figura 269: Cuadro comparativo Wp/área entre tecnologías (Martínez y Rodríguez, 2016, tabla 5).

Algunas características de este módulo fotovoltaico de 310W a utilizar, son su eficiencia de conversión de 15.7%, 72 celdas solares policristalinas, que se ocupan para la captación de irradiancia solar. A continuación se muestran algunos de los datos y parámetros de los módulos fotovoltaicos a utilizar en este proyecto, estos datos serán de gran importancia cuando se diseñen los arreglos fotovoltaicos del actual proyecto.

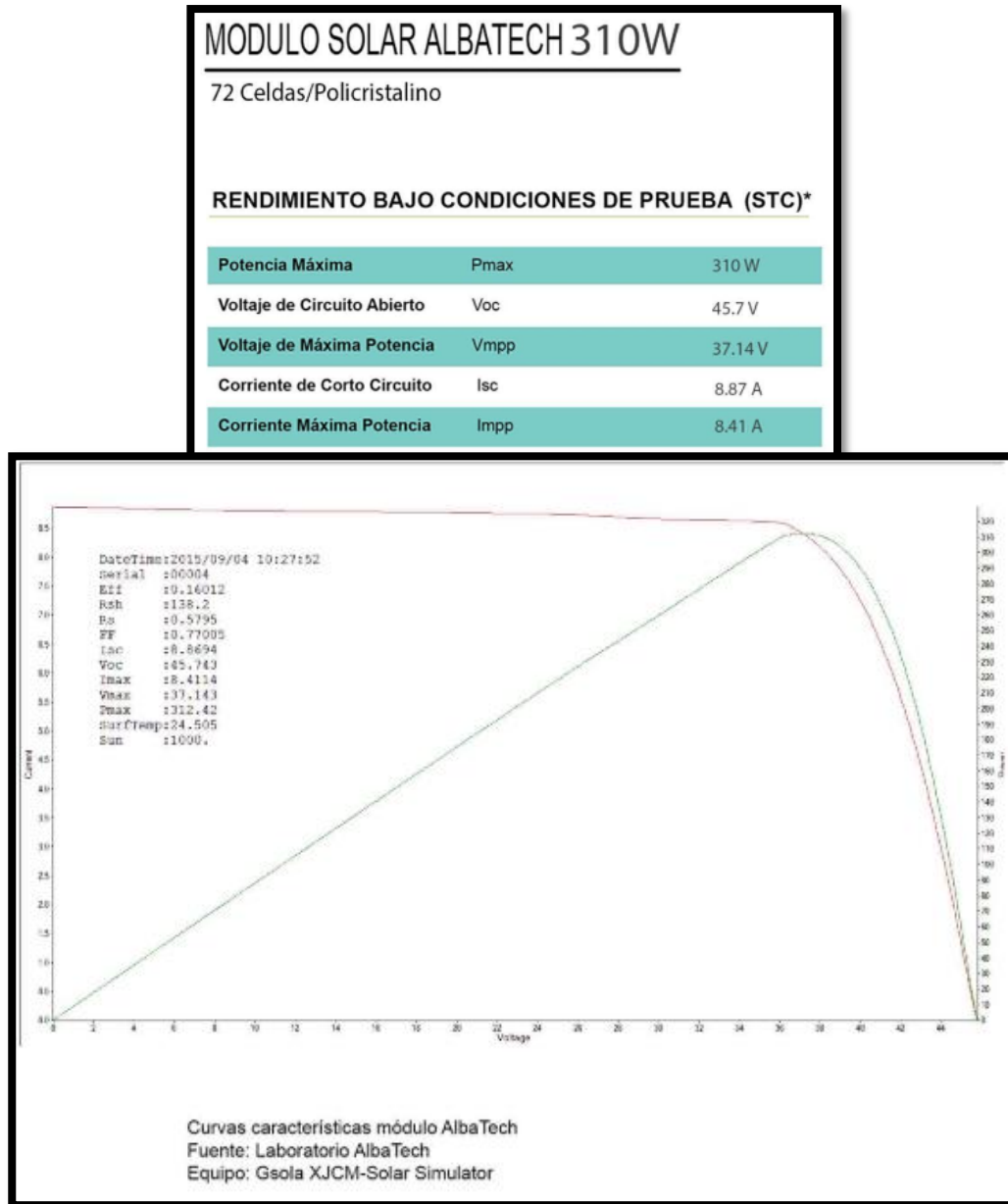


Figura 270. Características técnicas y especificaciones de MFV a utilizar.

normal de los paneles solares a la hora de entregar la máxima potencia, así como también el funcionamiento de los módulos solares cuando están sometidos a condiciones de temperaturas distintas a las establecidas en las especificaciones estándar de medida ⁶. Para este proyecto, se optó por utilizar los inversores fabricados por SMA como primera opción. Como opciones alternas a esta marca de inversores, se manejan en el mercado marcas reconocidas como ABB, Advanced Energy, Aurora y de otros fabricantes debidamente certificados y de amplia experiencia en la fabricación de inversores de conexión a la red.

Para este proyecto se optó por evaluar tres opciones de inversores, los cuales son:

- ✓ Inversor SMA 8000TL-US.
- ✓ Inversor SMA 9000TL-US.
- ✓ Inversor SMA 10000TL-US.

De estas tres opciones se decidió darle prioridad al modelo 9000TL-US para su implementación en el diseño, debido a que este aprovecha al máximo el número de MFV que se pueden conectar en él, evitando el desperdicio de potencia debido a este problema. La segunda opción para este diseño, es el inversor modelo 10000TL-US, este inversor a pesar de contar con casi los mismos parámetros de entrada que el inversor anterior, nos da la ventaja de tener un valor de potencia de entrada más grande, esto se traduce a más MFV conectados al inversor, esto nos sirve en espacios amplios en donde se pueda aprovechar al máximo las dimensiones con las que se cuenta y así poder agregar más MFV en el diseño, ganando un poco más de potencia de salida y por ende más energía eléctrica. Por último se cuenta con el modelo 8000TL-US, este modelo de inversor nos da la opción en espacios pequeños, en donde se tenga un número de paneles que no cumpla con los límites de entrada de los dos inversores mencionados anteriormente, para este diseño no se utilizó este modelo debido a que se cuenta con espacio suficiente como para cumplir las exigencias de las primeras dos opciones de inversores. Todos los cálculos utilizados para determinar los números de MFV por inversor entre otros parámetros, serán agregados en los apartados siguientes, así como las hojas de datos de los inversores a utilizar y las hojas de cálculos utilizados para dimensionar los arreglos fotovoltaicos, serán agregadas en los anexos.

El balanceo de la producción de energía, es de vital importancia al conectar los generadores fotovoltaicos a la red, de manera que en el caso de suministro trifásico se escogerá el número de inversores en un múltiplo de tres como primera opción, distribuidos uniformemente entre las fases. En el caso de que esto no sea posible, debido a que se pueda aprovechar de mejor manera el espacio y poder implementar más MFV y por ende más inversores, se tratará la manera de no provocar un desbalance demasiado brusco entre fases, y poder producir más energía sin ningún problema.

2.3.3 ANÁLISIS DE TEMPERATURA.

Donde se planea colocar los MFV, se considera un rango de temperaturas de 10 °C a 75 °C para el análisis de parámetros eléctricos a temperaturas de funcionamiento extremas. Para dicho estudio se investigó con el fabricante de los módulos fotovoltaicos, cada uno de los parámetros necesarios para realizar el análisis a temperaturas diferentes, los cuales son:

$$\beta = \frac{-0.32\%}{^{\circ}\text{C}} * \frac{45.7\text{V}}{100} = -0.1462 \quad \text{Para voltaje de circuito abierto.}$$

$$\alpha = \frac{0.09\%}{^{\circ}\text{C}} * \frac{8.87}{100} = 0.007983 \quad \text{Para corriente de corto circuito.}$$

$$\gamma = \frac{-0.39\%}{^{\circ}\text{C}} * \frac{37.14}{100} = -0.14 \quad \text{MPP tensión.}$$

2.3.3.1 TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO “VOC” Y “VMPP”.

Para conocer la tensión de circuito abierto, se medirá a la salida de cada MFV cuando se esté trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula, diferente a 25 °C, para el análisis teórico se aplicara el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto (VOC) especificado como “β”, en la siguiente fórmula:

$$V_{OC(X^{\circ}\text{C})} = V_{OC(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T * \Delta V_{OC}(T)$$

Dónde:

$V_{OC(X^{\circ}C)}$: Es la tensión a circuito abierto del panel a una temperatura X.

$V_{OC(25^{\circ}C)}$: Es la tensión a circuito abierto del panel en condiciones estándar.

ΔT : Es la variación de la temperatura de trabajo del panel y las condiciones estándar de medida.

$\Delta V_{OC}(T)$: Es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel.

Con esta fórmula se obtiene la variación de tensión a temperaturas extremas para el MFV a utilizar.

Para Voc y Vmpp a 10 °C:

$$V_{OC(10^{\circ}C)} = 45.7V + (10 - 25) * (-0.146) = 47.893V$$

$$V_{mpp(10^{\circ}C)} = 37.14V + (10 - 25) * (-0.14) = 39.24V$$

Para Voc y Vmpp a 75 °C:

$$V_{OC(75^{\circ}C)} = 45.7V + (75 - 25) * (-0.146) = 38.39V$$

$$V_{mpp(75^{\circ}C)} = 37.14V + (75 - 25) * (-0.14) = 30.14V$$

2.3.3.2 CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO “ISC”.

De igual forma se necesita conocer la corriente de cortocircuito que se producirá a la salida de cada MFV cuando están trabajando bajo condiciones de temperatura diferentes a 25 °C, para conocer este dato, se aplicará el coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito (I_{sc}) especificado como “ α ”, en la siguiente fórmula a utilizar:

$$I_{SC(X^{\circ}C)} = I_{SC(25^{\circ}C)} + \Delta T * \Delta I_{SC}(T)$$

Dónde:

$I_{SC(X^{\circ}C)}$: Es la corriente de cortocircuito del panel a una temperatura X.

$I_{SC(25^{\circ}C)}$: Es la corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar.

$\Delta I_{SC}(T)$: Es el coeficiente de temperatura de cortocircuito del panel.

A continuación, se necesita evaluar la variación de corriente de cortocircuito a temperaturas extremas para el MFV a utilizar, es por eso que se calculan los siguientes datos:

Para I_{sc} a 10 °C:

$$I_{SC(10^{\circ}C)} = 8.87 + (10 - 25) * (0.007983) = 8.75A$$

Para I_{sc} a 75 °C:

$$I_{SC(75^{\circ}C)} = 8.87 + (75 - 25) * (0.007983) = 9.27A$$

En la siguiente tabla se muestra los resultados obtenidos de los parámetros eléctricos que se ven afectados con la variación de temperatura, en un MFV. Se demuestra que a menor temperatura la tensión de circuito abierto tiende a ser mayor, mientras que la corriente de cortocircuito es mayor si aumenta la temperatura.

Tabla 12.

Parámetros afectados por las temperaturas fuera del rango normal.

	10 °C	25 °C	75 °C
Voc	47.893 V	45.7 V	38.39 V
Vmpp	39.24 V	37.14 V	30.14 V
Isc	8.75 A	8.87 A	9.27 A

2.3.4 ANÁLISIS Y CÁLCULOS DE NÚMERO DE MFV A CONECTAR POR INVERSOR.

Se harán los cálculos para los dos inversores a utilizar en este proyecto, el inversor SB 9,000TL- US y el inversor SB 10,000TL- US, es importante aclarar que entre estos dos inversores solo existen dos parámetros diferentes los cuales son, Máxima Potencia de entrada y Máxima corriente de entrada. Es por eso que los demás cálculos se harán para ambos modelos simultáneamente, haciendo énfasis en los cálculos que se cumplen para ambos y diferenciando los que no se cumplan.

Comenzamos con el rango de tensiones en el que puede trabajar al punto de máxima potencia, oscila entre 300 V y 480 V para ambos modelos, de manera que para el MFV escogido cuyo voltaje MPP es de 37.14 V se requiere un máximo de $480/37.14 = 12.92$ MFV, de igual manera se requiere un mínimo de $300/37.14 = 8.07$ MFV, esto se cumple para ambos modelos de inversores.

Si la máxima potencia de entrada recomendada para el inversor 9,000TL-US es de 9400 Wp, se requiere $9400/310 = 30.32$ MFV por inversor, si se emplean 3 String por inversor, se tendrán 10 MFV por String, lo que hace un total de 30 MFV por inversor y 30×310 Wp = 9.3KWP por inversor.

Para el caso del modelo 10,000TL-US es diferente, se tiene una potencia máxima de entrada de 10,350 Wp, es decir que el inversor puede soportar $10,350/310 = 33.38$ MFV por inversor, si utilizamos 3 Strings por inversor al igual que el modelo de inversor anterior, tendríamos 11 MFV por String, lo que hace un total de 33 MFV por inversor y 33×310 Wp = 10.23 KWp por inversor.

Con 10 MFV por String se tiene: $V_{oc} = 10 \times V_{oc} = 10 \times 45.7V = 457V$ y con 11 MFV por String se tiene: $V_{oc} = 11 \times V_{oc} = 11 \times 45.7V = 502.7V$ lo cual es aceptable para ambos valores ya que la máxima tensión que soporta a la entrada es de 600 V para ambos modelos de inversores.

De igual manera se tiene una tensión V_{mpp} aceptable de $V_{mpp} = 10 \times 37.14 = 371.4$ V y para 11 MFV $V_{mpp} = 11 \times 37.14 = 408.54$ V.

La corriente de cortocircuito I_{sc} por String = 8.87 A, se colocaran 3 String generando una corriente de $I_{sc} = 26.61$ A, lo que es satisfactorio ya que la máxima corriente de entrada del inversor es de 31 A para el modelo 9,000TL-US, y de 35 A para el modelo 10,00TL-US.

Los MFV tienen la característica de modificar sus parámetros eléctricos con respecto a la variación de temperatura, por ello con respecto a la tabla 6, donde se muestran los parámetros eléctricos a diferentes temperaturas del panel solar a utilizar, se verifica si el arreglo de MFV encontrado anteriormente es favorable para los parámetros eléctricos de entrada del inversor. Es por eso que se ha creado una hoja de cálculo para dejar en evidencia todos los parámetros a cumplir, esta se muestra a continuación.

Inversor Modelo SB 9,000TL-US:

Datos del MFV											
Voltage MPP del Modulo FV [V]:		37.14		Potencia de cada MFV [W]:	310	Corriente Isc / String [A]:		8.87	Voc [V]:	45.7	
		Minimo a 75 °C [V]	Maximo a 10 °C [V]								
Vmpp a Distintas Temperaturas [V]:		30.14	39.24			Corriente en entada a 75 °C		9.27	Voc a 10 °C [V]	47.893	
Datos Del Inversor a Utilizar											
Modelo: 9000TL-US											
		Minimo [V]	Maximo [V]								
Rango de tensiones Vmpp Inversor :		300	480	Máxima Potencia de entrada del Inversor [W]:	9400	Máx. Corriente entrada [A]:	31	Vmax entrada [V] :	600		
Calculos para determinar MFV/ String y String/ Inversor											
		Paneles	Paneles			Paneles					
Numero de Paneles:	8.07754443	12.9240711		Numero de Paneles / Inversor:		30.32258065	Corriente en la entrada Inversor [A]:	26.61	Vmax a la entrada/ String [V]:	457	
Aproximando valores reales:	9	12		Aproximando a Valores reales:		30				V entrada Correcto	
MFV/ String a utilizar:	10							l entrada Correcta			
Numero de Strings a Utilizar:	3										
Potencia alcanzada por array [W]:	9300										
% Aprovechamiento:	98.93617021										
				Análisis a Temperatura fuera del rango normal							
				Máximo Voltage de entrada [V]:		478.93	Voltage entrada Correcto				
				Tensión MPP Máx [V]:		392.4	Voltage MPP Correcto				
				Tensión MPP Mín [V]:		301.4	Voltage MPP Mín Correcto				
				Corriente de entrada [A]:		27.81	Corriente entrada Correcta				

Figura 272. Hoja de cálculos que muestra las diferentes características tanto de los MFV, así como también del inversor SB 9,000 TL-US, además muestra los cálculos realizados para determinar el número de MFV por string, número de MFV por inversor, corriente de entrada en el inversor, tensión por string, entre otros parámetros importantes para el diseño fotovoltaico.

Inversor Modelo SB 10,000TL-US:

Datos del MFV										
Voltage MPP del Modulo FV [V]:		37.14		Potencia de cada MFV [W]:	310	Corriente Isc / String [A]:	8.87	Voc [V]:	45.7	
		Minimo a 75 °C [V]	Maximo a 10 °C [V]							
Vmpp a Distintas Temperaturas [V]:		30.14	39.24			Corriente en entada a 75 °C	9.27	Voc a 10 °C [V]:	47.893	
Datos Del Inversor a Utilizar										
Modelo: 10,000TL-US										
		Minimo [V]	Maximo [V]							
Rango de tensiones Vmpp Inversor :		300	480	Máxima Potencia de entrada del Inversor [W]:	10350	Máx. Corriente entrada [A]:	35	Vmax enrtada [V] :	600	
Calculos para determinar MFV/ String y String/ Inversor										
		Paneles	Paneles			Paneles				
Numero de Paneles:		8.07754443	12.9240711	Numero de Paneles / Inversor:		33.3870968	Corriente en la entrada Inversor [A]:	26.61	Vmax a la entrada/ String [V]:	502.7
Aproximando valores reales:		9	12	Aproximando a Valores reales:		33				V entrada Correcto
MFV/ String a utilizar:		11								
Numero de Strings a Utilizar:		3								
Potencia alcanzada por array [W]:		10230								
% Aprovechamiento:		98.84057971								
		Análisis a Temperatura fuera del rango normal								
		Máximo Voltage de entrada [V]:		526.823						Voltage entrada Correcto
		Tensión MPP Máx [V]:		431.64						Voltage MPP Correcto
		Tensión MPP Mín [V]:		331.54						Voltage MPP Mín Correcto
		Corriente de entrada [A]:		27.81						Corriente entrada Correcta

Figura 273. Hoja de cálculos que muestra las diferentes características tanto de los MFV, así como también del inversor SB 10,000 TL-US a utilizar, además muestra los cálculos realizados para determinar el número de MFV por string, número de MFV por inversor, corriente de entrada en el inversor, tensión por string, entre otros parámetros importantes para el diseño fotovoltaico.

2.4 INSTALACION FOTOVOLTAICA EDIFICACIONES.

Los edificios a tomar en cuenta en la implementación fotovoltaica son los siguientes:

- ✓ Edificio de Medicina.



Figura 274. Edificio de medicina, entrada principal.

- ✓ Edificio de Usos Múltiples.



Figura 275. Edificio de usos múltiples, parte frontal del edificio.

- ✓ Edificio de aulas "N".



Figura 276. Edificio de aulas N, parte frontal.

- ✓ Edificio de Maestrías y Postgrados.



Figura 277. Edificio de mestrias, parte trasera y lateral.

Estos edificios fueron estudiados detalladamente para cumplir con las exigencias que se requieren para implementar todo un diseño fotovoltaico, entre los datos estudiados se encuentran recurso solar en los edificios, tipo de techo, dimensiones disponibles, entre otros. Por esta y otras razones que se mencionaran en las secciones siguientes, se ha decidido instalar MFV en los techos orientados al Sur como mayor prioridad, luego los techos orientados hacia el Este y Oeste también pueden formar parte del diseño fotovoltaico como segunda prioridad en este diseño, como se muestra en las secciones a continuación.

2.4.1 DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOLARES EN EL EDIFICIO DE MEDICINA.

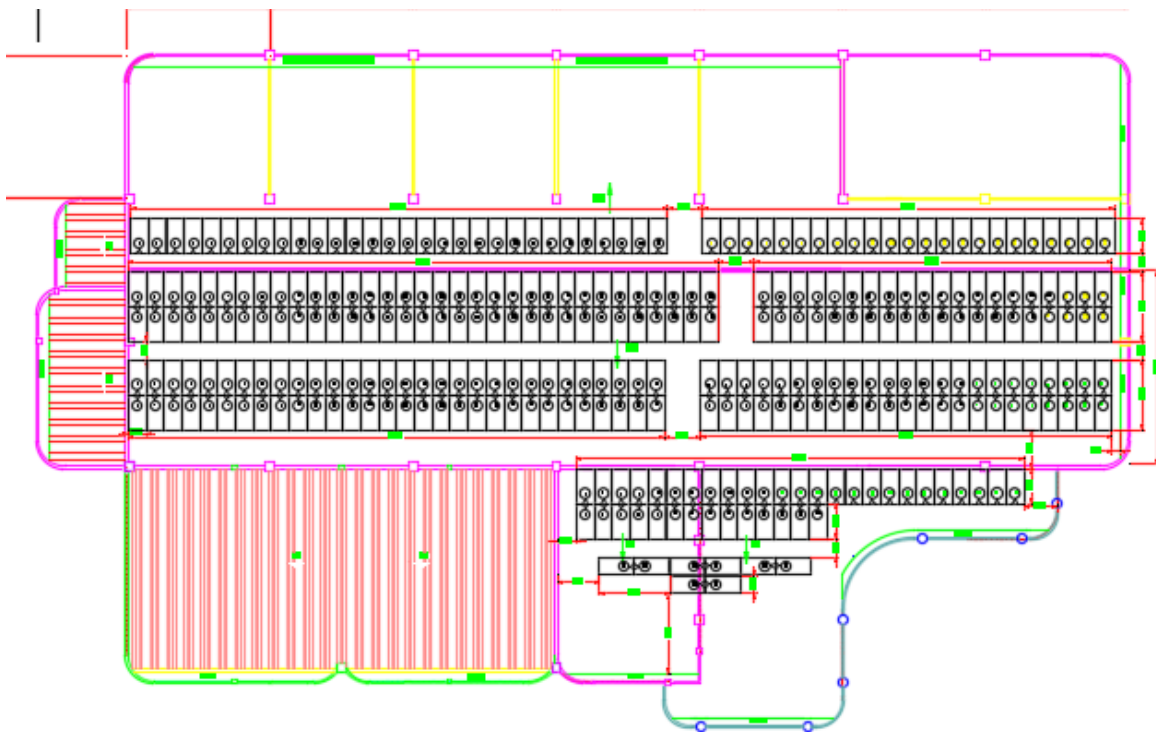


Figura 278. Colocación de MFV en edificio de medicina.

De acuerdo con la distribución de MFV, pueden instalarse 312 MFV de 310 W, esto equivale a 96.72 KW aproximadamente que se pueden generar, de manera que se instalarán 6 inversores de 9,000 W y 4 inversores de 10,000 W, los dos inversores son modelo del inversor Sunny Boy. Cada arreglo de 3 strings se conectarán al combiner box (ST-DC), que tendrá fusibles DC a 15 A para ambas polaridades, así mismo habrá un

punto común para tierra, el cual unirá los 3 strings, se optó poner un gabinete para intemperie que contendrá los supresores de cada combiner box. Se puede observar a simple vista, que en el diseño se optó por agregar una fila de MFV en el costado norte del edificio ganando así un poco más de potencia, esto es gracias a una base de los paneles que es capaz de ser orientada hacia el sur, a pesar de estar ubicada en el costado norte, más adelante se mostrara esta estructura donde serán montado los paneles para dar una mayor aclaración de estos casos. La ubicación de los paneles se ha diseñado de tal forma que todos queden orientados hacia el sur para lograr un mayor aprovechamiento del recurso solar, además se ha diseñado de tal manera que se pueda trabajar en instalación, reparación y limpieza de MFV sin ningún tipo de problemas.

2.4.2 DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOLARES EN EL EDIFICIO DE USOS MÚLTIPLES.

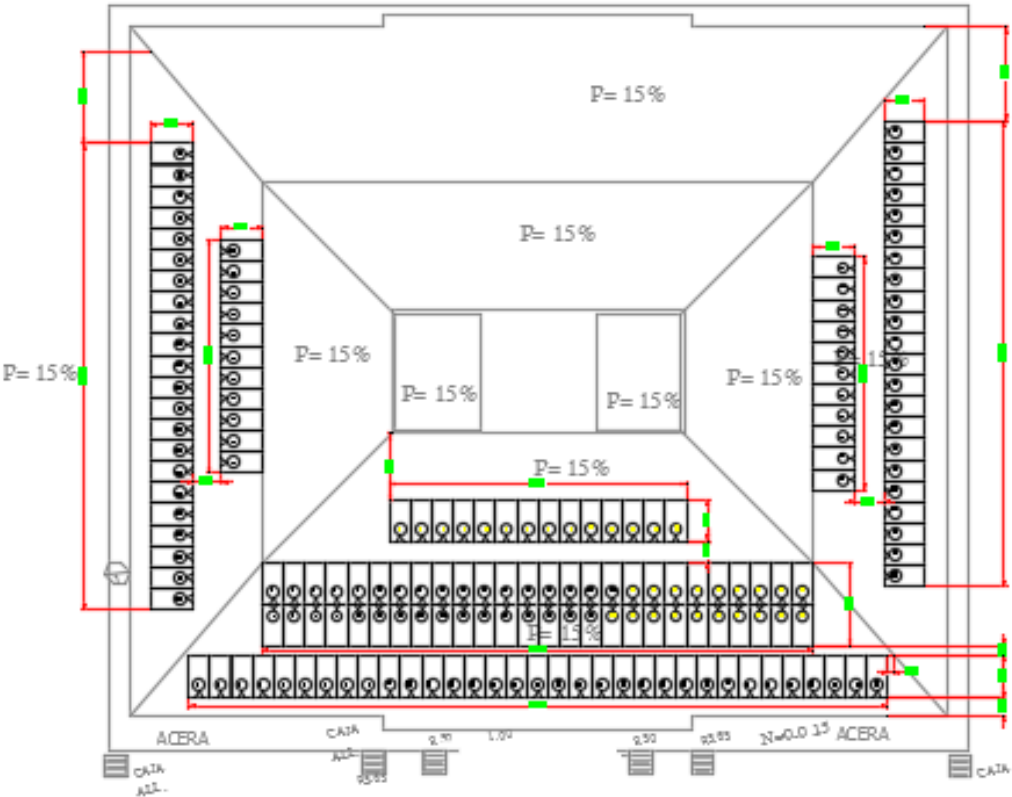


Figura 279. Colocación de MFV en edificio de usos múltiples.

De acuerdo con la distribución de MFV en este edificio, pueden instalarse 165 MFV de 310 W, esto equivale a 51.15 KW aproximadamente que se pueden generar, de manera

que se instalarán 5 inversores de 10,000 W, modelo 10,000TL-US. Cada arreglo de 3 strings se conectarán al combiner box (ST-DC), que tendrá fusibles DC a 15 A para ambas polaridades, así mismo habrá un punto común para tierra, el cual unirá los 3 strings, se optará por poner un gabinete para intemperie que contendrá los supresores de cada combiner box. Se puede observar a simple vista, para el caso de este diseño estudió la posibilidad de sacar el mejor provecho de las dimensiones de este edificio y se optó por agregar filas de MFV en los costados Este y Oeste del edificio, sin tener ningún tipo de problemas como lo mostró el análisis solar, ganando así un poco más de potencia. La ubicación de este edificio es correcta para lograr un mayor aprovechamiento del recurso solar ubicando la mayor cantidad de MFV hacia el Sur, para el caso de los MFV ubicados hacia el Este y Oeste, cada uno de estos arreglos ubicados a diferentes orientaciones, estará conectado a su propio inversor para evitar problemas con valores de V_{mpp} diferentes, esto se mostrara en los planos de detalle del diagrama unifilar en DC, ubicado en la siguiente sección.

2.4.3 DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOLARES EN EL EDIFICIO DE AULAS N.

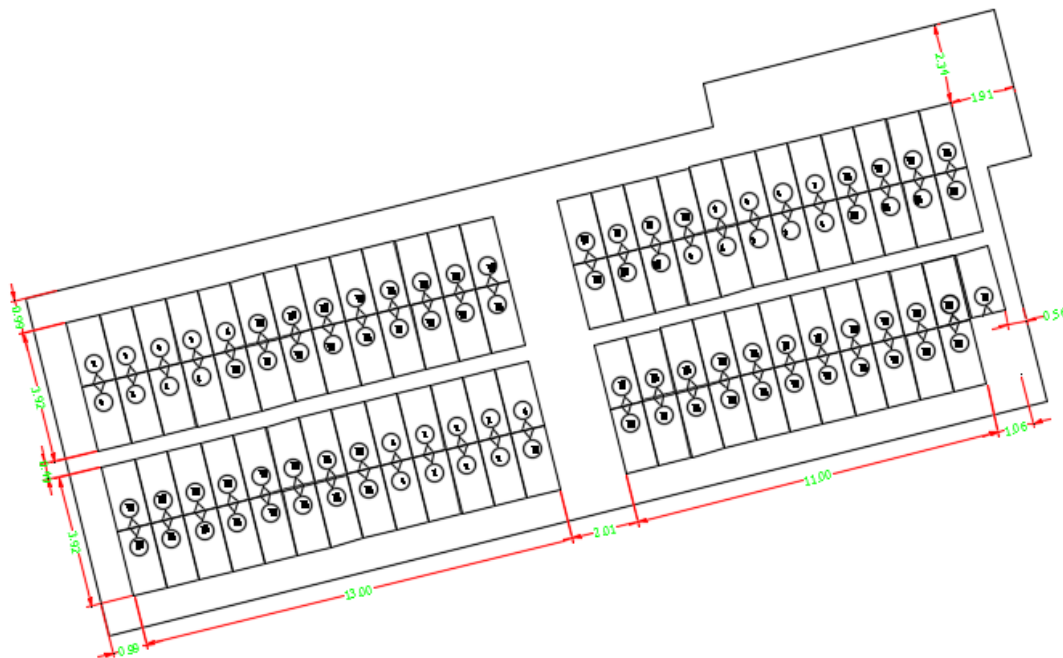


Figura 280. Colocación de MFV en edificio de aulas N.

De acuerdo con la distribución de MFV en este edificio, pueden instalarse 99 MFV de 310 W, esto equivale a 30.69 KW aproximadamente que se pueden generar, de manera que

se instalarán 3 inversores de 10,000 W, modelo 10,000TL-US. Cada arreglo de 3 strings se conectarán al combiner box (ST-DC), que tendrá fusibles DC a 15 A para ambas polaridades, así mismo habrá un punto común para tierra, el cual unirá los 3 strings, se optará por poner un gabinete para intemperie que contendrá los supresores de cada combiner box. A pesar de no ser un edificio con dimensiones grandes como los anteriores, este se encuentra en una posición óptima para el empleo de MFV, debido que es un edificio alto y con poca intervención de sombra por otras edificaciones, además de ser un edificio nuevo capaz de soportar el peso de las estructuras sin ningún problema. El caso de este diseño es simple, debido a que es un edificio de dimensiones pequeñas que consta de una sola agua inclinada entre el Sur y el Este, para este edificio se hizo el mismo estudio solar y se optó por utilizar el diseño que se muestra en la imagen xx. Este diseño es óptimo para las dimensiones y ubicación del edificio, además de dar el espacio suficiente para trabajar en diferentes maniobras, nos ayuda a aprovechar el recurso solar de la mejor manera.

2.4.4 DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOLARES EN EL EDIFICIO DE MAESTRÍAS Y POST GRADOS.

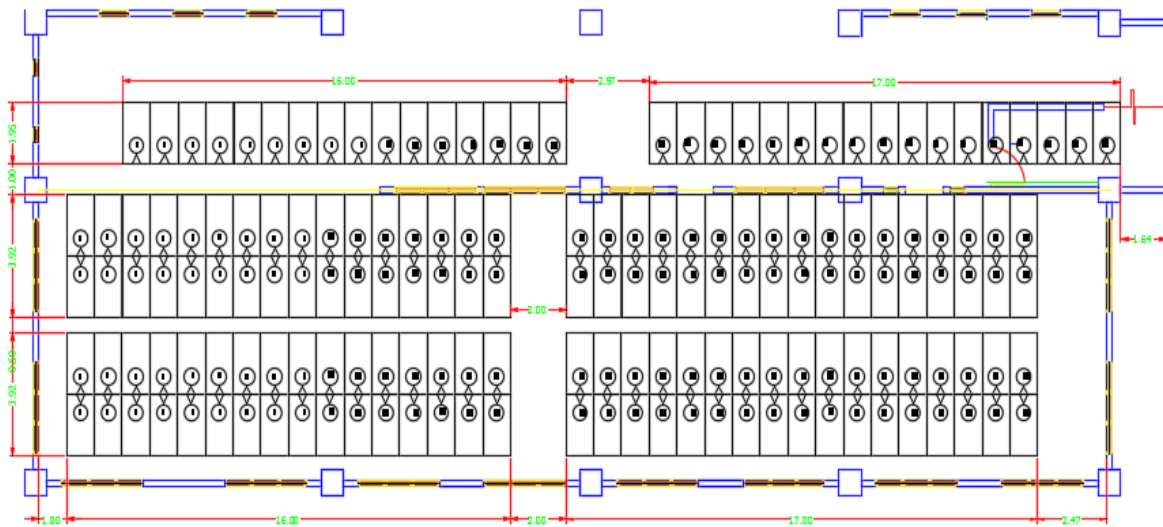


Figura 281. Colocación de MFV en edificio de maestrías.

De acuerdo con la distribución de MFV en este último edificio, pueden instalarse 165 MFV de 310 W, esto equivale a 51.15 KW aproximadamente que se pueden generar, de manera que se instalarán 5 inversores de 10,000 W, del modelo 10,000 TL-US como en el edificio de usos múltiples antes mencionado. Cada arreglo de 3 strings se conectarán al combiner box (ST-DC), que tendrá fusibles DC a 15 A para ambas polaridades, así mismo habrá un punto común para tierra, el cual unirá los 3 strings, se optó por poner un gabinete para intemperie que contendrá los supresores de cada combiner box. Se puede observar a simple vista, que en el diseño de distribución de paneles se optó por agregar una fila de MFV en el costado norte pero inclinados siempre hacia el sur del edificio ganando así un poco más de potencia, esto es posible gracias a soportes especiales en la base de los paneles que se mencionaran más adelante, como se hizo en el edificio de Medicina antes mencionado, más adelante se mostrara esta estructura donde serán montado los paneles. La ubicación de los paneles se ha diseñado de tal forma que todos queden orientados hacia el sur para lograr un mayor aprovechamiento del recurso solar, además se ha diseñado de tal manera que se pueda trabajar en instalación, reparación y limpieza de MFV sin ningún tipo de problemas, por eso se ha diseñado con espaciamiento entre las filas de paneles a instalar.

2.5 DIAGRAMA UNIFILAR DC Y AC DE EDIFICIOS.

El siguiente diagrama muestra una forma resumida donde se muestra como se conectarán los MFV, hasta llegar al TI (Tablero de inversores), es importante recalcar que el esquema muestra las dos etapas tanto DC como AC que se tienen en una instalación fotovoltaica. En el esquema, primero se muestra los strings fotovoltaicos dirigidos hacia el combiner box, del combiner salen 2 líneas y el tierra hacia el inversor, luego del inversor salen (L1, L2, N, GN) hacia el tablero de inversores, denominado "TI", de este salen dos líneas hacia el TG (Tablero General), que es donde se tendrá toda la carga de cada edificio. Cada inversor se conectará entre fases al tablero de inversores.

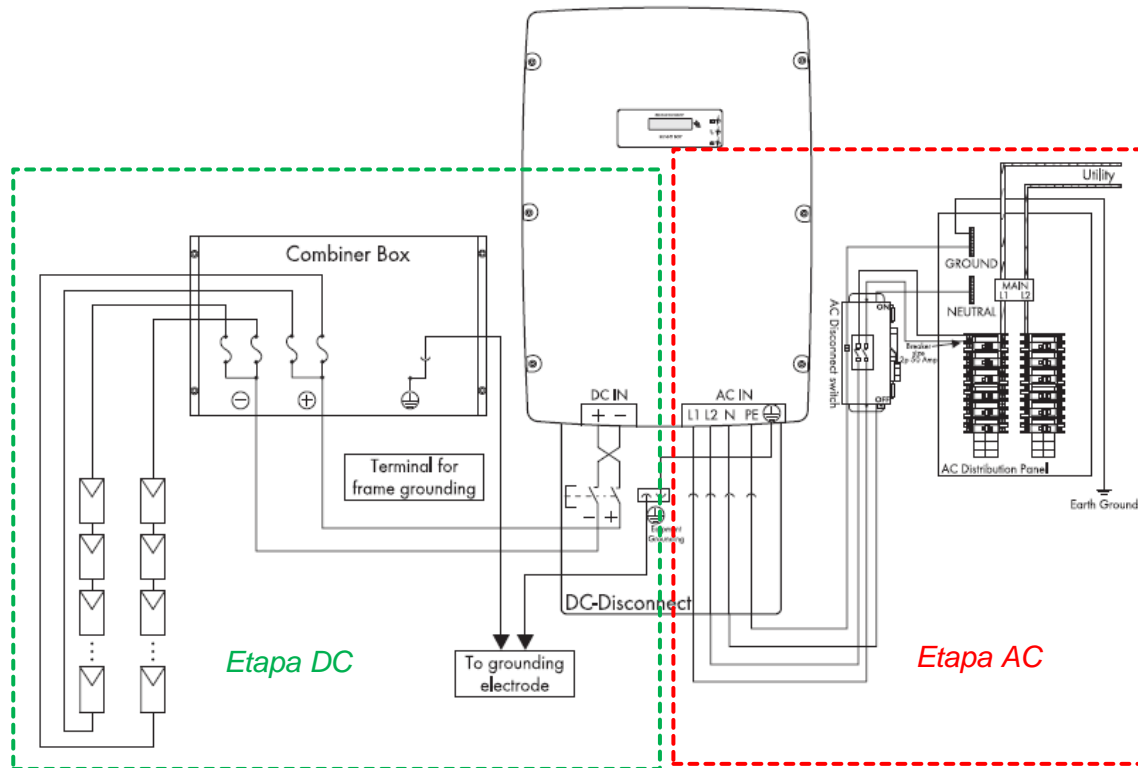


Figura 282. Esquema de conexión de desde Strings FV, hasta TI. La parte punteada de color verde muestra la etapa en DC en una conexión fotovoltaica, la parte punteada en color rojo, muestra la etapa después del inversor, donde se tiene la parte en AC.

2.5.1 DIAGRAMA UNIFILAR DC DE EDIFICIOS.

En este apartado, se presentan los diagramas en DC de los cuatro (4) edificios a instalar MFV, para el caso del actual diseño, en la parte de DC solo se tienen dos (2) tipos diferentes de diagramas en DC, los cuales se han aplicado a todos los edificios, los dos tipos de diseños en DC son:

- ❖ Diagrama unifilar en DC de 10 MFV por String.
- ❖ Diagrama unifilar en DC de 11 MFV por String.

A continuación se mostrará cada uno de ellos, además se agregarán en la sección de anexos para tener una mayor amplitud y comodidad al analizarlos.

Diagrama unifilar en DC de 10 MFV por String.

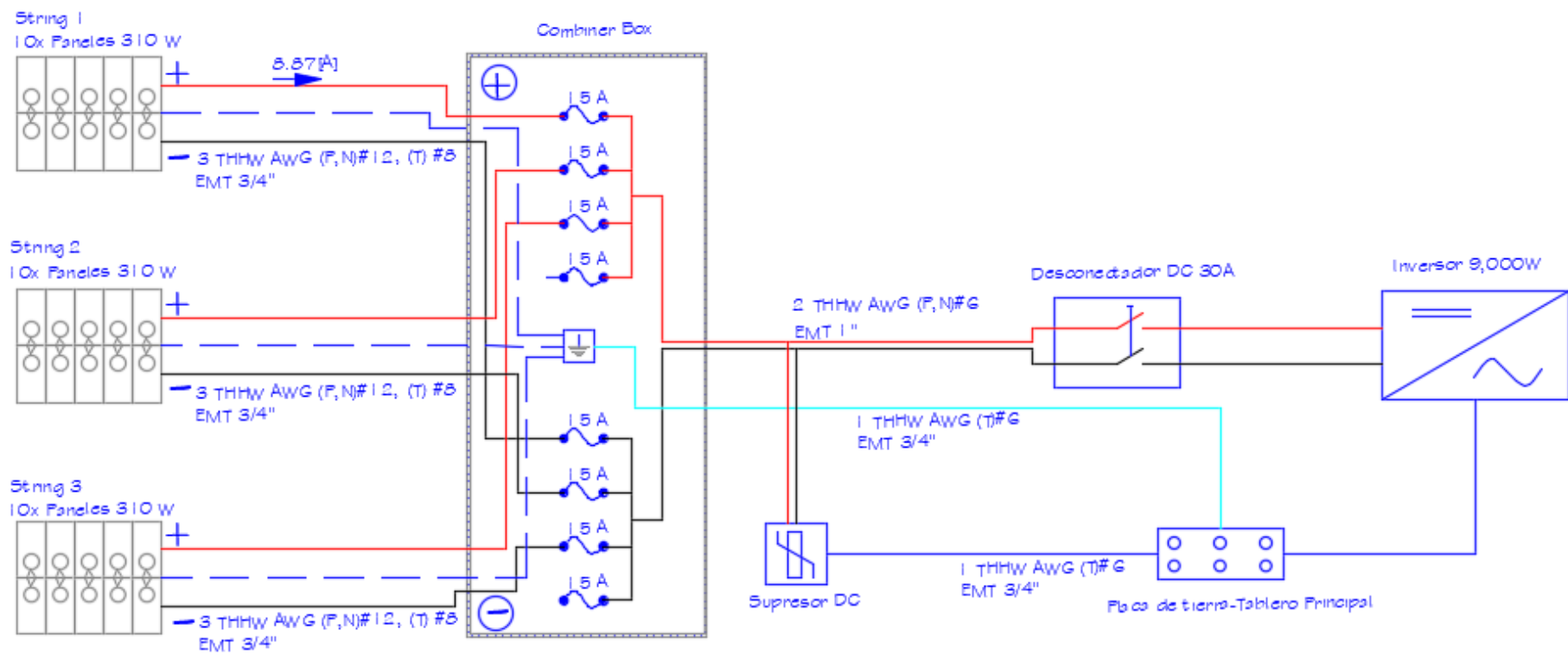


Figura 283. Diagrama unifilar en DC de 10 MFV por String.

Diagrama unifilar en DC de 11 MFV por String.

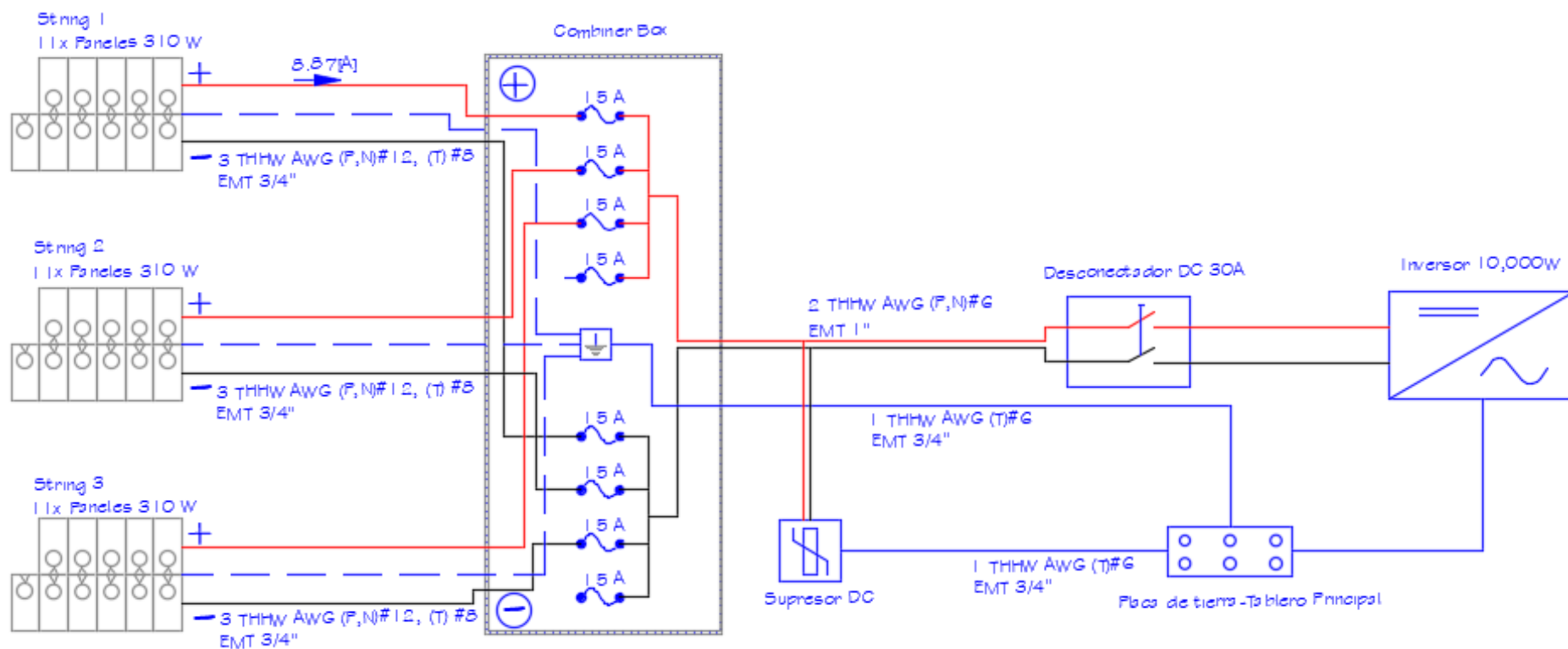


Figura 284. Diagrama unifilar en DC de 11 MFV por String.

2.5.2 DIAGRAMA UNIFILAR AC DE EDIFICIOS.

En esta sección se mostrarán los diagramas unifilares de la etapa en AC del diseño fotovoltaico, cabe mencionar que debido a que los diagramas en AC de la mayoría de edificios son muy extensos, estos no permiten una cómoda lectura de las diferentes partes de ellos, es por eso que sólo se mostrará un diagrama unifilar en esta sección, dejando los demás en los anexos para un análisis más cómodo. A continuación se mostrará el diagrama unifilar de la etapa en AC del edificio de usos múltiples.

Edificio de usos múltiples.

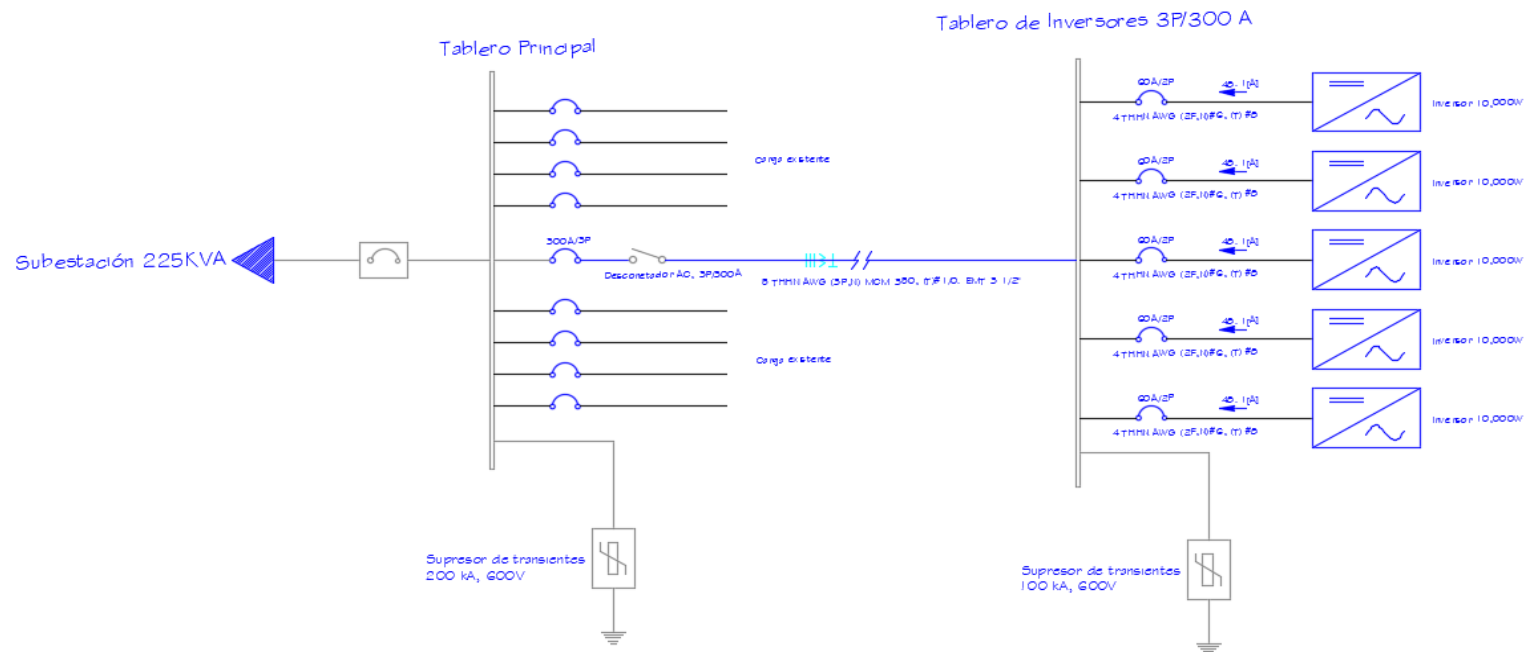


Figura 285. Diagrama unifilar en AC de edificio de usos múltiples, UES FMOcc.

2.6 BALANCEO DE INVERSORES EN TABLERO TI.

En este apartado, se muestra el correcto balanceo de los inversores de diferentes capacidades, en el tablero trifásico de inversores. En el actual diseño fotovoltaico, debido al espacio que se tiene en los edificios a instalar MFV, los inversores utilizados varían en capacidad de potencia, debido al número de paneles que se requieren para alimentarlos, es por ello para ser conectados al tablero trifásico de inversores, se deberá balancear la corriente entregada por los inversores en cada una de las fases, además de reservar espacios para instalar inversores a futuro y así asegurar un correcto balanceo, como se muestra en las siguientes tablas.

Tabla 13.

Balanceo de inversores de diferentes capacidades en edificio de Medicina.

Medicina				
Inversores	Capacidad	Fase A-B	Fase B-C	Fase C-A
Carga a instalar en el diseño				
1	10000 W	48.07	48.07	
2	10000 W		48.07	48.07
3	10000 W	48.07		48.07
4	10000 W	48.07	48.07	
5	9000 W		43.3	43.3
6	9000 W	43.3		43.3
7	9000 W	43.3	43.3	
8	9000 W		43.3	43.3
9	9000 W	43.3		43.3
10	9000 W	43.3	43.3	
Carga futura a instalar				
11	10000 W		48.07	48.07
12	10000 W	48.07		48.07
TOTAL I fase (Amp)		365.48	365.48	365.48
TOTAL I línea (Amp)		633.0299292	633.0299	633.0299

Tabla 14.

Balanceo de inversores de diferentes capacidades en edificio de Usos múltiples.

Usos Múltiples				
Inversores	Capacidad	Fase A-B	Fase B-C	Fase C-A
Carga a instalar en el diseño				
1	10000 W	48.07	48.07	
2	10000 W		48.07	48.07
3	10000 W	48.07		48.07
4	10000 W	48.07	48.07	
5	10000 W		48.07	48.07
Carga futura a instalar				
6	10000 W	48.07		48.07
TOTAL I fase (Amp)		192.28	192.28	192.28
TOTAL I línea (Amp)		333.0387293	333.0387	333.0387

Tabla 15.

Balanceo de inversores de diferentes capacidades en edificio de Aulas N.

Aulas N				
Inversores	Capacidad	Fase A	Fase B	Fase C
Carga a instalar en el diseño				
1	10000 W	48.07	48.07	
2	10000 W		48.07	48.07
3	10000 W	48.07		48.07
TOTAL I fase (Amp)		96.14	96.14	96.14
TOTAL I línea (Amp)		166.5193646	166.5194	166.5194

Tabla 16.
Balanceo de inversores de diferentes capacidades en edificio de Maestrías y Postgrados.

Maestría				
Inversores	Capacidad	Fase A-B	Fase B-C	Fase C-A
Carga a instalar en el diseño				
1	10000 W	48.07	48.07	
2	10000 W		48.07	48.07
3	10000 W	48.07		48.07
4	10000 W	48.07	48.07	
5	10000 W		48.07	48.07
Carga futura a instalar				
6	10000 W	48.07		48.07
TOTAL I fase (Amp)		192.28	192.28	192.28
TOTAL I línea (Amp)		333.0387293	333.0387	333.0387

2.7 SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES (DPS).

Las sobretensiones son picos de tensión de muy corta duración que también se conocen como transitorios, estos son producidos por la caída de rayos sobre algún conductor de la red o en una zona muy cercana, que pueden crear corrientes inducidas, por tal motivo en el diseño de los diagramas unifilares se han incorporado DPS o supresores, para proteger los diferentes equipos de transitorios. La selección se ha hecho en base a las normas **DIN VDE 0100-712** y **UL 1449 3rd Edición**.

Según la norma **DIN VDE 0100-712**, deben instalarse un DPS en el lado DC para proteger al inversor de las sobretensiones que provengan del lado de los módulos y uno del lado AC para protegerlo de sobretensiones que provengan de la red, estos DPS's debe de ser de Tipo II según la norma **UL 1449 3rd Edición**.

Descripción del DPS tipo II.

Este DPS se puede instalar en las partes de la instalación eléctrica que se encuentran después del interruptor principal.

Descripción del DPS tipo I.

Este DPS debe instalarse en los tableros generales. Otro dato importante a parte del tipo de DPS a utilizar, es la corriente de supresión que estos deben de soportar. Para determinar este valor de supresión es necesario clasificar el nivel de exposición en base al **Std. IEEE C62.41.1 2002**, en la figura 286 se muestran los diferentes niveles de exposición.

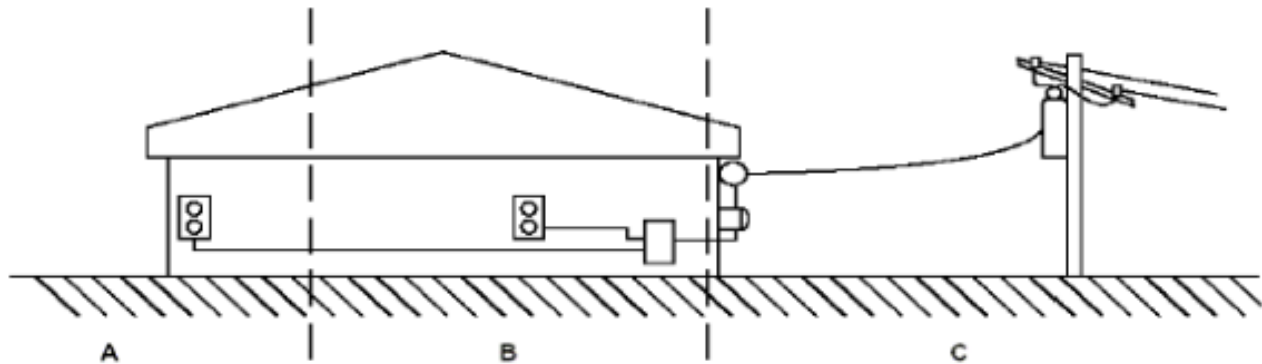


Figura 286. Niveles de exposición de acuerdo con la IEEE C62.41.1 2002.

El nivel C es el que se ve más expuesto a transitorios externos, esta es el área de acometidas, alimentadores aéreos y tableros generales en baja tensión. Estos DPS deben de tener una corriente de supresión que este entre 125KA a 250KA. Para el caso de este diseño la corriente de supresión del supresor instalado en el tablero general es de 200KA.

El nivel B es considerada como de exposición media, aquí se encuentran el area de los subtableros, alimentadores, UPS's entre otros. La corriente de supresión para este nivel se encuentra entre 80A a 160KA. Este nivel no se utiliza en el diseño.

El nivel A es considerado el de menor exposición, aquí se encuentran tableros de distribución terminales que alimentan a cargas finales, también se encuentran circuitos derivados que alimentan cargas criticas altamente electrónicas (Como el caso de los inversores Sunny Boy). Las corrientes de supresión tomando en cuenta que ya ha pasado por una de las etapas anteriores o ambas, tienen un rango entre 40 KA y 120KA. El supresor del STI está clasificado en este nivel y se ha seleccionado con una corriente de

supresión de 100 KA. En este mismo nivel se clasifica el supresor del lado DC del inversor con una corriente de supresión de 40KA. Los valores antes expuestos se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 17.

Diferentes categorías, aplicaciones de los DPS y valores de las corrientes de supresión según nivel de exposición.

Category	Application	Per Phase	Per Mode
	Service Entrance Locations		
C	(Switchboards, Switchgear, MCC, Main Entrance)	250 kA	125 kA
B	High Exposure Roof Top Locations (Distribution Panelboards)	160 kA	80 kA
A	Branch Locations (Panelboards, MCCs)	120 kA	40 kA

Todos los DPS de los diseños para los demás edificios, se han establecido siguiendo el mismo criterio que se acaba de describir.

2.8 ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA MFV.

Para realizar el diseño de la estructura de soporte para los MFV que se instalaran en los techos inclinados de los diferentes edificios se ha realizado el siguiente análisis, tomando en cuenta el caso particular del techo que se encuentra en el costado norte del edificio Medicina de la FMOcc.

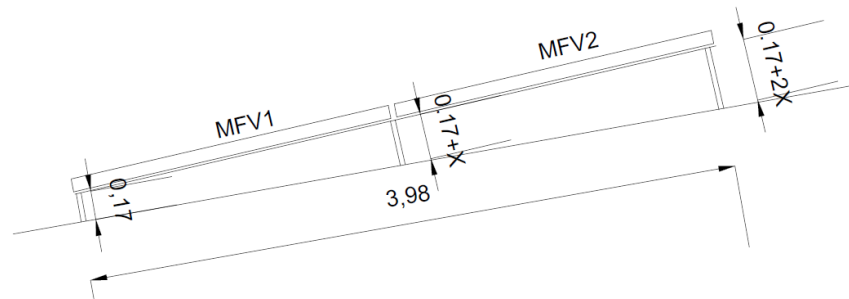


Figura 287. Bosquejo para realizar el diseño de la estructura para MFV en techo.

X se calculó de la siguiente manera:

$$x = 1.955 * \sin(2^\circ)$$

$$x = 0.068 \text{ m}$$

Con el cálculo de “x” se obtiene las siguientes dimensiones que son mostradas en la figura 34.

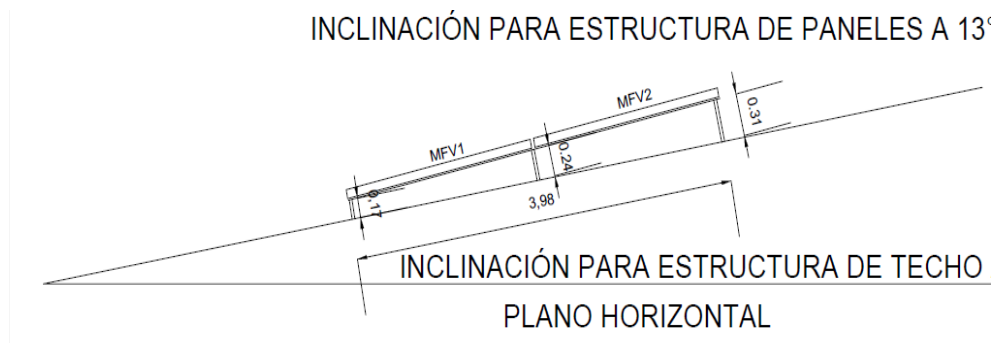


Figura 288. Vista de perfil de estructura de soporte.

En la figura 33 se observa el perfil de la estructura de soporte de MFV para techos con cierta inclinación, en este caso se ha realizado el bosquejo para el techo del edificio del edificio de Medicina UES FMOcc en su costado norte, que es precisamente donde el techo de lámina tiene 11° de inclinación.

Para los otros edificios con diferentes inclinaciones en sus techos se utilizara la misma estructura ya que esta cuenta con varillas tipo rosca con las cuales se podrán realizar los ajustes correspondientes.

La estructura para poder colocar cuatro paneles solares o módulos fotovoltaicos se presenta en la figura 34:

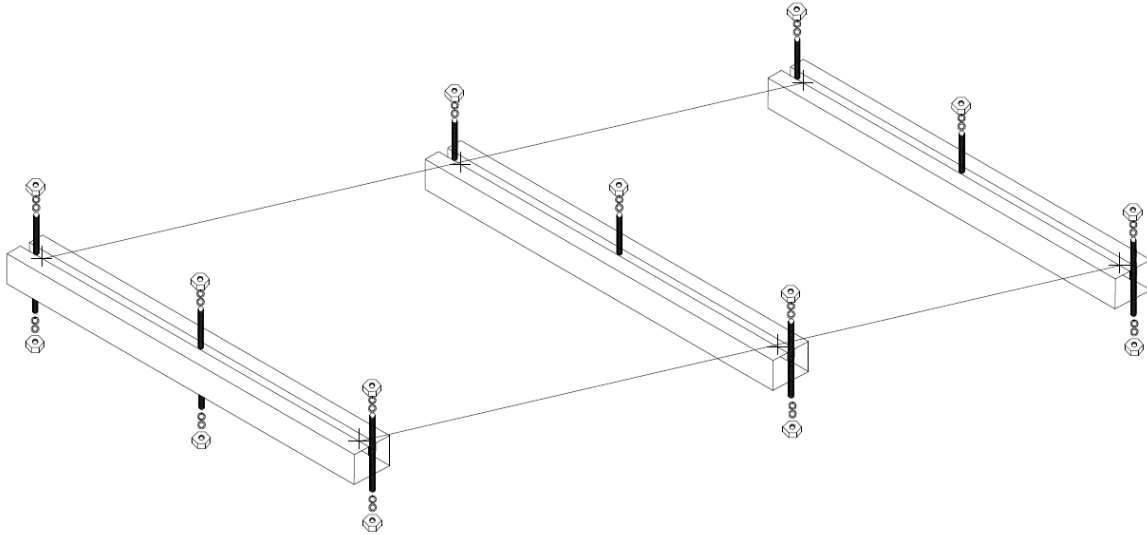


Figura 289. Estructura de soporte para MFV en techo.

Descripción de materiales:

Riel Struct pacho.

Lámina metálica Troquelada.

Varilla roscada de 1/2".

Arandela plana Zinc de 1/2".

Arandela de presión Zinc 1/2".

Tuerca R/O Zinc 1/2".

2.9 POTENCIA Y AHORRO GENERADO POR EL SISTEMA MFV.

Tabla 18.

Resumen de potencia y ahorro generado por el sistema fotovoltaico a instalar.

Ubicación	Producción según estudio in situ (kWh/año)	Producción anual a 0.126847 US\$/kWh (US\$)
Edificio Usos Múltiples. Agua Frontal.	48,922	62,06.60
Edificio Usos Múltiples. Agua Derecha.	15,537	1,970.82
Edificio Usos Múltiples. Agua Izquierda.	14,565	1,847.52
Medicina	150,767	19,124.34
Maestría	78,054	9,900.91
Arquitectura	44,101	5,594.08
Total	351,946	44,643.85

En la tabla anterior se observa que en un año se produciría suficiente para ahorrar \$44,643.85 USD + IVA, además del costo fijo por uso de red asociado a la disminución de los picos de potencia por varias decenas de kW.

2.10 PRESUPUESTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED DE LA FMOCC.

En éste apartado se muestra el presupuesto con todas las partidas necesarias para construir el sistema fotovoltaico conectado a la red de la FMOcc, distribuido en cuatro edificios de ésta. Son en total 18 partidas para el edificio de medicina y 16 partidas para los demás edificios, todas divididas en cuatro (4) rubros distintos tal y como se muestra en la siguiente figura.

2.10.1 PRESUPUESTO DE INSTALACION EN EDIFICIO DE MEDICINA

Tabla 19

Presupuesto fotovoltaico de edificio de medicina

Ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	P.U. material(\$)	P.U. mano de obra(\$)	P.U. admón.(\$)	P.U. (\$)	P.T. (\$)
1	Adquisición de elementos importados							
1.1	Supresores de transientes de 600V, 40KA	10	U	\$200.00	\$0.00	\$0.00	\$200.00	\$2,000.00
1.2	Sunny Boy Combiner Box TLUS (SBCBTL6), fusibles 15A 600V AC/DC, 50KA @ 600V DC para terminal + y - de cada string.	10	U	\$310.00	\$0.00	\$0.00	\$310.00	\$3,100.00
1.3	Gasto por importación	1	S.U	\$2,169.94	\$0.00	\$0.00	\$2,169.94	\$2,169.94
2	Adquisición e instalación de sistema DC							
2.1	Estructura soporte MFV, con tubo o riel strut de aluminio o acero galvanizado en caliente, y elementos para soporte (perno hexagonal rosca ordinaria, arandelas , tuerca de y electrodos 68.81 OK)	312	U	\$38.00	\$12.00	\$17.50	\$67.50	\$21,060.00
2.2	Panel solar policristalino 310W (Albotech)	312	U	\$232.00	\$5.00	\$82.95	\$319.95	\$99,824.40
2.3	Alimentador desde cada String de MFV a 10 Sunny Boy Combiner Box TLUS, con dos cables THW 600V #12 en tubería EMT de 3/4", elementos de conexión, tubería sostenidas con abrazaderas.	490	m	\$3.45	\$1.00	\$1.56	\$6.01	\$2,943.68
2.4	Gabinete de supresores para instalación en intemperie (60x50x25 cm) y su alimentador a cada Sunny Boy Combiner Box TLUS, compuesto por 2#6+1#6+1#6 THHN en Tubería EMT de 1".	1	S.G	\$1,539.22	\$30.00	\$549.23	\$2,118.45	\$2,118.45
2.5	Inversores SMA SUNNY-BOY TL de 10000 W con su alimentador compuesto por 2#6+1#6 THW en tubería EMT de 1", desde Sunny Boy Combiner Box hasta el inversor.	4	U	\$4,130.28	\$180.00	\$1,508.60	\$5,818.88	\$23,275.51
2.6	Inversores SMA SUNNY-BOY TL de 9000 W con su alimentador compuesto por 2#6+1#6 THW en tubería EMT de 1", desde Sunny Boy Combiner Box hasta el inversor.	6	U	\$3,614.34	\$180.00	\$1,328.02	\$5,122.36	\$30,734.15

3	Adquisición e instalación de sistema AC							
3.1	Alimentador de 4 Inversores de 10KW a TI, con 3#6+1#8 THHN en tubería EMT de 1 1/4" con sus elementos de conexión de tubería al tablero y abrazaderas.	20	m	\$11.69	\$3.00	\$5.14	\$19.83	\$396.63
3.2	Alimentador de 6 Inversores de 9KW a TI, con 3#6+1#8 THHN en tubería EMT de 1 1/4" con sus elementos de conexión de tubería al tablero y abrazaderas.	30	m	\$11.69	\$3.00	\$5.14	\$19.83	\$594.95
3.3	Sub tablero TI, trifásico, 24 espacios, 5H, barras de 400 A 240/120V, montaje superficial y protecciones (10 breakers de 60A/2p, todos con AIC 10Kamp y 240/120V).	1	U	\$847.50	\$40.00	\$310.63	\$1,198.13	\$1,198.13
3.4	Circuit Breaker de 400 amperios, 3 polos, 240/120V, 10 Kamp, ubicado en el TG.	1	U	\$678.00	\$10.00	\$240.80	\$928.80	\$928.80
3.5	Supresor en AC, 208/120 voltios, 100 Kamp. Trifásico, conexión a TI con polarización.	1	U	\$600.00	\$15.00	215,25	830,25	\$830.25
3.6	Alimentador de TI a TG, con 2 juegos de 4#3/0 + #2 THHN en tubería EMT de 2 1/2", con abrazaderas y elementos de conexión de tubería a tablero.	6	m	\$224.32	\$4.00	\$79.91	\$308.23	\$1,849.39
3.7	Supresor en AC, 208/120 voltios, 200 Kamp. en TG, con protección 15/3P, 40 Kamp, conexión a TG, cable de tierra de 1/0	1	U	\$1,115.00	\$15.00	\$395.50	\$1,525.50	\$1,525.50
4	Adquisición e instalación de sistema de tierra							
4.1	Polarizaciones de MFV (30 strings) con cable #8 THHW	400	m	\$1.25	\$0.50	\$0.61	\$2.36	\$945.00
4.2	Placa de tierra 24"X3/8" con aisladores	1	U	36,17	\$5.00	14,41	55,58	\$55.58
Total								\$195,550.35

2.10.2 PRESUPUESTO DE INSTALACION EN EDIFICIO DE USOS MULTIPLES

Tabla 20

Presupuesto de edificio de Usos Múltiples.

Ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	P.U. material(\$)	P.U. mano de obra (\$)	P.U. admón.(\$)	P.U. (\$)	P.T. (\$)
1	Adquisición de elementos importados							
1.1	Supresores de transientes de 600V, 40KA	5	U	\$200.00			\$200.00	\$1,000.00
1.2	Sunny Boy Combiner Box TLUS (SBCBTL6), fusibles 15A 600V AC/DC, 50KA @ 600V DC para terminal + y - de cada string.	5	U	\$310.00			\$310.00	\$1,550.00
1.3	Gasto por importación	1	S.U	\$2,169.94			\$2,169.94	\$2,169.94
2	Adquisición e instalación de sistema DC							
2.1	Estructura soporte MFV, con tubo o riel strut de aluminio o acero galvanizado en caliente, y elementos para soporte (perno hexagonal rosca ordinaria, arandelas , tuerca de y electrodos 68.81 OK)	165	U	\$38.00	\$12.00	\$17.50	\$67.50	\$11,137.50
2.2	Panel solar policristalino 310W (Albatech)	165	U	\$232.00	\$5.00	\$82.95	\$319.95	\$52,791.75
2.3	Alimentador desde cada String de MFV a 5 Sunny Boy Combiner Box TLUS, con dos cables THW 600V #12 en tubería EMT de 3/4", elementos de conexión, tubería sostenidas con abrazaderas.	245	m	\$3.45	\$1.00	\$1.56	\$6.01	\$1,471.84

2.4	Gabinete de supresores para instalación en intemperie (60x50x25 cm) y su alimentador a cada Sunny Boy Combiner Box TLUS, compuesto por 2#6+1#6+1#6 THHN en Tubería EMT de 1".	1	S.G	\$1,539.22	\$30.00	\$549.23	\$2,118.45	\$2,118.45
2.5	Inversores SMA SUNNY-BOY TL de 10000 W con su alimentador compuesto por 2#6+1#6 THW en tubería EMT de 1", desde Sunny Boy Combiner Box hasta el inversor.	5	U	\$4,130.28	\$180.00	\$1,508.60	\$5,818.88	\$29,094.39
3	Adquisición e instalación de sistema AC							
3.1	Alimentador de 5 Inversores de 10KW a TI, con 3#6+1#8 THHN en tubería EMT de 1 1/4" con sus elementos de conexión de tubería al tablero y abrazaderas.	35	m	\$11.69	\$3.00	\$5.14	\$19.83	\$694.10
3.3	Sub tablero TI, trifásico, 12 espacios, 5H, barras de 300 A 240/120V, montaje superficial y protecciones (5 breaker de 60A/2p, todos con AIC 10Kamp y 240/120V).	1	U	\$429.40	\$40.00	\$164.29	\$633.69	\$633.69
3.4	Circuit Breaker de 300 amperios, 3 polos, 240/120V, 10 Kamp, ubicado en el TG.	1	U	\$639.74	\$10.00	\$227.41	\$877.15	\$877.15
3.5	Supresor en AC, 208/120 voltios, 100 Kamp. Trifásico, conexión a TI con polarización.	1	U	\$600.00	\$15.00	\$215.25	\$830.25	\$830.25

2.10.3 PRESUPUESTO DE INSTALACION EN EDIFICIO DE AULAS "N"

Tabla 21

Presupuesto fotovoltaico de edificio de aulas N (Arquitectura)

Ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	P.U. material(\$)	P.U. mano de obra (\$)	P.U. admón.(\$)	P.U. (\$)	P.T. (\$)
1	Adquisición de elementos importados							
1.1	Supresores de transientes de 600V, 40KA	3	U	\$200.00	\$0.00	\$0.00	\$200.00	\$600.00
1.2	Sunny Boy Combiner Box TLUS (SBCBTL6), fusibles 15A 600V AC/DC, 50KA @ 600V DC para terminal + y - de cada string.	3	U	\$310.00	\$0.00	\$0.00	\$310.00	\$930.00
1.3	Gasto por importación	1	S.U	\$2,169.94	\$0.00	\$0.00	\$2,169.94	\$2,169.94
2	Adquisición e instalación de sistema DC							
2.1	Estructura soporte MFV, con tubo o riel strut de aluminio o acero galvanizado en caliente, y elementos para soporte (perno hexagonal rosca ordinaria, arandelas , tuerca de y electrodos 68.81 OK)	99	U	\$38.00	\$12.00	\$17.50	\$67.50	\$6,682.50
2.2	Panel solar policristalino 310W (Albatech)	99	U	\$232.00	\$5.00	\$82.95	\$319.95	\$31,675.05
2.3	Alimentador desde cada String de MFV a 3 Sunny Boy Combiner Box TLUS, con dos cables THW 600V #12 en tubería EMT de 3/4", elementos de conexión, tubería sostenidas con abrazaderas.	198	m	\$3.45	\$1.00	\$1.56	\$6.01	\$1,189.49
2.4	Gabinete de supresores para instalación en intemperie (60x50x25 cm) y su alimentador a cada Sunny Boy Combiner Box TLUS, compuesto por 2#6+1#6+1#6 THHN en Tubería EMT de 1".	1	S.G	\$1,539.22	\$30.00	\$549.23	\$2,118.45	\$2,118.45
2.5	Inversores SMA SUNNY-BOY TL de 10000 W con su alimentador compuesto por 2#6+1#6 THW en tubería EMT de 1", desde Sunny Boy Combiner Box hasta el inversor.	3	U	\$4,130.28	\$180.00	\$1,508.60	\$5,818.88	\$17,456.63

3	Adquisición e instalación de sistema AC							
3.1	Alimentador de 3 Inversores de 10KW a TI, con 3#6+1#8 THHN en tubería EMT de 1 1/4" con sus elementos de conexión de tubería al tablero y abrazaderas.	18	m	\$11.69	\$3.00	\$5.14	\$19.83	\$356.97
3.3	Sub tablero TI, trifásico, 12 espacios, 5H, barras de 150 A 240/120V, montaje superficial y protecciones (3 breaker de 60A/2p, todos con AIC 10Kamp y 240/120V).	1	U	\$228.26	\$40.00	\$93.89	\$362.15	\$362.15
3.4	Circuit Breaker de 150 amperios, 3 polos, 240/120V, 10 Kamp, ubicado en el TG.	1	U	\$282.50	\$10.00	\$102.38	\$394.88	\$394.88
3.5	Supresor en AC, 208/120 voltios, 100 Kamp. Trifásico, conexión a TI con polarización.	1	U	\$600.00	\$15.00	\$215.25	\$830.25	\$830.25
3.6	Alimentador de TI a TG, 4#2/0 + #2 THHN en tubería EMT de 2 1/2", con abrazaderas y elementos de conexión de tubería a tablero.	7	m	\$41.00	\$4.00	\$15.75	\$60.75	\$425.25
3.7	Supresor en AC, 208/120 voltios, 200 Kamp. en TG, con protección 15/3P, 40 Kamp, conexión a TG, cable de tierra de 1/0	1	U	\$1,115.00	\$15.00	\$395.50	\$1,525.50	\$1,525.50
4	Adquisición e instalación de sistema de tierra							
4.1	Polarizaciones de MFV (30 strings) con cable #8 THHW	110	m	\$1.25	\$0.50	\$0.61	\$2.36	\$259.88
4.2	Placa de tierra 24"X3/8" con aisladores	1	U	\$36.17	\$5.00	\$14.41	\$55.58	\$55.58
							Total	\$67,032.50

2.10.3 PRESUPUESTO DE INSTALACION EN EDIFICIO DE MAESTRIAS

Tabla 22

Presupuesto fotovoltaico edificio de Maestrias.

Ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	P.U. material(\$)	P.U. mano de obra (\$)	P.U. admón.(\$)	P.U. (\$)	P.T. (\$)
1	Adquisición de elementos importados							
1.1	Supresores de transientes de 600V, 40KA	5	U	\$200.00	\$0.00	\$0.00	\$200.00	\$1,000.00
1.2	Sunny Boy Combiner Box TLUS (SBCBTL6), fusibles 15A 600V AC/DC, 50KA @ 600V DC para terminal + y - de cada string.	5	U	\$310.00	\$0.00	\$0.00	\$310.00	\$1,550.00
1.3	Gasto por importación	1	S.U	\$2,169.94	\$0.00	\$0.00	\$2,169.94	\$2,169.94
2	Adquisición e instalación de sistema DC							
2.1	Estructura soporte MFV, con tubo o riel strut de aluminio o acero galvanizado en caliente, y elementos para soporte (perno hexagonal rosca ordinaria, arandelas , tuerca de y electrodos 68.81 OK)	165	U	\$38.00	\$12.00	\$17.50	\$67.50	\$11,137.50
2.2	Panel solar policristalino 310W (Albatech)	165	U	\$232.00	\$5.00	\$82.95	\$319.95	\$52,791.75
2.3	Alimentador desde cada String de MFV a 5 Sunny Boy Combiner Box TLUS, con dos cables THW 600V #12 en tubería EMT de 3/4", elementos de conexión, tubería sostenidas con abrazaderas.	130	m	\$3.45	\$1.00	\$1.56	\$6.01	\$780.98

2.4	Gabinete de supresores para instalación en intemperie (60x50x25 cm) y su alimentador a cada Sunny Boy Combiner Box TLUS, compuesto por 2#6+1#6+1#6 THHN en Tubería EMT de 1".	1	S.G	\$1,539.22	\$30.00	\$549.23	\$2,118.45	\$2,118.45
2.5	Inversores SMA SUNNY-BOY TL de 10000 W con su alimentador compuesto por 2#6+1#6 THW en tubería EMT de 1", desde Sunny Boy Combiner Box hasta el inversor.	5	U	\$4,130.28	\$180.00	\$1,508.60	\$5,818.88	\$29,094.39
3	Adquisición e instalación de sistema AC							
3.1	Alimentador de 5 Inversores de 10KW a TI, con 3#6+1#8 THHN en tubería EMT de 1 1/4" con sus elementos de conexión de tubería al tablero y abrazaderas.	15	m	\$11.69	\$3.00	\$5.14	\$19.83	\$297.47
3.3	Sub tablero TI, trifásico, 12 espacios, 5H, barras de 300 A 240/120V, montaje superficial y protecciones (5 breaker de 60A/2p, todos con AIC 10Kamp y 240/120V).	1	U	\$429.40	\$40.00	\$164.29	\$633.69	\$633.69
3.4	Circuit Breaker de 300 amperios, 3 polos, 240/120V, 10 Kamp, ubicado en el TG.	1	U	\$639.74	\$10.00	\$227.41	\$877.15	\$877.15
3.5	Supresor en AC, 208/120 voltios, 100 Kamp. Trifásico, conexión a TI con polarización.	1	U	\$600.00	\$15.00	215,25	830,25	\$830.25

3.6	Alimentador de TI a TG, 4#350 MCM + 1#1/0 THHN en tubería EMT de 3 1/2", con abrazaderas y elementos de conexión de tubería a tablero.	6	m	\$94.00	\$4.00	\$34.30	\$132.30	\$793.80
3.7	Supresor en AC, 208/120 voltios, 200 Kamp. en TG, con protección 15/3P, 40 Kamp, conexión a TG, cable de tierra de 1/0	1	U	\$1,115.00	\$15.00	395,5	1525,5	\$1,525.50
4	Adquisición e instalación de sistema de tierra							
4.1	Polarizaciones de MFV (15 strings) con cable #8 THHW	180	m	\$1.25	\$0.50	\$0.61	\$2.36	\$425.25
4.2	Placa de tierra 24"X3/8" con aisladores	1	U	36,17	\$5.00	\$14.41	\$55.58	\$55.58
							Total	\$106,081.69

Tabla 23

Gatos totales del SFVCR en los cuatro edificios a instalar MFV.

Gasto Total de los 4 edificios \$:

477,027.417

El precio unitario de administración se ha calculado tomando en cuenta que este monto debe estar establecido entre un rango del (20% --- 40%), de la suma de los precios unitarios de materiales y mano de obra, para este caso, se proyectó un 35%.

$$P.U. \text{ administración} = (P.U. \text{ materiales} + P.U. \text{ mano de obra}) * 0.35$$

El monto del precio unitario total por partida que se muestra en las tablas anteriores se obtiene sumando los precios unitarios de material, mano de obra y administración.

$$P.U. \text{ total} = P.U. \text{ material} + P.U. \text{ mano de obra} + P.U. \text{ administrarción}$$

El precio total por partida se obtiene multiplicando el precio unitario por la cantidad de unidades que se especifica por cada partida.

$$P.T. = P.U. \text{ total} * \text{Cantidad}$$

En la siguiente tabla se muestra las cantidades totales de cada uno de los diseños de SFVCR junto con la potencia pico a instalarse, en cada uno de los techos de los diferentes edificios.

NOTA: estos valores no incluyen IVA.

Tabla 23
Presupuesto total de SFVCR.

Edificio	Potencia instalada (KW)	Costo (\$)
Edificio de Medicina	96.72	195550.35
Edificio de usos múltiples	51.15	107263.68
Edificio de aulas N (Arq.)	30.69	67032.50
Edificio de maestrías	51.15	106081.69
Total	229.71	475928.23

El costo promedio por KW pico instalado para este proyecto está valorado en \$2,071.87, sin incluir IVA.

El monto total del proyecto SFVCR, incluyendo el 13% de IVA, queda de la siguiente manera:

$$475,928.23 * 1.13 = \$537,798.9$$

Debido a que se estima producir energía anual con un valor de \$44,643 al precio de \$0.126847 kWh de AES CLESA para gran demanda en media tensión vigente desde Julio de 2017, un análisis inicial de recuperación de la inversión con una simple división podría ser estimado en un total de 12 años.

Este tiempo de recuperación por sí mismo es ya un alentador indicador, debido a que las instalaciones de paneles solares tienden a tener una vida útil de 20 a 30 años con mantenimiento mínimo y el presupuesto aquí presentado puede ser reducido debido al constante abaratamiento de la tecnología solar en el mundo actual.

En un próximo análisis de factibilidad del proyecto se debe tomar en cuenta que el precio de la energía llegó a encontrarse a 0.194285 USD/kWh (Resto) en Julio del 2012 debido a las alzas en el precio del petróleo y el período de sequía del país, razón por la que un periodo de recuperación más corto podría ser alcanzado si se toman en cuenta las fluctuaciones del precio de la energía.

En el trabajo de pregrado de González et al. (2016) se realiza una estimación del precio del kWh suministrado basado en datos del 2009 al 2015, mostrado en la figura 290.

A partir de:	Cargo cobrado por:	Proyecciones para el precio máximo e tarifa eléctrica						
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1 de enero	Comercialización (\$/mes)	16.790123	17.142715	17.502712	17.870269	18.245545	18.628702	19.019904
	Energía en Resto (\$/kwh)	0.208629	0.213010	0.217483	0.222051	0.226714	0.231475	0.236336
	Energía en Punta (\$/kwh)	0.206532	0.210869	0.215297	0.219819	0.224435	0.229148	0.233960
	Energía en valle (\$/kwh)	0.176725	0.180437	0.184226	0.188094	0.192044	0.196077	0.200195
	Distribución (\$/kw-mes)	16.288805	16.630869	16.980118	17.336700	17.700771	18.072487	18.452009
15 de enero	Comercialización (\$/mes)	16.790123	17.142715	17.502712	17.870269	18.245545	18.628702	19.019904
	Energía en Resto (\$/kwh)	0.212792	0.217260	0.221823	0.226481	0.231237	0.236093	0.241051
	Energía en Punta (\$/kwh)	0.210497	0.214917	0.219430	0.224038	0.228743	0.233547	0.238451
	Energía en valle (\$/kwh)	0.189689	0.193672	0.197739	0.201892	0.206132	0.210460	0.214880
	Distribución (\$/kw-mes)	16.288805	16.630869	16.980118	17.336700	17.700771	18.072487	18.452009
15 de abril	Comercialización (\$/mes)	16.790123	17.142715	17.502712	17.870269	18.245545	18.628702	19.019904
	Energía en Resto (\$/kwh)	0.221521	0.226173	0.230922	0.235772	0.240723	0.245778	0.250939
	Energía en Punta (\$/kwh)	0.222679	0.227355	0.232130	0.237005	0.241982	0.247063	0.252252
	Energía en valle (\$/kwh)	0.203722	0.208000	0.212368	0.216828	0.221381	0.226030	0.230777
	Distribución (\$/kw-mes)	16.288805	16.630869	16.980118	17.336700	17.700771	18.072487	18.452009
15 de julio	Comercialización (\$/mes)	16.790123	17.142715	17.502712	17.870269	18.245545	18.628702	19.019904
	Energía en Resto (\$/kwh)	0.229247	0.234061	0.238976	0.243995	0.249119	0.254350	0.259692
	Energía en Punta (\$/kwh)	0.229407	0.234225	0.239144	0.244166	0.249293	0.254528	0.259873
	Energía en valle (\$/kwh)	0.210290	0.214706	0.219215	0.223819	0.228519	0.233318	0.238217
	Distribución (\$/kw-mes)	16.288805	16.630869	16.980118	17.336700	17.700771	18.072487	18.452009
15 de octubre	Comercialización (\$/mes)	16.790123	17.142715	17.502712	17.870269	18.245545	18.628702	19.019904
	Energía en Resto (\$/kwh)	0.216897	0.221451	0.226102	0.230850	0.235698	0.240648	0.245701
	Energía en Punta (\$/kwh)	0.216583	0.221131	0.225775	0.230517	0.235357	0.240300	0.245346
	Energía en valle (\$/kwh)	0.189979	0.193969	0.198042	0.202201	0.206447	0.210783	0.215209
	Distribución (\$/kw-mes)	16.288805	16.630869	16.980118	17.336700	17.700771	18.072487	18.452009

Figura 290. Proyecciones de precios de energía en resto GD, MT para AES CLESA de González et al. (2016) hasta el 2035.

El costo del kWh se ha disparado en éstas proyecciones hasta 0.245701 USD/kWh, el doble del precio actual (SIGET, Julio, 2017) en media tensión gran demanda. Aunque éstos valores podrían estar sobredimensionados debido a que el análisis se realizó tomando en cuenta un período de gran inestabilidad y alzas de los precios del petróleo es importante tener en cuenta que 12 años es el peor de los escenarios de recuperación, número que no puede hacer otra cosa que disminuir.

No obstante los análisis anteriores un estudio de factibilidad económica completo es necesario para conocer los tiempos de retorno de la inversión y los ahorros de la facultad.

CONCLUSIONES

- ❖ El diseño del sistema de distribución eléctrico subterráneo de la FMOcc consistirá en un sistema en anillo abierto trifásico alimentado desde una sola acometida a 13.2/7.6kV con neutro corrido multiaterrizado en cada pozo, transformador, tablero de distribución y switchgear. Poseerá 6 transformadores pad-mounted con seccionamiento “T Blade” y dos (2) switchgear: uno en el punto inicio del anillo y otro en el punto más alejado donde se encontrará un seccionador normalmente abierto (N.O.).
- ❖ El alimentador subterráneo estará conformado por tres (3) conductores AWG#1/0 tipo TR-XLPE de 15kV con aislamiento al 133% y neutro concéntrico al 100% más un (1) conductor THHW #2 que se aterrizará en cada punto requerido todo en tubo de PVC-DB 120 de 4”. La capacidad del circuito alimentador primario será de 159 A, no obstante el anillo primario poseerá otro tubo de PVC DB-120 de 4” de reserva en paralelo que permitirá aumentar la capacidad de éstos cuando sea requerido. Sin embargo la capacidad nominal del sistema en general estará limitada por la potencia instalada de los transformadores. Ésta puede encontrarse en la Tabla 3 y será de 1012.5 KVA.
- ❖ Habrán trincheras puramente primarias, otras secundarias y primarias-secundarias. Estas tendrán siempre una pendiente mínima de 0.3% de descenso hacia los pozos de registro para desagüe, todo conforme a la normativa del Acuerdo SIGET No. 93-E 2008.
- ❖ Existirán pozos de registro diferentes para conductores primarios, secundarios, primarios-secundarios, para switchgear, para transformadores y para tablero de distribución. El pozo derivador será idéntico a uno primario con un equipo derivador empinado a las paredes de éste.
- ❖ Los equipos utilizados serán switchgear VISTA SD de 15kV, 200A, SCkA de 16kA; transformadores GE Pad-Mounted con seccionamiento “T blade” Vmax de 25kV y fusibles tipo bayoneta de 21.1 kV. La ampacidad variará dependiendo de la capacidad de los transformadores. También se instalarán codos de 200A con supresores de transientes en todos los transformadores y SG, junto con cada codo un detector de fallas, En los pozos derivadores se instalarán barras derivadoras trifásicas de 9 puntos, es decir para 3 circuitos, con capacidad de 200A de Eaton.

- ❖ La máxima falla primaria sucederá será una falla trifásica en el Switchgear 1 en el inicio del anillo primario con una capacidad de 2.33kA. El mayor valor de falla a tierra en éste punto será de 1.94kA. Las protecciones de sobre corriente tendrán 4 niveles diferentes: (1) la protección general del sistema, (2) una protección aguas abajo para cada ramal del anillo, (3) el fusible limitador de corriente en cada transformador pad-mounted, (4) el circuit breaker en BT ubicado en cada tablero de distribución.
- ❖ El sistema de puesta a tierra en cada transformador y switchgear consistirá en una malla de tierra S4 de 6x6m enterrada a 0.8 m de profundidad, 36m² con 9 varillas de cobre de 5/8" y 10 ft de largo interconectadas con conductor de cobre desnudo #2/0. Contará con una capa superficial de grava general de 10 cm de grosor sobre todo el terreno de la malla. Para los parámetros anteriores el Rg será de aproximadamente 6.6 Ω, el voltaje de malla Em de 694.04V y de paso Es 600.77V. El GPR podría elevarse hasta 5500V aproximadamente pero sin causar ningún peligro a la seguridad. Se encontrará un reporte de la simulación en los anexos. Además se instalarán 2 barras de polarización de 5/8" y 10 ft en cada pozo de registro y tablero de distribución.
- ❖ Se ha elaborado de igual forma un diseño fotovoltaico para la UES Facultad Multidisciplinarias de Occidente, que contempla la instalación de módulos fotovoltaicos en cuatro (4) de los edificios de la facultad, los cuales son edificio de usos múltiples, edificio de Medicina, edificio de aulas N, edificio de postgrados. Los paneles a instalar en cada uno de estos edificios son Albatech Policristalinos de 310 W, conectados en dos tipos de inversores a utilizar, para este diseño se utilizaron Sunny boy del fabricante SMA, los modelos son SB 9,000 TL-US y SB 10,000 TL-US. Ambos son inversores monofásicos conectados a 208V. En el edificio de usos múltiples se instalaron un total de 165 paneles fotovoltaicos conectados en tres (3) strings de 10 paneles cada uno, utilizando así un total de cinco (5) inversores de 10,000 W, obteniendo una capacidad instalada de 51.15 kWp en todo el edificio. En el edificio de medicina se instalaron un total de 312 paneles, siendo este el edificio con mayor número de paneles a instalar en todo el diseño fotovoltaico, obteniendo una capacidad instalada de 96.72 kWp, para este edificio se utilizaron los dos tipos diferentes de inversores, se utilizaron seis (6) de 9,000W utilizando 3 strings de 10 paneles por string y se usaron cuatro (4) de 10,000W utilizando 3 strings de 11 paneles por string. Para el edificio de aulas N se instalaron 99 paneles, utilizando tres (3) inversores de 10,000 W con 3 strings de 11 paneles cada uno, este edificio tiene una capacidad instalada de 30.69 kWp. Por último tenemos el edificio de maestrías y postgrados en el

cual se tiene 165 paneles instalados, el diseño de este edificio es idéntico al edificio de usos múltiples, con la misma capacidad instalada de 51.15 kWp. En total se instaló una capacidad fotovoltaica de 229.71 kWp en toda la Facultad Multidisciplinaria de Occidente.

REFERENCIAS

- NRECA. (2008). Underground Distribution System Design Guide (Project 3-08)
- Nassereddine, M., Rizk,, J., y Nasserddine, G. (2013). Soil Resistivity Data Computations; Single and Two-Layer Soil Resistivity Structure and Its Implication on Earthing Design. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 7(1).
- Arriola, J., & Rodríguez, J. (2016). Desarrollo de un simulador para el diseño de redes de tierra de subestaciones de potencia basado en el estándar IEEE 80 -2000. Tesis de pregrado. Universidad de El Salvador, San Salvador.
- Zemyan, N. (1979). Earth thermal resistivity – establishing value and controlling effect on ampacity for underground cable systems at utility distribution substations. Tesis de maestria. Lehigh University, Estados Unidos.
- IEEE. (1994). IEEE standard power cable ampacity tables. (IEEE Std 835 94).
- IEEE. (2013). IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding. (IEEE Std 80 -2013)
- Gönen, T. (2008). Electric Power Distribution System Engineering segunda edicion. Florida, Estados Unidos: CRC Press.
- Insulated Cable Engineers Association, INC. (2001). Standard for concentric neutral cables rated 5,000 – 46,000 Volts. (ICEA S-94-649-2000)
- ANCE. (2000). Productos eléctricos – Conductores – Cables de energía con pantalla metálica, aislados con polietileno de cadena cruzada a base de etileno – Propileno para tensiones de 5kV a 115kV – Especificaciones y métodos de prueba. (NMX-J-142-ANCE-2000)
- SIGET. (2008). Acuerdo No. 93-E-2008
- SIGET. (2000). Acuerdo No. 29-E-2000
- SIGET (2001). Estándares para la construcción de líneas aéreas de distribución eléctrica.
- González, L., Martínez, J., Martínez, N. & Pimentel, L. (2016). Propuesta de plan de ahorro del consumo de energía eléctrica en la Facultad Multidisciplinaria de Occidente de la Universidad de El Salvador. Tesis de pregrado. Universidad de El Salvador, Santa Ana.
- Barahona, W. & Rivera, J. (2009). Estándar para la construcción de líneas subterráneas de distribución de energía eléctrica. Universidad de El Salvador, San Salvador.
- Martínez, R. & Rodríguez, O. (2016). Distribución eléctrica subterránea, Plan de Desarrollo de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura 2015. Tesis de pregrado. Universidad de El Salvador, San Salvador.

ANEXOS

A1. CALCULO DE BANCO DE CAPACITORES

Se realizará el análisis solamente a la acometida "A" por el motivo de ser la única con problemas de FP.

Según las facturas de la figura 18 la mayor demanda es en Junio de 2016 con 188 kW y FP de 0.846 al igual que el mayor consumo de energía con 43,586 kWh/mes. Por motivos de la impredecibilidad de la carga se calculará asumiendo un FP = 0.8 actual y FP = 0.95 como objetivo.

$$\begin{aligned}\cos^{-1} 0.8 &= 36.87^\circ \\ \tan 36.87^\circ &= \frac{Qa}{Pa} = \frac{Qa}{43586 \text{ kWh/mes}} \\ Qa &= 32698 \text{ kVARh/mes}\end{aligned}$$

Si requerimos FP=0.95,

$$\begin{aligned}\cos^{-1} 0.95 &= 18.19^\circ \\ Qf &= \tan 18.19^\circ * 43586 \text{ kWh/mes} \\ Qf &= 14322 \text{ kVARh/mes}\end{aligned}$$

kVARh/mes requeridos para conseguir FP = 0.95 se calculan:

$$\begin{aligned}\Delta Q &= Qa - Qf = 32698 \text{ kVARh/mes} - 14322 \text{ kVARh/mes} \\ \Delta Q &= 18376 \text{ kVARh/mes}\end{aligned}$$

Por tanto la capacidad del banco de capacitores se calcula:

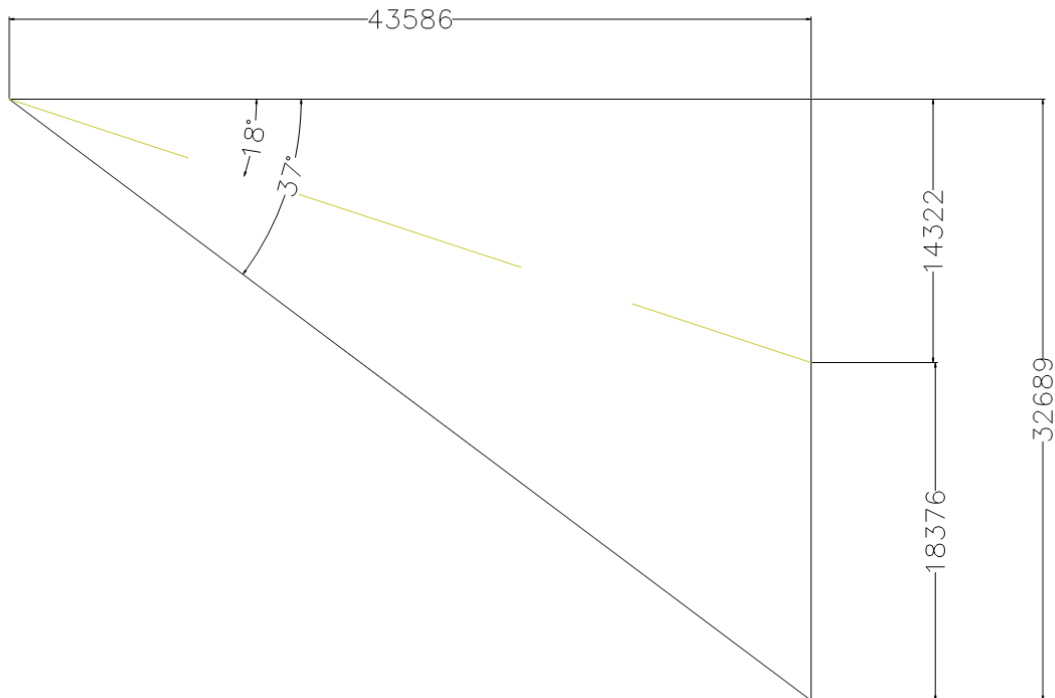
$$\begin{aligned}Q_{\text{banco}} &= 18376 \frac{\text{kVARh}}{\text{mes}} * \frac{1 \text{ mes}}{30 \text{ dias}} * \frac{1 \text{ dia}}{24 \text{ h}} \\ Q_{\text{banco}} &= 25.52 \text{ KVAR}\end{aligned}$$

El banco de capacitores deberá proveer **25.52 KVAR.**

Realizado éste cálculo se recomienda instalar el banco de capacitores de forma distribuida en los siguientes 2 edificios diferentes de la facultad:

- ❖ Cuarto de tableros de edificio de Medicina, 12.5 KVAR trifásico.
- ❖ Cuarto de tableros de edificio de Usos Múltiples, 12.5 KVAR trifásico.

Estos se instalaran conectados al tablero general de cada edificio a través de 3 conductores THHN #6 y una protección termo magnética en el tablero general de 50 A.



A2. REPORTE DE RPAT SOBRE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Reporte generado por R-PAT

(REPORTE)	
Ingeniero:	Quintana y Urbina
Subestación:	Subestación FMOcc
Fecha:	23-oct-2017
Versión:	1.2
Código de proyecto:	Tesis Fmocc
Ubicación:	Santa Ana, Santa Ana

Configuración:	4	Ancho (m):	6.0
Filas:	2.0	Largo (m):	6.0
Columnas:	2.0	Area:	36.0
No Varillas:	9.0	Forma:	Rectangular

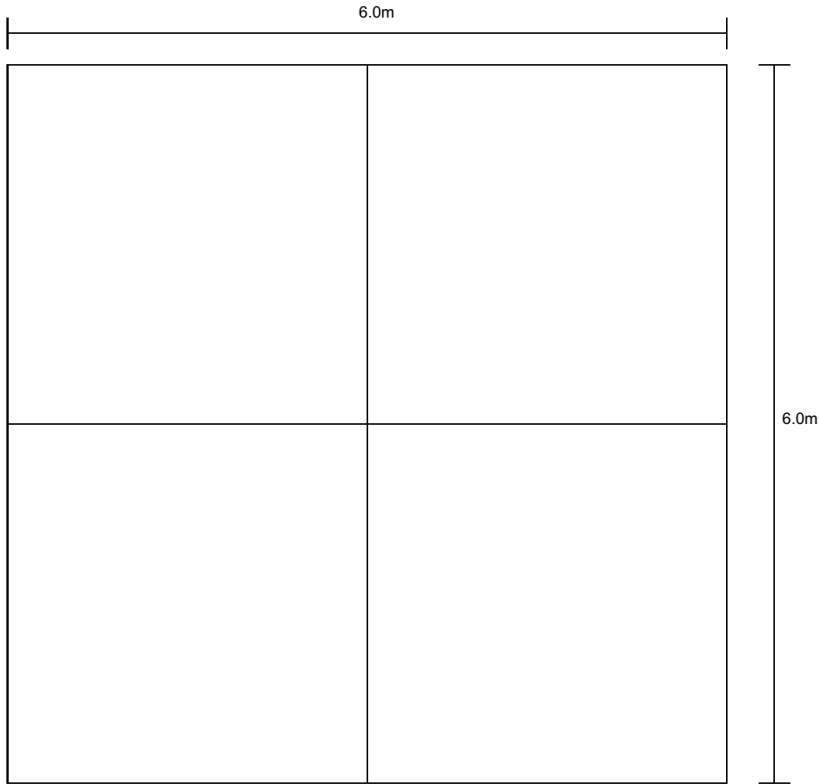
Datos del Sistema								
Frecuencia (Hz)	Potencia (MVA)	X/R	Lineas de transmisión	Circuitos de salida	tc (s)	tf (s)	ts (s)	Corriente total de corto circuito (A)
60	0.3	3.09	1	4	0.5	0.5	0.5	1940

Datos de la Capa Superficial		
Material	Resistividad Ohm.m	Profundidad (m)
Grava	2500.0	0.1

Reporte de Resultados								
Rg Ohm	GPR (V)	Estep (V)	Es (V)	Etouch (V)	Em (V)	Sf	Df	IG (A)
6,65	5461,80	2560,25	600,77	806,59	694,04	0,42	1,01	821,45

Datos del conductor						
Area de sección transversal mm ²	Calibre	Material	Diametro del conductor (mm)	Kf	Conductividad (%)	No Hilos
177,50	2/0	Cobre recocido de suave consistencia	10.63	7.0		19

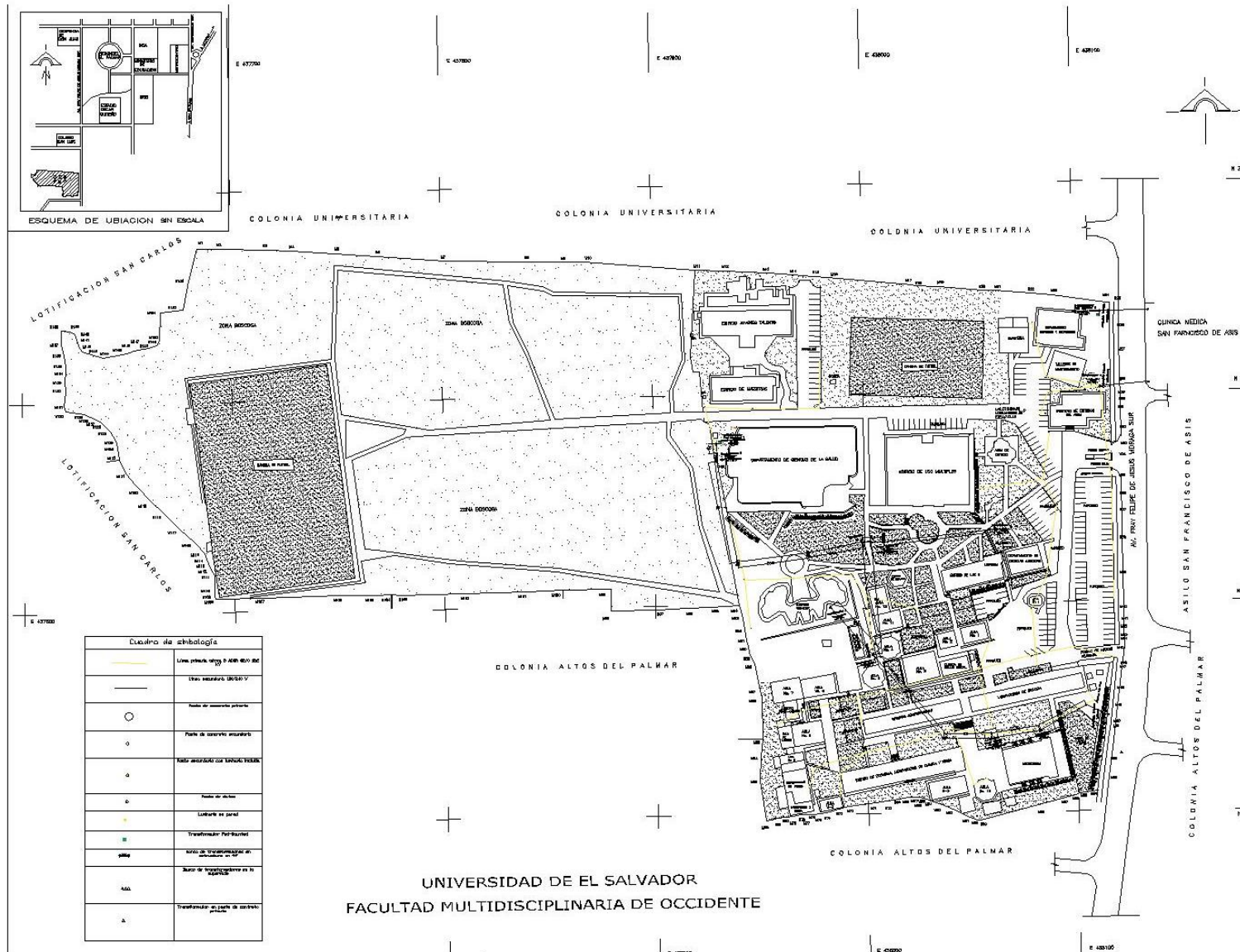
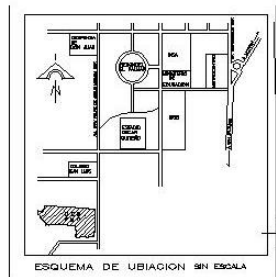
VISTA EN PLANTA DE CUADRÍCULA



conductor de la cuadrícula

En cada cruce se insertara una varilla
pertinente, según el caso

A3. PLANOS DEL PROYECTO.



Cuentas de simbología	
	Línea principal, 11KV ó 22KV ó 33KV
	Línea secundaria, 10KV ó 5KV
	Poste de distribución primaria
	Poste de servicio secundario
	Poste de distribución con transformador
	Poste de servicio
	Línea de alta tensión
	Transformador Pot. Básica
	Poste de transformación en subestación
	Poste de transformación en subestación
	Transformador de potencia

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN:
DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE

PRESENTA:
Br. EDER STUARDO URBINA PEREZ.
Br. EDUARDO JOSE QUINTANA SANTOS.

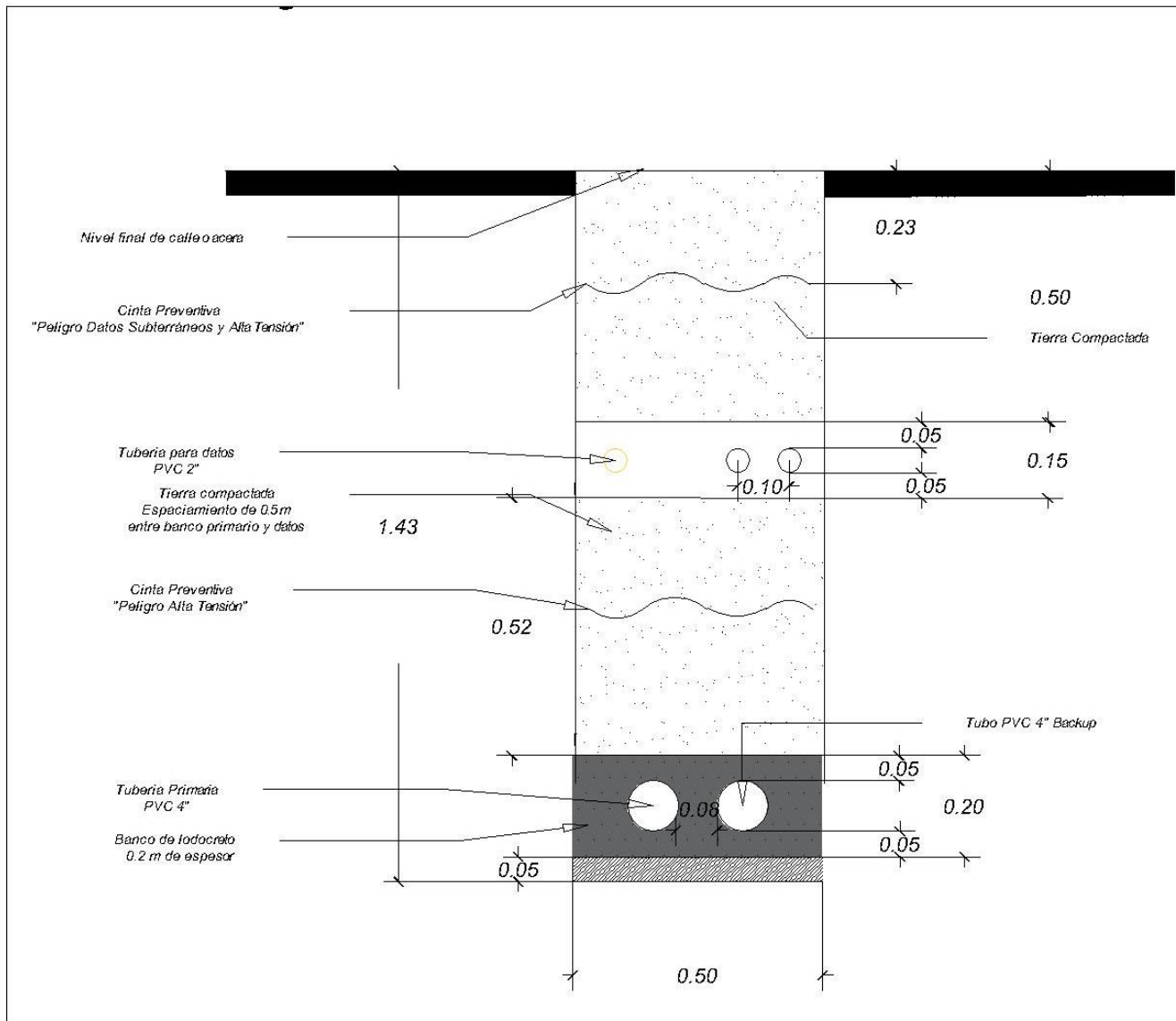
ASESOR:
MSC. ING. JORGE ALBERTO ZETINO.

CONTIENE:
PLANO DE UBICACIÓN DE INSTALACIONES ACTUALES.

ESCALA:
SIN ESCALA

FECHA:
DICIEMBRE 2017

PLANO: 1	ANEXO:
-------------	--------



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN
 DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE

PRESENTA:
 Br. EDER STUARDO URBINA PEREZ.
 Br. EDUARDO JOSE QUINTANA SANTOS.

ASESOR:
 MSC. ING. JORGE ALBERTO ZETINO.

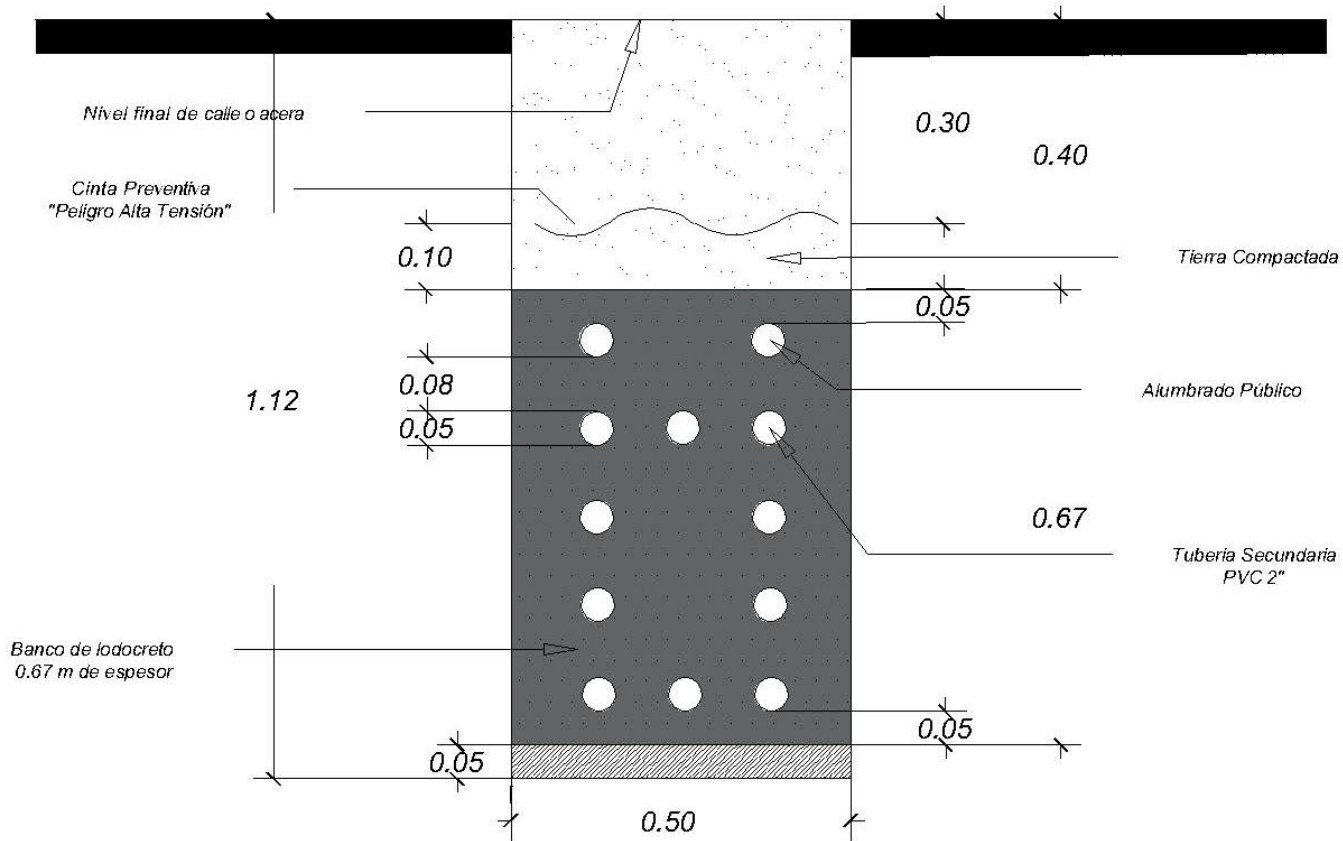
CONTIENE:
 CANALIZACIÓN PRIMARIA

ESCALA:
 SIN ESCALA

FECHA:
 DICIEMBRE 2017

PLANO:
 2

ANEXO:



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN
 DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE

PRESENTA:
 Br. EDER STUARDO URBINA PEREZ.
 Br. EDUARDO JOSE QUINTANA SANTOS.

ASESOR:
 MSC. ING. JORGE ALBERTO ZETINO.

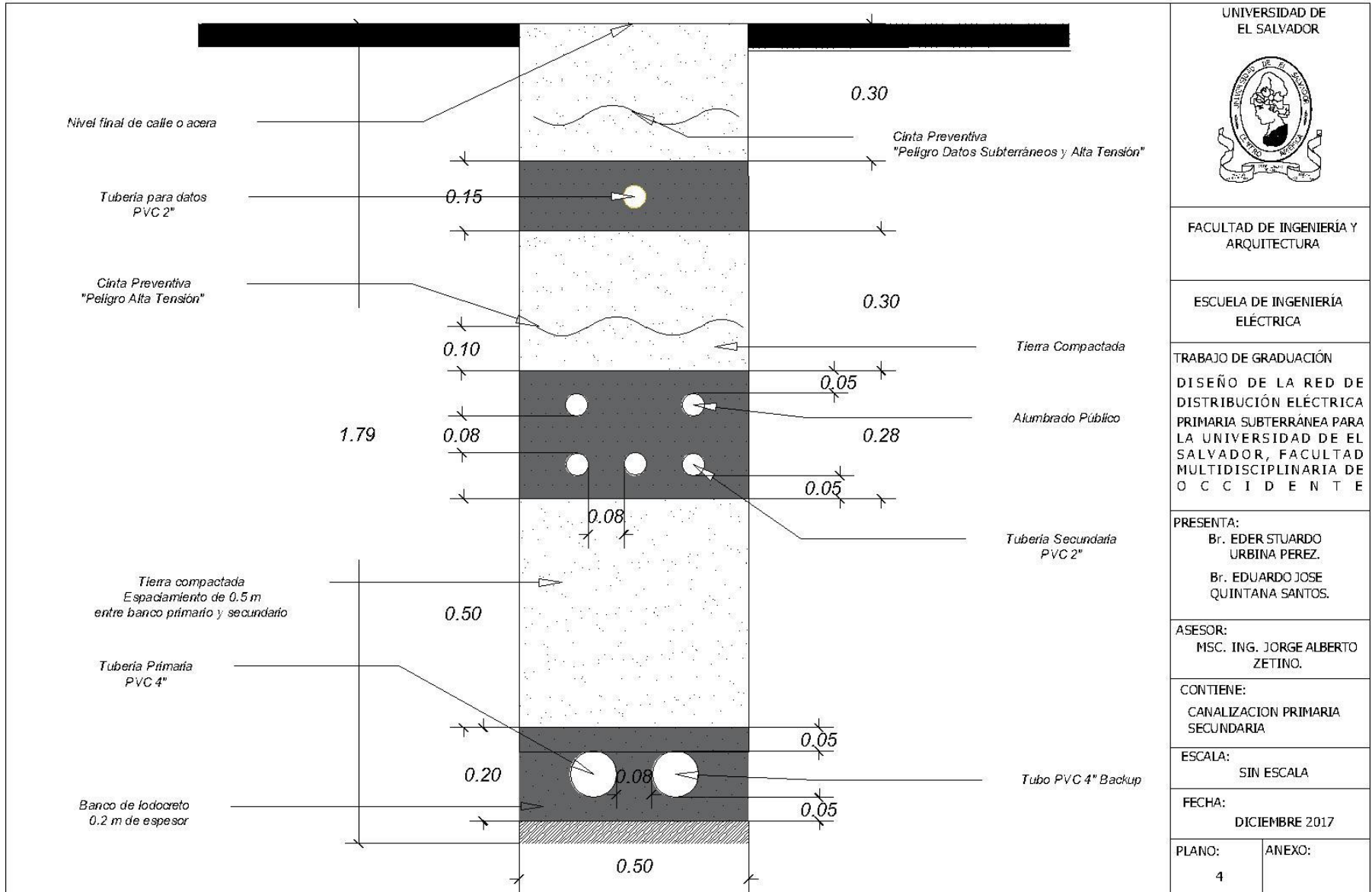
CONTIENE:
 CANALIZACIÓN SECUNDARIA

ESCALA:
 SIN ESCALA

FECHA:
 DICIEMBRE 2017

PLANO:
 3

ANEXO:



UNIVERSIDAD DE
EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN
DISEÑO DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA
LA UNIVERSIDAD DE EL
SALVADOR, FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE
OCCIDENTE

PRESENTA:

Br. EDER STUARDO
URBINA PEREZ.

Br. EDUARDO JOSE
QUINTANA SANTOS.

ASESOR:

MSC. ING. JORGE ALBERTO
ZETINO.

CONTIENE:

POZO DE PASO PRIMARIO
DE MEDIA TENSIÓN

ESCALA:

SIN ESCALA

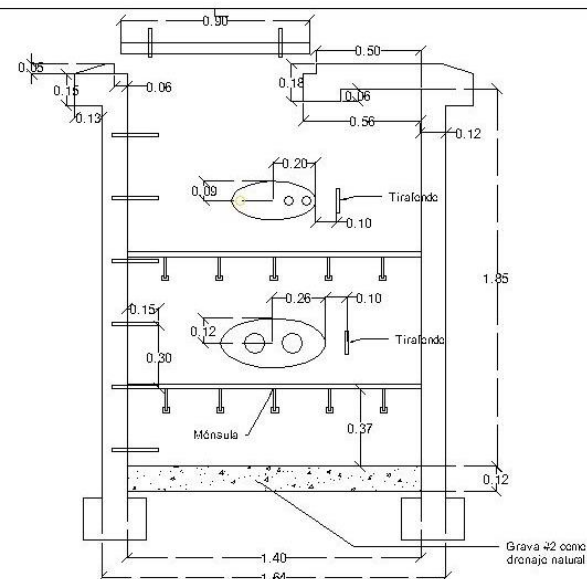
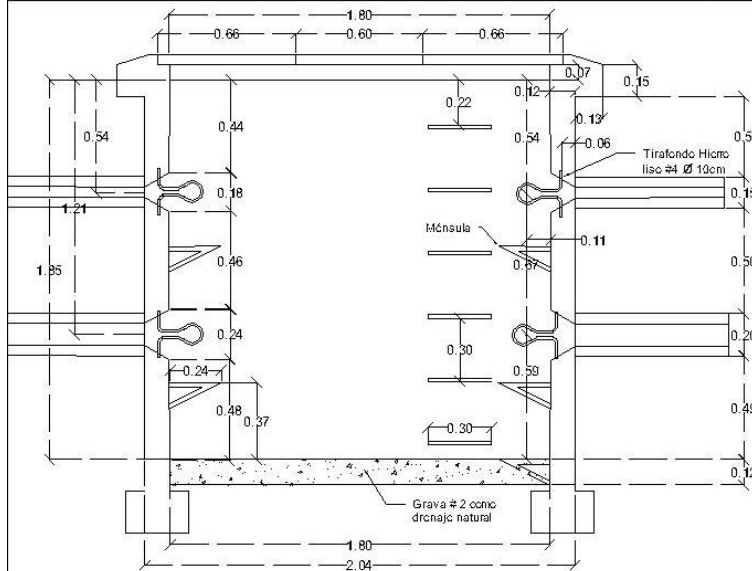
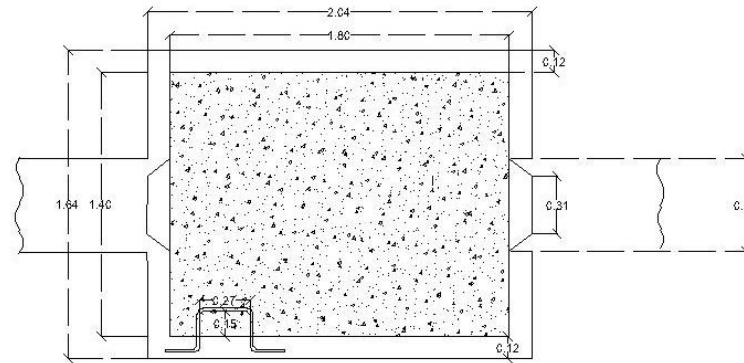
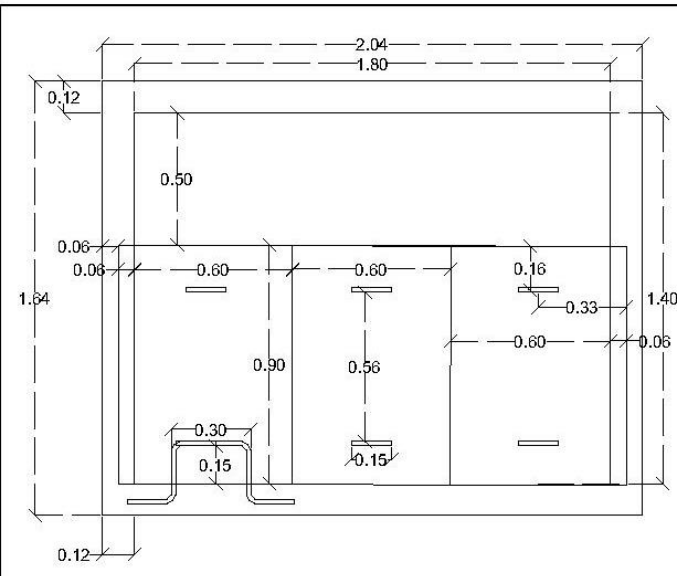
FECHA:

DICIEMBRE 2017

PLANO:

5

ANEXO:



UNIVERSIDAD DE
EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN
DISEÑO DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA
LA UNIVERSIDAD DE EL
SALVADOR, FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE
OCCIDENTE

PRESENTA:

Br. EDER STUARDO
URBINA PEREZ.

Br. EDUARDO JOSE
QUINTANA SANTOS.

ASESOR:

MSC. ING. JORGE ALBERTO
ZETINO.

CONTIENE:

POZO DE PASO PRIMARIO
SECUNDARIO MEDIA-BAJA
TENSION

ESCALA: SIN ESCALA

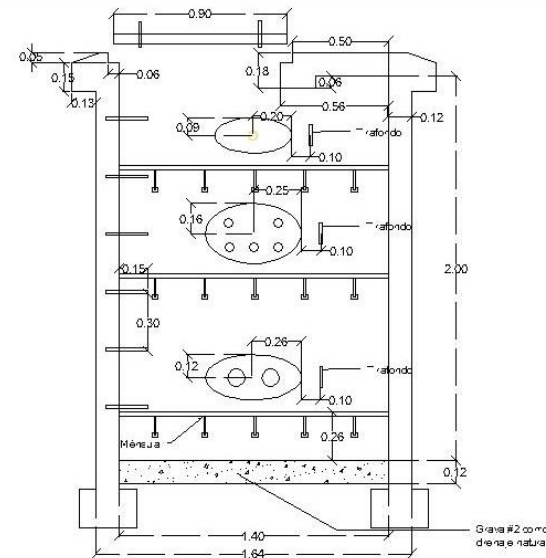
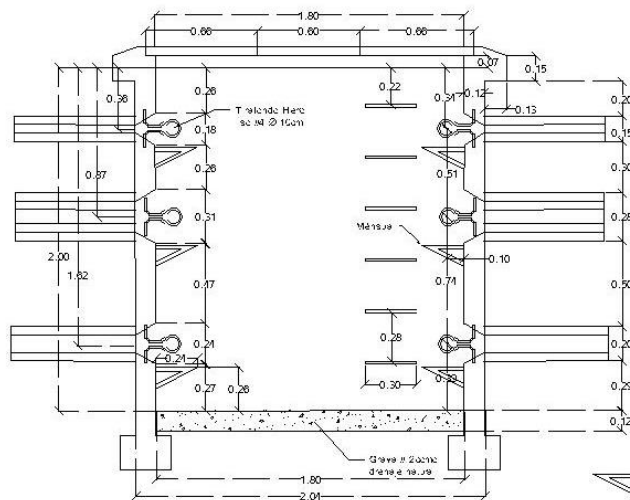
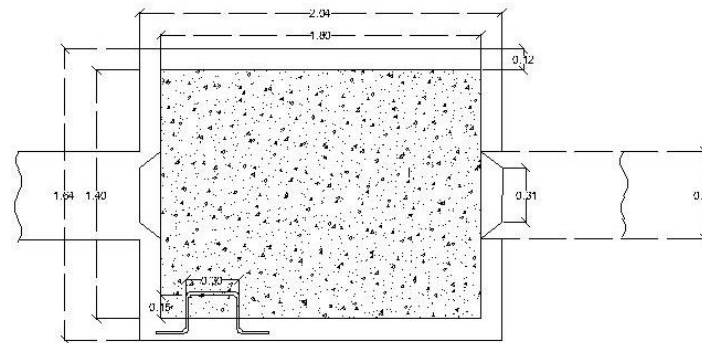
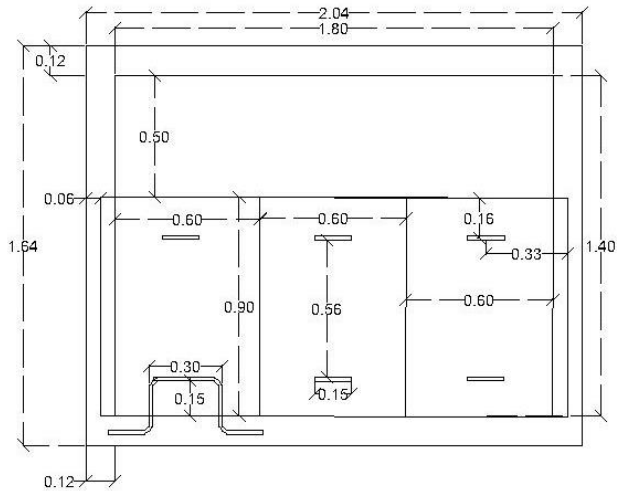
FECHA:

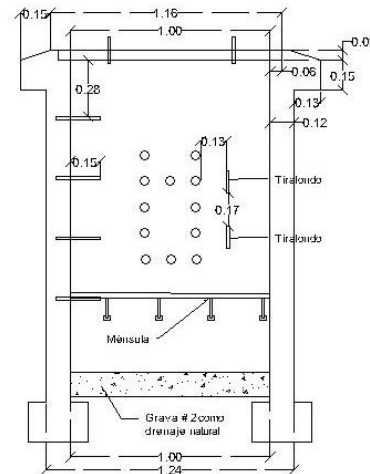
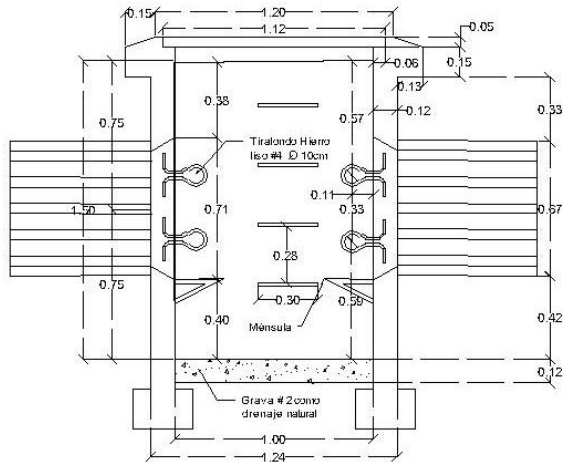
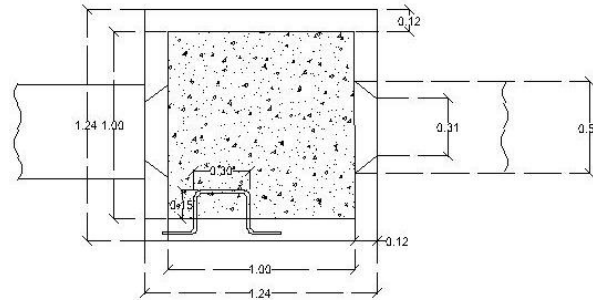
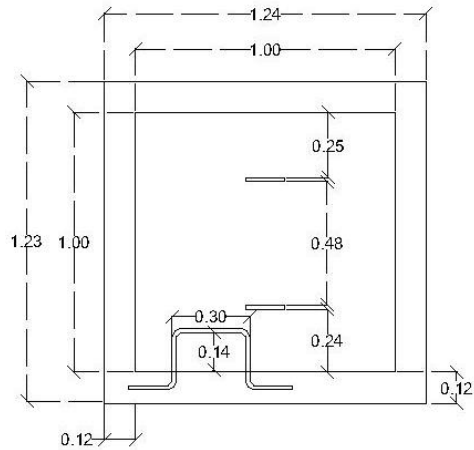
DICIEMBRE 2017

PLANO:

ANEXO:

7





UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN
 DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE

PRESENTA:
 Br. EDER STUARDO URBINA PEREZ.
 Br. EDUARDO JOSE QUINTANA SANTOS.

ASESOR:
 MSC. ING. JORGE ALBERTO ZETINO.

CONTIENE:
 POZO DE PASO SECUNDARIO DE BAJA TENSIÓN

ESCALA:
 SIN ESCALA

FECHA:
 DICIEMBRE 2017

PLANO:
 6

ANEXO:

UNIVERSIDAD DE
EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN
DISEÑO DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA
LA UNIVERSIDAD DE EL
SALVADOR, FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE
OCCIDENTE

PRESENTA:

Br. EDER STUARDO
URBINA PEREZ.

Br. EDUARDO JOSE
QUINTANA SANTOS.

ASESOR:

MSC. ING. JORGE ALBERTO
ZETINO.

CONTIENE:

PLANO DE UBICACIÓN DE
MFV EN MEDICINA.

ESCALA:

SIN ESCALA

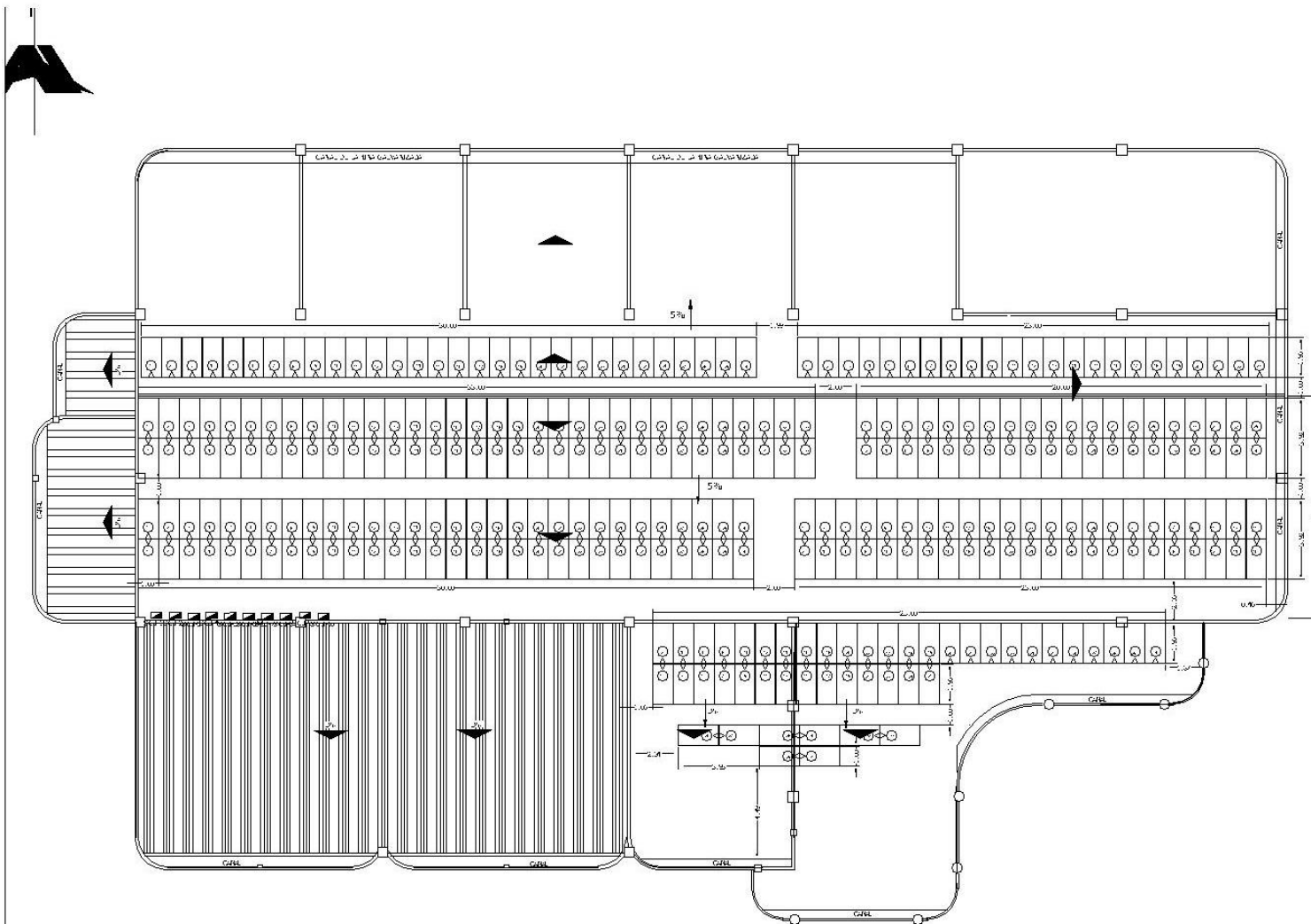
FECHA:

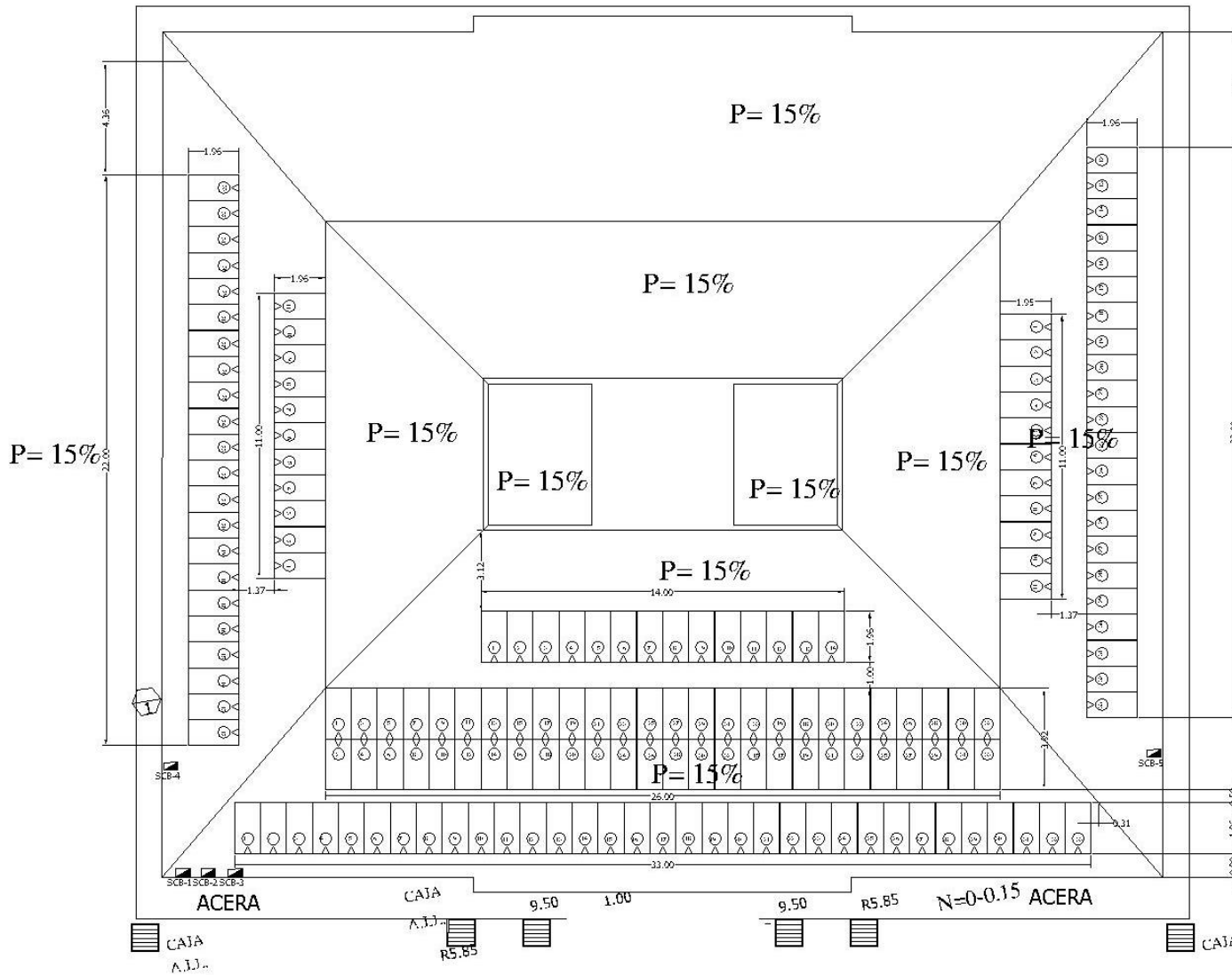
DICIEMBRE 2017

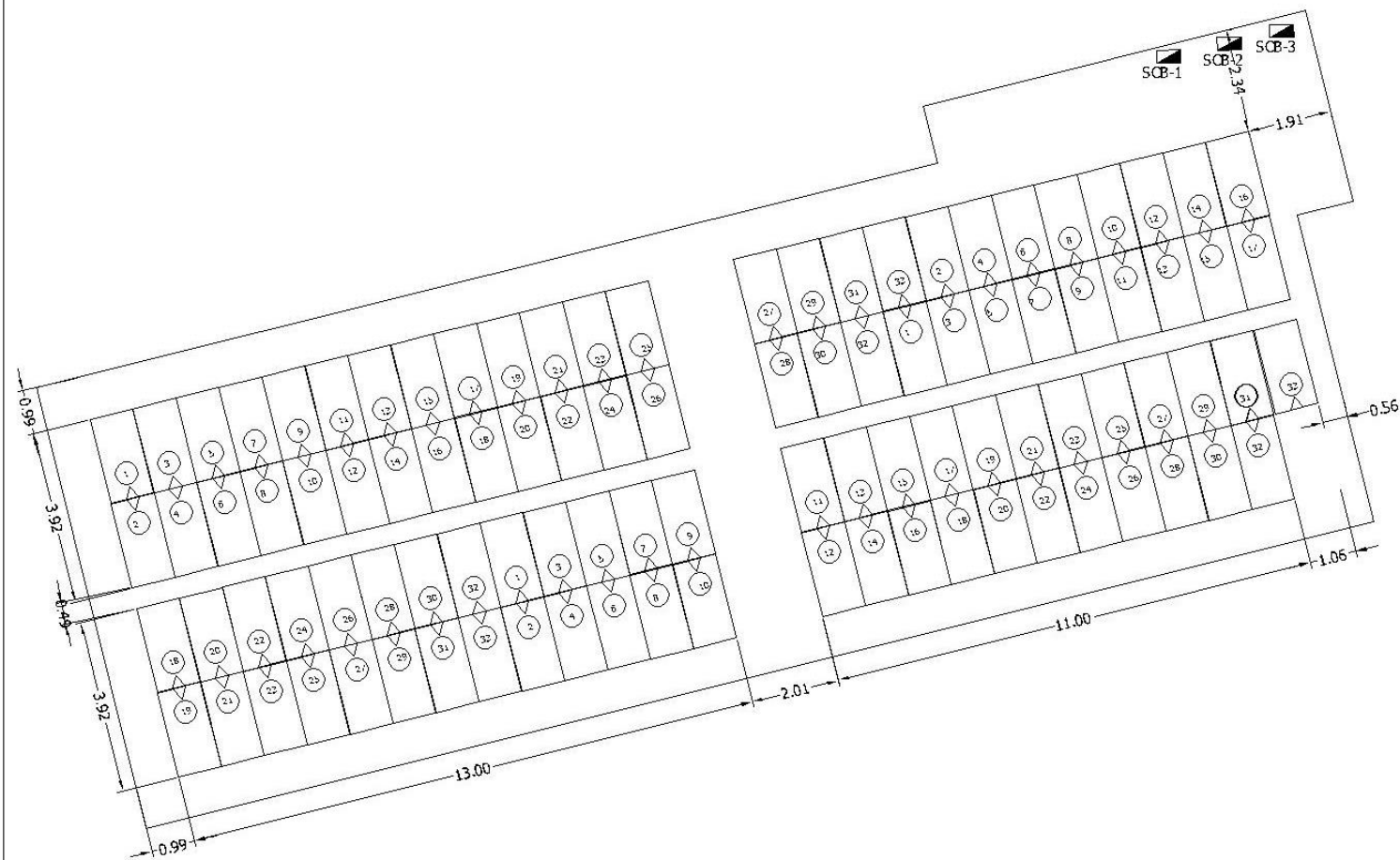
PLANO:

21

ANEXO:







UNIVERSIDAD DE
EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN
DISEÑO DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA
LA UNIVERSIDAD DE EL
SALVADOR, FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE
OCCIDENTE

PRESENTA:

Br. EDER STUARDO
URBINA PEREZ.

Br. EDUARDO JOSE
QUINTANA SANTOS.

ASESOR:

MSC. ING. JORGE ALBERTO
ZETINO.

CONTIENE:

PLANO DE UBICACIÓN DE
MPV EN AULAS N.

ESCALA:

SIN ESCALA

FECHA:

DICIEMBRE 2017

PLANO:

23

ANEXO:

UNIVERSIDAD DE
EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN
DISEÑO DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA
LA UNIVERSIDAD DE EL
SALVADOR, FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE
OCCIDENTE

PRESENTA:

Br. EDER STUARDO
URBINA PEREZ.

Br. EDUARDO JOSE
QUINTANA SANTOS.

ASESOR:

MSC. ING. JORGE ALBERTO
ZETINO.

CONTIENE:

PLANO DE UBICACIÓN DE
MFV EN MAESTRIAS.

ESCALA:

SIN ESCALA

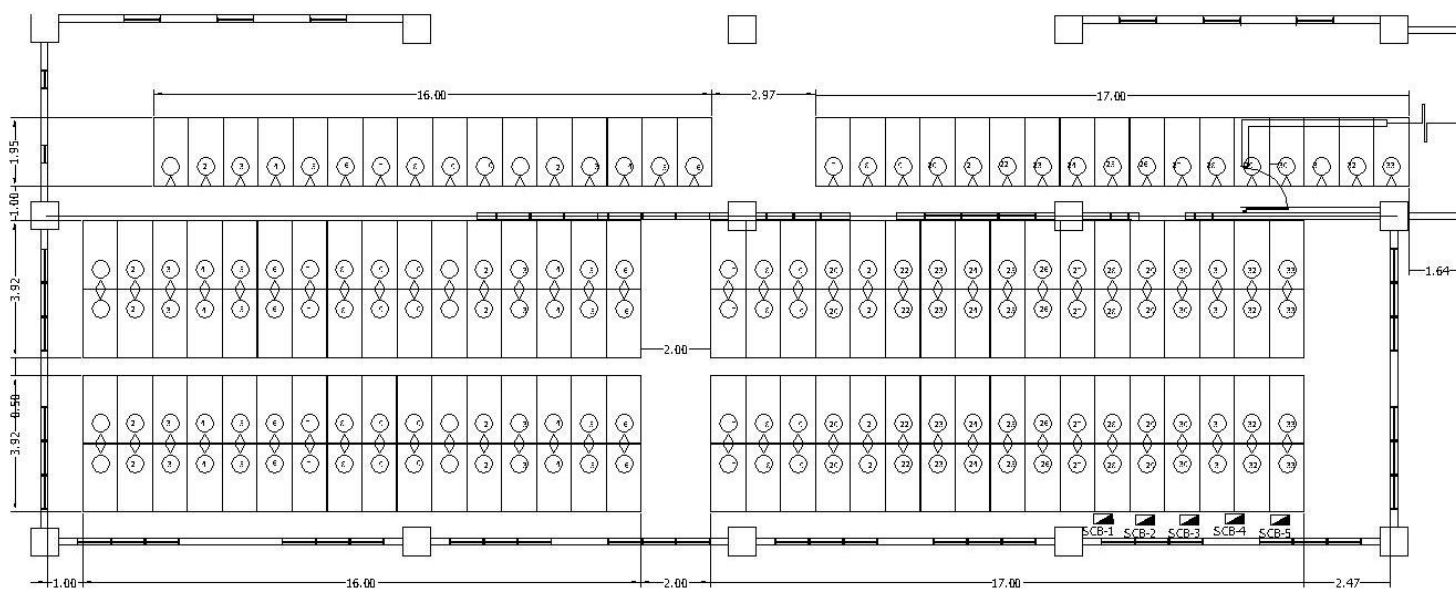
FECHA:

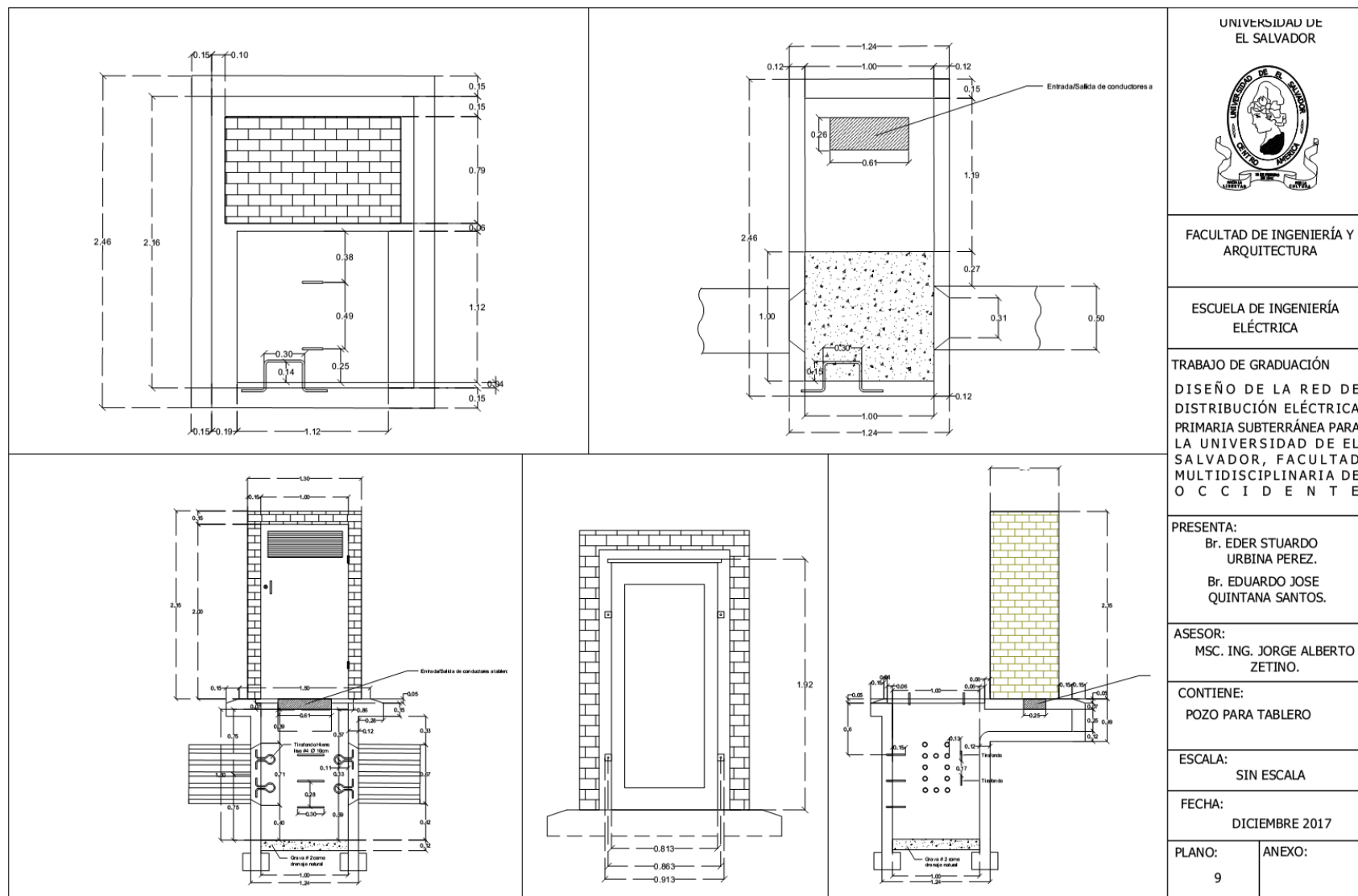
DICIEMBRE 2017

PLANO:

24

ANEXO:





UNIVERSIDAD DE
EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN
DISEÑO DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA
LA UNIVERSIDAD DE EL
SALVADOR, FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE
O C C I D E N T E

PRESENTA:
Br. EDER STUARDO
URBINA PEREZ.
Br. EDUARDO JOSE
QUINTANA SANTOS.

ASESOR:
MSC. ING. JORGE ALBERTO
ZETINO.

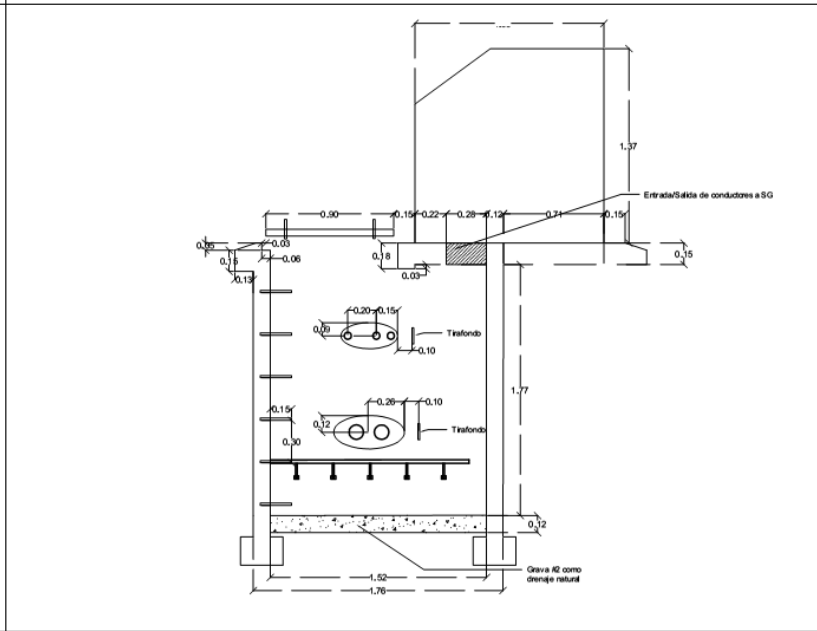
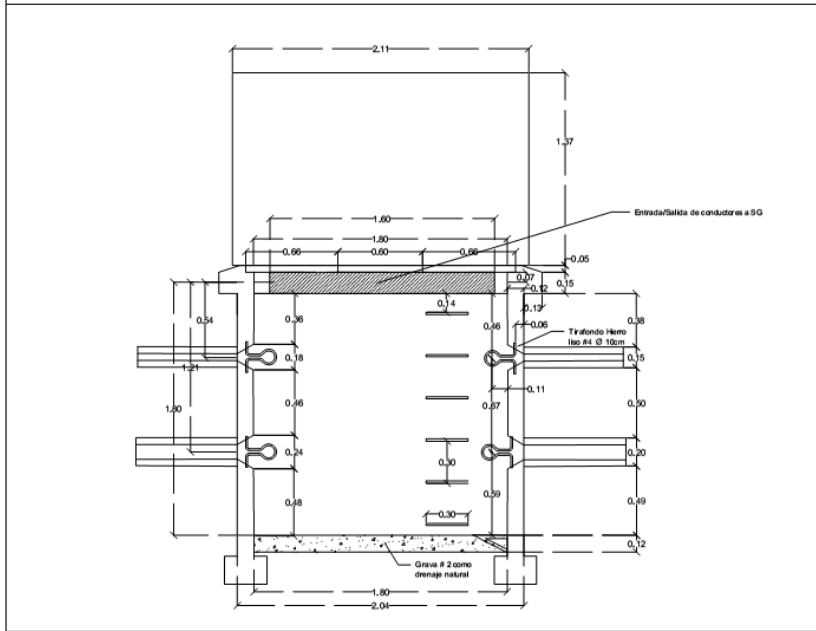
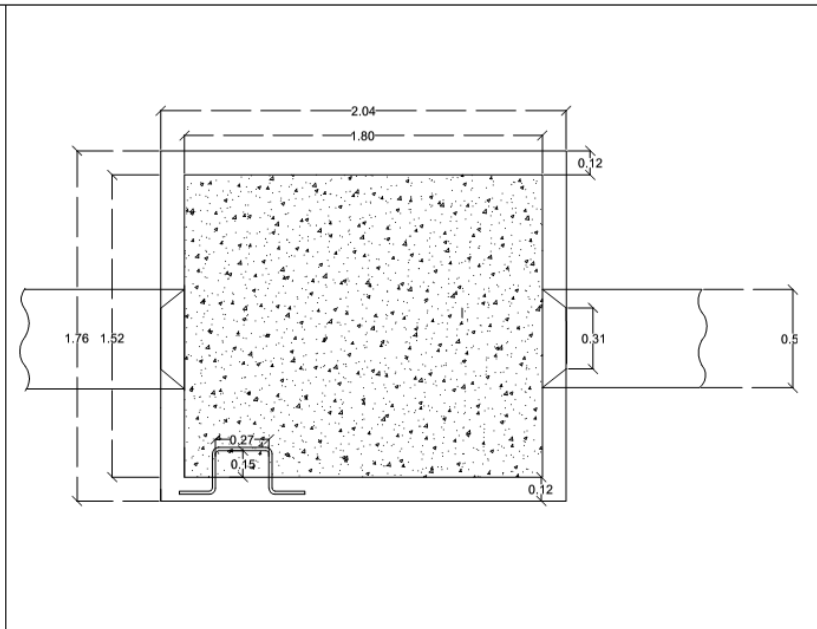
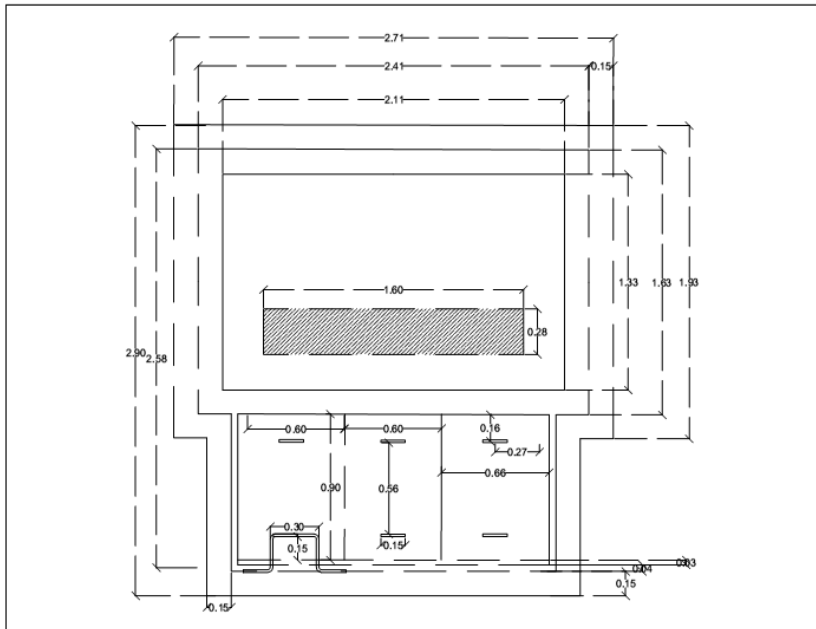
CONTIENE:
POZO PARA TABLERO

ESCALA:
SIN ESCALA

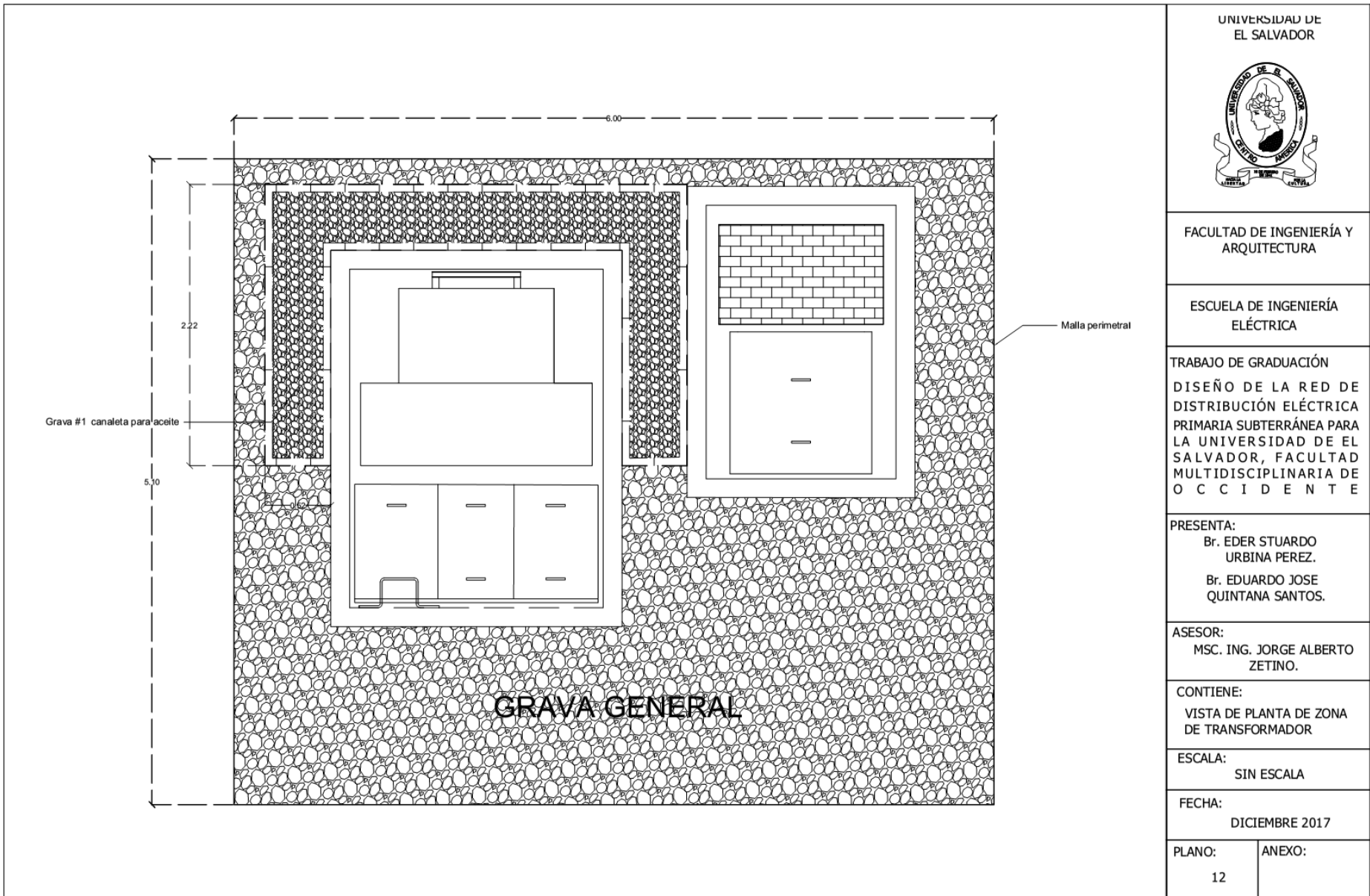
FECHA:
DICIEMBRE 2017

PLANO:
9

ANEXO:



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR 	
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA	
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA	
TRABAJO DE GRADUACIÓN DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE	
PRESENTA: Br. EDER STUARDO URBINA PEREZ. Br. EDUARDO JOSE QUINTANA SANTOS.	
ASESOR: MSC. ING. JORGE ALBERTO ZETINO.	
CONTIENE: POZO PARA SG	
ESCALA: SIN ESCALA	
FECHA: DICIEMBRE 2017	
PLANO: 10	ANEXO:



UNIVERSIDAD DE
EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN

DISEÑO DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA
LA UNIVERSIDAD DE EL
SALVADOR, FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE
OCCIDENTE

PRESENTA:

Br. EDER STUARDO
URBINA PEREZ.

Br. EDUARDO JOSE
QUINTANA SANTOS.

ASESOR:

MSC. ING. JORGE ALBERTO
ZETINO.

CONTIENE:

VISTA DE PLANTA DE ZONA
DE TRANSFORMADOR

ESCALA:

SIN ESCALA

FECHA:

DICIEMBRE 2017

PLANO:

12

ANEXO:

UNIVERSIDAD DE
EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN
DISEÑO DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA
LA UNIVERSIDAD DE EL
SALVADOR, FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE
OCCIDENTE

PRESENTA:
Br. EDER STUARDO
URBINA PEREZ.
Br. EDUARDO JOSE
QUINTANA SANTOS.

ASESOR:
MSC. ING. JORGE ALBERTO
ZETINO.

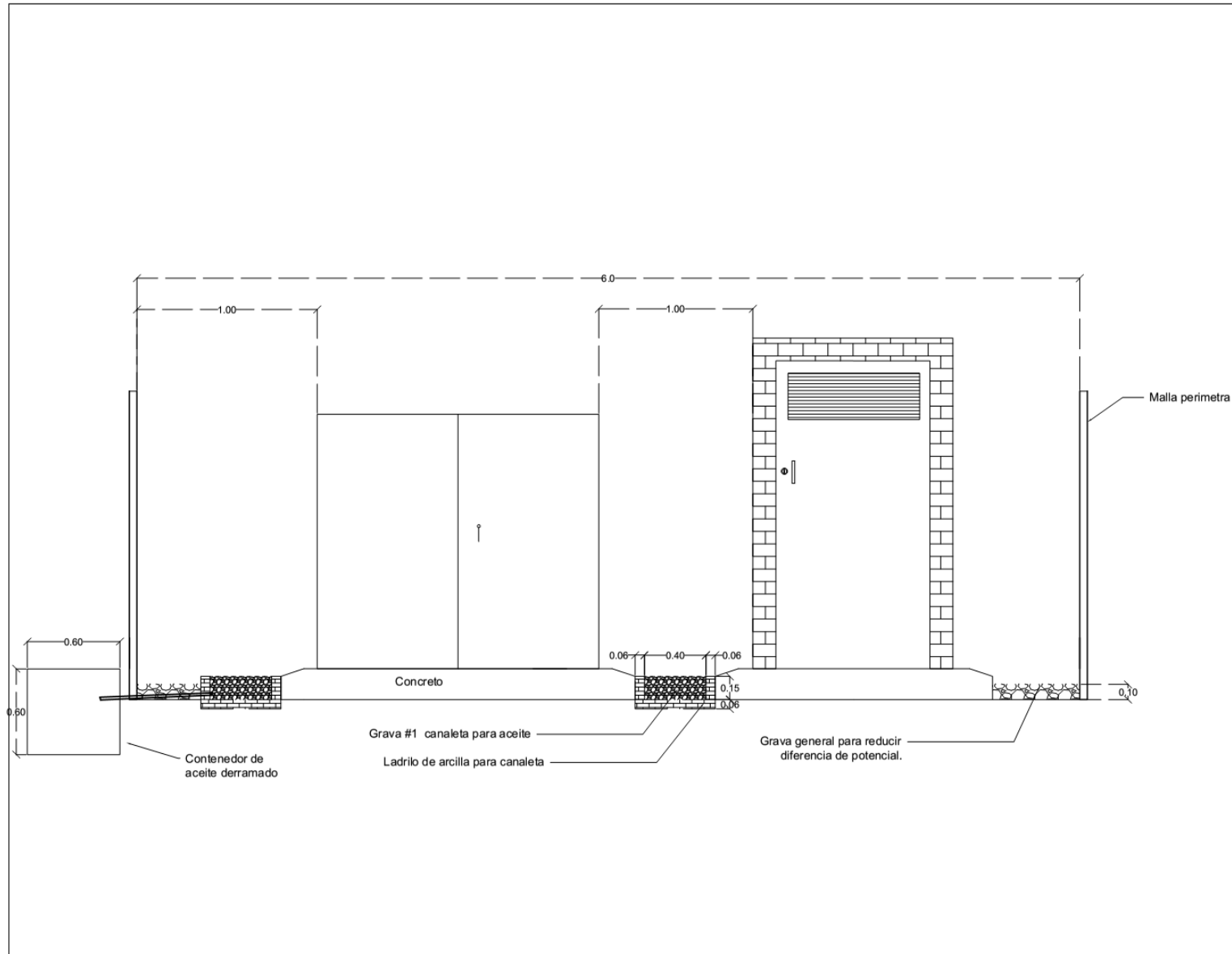
CONTIENE:
VISTA DE FRENTE DE ZONA
DE TRANSFORMADOR

ESCALA:
SIN ESCALA

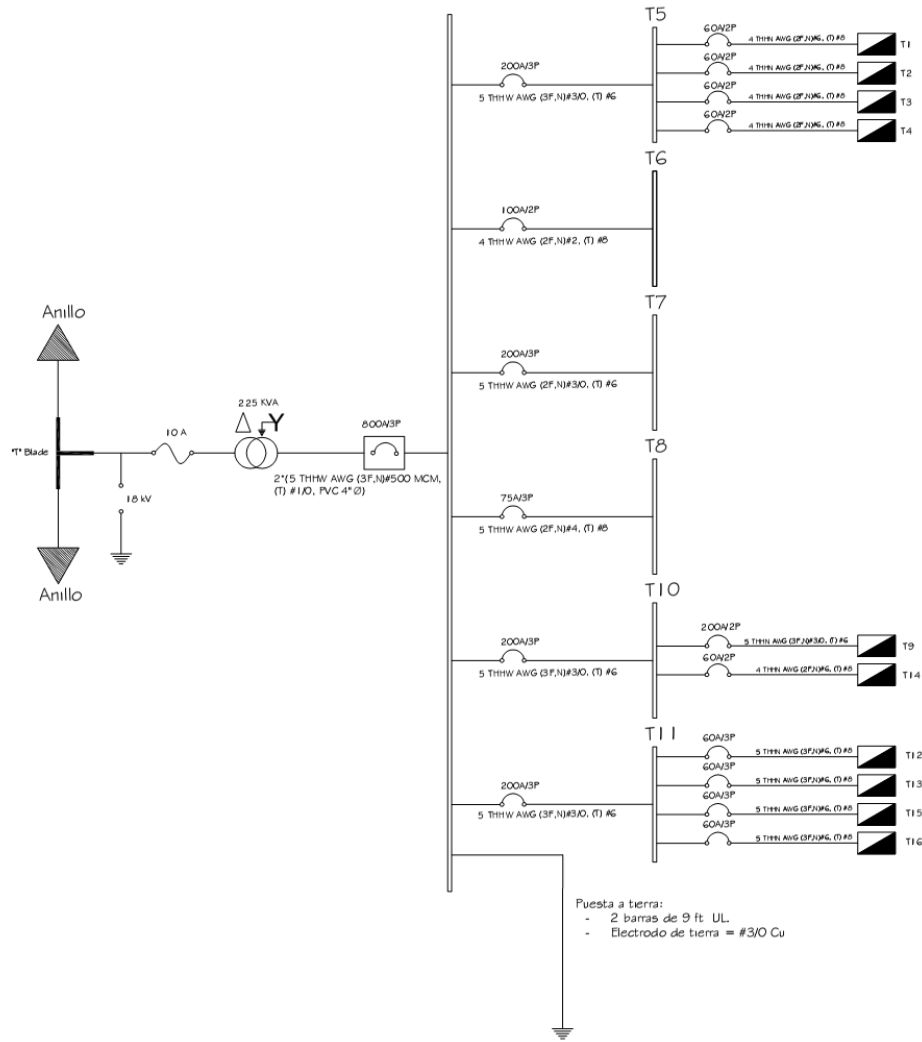
FECHA:
DICIEMBRE 2017

PLANO:
13

ANEXO:



Tablero de distribución 800A



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN
DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE

PRESENTA:
Br. EDER STUARDO URBINA PEREZ.
Br. EDUARDO JOSE QUINTANA SANTOS.

ASESOR:
MSC. ING. JORGE ALBERTO ZETINO.

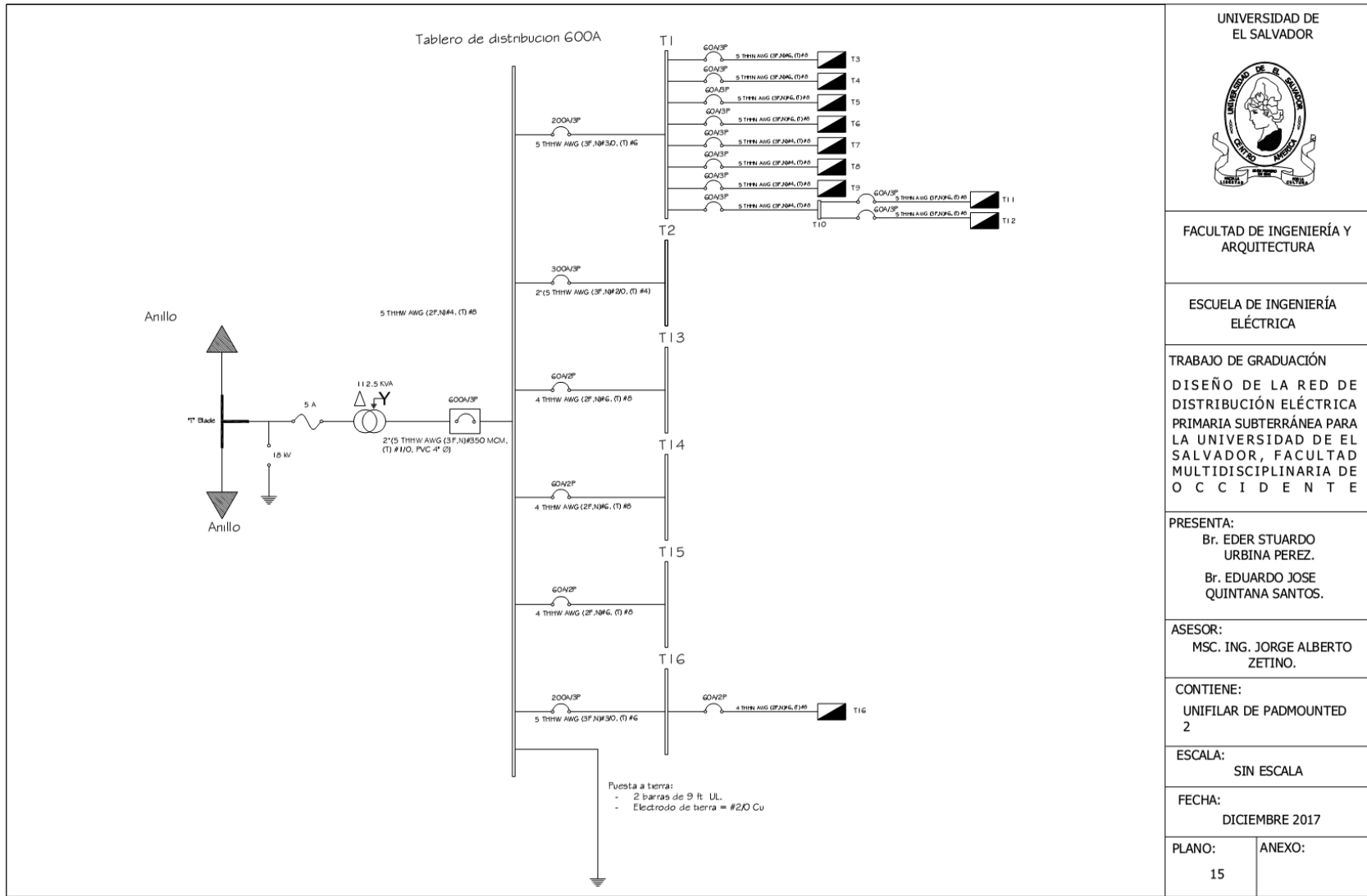
CONTIENE:
UNIFILAR DE PADMOUNTED 1

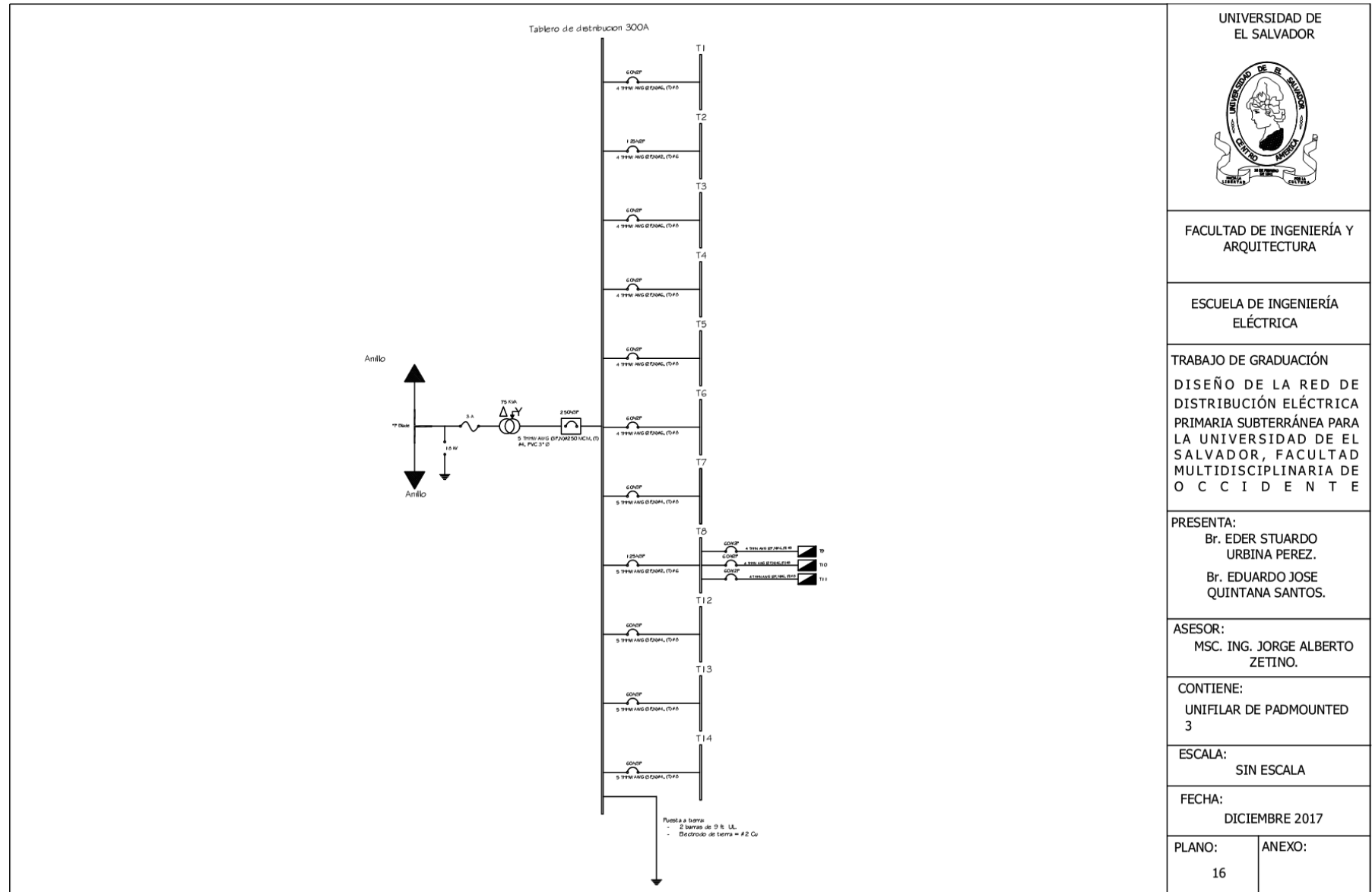
ESCALA:
SIN ESCALA

FECHA:
DICIEMBRE 2017

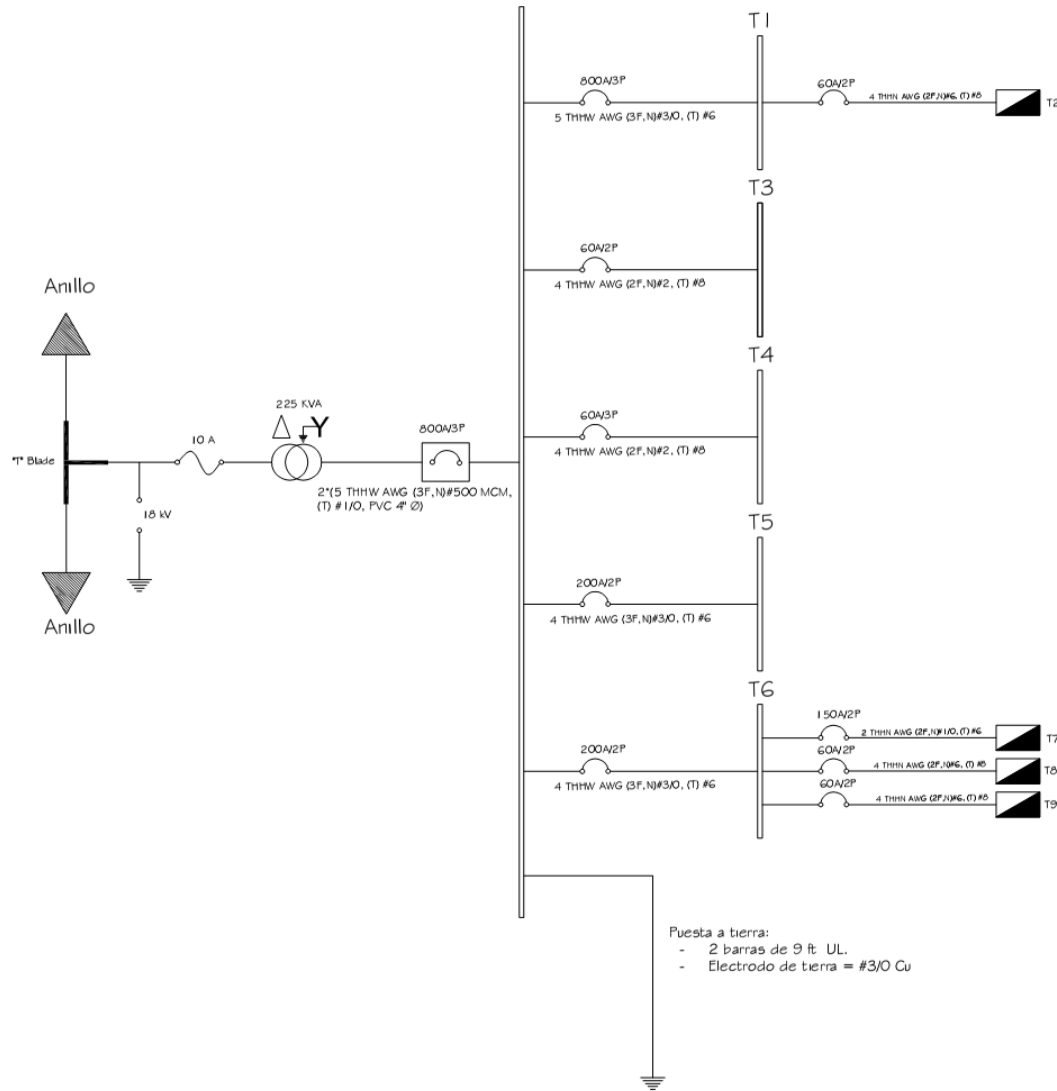
PLANO:
14

ANEXO:





Tablero de distribución 800A



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN
DISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA DE OCCIDENTE

PRESENTA:
Br. EDER STUARDO URBINA PEREZ.
Br. EDUARDO JOSE QUINTANA SANTOS.

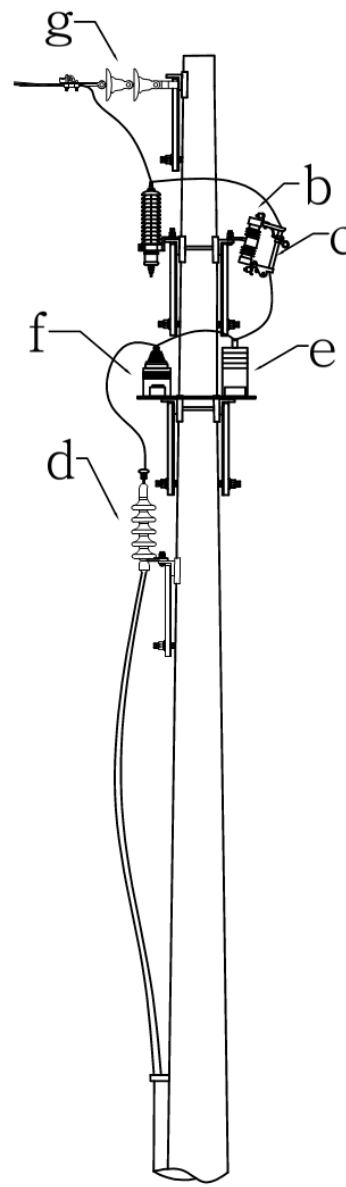
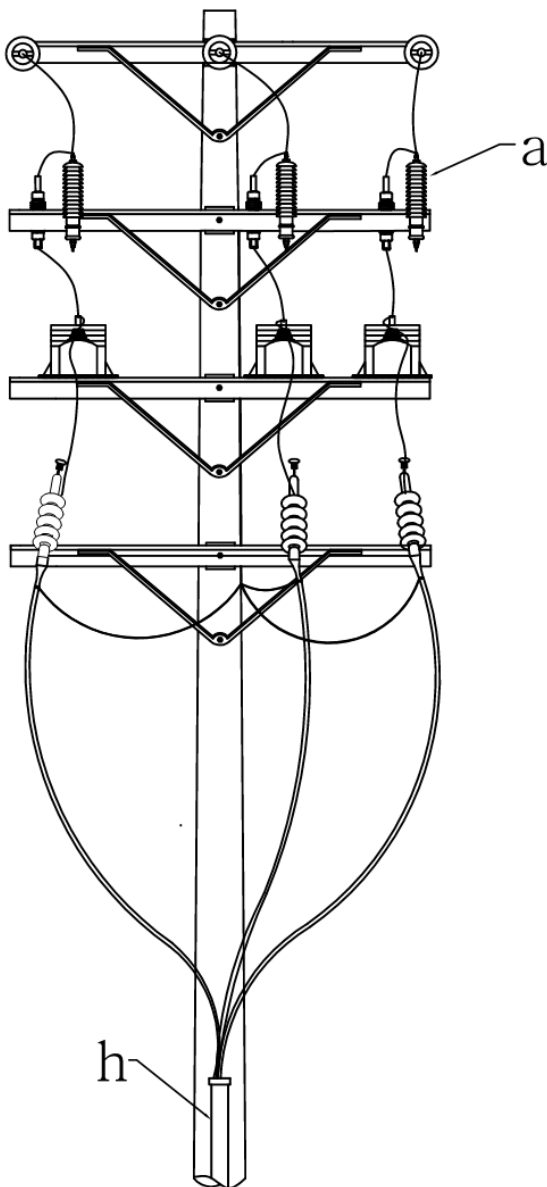
ASESOR:
MSC. ING. JORGE ALBERTO ZETINO.

CONTIENE:
UNIFILAR DE PADMOUNTED 4

ESCALA:
SIN ESCALA

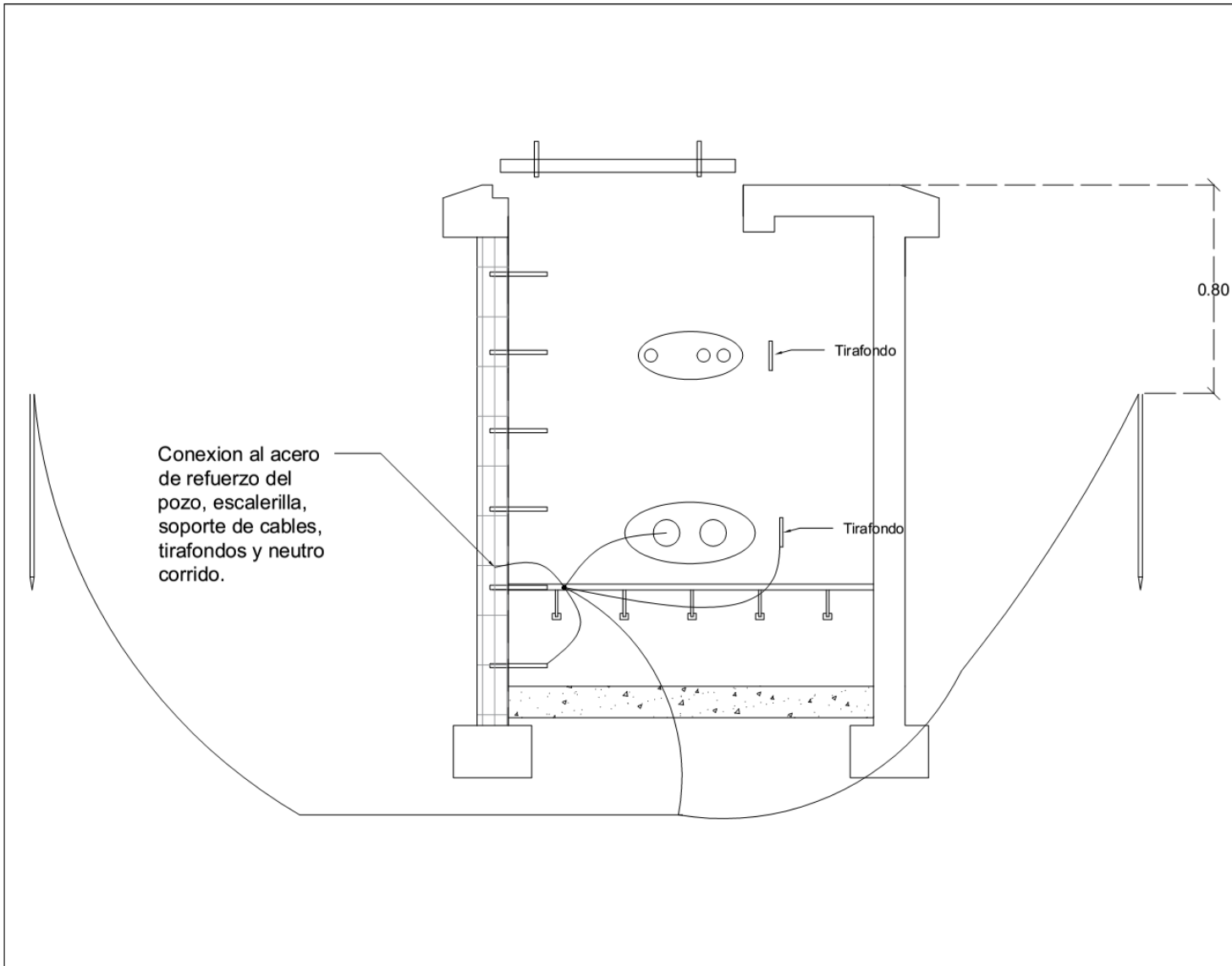
FECHA:
DICIEMBRE 2017

PLANO: ANEXO:
17



Cuadro de simbología

No	Descripción
a	Pararrayos de distribución 10kV
b	Cortacircuito SMD-20 de 14.4kV, VMax 17kV
c	Fusible SMD--20 140A, 14.4kv, Max 17kV tipo T ó K
d	Terminal contráctil en frío de 4 faldones, 14 kV
e	Transformador de voltaje tipo soporte para ext. 13.2 kV.
f	Transformador de corriente tipo soporte para ext. 13.2kV.
g	Aislador de suspensión 6" diam tipo ANSI 52-4
h	Tubo de acero galvanizado de 4"



UNIVERSIDAD DE
EL SALVADOR



FACULTAD DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN
DISEÑO DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA
PRIMARIA SUBTERRÁNEA PARA
LA UNIVERSIDAD DE EL
SALVADOR, FACULTAD
MULTIDISCIPLINARIA DE
OCCIDENTE

PRESENTA:
Br. EDER STUARDO
URBINA PEREZ.
Br. EDUARDO JOSE
QUINTANA SANTOS.

ASESOR:
MSC. ING. JORGE ALBERTO
ZETINO.

CONTIENE:
DETALLE DE PUESTA A
TIERRA EN POZOS

ESCALA:
SIN ESCALA

FECHA:
DICIEMBRE 2017

PLANO:	ANEXO:
11	

